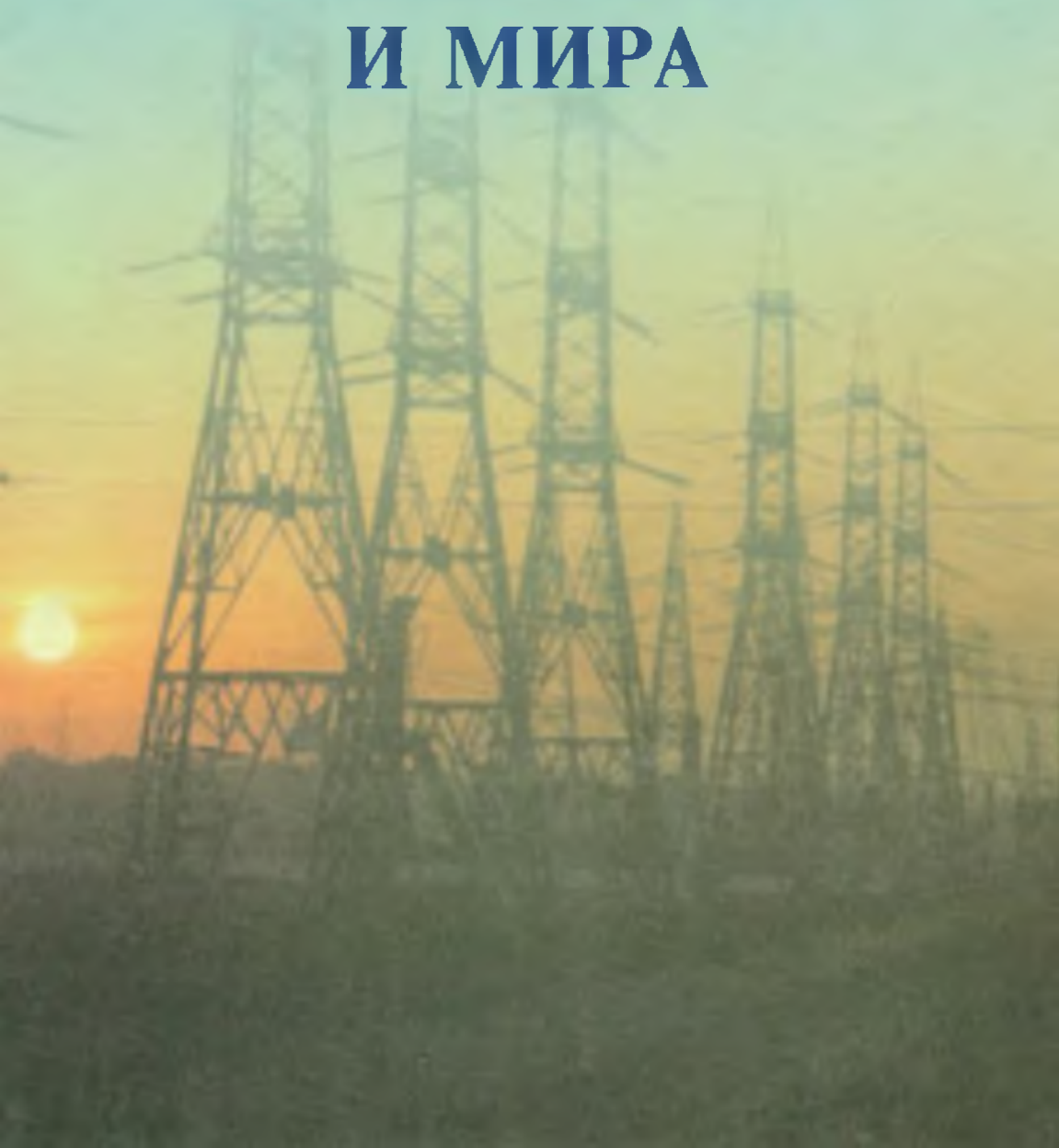


К. Р. АЛЛАЕВ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА УЗБЕКИСТАНА И МИРА



В книге приведены перспективы развития электроэнергетики Узбекистана до 2025 года. Рассмотрены вопросы повышения энергоэффективности отрасли, краткосрочное и долгосрочное прогнозирование параметров и характеристик режимов электроэнергетической системы, автоматизированной системы контроля и коммерческого учета электроэнергии, энергосбережения, а также экологии.

Представлен аналитический обзор реформирования электроэнергетики развитых стран, закончивших и продолжающих реформирование этой отрасли. Рассмотрены вопросы топливно-энергетического комплекса этих стран, модели реформирования и тарифообразования в электроэнергетике.

Книга рассчитана на менеджеров энергетики, инженерно-технический персонал энергосистем, работающих над вопросами реформирования отрасли, а также на научных работников, аспирантов и студентов бакалавриата и магистратуры по направлениям "Электроэнергетика" и экономических специальностей.

Печатается на основе решения Ученого Совета Ташкентского государственного технического университета

Рецензенты:

Р.А. Захидов - академик АН РУз, д.т.н., профессор кафедры "Теплоэнергетики" ТашГТУ;

А.А. Абидов - доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры "Геология и геофизика нефти и газа" ТашГТУ;

Л.А. Соколова - доктор экономических наук, профессор кафедры "Менеджмент" ТашГТУ;

Ф.А. Хашимов - доктор технических наук, заведующий отделом Института энергетики и автоматики АН РУз.



©Издательство

«Fan va texnologiya», 2009

©ГАК «Узбекэнерго», 2009

ISBN 978-9943-10-201-9

STATE JOINT- STOCK COMPANY "UZBEKENERGO"

TASHKENT STATE TECHNICAL UNIVERSITY
named after ABU RAIKHAN BERUNI

K. R. ALLAEV

ELECTRIC POWER INDUSTRY OF UZBEKISTAN AND OF THE WORLD

TASHKENT – 2009

K. R. Allaev. Electric power industry of Uzbekistan and of the world. Tashkent, «Fan va texnologiya», 2009, 464 p.

This monograph contains data about perspectives of Uzbekistan's electric power industry development until 2025. The following issues are being considered: improvement of power efficiency of the sector, short-term and long-term forecasting of parameters and characteristics of modes of electric power system, automated control system, commercial accounting of electric power and energy saving.

Analytical survey is provided focusing on reform of electric power industry of the countries where this process has already been finished or still going on. Fuel-energy complex, models of reforms and tariff setting in electric power industries of those countries are discussed.

This book is designed for managers of electric power industry, engineers and technical working on reforming of the sector as well as for academic staff, graduates, bachelors and undergraduates whose major is electric power industry.

This book is permitted to be published by the decision of the academic council of Tashkent State Technical University

Reviewers:

R.A. Zahidov is an academician of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, doctor of technical sciences, professor of "Heat power engineering", Tashkent State Technical University.

A.A. Abidov is a doctor of geology and mineralogy, professor of "Geology and geophysics of oil and gas" department, Tashkent State Technical University.

L.A. Sokolova is a doctor of economy, professor of "Management" department, Tashkent State Technical University.

F.A. Hashimov is a doctor of technical sciences, head division of the Institute of Energy and Automatics, Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
 I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ УЗБЕКИСТАНА	
1.1. Современное состояние топливообеспеченности и электроэнергети- ки Узбекистана	17
1.2. Перспективы развития электроэнергетики Узбекистана	27
1.2.1. Выработка электроэнергии	28
1.2.2. Электрические станции	28
1.2.3. Балансы мощности и электроэнергии	33
1.2.4. Топливообеспечение	34
1.2.5. Компенсирующие устройства	35
1.2.6. Развитие электрических сетей 220-500 кВ	36
1.3. Состояние и перспективы регионального сотрудничества в области электроэнергетики	38
Выводы	42
 II. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА И ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ	
2.1. Научно обоснованное прогнозирование - необходимое условие эф- фективного управления электроэнергетической системой	43
2.2. Современные методы прогнозирования	44
2.2.1. Формализованные методы прогнозирования	45
а) Методы экстраполяции	45
б) Регрессионный анализ	46
в) Метод группового учета аргументов	47
2.2.2. Эвристические методы прогнозирования	47
а) Эвристические методы	47
б) Морфологический метод	48
2.2.3. Комплексные методы прогнозирования	48
2.3. Метод наименьших квадратов	49
2.4. Метод группового учета аргументов (МГУА)	50
а) Опорные функции МГУА	52
б) Внутренние и внешние критерии	52
в) Алгоритм функционирования МГУА	54
г) Используемая программа МГУА	56
2.5. Сравнительная расчетно-экспериментальная проверка вычислитель- ных свойств МНК и МГУА	57
2.6. Краткосрочное прогнозирование параметров режима электрической системы Узбекистана	63
2.7. Долгосрочное прогнозирование параметров режима электрической системы Узбекистана	71

2.7.1. Прогнозирование суммарного удельного расхода топлива по ЭЭС Узбекистана.....	71
2.7.2. Прогнозирование годовых графиков нагрузки и потерь электроэнергии по ЭЭС Узбекистана.....	77
Выводы.....	81

III. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕТ И КОНТРОЛЬ – НЕОБХОДИМОЕ УСЛОВИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1. Учет и контроль-необходимое условие повышения энергоэффективности производства и потребления электроэнергии.....	83
3.2. Зарубежный опыт применения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).....	85
3.3. Современное состояние автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) в Узбекистане.....	88
3.4. Перспективы применения автоматизированной информационно -измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) в Узбекистане.....	95
Выводы.....	102

IV. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ТАРИФООБРАЗОВАНИЕ – ОСНОВЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

4.1. Современное состояние и задачи по организации энергосбережения в Узбекистане.....	104
4.2. Тарифообразование - ключ к энергосбережению.....	114
4.3. Перспективы развития и управления энергосбережением в Узбекистане.....	117
Выводы.....	123

V. ЭКОЛОГИЯ И ЭНЕРГЕТИКА

5.1. Об экологии.....	124
5.2. Киотский протокол.....	128
5.3. Экологические проблемы энергетики.....	133
5.3.1. Эмиссия парниковых газов. Парниковый эффект.....	134
5.3.2. Загрязнение воздуха выбросами оксидов азота и серы (NO_x и SO_2).....	138
5.3.3. Выпадение кислотных осадков.....	140
5.3.4. Проблема озонового слоя.....	141
5.3.5. Твердые и токсичные выбросы.....	143
5.4. Экологическая обстановка в Узбекистане.....	144
Выводы.....	154

VI. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МИРА. ОПЫТ И РЕКОМЕНДАЦИИ НА ПЕРСПЕКТИВУ.....

6.1. Общая характеристика электроэнергетики мира.....	157
6.2. Топливная основа энергетики мира.....	158

6.3. Современное состояние и перспективы развития мировой электро- энергетики.....	160
6.4. Перспективные технологии в электроэнергетике.....	167
6.4.1 Научно-технологические направления развития энергетики.....	174
6.4.2. Технологии в электроэнергетике.....	178
6.5. Зарубежный опыт энергосбережения.....	184
6.5.1 О значении энергосбережения.....	185
6.5.2. Энергосбережение - основа энергоэффективности.....	192
6.6. Тарифообразование и рынки в электроэнергетике развитых стран.....	195
6.6.1. Принципы тарифообразования.....	198
6.6.2. Опыт и методы тарифообразования в электроэнергетике разви- тых стран.....	201
6.7. Типы рынков электроэнергии.....	210
6.7.1. Схема функционирования рынка Германии.....	213
6.7.2. Опыт использования спотового рынка в Великобритании.....	215
6.7.3. Опыт создания розничного рынка электроэнергии в России.....	218
6.8. СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТ- РОЭНЕРГЕТИКИ РАЗВИТЫХ СТРАН.....	227
6.8.1. Модели рынка электроэнергии.....	232
6.8.2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ.....	234
6.8.2.1. Топливо-энергетический комплекс США.....	234
6.8.2.2. Реформирование электроэнергетики США.....	237
А. Субъекты электроэнергетики США.....	238
Б. Развитие регулирования электроэнергетики США.....	239
В. Структурные изменения в отрасли.....	246
Г. Формирование рынков электроэнергии США.....	251
Д. Перспективы реформирования электроэнергетики США.....	255
6. 8.3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ВЕЛИКОБРИТАНИИ.....	258
6.8.3.1. Топливо-энергетический комплекс Великобритании.....	258
6.8.3.2. Реформирование электроэнергетики Англии и Уэльса.....	262
6.8.3.3. Производство и распределение электроэнергии.....	266
6. 8.3.4. Передача и диспетчеризация электроэнергии.....	269
6.8.3.5. Сбыт электроэнергии и энергетический пул.....	271
6.8.3.6. Переход к новой модели организации рынка электроэнергии в Великобритании.....	272
6.8.3.7. Регулирующие органы в электроэнергетике.....	274
6.8.3.8. NETA - Новый порядок торговли электроэнергией в Англии и Уэльсе.....	276
6.8.4. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СТРАН СКАНДИНАВИИ.....	290
6.8.4.1 Топливо-энергетический комплекс стран Скандинавии.....	290
6.8.4.2. Реформирование электроэнергетики стран Скандинавии.....	294
6.8.4.3. Общий рынок электроэнергии стран Скандинавии - NORD POOL.....	302
6.8.4.4. Внутренние рынки электрической энергии Скандинавских стран.....	305
6.8.4.5. Основные результаты реформ.....	306

6.8.5. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЕРМАНИИ	308
6.8.5.1. Топливо-энергетический комплекс Германии	308
6.8.5.2. Реформирование электроэнергетики Германии	311
6.8.6. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА АРГЕНТИНЫ И ЧИЛИ	314
6.8.6.1. Топливо-энергетический комплекс Аргентины и Чили	314
6.8.6.2. Реформирование электроэнергетики Аргентины и Чили	316
6.8.7. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА НОВОЙ ЗЕЛАНДИИ	319
6.8.7.1. Топливо-энергетический баланс Новой Зеландии	319
6.8.7.2. Реформирование электроэнергетики Новой Зеландии	320
6.8.8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ	322
6.8.8.1. Топливо-энергетический комплекс России	322
6.8.8.2. Реформирование электроэнергетики России	326
6.8.8.3. Причины необходимости реформирования электроэнергетики	327
6.8.8.4. Основные направления реформирования электроэнергетики России	330
6.8.8.5. Коротко о предварительных результатах реформы электроэнергетики России	341
6.8.9. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КИТАЯ	344
6.8.9.1. Топливо-энергетический комплекс Китая	344
6.8.9.2. Реформирование электроэнергетики Китая	349
6.8.10. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ИНДИИ	355
6.8.10.1. Топливо-энергетический комплекс Индии	355
6.8.10.2. Реформирование энергетики Индии	359
6.8.11. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ИРАНА	364
6.8.11.1. Топливо-энергетический комплекс Ирана	364
6.8.11.2. Состояние и перспективы развития электроэнергетики Ирана	368
6.8.12. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЯПОНИИ	371
6.8.12.1. Топливо-энергетический комплекс Японии	371
6.8.12.2. Современное состояние электроэнергетики Японии	375
6.8.13. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ В РЕФОРМИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	380
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	397
ПРИЛОЖЕНИЯ	400
П.1. Соотношение различных единиц энергии (работы, теплоты)	400
П.2. Что такое тонна условного топлива?	401
П.3. Теплота сгорания различных видов топлива	403
П.4. Что входит в состав парниковых газов?	403
П.5. Международные энергетические организации	404
ГЛОССАРИЙ	408
ЛИТЕРАТУРА	444

CONTENTS

INTRODUCTION.....	13
I. CURRENT SITUATION AND PERSPECTIVES FOR DEVELOPMENT OF UZBEKISTAN'S ELECTRIC POWER INDUSTRY	
1.1. Current situation with fuel provision and electric power industry of Uzbekistan.....	17
1.2. Perspectives for development of Uzbekistan's electric power industry.....	27
1.2.1. Generation of electric power.....	28
1.2.2. Electric power stations.....	28
1.2.3. Capacity and electric power balances.....	33
1.2.4. Fuel provision.....	34
1.2.5. Compensating system.....	35
1.2.6. Development of electric network 220 - 500 kV.....	36
1.3 Current situation and perspectives for development of regional cooperation in the electric power sector.....	38
Summary.....	42
II. FORECASTING OF MODE PARAMETERS AND CHARACTERISTICS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS	
2.1. Scientifically grounded forecasting - necessary condition for effective management of electric power system.....	43
2.2. Modern methods of forecasting.....	44
2.2.1 Formalized methods of forecasting.....	45
a) Extrapolation methods.....	45
b) Regression analysis.....	46
c) Group Method of Data Handling.....	47
2.2.2. Heuristic methods for forecasting.....	47
a) Heuristic methods.....	47
b) Morphological method.....	48
2.2.3. Complex methods for forecasting.....	48
2.3. Least-squares method (LSM).....	49
2.4. Group Method of Data Handling (GMDH).....	50
a) Supporting functions of GMDH.....	52
b) Internal and external criteria.....	52
c) Operation algorithm of GMDH.....	54
d) Utilized program of GMDH.....	56
2.5. Comparative experiment-calculated check of computing features of LSM and GMDH.....	57
2.6. Short-term forecasting of mode parameters of Uzbekistan's electric power system.....	63
2.7. Long-term forecasting of mode parameters of Uzbekistan's electric power system.....	71

2.7.1. Forecasting of total specific fuel consumption of EPS of Uzbekistan.....	71
2.7.2. Forecasting of annual load and waste diagram of electric power of EPS of Uzbekistan.....	77
Summary.....	81

III. AUTOMATED ACCOUNTING AND CONTROL - NECESSARY CONDITION FOR POWER EFFICIENCY OF GENERATION AND CONSUMPTION OF ELECTRIC POWER

3.1. Accounting and control - necessary condition for improvement of power efficiency in generation and consumption of electric power.....	83
3.2. Foreign experience in the use of automated system of commercial accounting of electric power.....	85
3.3. Current situation with an automated system of commercial accounting of electric power in Uzbekistan.....	88
3.4. Perspectives for application of automated information-measuring system of commercial accounting of electric power in Uzbekistan.....	95
Summary.....	102

IV. ENERGY SAVING AND TARIFF SETTING - BASIS OF POWER EFFICIENCY

4.1. Current situation and tasks for energy saving in Uzbekistan.....	104
4.2. Tariff setting - key to energy saving.....	114
4.3. Perspectives for development and management of energy saving in Uzbekistan.....	117
Summary.....	123

V. ECOLOGY AND POWER INDUSTRY

5.1. Ecology.....	124
5.2. Kyoto protoco.....	128
5.3. Ecological problems of power industry.....	133
5.3.1. Emission of greenhouse gases. Greenhouse effect.....	134
5.3.2. Air pollution by emission of nitric and sulfur oxides (NO_2 , SO_2)....	138
5.3.3. Fallout of acid precipitation.....	140
5.3.4. Ozone layer problem.....	141
5.3.5. Solid and toxic discharge.....	143
5.4. Environmental situation in Uzbekistan.....	144
Summary.....	154

VI. WORLD ELECTRIC POWER INDUSTRY 156

6.1. Overall performance of the world's electric power industry.....	157
6.2. Fuel basis of the world's power industry.....	158

6.3. Current situation and perspectives for development of the world's power industry.....	160
6.4. Next-generation technologies in power industry.....	167
6.4.1. Scientific and technological development in power industry.....	174
6.4.2. Technologies in electric power industry.....	178
6.5. Foreign experience of energy saving.....	184
6.5.1. The Importance of energy saving.....	185
6.5.2. Energy saving - basis of power efficiency.....	192
6.6. Tariff setting and markets in electric power industry of developed countries.....	195
6.6.1. Principles for tariff setting.....	198
6.6.2. Experience and methods of tariff setting in electric power industry of developed countries.....	201
6.7. Types of electric power markets.....	210
6.7.1. Outline of market functioning in Germany.....	213
6.7.2. Experience of the use of wholesale market in Great Britain.....	215
6.7.3. Experience of creation of retail market of electric power in Russia.....	218
6.8. CURRENT SITUATION AND TRENDS IN REFORMING OF ELECTRIC POWER INDUSTRY OF DEVELOPED COUNTRIES.....	227
6.8.1. Models of electric power market.....	232
6.8.2. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF THE UNITED STATES OF AMERICA.....	234
6.8.2.1. Fuel-energy complex of the USA.....	234
6.8.2.2. Reform of electric power industry of the USA.....	237
A. Entities of electric power industry of the USA.....	238
B. Development of regulation electric power industry of the USA.....	239
C. Structural changes in the sector.....	246
D. Formation of electric power markets in the USA.....	251
E. Perspectives for reforms of electric power industry of the USA.....	255
6.8.3. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF THE GREAT BRITAIN.....	258
6.8.3.1. Fuel-energy complex of the Great Britain.....	258
6.8.3.2. Reform of electric power industry of England and Wales.....	262
6.8.3.3. Generation and distribution of electric power.....	266
6.8.3.4. Transmission and dispatching of electric power.....	269
6.8.3.5. Sale of electric power and energy pool.....	271
6.8.3.6. Transition to a new model of electric power market in the Great Britain.....	272
6.8.3.7. Regulating authorities in electric power industry.....	274
6.8.3.8. NETA - new order of electric power sale in England and Wales.....	276
6.8.4. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF SCANDINAVIAN COUNTRIES.....	290
6.8.4.1. Fuel-energy complex of Scandinavian countries.....	290
6.8.4.2. Reform of electric power industry of Scandinavian countries.....	294
6.8.4.3. Common market of electric power of Scandinavian countries - NORD POOL.....	302

6.8.4.4. Domestic markets of electric power of Scandinavian countries.....	305
6.8.4.5. Main results of the reforms.....	306
6.8.5. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF GERMANY.....	308
6.8.5.1. Fuel-energy complex of Germany.....	308
6.8.5.2. Reform of electric power industry of Germany.....	311
6.8.6. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF ARGENTINA AND CHILE.....	314
6.8.6.1. Fuel-energy complex of Argentina and Chile.....	314
6.8.6.2. Reform of electric power industry of Argentina and Chile.....	316
6.8.7. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF NEW ZEALAND.....	319
6.8.7.1. Fuel-energy complex of New Zealand.....	319
6.8.7.2. Reform of electric power industry of New Zealand.....	320
6.8.8. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF RUSSIA.....	322
6.8.8.1. Fuel-energy complex of Russia.....	322
6.8.8.2. Reform of electric power industry of Russia.....	326
6.8.8.3. Causes for necessity of electric power industry's reform.....	327
6.8.8.4. Main directions of electric power industry reform in Russia.....	330
6.8.8.5. Briefly about preliminary results of electric power industry reform in Russia.....	341
6.8.9. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF CHINA.....	344
6.8.9.1. Fuel-energy complex of China.....	344
6.8.9.2. Reform of electric power industry of China.....	349
6.8.10. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF INDIA.....	355
6.8.10.1. Fuel-energy complex of India.....	355
6.8.10.2. Reform of power industry of India.....	359
6.8.11. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF IRAN.....	364
6.8.11.1. Fuel-energy complex of Iran.....	364
6.8.11.2. Current situation and perspectives for development of electric power industry of Iran.....	368
6.8.12. ELECTRIC POWER INDUSTRY OF JAPAN.....	371
6.8.12.1. Fuel-energy complex of Japan.....	371
6.8.12.2. Current situation of electric power industry of Japan.....	375
6.8.13. RECENT FOREIGN EXPERIENCE IN REFORMING OF ELECTRIC POWER INDUSTRY.....	380
CONCLUSIONS.....	397
APPENDICES.....	400
P 1. Correlation of different energy units (work, heat).....	400
P 2. What is a ton of fuel equivalent?.....	401
P 3. Combustion heat of different types of fuel.....	403
P 4. What is the composition of greenhouse gases?.....	403
P 5. International energy organizations.....	404
GLOSSARY.....	408
LITERATURE.....	444

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития электроэнергетики повышение энергоэффективности производства, передачи и распределения электроэнергии являются важнейшими задачами для электроэнергетической системы (ЭЭС) каждого государства /1-16/. Это особенно важно для Узбекистана, имеющего в основном энергоемкое генерирующее оборудование, введенное в 60-70-х годах прошлого столетия /18-2,29-32,43,157-168/.

Энергетическая эффективность использования электрической энергии - это количественная оценка процесса, которая характеризует уровень технологий, используемых для преобразования, производства, передачи и распределения электрической энергии. Показателями энергетической эффективности производства, передачи и распределения электрической энергии являются суммарный удельный расход топлива по ЭЭС в регламентированных условиях ее работы, абсолютная или относительная нормированная величина суммарных потерь электрической энергии и нормативные экологические параметры системы в целом /5-16, 44,47/.

Установленная мощность электростанций ГАК "Узбекэнерго" превышает 12,0 млн. кВт, в том числе ТЭС - 10,6 млн. кВт, ГЭС - 1,4 млн. кВт. Доля ведомственных электростанций в структуре генерирующих мощностей составляет менее 3%.

Наработка значительной силовой части электрических станций и высоковольтного оборудования электрических сетей ЭЭС достигла предельных сроков эксплуатации. Интенсивно нарастают выбывающие мощности генерирующего оборудования тепловых электростанций, отработавших ресурс и подлежащих демонтажу или техническому перевооружению. Аналогичная ситуация наблюдается и в гидроэнергетике /29,161, 167/.

Как показывает мировой и отечественный опыт, проблема повышения энергоэффективности производства и потребления электроэнергии в долговременной перспективе решается поэтапно, путем модернизации, реконструкции, обновления силового и электросетевого оборудования. В связи с этим должны быть разработаны краткосрочные и долгосрочные прогнозные показатели режимных, технических, технологических и экономических параметров ЭЭС и требуемого оборудования на долгосрочную перспективу. В этом аспекте применение соответствующих методов прогнозирования режимных параметров и определение технико-экономических показателей ЭЭС на перспективу являются требованием времени.

В условиях ограниченных первичных энергоресурсов необходимость повышения энергоэффективности электроэнергетики требует внедрения

автоматизированных информационно-измерительных систем учета и контроля выработки и потребления электроэнергии, так как реализация резервов энергосбережения в Узбекистане не в последнюю очередь связана с этим вопросом. Интенсификация энергосбережения помимо нормативно - правового обеспечения должна быть подкреплена соответствующей технико-информационной базой.

Реформирование электроэнергетики государств – сложнейший финансово-хозяйственный процесс. Это – мировая тенденция, начатая в 80-х годах XX столетия. Поскольку у государств зачастую не хватает средств на поддержку электроэнергетики технически, технологически, с высокой степенью надёжности, то в условиях роста стоимости энергоносителей потребуются соответствующие инвестиции в отрасль для её долгосрочного развития. Главное в том, что в современных условиях необходимо снижение тарифов на электро- и теплоэнергию, а это вкуче с инвестированием и составляет как суть, так и причину реформирования. К настоящему моменту около 30 развитых стран реформировали свою электроэнергетику или находятся на стадии её реформирования.

Вместе с тем оно связано с интересами населения, т.е. результаты реформирования электроэнергетики затрагивают социальную жизнь государства.

В электроэнергетике Узбекистана, являющейся базовой отраслью экономики государства, начато реформирование. Однако глубокое реформирование отрасли - внедрение рыночных отношений в электроэнергетику – требует тщательного изучения опыта других стран и определения собственной модели реформирования, так как универсальная модель, удовлетворяющая все страны одновременно, отсутствует. Необходимо помнить, что в соответствии с пятью принципами Национальной модели реформирования экономики Узбекистана в переходный период при реформировании электроэнергетики должна быть обеспечена сильная социальная защита населения. В мире имеются такие примеры: Германия, Китай и др. В связи со сказанным в книге приведен аналитический обзор состояния реформирования электроэнергетики более чем в 10 странах мира. Автор надеется, что опыт этих стран будет полезным при глубоком реформировании электроэнергетики Узбекистана.

В заключение хочу отметить, что с согласия кандидата технических наук Б.М. Тешабаева в работе использованы материалы его диссертации.

Замечания рецензентов - академика АН РУз, доктора технических наук, профессора Р.А. Захидова, доктора геолого-минералогических наук, профессора А.А. Абидова, доктора экономических наук, профессора Л.А. Соколовой и доктора технических наук Ф.А. Хашимова помогли улучшить книгу как по содержанию, так и по стилистике.

Всем выражаю благодарность.

Автор

INTRODUCTION

At the present stage of electric power industry development, an improvement of energy efficiency in generation, transmission and distribution of electric power is a critical task for electric power system (EPS) of each country /1-16/. This task is especially important for Uzbekistan, which has majority of energy-intensive generating equipment, put into operation in 1960s-70s /18-20, 29-32, 43, 157-168/.

Energy efficiency in application of electric power - is a quantitative assessment of the process, which shows level of technology used for transformation, generation, transmission and distribution of electric power. Indicators of energy efficiency in generation, transmission and distribution of electric power are total specific fuel consumption within EPS, under regulated terms of its work, absolute or relative standardized value of total waste of electric power and standard environmental parameters of electric power system, as a whole /15-16, 44, 47/.

Installed capacity of electric power plants of the state joint-stock company "Uzbekenergo" exceeds 12,0 mln. kilowatt, including thermal power plants - 10,6 mln. kilowatt, hydroelectric power plants - 1,4 mln. kilowatt. Share of departmental electric power plants in the composition of generating capacity is less than 3%.

Operation time of large part of power devices at electric power plants and high-voltage equipment of EPS has reached service limit. Retired capacity of generating equipment of thermal power plants has been increasing; life time of this equipment has run out and they are subject to demounting or technical modernization. The same situation is in hydropower industry /29,161,167/.

The world and domestic experience show that an improvement of power efficiency in generation and consumption of electric power in long - term perspective could be achieved gradually by modernizing and reconstructing of power equipment and electrical grid facilities. Therefore, short - term and long-term prognostic indicators for operating, technical, technological and economic parameters of EPS and needed equipment should be worked out for long - term perspective. In this aspect, application of suitable methods for forecasting of operating parameters and determination of performance characteristics of EPS for future prospect are required.

Under restricted primary energy resources, necessity for improvement of power efficiency requires an introduction of automated information-measuring system of accounting and control of generation and consumption of electric power. Stimulation of energy saving should be supported not only by legal foundation but by an appropriate technical and information basis as well.

Reformation of electric power industry of the states is a difficult financial and economic process; this is world-wide tendency started in 1980s. Reason for the sector reform is that countries lack of funds for maintenance of electric power industry technically and technologically with a high level of reliability in times when cost for energy resources has been increasing. At the same time, countries seek to reduce their tariffs simultaneously attracting investment into the industry for its further development. So far, about 30 developed countries have reformed their power industry or in the process of its reforming.

In the meantime, this process is connected to the interests of population, i.e. results of reform of electric power industry affect social life of the state.

In the electric power industry of Uzbekistan, which is a basic sector of the economy, reform has started. However, drastic reform of the sector - introduction of the market economy's principles into the electric power industry - requires a thorough study of experience of other countries and search of its own reform model, since there is no universal model, which can satisfy all countries at the same time.

It is necessary to remember that according to five principles of the National model of reform of Uzbekistan's economy in transition, strong social protection of population should be ensured while reforming the electric power industry. There are such examples in the world as Germany, China and others. Therefore, in this book an analytical survey on reform process of the electric power industry in more than 10 countries is given. The authors hope that their experience will be useful in drastic reforming of Uzbekistan's electric power industry.

It should be noted in conclusion that with approval of Teshabaev B.M., a candidate of technical sciences, materials of his dissertation were used in this work.

Remarks of the following reviewers helped me to improve contents and stylistics:

- professor Zahidov R.A., academician of the Academy of Sciences of the Republic of Uzbekistan, doctor of technical sciences,
- professor Abidov A.A., doctor of geologic-mineralogical sciences,
- professor Sokolova L.A., doctor of economic sciences,
- Hashimov F.A., doctor of technical sciences.

I express my gratitude to all of them.

Author

I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ УЗБЕКИСТАНА /18-20, 28-35, 41-44, 157-171/

1.1. Современное состояние топливнообеспеченности и электроэнергетики Узбекистана

Ускоренное развитие топливно-энергетического комплекса остается приоритетным направлением политики нашего государства.

Принятыми мерами руководства страны Узбекистан еще в 1995 году добился нефтяной и, в целом, энергетической независимости. В настоящее время, с учетом самообеспеченности республики, принимаются меры для среднесрочного и долгосрочного удовлетворения ее потребностей необходимыми качественными энергоресурсами на основе устойчивого развития отрасли /18-20, 28/.

В настоящее время нефтегазовая промышленность и электроэнергетика (как основы развития экономики) представляют динамично развивающиеся направления экономики Узбекистана /18, 28/.

Энергетическая стратегия ставит задачу обеспечения энергетической независимости и безопасности, повышения энергетической эффективности и снижения негативного воздействия энергетики на окружающую среду. Для решения этих задач требуется разработка и внедрение новых технологий, основанных на научных достижениях, обеспечивающих более безопасную, экологически чистую энергетику, оптимальную структуру энергобаланса, внедрение передовых методов и принципов управления энергосбережением и в целом – повышения энергоэффективности производства и потребления энергоресурсов, в том числе электроэнергии. Рассмотрим топливную составляющую энергетического комплекса Узбекистана.

Нефтегазовая промышленность. Современная нефтегазовая промышленность Узбекистана - одна из крупнейших отраслей экономики, важнейшая энергетическая база страны. В отрасли создан значительный научно-технический потенциал /28, 228, 20/.

За 1991-2008 годы проделана огромная работа по совершенствованию структуры отрасли, ее техническому оснащению и перевооружению, интенсификации разработки месторождений, что привело к наращиванию объемов добычи нефти и газа (рис.1.1).

Национальная холдинговая компания "Узбекнефтегаз" сегодня является крупным многоотраслевым промышленно-хозяйственным комплек-

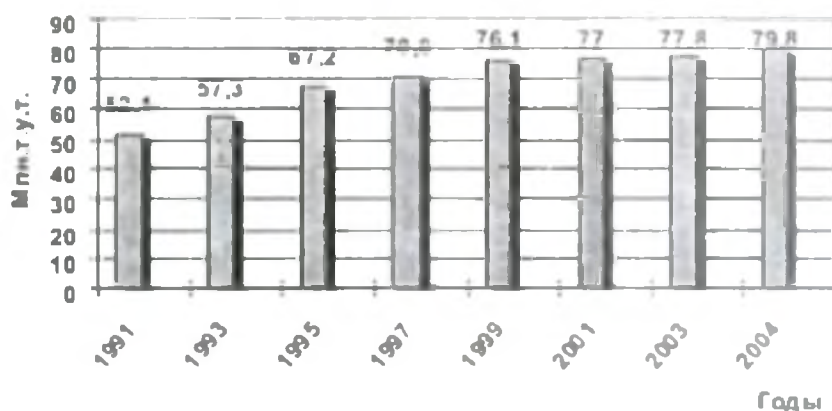


Рис. 1.1. Добыча углеводородов в Узбекистане /28/

сом, осуществляет работы по поиску, разведке, добыче, реализации нефти и газа, продуктов их переработки, обеспечивает строительство объектов производства и социального развития.

Перспективы нефтегазоносности недр, накопленный научно-технический потенциал, богатый производственный опыт создают благоприятные предпосылки для дальнейшего развития отрасли. В компании разработана масштабная программа действий по интенсивному развитию нефтегазового комплекса на базе применения в производстве качественно нового оборудования, материалов, современных технологий, ускорения темпов обновления и замены устаревшей техники, реализации крупных проектов с зарубежными компаниями и в том числе для решения комплекса социальных задач. Освоение этой программы позволит Узбекистану значительно укрепить топливно-энергетическую независимость и ускорить интеграцию в мировую экономику.

На протяжении последних лет Узбекистан прочно входит в десятку крупнейших нефтегазовых держав мира. С 1997г. страна ежегодно добывала более 50 млрд. м³ газа и 8 млн. тонн нефти, занимая среди стран СНГ соответственно-2 и 4 места. По добыче газа Узбекистан находится на 8 месте в мире.

В период с 1991 по 2008 годы нефтяная и газовая промышленность Узбекистана показала исключительно успешные темпы развития по всем производственным и технико-экономическим показателям. Добыча углеводородного сырья к 2005 году достигла около 80 млн.тонн условного топлива, что более чем в 1,5 раза больше, чем добыто в 1991 году.

Сегодняшние прогнозные ресурсы нефти и газа, оцениваемые в денежном эквиваленте, составляют более 1 триллиона долларов США /20/ наличие подготовленных и выявленных перспективных ловушек нефти и газа позволяет успешно вести разведку и добычу во всех нефтегазоносных регионах Узбекистана.

В Узбекистане известно 225 месторождений нефти и газа /28,20/. Из них добыча нефти осуществляется на 51 месторождении, добыча газа -

на 27 месторождениях, конденсата - на 17 месторождениях. По величине запасов открыты месторождения: уникальные (Газли, Шуртан), крупные (Кокдуматак, Зеварды, Канлым, Денгизкуль, Хаузак и другие), средние (Гарби, Алан, Юрта и другие), а также множество мелких.

Прогнозные запасы Узбекистана, по среднемировым меркам, также весьма внушительны - около 14 млрд. тонн условного топлива. Величина разведанных запасов углеводородов на открытых месторождениях составляет более 3500 млн. тонн условного топлива. Объемы доказанных запасов углеводородов в узбекских недрах являются средними по мировым масштабам: страна располагает 594 млн баррелей нефти и 1,9 трлн. м³ газа.

В числе подготовленных к глубокому бурению числится более 60 перспективных на нефть и газ объектов с величиной перспективных ресурсов более 1300 млн. тонн условного топлива, кроме этого, выявлены более 100 ловушек, представляющих интерес в нефтегазоносном отношении.

Успешно развивается перерабатывающая промышленность углеводородного сырья Узбекистана. Эффективно работают современные Бухарский и Ферганский нефтеперерабатывающие заводы.

Внедрение новой технологии в нефтепереработке позволило сохранить уровень производства светлых нефтепродуктов при уменьшенном объеме перерабатываемого сырья.

С вводом в эксплуатацию в 2001 году Шуртанского газохимического комплекса не только в Узбекистане, но и во всем Центральноазиатском регионе заложена основа новой отрасли. Здесь, наряду с основным продуктом - полиэтиленом, за счет внедрения криогенной технологии из состава природного газа извлекается пропан-бутановая фракция. Это позволило увеличить объем производства сжиженного газа в республике более чем в 2 раза.

Строительство Кокдуматакской компрессорной станции явилось для республики важным шагом в развитии нефтегазовой отрасли Узбекистана, а реализация данного проекта совместно с компаниями США, Японии - началом работы по привлечению иностранных инвестиций.

Таким образом, нефтегазовая промышленность является одной из важнейших отраслей государственного хозяйства страны и способна решать дальнейшие задачи по успешному развитию топливно-энергетического комплекса для обеспечения энергетической безопасности и экономических преобразований в республике Узбекистан.

Угледобывающая промышленность. По оценкам специалистов, в Узбекистане прогнозный ресурс угля составляет более 3 млрд. тонн /35-41/. Промышленные запасы составляют 1,9 млрд. тонн, из них бурый - 1853 млн. тонн, каменный - 47 млн. тонн. В 2008 году в республике было добыто 3,6 млн. тонн угля.

Учитывая важность угледобывающей отрасли для развития экономики страны, Правительство Узбекистана в 2002 году приняло постановление "О мерах по совершенствованию структуры АО "Уголь" и реализа-

ции Программы развития угольной промышленности Республики Узбекистан на 2002- 2010 годы”.

Целью программы является определение путей и формирование условий наиболее эффективного использования имеющегося потенциала отрасли. В частности, координатором осуществления программы - АО “Уголь” предусматривается интенсификация работ по добыче угля, в результате чего ежегодный объем к 2010 году должен возрасти до 9.4 млн. тонн (рис.1.2), из них бурого угля - до 9, 29 млн. тонн, каменного - до 110 тысяч тонн. При этом себестоимость добычи угля к 2010 году должна снизиться примерно на четверть.

Млн.тонн.

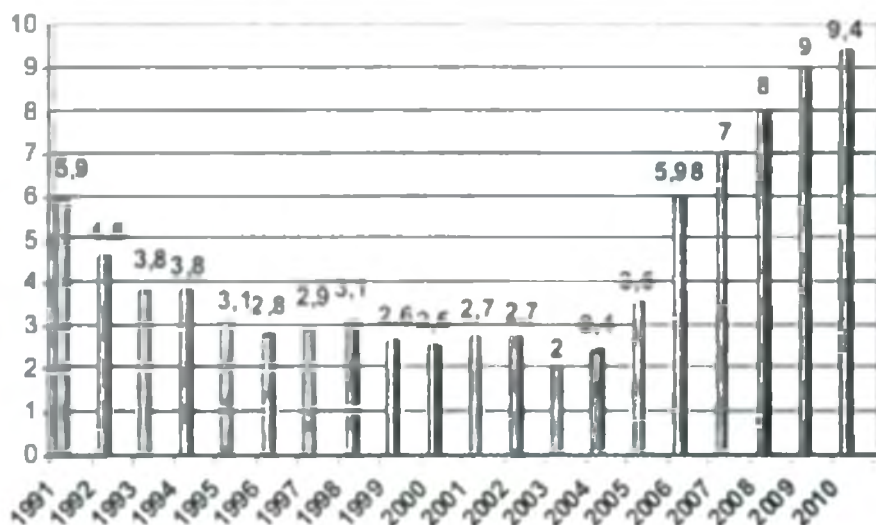


Рис.1.2. Состояние и перспективы добычи угля в Узбекистане /20/

В настоящее время добыча угля осуществляется на трех месторождениях: Ангренском (Ташкентская обл.), Байсунском и Шаргуньском (Сурхандарьинская обл.). В республике разведан еще целый ряд угольных месторождений, например, месторождение Терекли в Кашкадарьинской области с промышленными запасами в 50 млн тонн. Ангренское месторождение бурого угля отрабатывается открытым способом разрезами “Ангренский” и “Алартак”. Незначительная часть добычи угля на этом месторождении осуществляется подземным способом. Кроме того, на данном месторождении твердое топливо отрабатывается способом подземной газификации угля (ПГУ) - станцией “Подземгаз” (ОАО “Еростигаз”), введенной в строй в 1961 году и до сих пор остающимся одним из самых крупных и уникальных объектов подобного рода в СНГ.

Суть работы станции заключается в специальной переработке (подземном сжигании) бурого угля в энергетический газ с последующим его использованием на Ангренской ТЭС. Опыт работы “Еростигаз” показал

«то метод подземной газификации угля позволяет получать газ в промышленных масштабах и заменять им на тепловых электростанциях жидкое и твердое топливо.

Проектная мощность станции составляет 2,3 млрд. м³ газа в год.

Проект реконструкции и модернизации станции «Подземгаз» и строительство тепловой электростанции мощностью 100 МВт, работающей на этом виде топлива, является очень перспективным проектом. Себестоимость выработки 1 кВт·ч электроэнергии с использованием подземного газа значительно ниже, чем при выработке того же объема электроэнергии путем традиционного использования бурого угля, уже не говоря о каменном. Кроме того, подземная конверсия угля в газ кардинально улучшает экологическую обстановку в регионе, так как практически исключаются выбросы твердых частиц (зола, сернистые соединения, окислы азота) в атмосферу.

Разработка Шаргуньского и Байсунского месторождений каменного угля (геологические запасы - соответственно 100 и 240 млн. тонн) ведется подземным способом одноименными шахтами.

Каменный уголь этих месторождений является не только высокоэффективным энергетическим топливом, но и широко применяется в иных областях хозяйственной деятельности. В частности, каменный уголь используется в республике для выработки моторного топлива, карбида кальция, сорбентов, активированного угля и медикаментов. Кроме того, каменный уголь Шаргуньского месторождения используется в качестве углеродистых добавок в черной и цветной металлургии, а также в качестве коксобрикетов на АПО «Узметкомбинат», что снижает объемы импорта кокса для литейного производства.

Осуществление технического перевооружения угледобывающих предприятий страны и внедрение передовых технологий транспортировки добываемого топлива, по расчетам специалистов, увеличат долю твердого топлива в общем объеме выработки электроэнергии с 4,4% в 2001 году до 13,2% к 2012 году.

В рамках принятой программы, ГАК «Узбекэнерго» осуществляет проект строительства к 2010 году второй очереди системы подачи сжигания угля для пяти из семи энергоблоков Ново-Ангренской ТЭС и модернизацию действующего оборудования для подачи и сжигания угля на Ангренской ТЭС.

Выработка электроэнергии на этих ТЭС в связи с модернизацией возрастет к 2010 году с 3,59 до 8,4 млрд. кВт·ч, в том числе за счет использования угля с 2,5 до 5,5 млрд. кВт·ч.

В перспективе ожидается использование горючих сланцев. Территория Узбекистана богата горючими сланцами, с удельной теплотой сгорания свыше 1200 ккал/кг. Прогнозные ресурсы Кызылкумского и Амударынского горючесланцевых бассейнов составляет 2 млрд. тонн, а общие геологические запасы 47 млрд. тонн. Этот вопрос ждет своего решения и безусловно, будущее энергетики Узбекистана за ним /20,35,38,41/.

Таким образом, масштабные работы, проводимые в АО "Уголь" в рамках Государственной программы развития отрасли, внедрение нового, передового оборудования, перспективных технологий добычи и переработки угля позволит в перспективе существенно диверсифицировать структуру топливно-энергетических ресурсов Узбекистана, что обеспечит переход от газового уклада к газоугольному укладу и, соответственно, укрепит энергетическую безопасность республики.

Электроэнергетика. Электроэнергетика Узбекистана является базовой отраслью экономики Республики и, обладая значительным производственным и научно-техническим потенциалом, оказывает весомое воздействие на ее развитие /18-20, 29-33, 42-43/. Узбекистан стал крупнейшей энергетической державой в Центральноазиатском регионе.

Электроэнергетика обеспечивает развитие промышленности, транспорта, производственной и социальной инфраструктуры городов и сельских районов Узбекистана (рис. 1.3).



Рис. 1.3. Структура электропотребления по отраслям экономики Узбекистана, %, 2007 год /167/

За последние 30 лет производство электроэнергии в республике выросло более чем в 3 раза /18/, с возможностью выработки электроэнергии до 55-60 млрд. кВт. ч (рис. 1.4).

На современном этапе развития электроэнергетики повышение энергоэффективности производства, увеличение передачи и распределения электроэнергии являются важнейшими задачами для электроэнергетики Узбекистана, имеющей в большинстве своем энергоемкое генерирующее оборудование, введенное в 60-70-х годах прошлого столетия /157,161,163,168/.

С 2001 года энергосистема функционирует в рамках Государственно-акционерной компании (ГАК) "Узбекэнерго", образованной в форме открытого акционерного общества (ОАО) с включением в ее состав предприятий угольной промышленности. Компания "Узбекэнерго" яв-

Млрд. кВт.ч

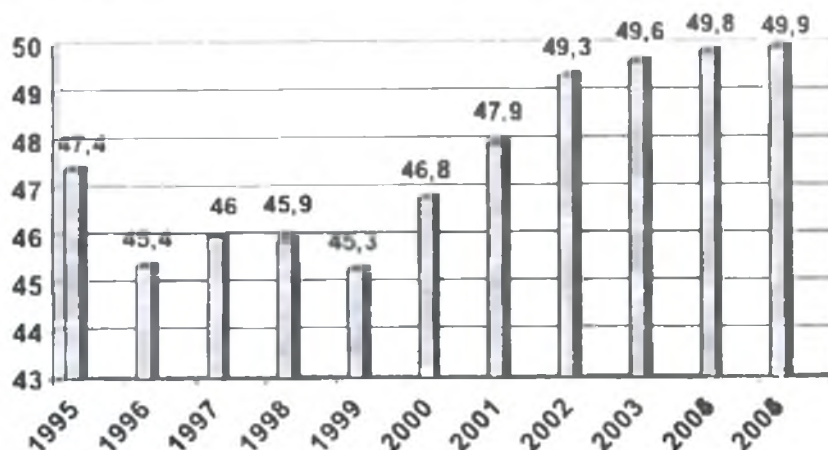


Рис. 1.4. Выработка электроэнергии электростанциями Узбекистана /167/

ляется основным производителем и поставщиком электроэнергии в республике.

На сегодня в состав компании входят 54 предприятий и организаций, в том числе 41 ОАО, 11 унитарных предприятий и 2 общества с ограниченной ответственностью. Электроэнергетика Узбекистана представляет собой комплексную организацию, включающей в себя кроме электрических станций и сетей, также проектные, строительно-монтажные, наладочные, ремонтные и другие предприятия.

На данном этапе 8 тепловых электростанций, в том числе самая крупная Сырдарьинская ТЭС установленной мощностью 3000 МВт, преобразованы в акционерные общества. Идет процесс акционирования оставшихся двух ТЭС (Талимарджанской и Ташкентской).

Установленная мощность электростанций ГЭК "Узбекэнерго" превышает 12,0 млн. кВт, в том числе ТЭС - 10,6 млн. кВт, ГЭС - 1,4 млн. кВт. Доля ведомственных электростанций в структуре генерирующих мощностей составляет менее 3%.

Все гидравлические электростанции сохраняют государственную форму собственности и функционируют в качестве унитарных предприятий. Самые крупные ГЭС расположены в верховьях реки Чирчик (Чарвакская, Ходжикентская, Газалкентская) и имеют водохранилища, позволяющие работать им в режиме регулирования мощности. Остальные ГЭС, объединенные в основном в каскады, работают по водотоку, определяемому требованиями ирригации.

В электрических сетях осуществлено четкое разграничение функций транспортировки и распределения электрической энергии.

Магистральные электрические сети, предназначенные для транспортировки электроэнергии, находятся на балансе унитарного предприятия

тия "Узэлектросеть". Функции распределения и сбыта электроэнергии возложены на региональные предприятия электрических сетей, преобразованных в открытые акционерные общества в каждом территориальном образовании. Общая протяженность электрических сетей превышает 235 тыс. км, в том числе магистральных линий электропередачи напряжением 220 и 500 кВ - 7,8 тыс. км.

Наработка значительной части оборудования достигла предельных сроков эксплуатации. Интенсивно нарастает мощность генерирующего оборудования электростанций, отработавшего парковый ресурс и подлежащего демонтажу или технической реконструкции.

Наибольшую остроту имеет проблема старения основных фондов в теплоэнергетике, являющейся основой узбекской энергосистемы. На тепловых электростанциях компании мощностью 10,6 млн. кВт установлены 63 турбогенератора единичной мощностью от 25 до 800 МВт, из которых 39 турбин мощностью 5,9 млн. кВт (или 55%) находятся в эксплуатации более 30 лет.

Аналогичная ситуация наблюдается и в гидроэнергетике. 63 гидротурбины из 69, установленных на ГЭС компании, отработали более 30 лет.

ГЛАК "Узбекэнерго" разработан комплекс мер по выходу отрасли на новый уровень развития, снижению энергоемкости производства электроэнергии.

В отличие от прежней ориентации на крупномасштабное наращивание производства энергетических ресурсов, высшим приоритетом энергетической стратегии в среднесрочной перспективе является повышение эффективности использования энергоресурсов на действующем оборудовании. В этой связи приоритетными направлениями развития энергетики определены:

- техническое перевооружение, реконструкция и модернизация энергетического оборудования, направленные на сохранение установленной мощности электростанций, улучшение их технико-экономических показателей;

- внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования, обеспечивающих экономию топливно-энергетических ресурсов и снижение экологического воздействия энергопроизводства на окружающую среду.

С 2000 года компания планомерно проводит работы в этом направлении, при этом большую часть мероприятий предполагается осуществлять за счет привлечения иностранных инвестиций.

В порядке реализации намеченных мероприятий выполнена реконструкция двух энергоблоков Сырдарьинской ТЭС за счет кредитных ресурсов Европейского банка реконструкции и развития в размере 27,8 млн. долл. США. В ходе реконструкции заменены отдельные узлы турбоагрегата (ротор среднего давления, проточные части питательного и конденсатных насосов), установлены эффективные системы очистки трубок конденсатора и средства технологической автоматики. Реализа-

ция проекта позволила существенно повысить эффективность работы энергоблоков с увеличением реальной мощности блока на 60 МВт и снижением удельных расходов топлива на 40 г/кВт.ч.

Введен в эксплуатацию конденсационный энергоблок №1 мощностью 800 МВт Талимарджанской ТЭС, не имеющий аналогов в Центрально-Азиатском регионе. Высокоэффективная технология производства электроэнергии на блоке 800 МВт позволила в 2005 году выработать 4,8 млрд. кВт.ч электроэнергии с удельным расходом топлива 323,7 г/кВт.ч при средней по энергосистеме величине 381 г/кВт.ч.

Начаты работы по модернизации Ташкентской ТЭС с внедрением парогазовой установки комбинированного производства электрической мощности 370 МВт и тепловой - 78 Гкал/час. Дополнительно вырабатываемая электроэнергия в объеме 2,8 млрд. кВт.ч обеспечивается за счет высокой эффективности с КПД установки 65,4%. Финансирование работ по установке ПГУ предусматривается с привлечением долгосрочных льготных кредитных ресурсов Японского банка международного сотрудничества. С вводом ПГУ будет обеспечена ежегодная экономия природного газа в объеме 170 млн.м³.

Намечается модернизация Навоийской ТЭС с внедрением аналогичной технологии энергопроизводства на базе ПГУ электрической мощностью 400 МВт и тепловой - 150 Гкал/час. Предварительные проработки выявили возможность дополнительной выработки электроэнергии в объеме 2,4 млрд. кВт.ч с КПД установки 74,4%. При этом также достигается ежегодная экономия природного газа более 300 млн. м³.

Для улучшения энергоснабжения потребителей г. Ташкента предусматривается модернизация Ташкентской теплоэлектроцентрали с внедрением газотурбинных установок электрической мощностью 81 МВт и тепловой - 100 Гкал/час. КПД установки на уровне 87% обеспечивает экономию до 100 млн. куб. метров природного газа ежегодно. Для финансирования строительства предполагается привлечение кредитных ресурсов финансовых и экономических институтов Японии.

В сфере развития системы передачи электроэнергии деятельность компании направлена на формирование оптимальной конфигурации магистральных сетей путем строительства подстанций и линий электропередачи, направленных на снижение потерь энергии при ее транспортировке, увеличение надежности и гибкости схемы передачи электроэнергии.

В 2005 году завершено строительство ПС 500 кВ "Согдиана" с установленной мощностью трансформаторов 1002 МВА в Самаркандской области. С вводом в энергоузле опорной ПС 500 кВ значительно повысилась эффективность электропередачи, надежность и качество энергоснабжения потребителей региона, снизились потери электроэнергии при ее транспортировке до 200 млн. кВт.ч.

ГЭК "Узбекэнерго" осуществляет строительство ПС 500 кВ "Узбекистанская" в Ферганской области, установленной мощностью трансформа-

торов 501 МВА, а также ЛЭП 500 кВ от Ново-Ангренской ТЭС протяженностью порядка 180 км. Сооружение комплекса объектов позволит повысить надежность энергоснабжения потребителей трех областей Ферганской долины с дополнительной поставкой в энергоузел мощности до 700 МВт. Начаты проектно - изыскательские работы по строительству ЛЭП 500 кВ от Сырдарьинской ТЭС до ПС "Согдиана" протяженностью 200 км. В последующем планируется продолжить строительство ЛЭП до Талимарджанской ТЭС (217 км) с сооружением ОРУ 500 кВ на ТЭС. Создание второй цепи электропередачи 500 кВ между Сырдарьинской и Талимарджанской ТЭС обеспечивает значительное повышение устойчивости работы энергосистемы Узбекистана и надежности электроснабжения потребителей юго-западного региона республики. Реализация проектов предполагается с привлечением кредитных ресурсов Исламского банка развития.

В городе Ташкенте осуществляется строительство комплекса электрических сетей, включающего ПС 220 кВ "Келес" с ЛЭП 220 кВ от Ташкентской ТЭС, переключательного пункта 110 кВ "Навои" и ПС 110 кВ "Сайитлих" с кабельной линией 110 кВ. Сооружение указанных электросетевых объектов позволит значительно повысить надежность электроснабжения потребителей города, обеспечить покрытие растущих нагрузок центра столицы республики и оптимизировать схему электроснабжения.

В порядке реализации Закона Республики Узбекистан "О рациональном использовании энергии" компанией разработана "Программа энергосбережения ГАО "Узбекэнерго" на период до 2010 года", предусматривающая систему мер по реализации потенциала энергосбережения в отрасли, объем которого оценивается порядка 2-5 млн. т.у.т. В 2005 году за счет реализации организационно-технических мероприятий обеспечена экономия 328 тыс. т.у.т топлива, 547 млн. кВт.ч электроэнергии и 63 тыс. Гкал тепловой энергии.

Реализация мер по энергосбережению в электроэнергетике позволит к концу рассматриваемого периода обеспечить увеличение на 30% объемов выработки электроэнергии, при сохранении потребления топлива на существующем уровне за счёт снижения энергоемкости производства.

Для успешного решения задач энергосбережения необходимо, в первую очередь, оснащение всех категорий потребителей современными приборами и средствами учета расхода электроэнергии и внедрение автоматизированной системы коммерческого контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), а далее — информационно-измерительной системы (АИИС КУЭ).

Разработана и утверждена Программа сокращения потерь при производстве, транспортировке и потреблении электрической энергии, в которой предусмотрено на период 2006-2008 гг. внедрение у бытовых потребителей, в многоквартирных и индивидуальных жилых домах, более 4 млн. современных приборов учета за счет средств компании.

Следует отметить, что достоверность учета объема полезно отпущенной электроэнергии, технологического расхода и потерь на ее транспор-

тировку и распределение в электрических сетях в полной мере обеспечивается только при условии оснащения всех потребителей высокоточными приборами учета электроэнергии. Это, в свою очередь, является основным условием для достижения в короткие сроки и в значительных объемах экономии энергоресурсов. В 2005 году внедрено 130,5 тысяч современных электронных приборов учета электроэнергии, в том числе: на объектах компании 1,6 тыс. шт., у потребителей электроэнергии - 128,8 тыс. шт.

В целом, замена индукционных приборов учета электроэнергии с 2003 года позволила повысить точность учета электроэнергии на 33%, снизить потери электроэнергии до 340 млн. кВт.ч.

Реализация в полном объеме только Программ оснащения энергоустановок потребителей современными приборами и системами учета и АСКУЭ позволит обеспечить экономию электроэнергии до 2,0 млрд. кВт.ч.

Как уже отмечалось выше, в 2001 году решением Правительства республики в состав ГАК "Узбекэнерго" включены предприятия угольной промышленности. И это естественный процесс, поскольку до 90% объема добычи угля потребляется на двух тепловых электростанциях компании (Ангренской и Ново-Ангренской ТЭС).

Одним из направлений повышения эффективности производства топливно-энергетических ресурсов в угольной отрасли представляется дальнейшее развитие производства газа подземной газификации, получаемого сжиганием угля в недрах.

Импульс для развития подземной газификации могут придать поиск и внедрение эффективных технологий получения энергетического газа с более высоким теплотехническим качеством, позволяющим обеспечить спрос на данную продукцию у потенциальных потребителей — Ангренской и Ново-Ангренской ТЭС.

1.2. Перспективы развития электроэнергетики Узбекистана

Перспективы развития электроэнергетики Узбекистана рассматриваются на период до 2025 года. Потребность в электроэнергии отраслей экономики и населения определяется уровнем развития экономики, эффективностью энергоиспользования и энергосбережения. Эти факторы взаимосвязаны и совместно формируют возможные сценарии социально-экономического развития республики. Однако при любых сценариях развития важнейшей задачей, также как и в ЭЭС развитых стран /44-48,167/, является формирование оптимальных пропорций и структуры развития электроэнергетики, обеспечивающей полное и надежное электроснабжение отраслей экономики и населения страны.

Основными потребителями электроэнергии, как в настоящее время, так и на перспективу, будут являться промышленность, сельское хозяйство и жилищно-коммунальный сектор. Так как электро- и теплоэнергетика имеют высокую инвестиционную инерционность и большую

капиталоёмкость, необходимо, чтобы топливно-энергетические факторы не стали серьёзными ограничителями роста экономики и увязать возможное ее развитие с развитием электроэнергетики.

В настоящем исследовании развитие электроэнергетики рассмотрено в масштабах, обеспечивающих самобалансированность энергосистемы Узбекистана с возможностью передачи электроэнергии за пределы республики в двух вариантах развития социально-экономической ситуации в республике и содержит следующие разделы:

- варианты развития электропотребления и нагрузок по этапам;
- развитие электрических станций, динамика установленных и предполагаемых мощностей;
- балансы мощности и электроэнергии, регулирование графика нагрузки;
- топливообеспечение тепловых электростанций;
- использование гидроресурсов;
- развитие электрических сетей 220-500 кВ по этапам 2010, 2015, 2020, 2025 г.г.;
- определение объемов электросетевого строительства;
- изучение возможности последующего обоснования решений по внедрению АСКУЭ и дальнейшее ее развитие.

Проработка вариантов развития генерирующих источников, топливообеспечения станций, ввода генерирующих мощностей и оборудования электрических сетей, с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей в необходимых объемах и требуемого качества до 2025 года представляет как научный, так и практический интерес.

За базовый период в работе принят 2006 г., плановый – 2010 г., расчетный – 2015 г., перспективный – 2020 г.

1.2.1. Выработка электроэнергии

Прогнозы спроса на электроэнергию и максимума нагрузки по энергосистеме представлены в табл. 1.1.

Минимальный вариант учитывает низкие темпы роста, как следствие влияния негативных тенденций в экономике и отсутствие энергосбережения. Максимальный вариант характеризуется более успешной реализацией роста экономики, внедрением политики энергосбережения.

В целях обеспечения приведенных темпов развития по выработке электроэнергии должны быть приняты меры по развитию составляющих электроэнергетики Узбекистана.

1.2.2. Электрические станции

а). Тепловые электрические станции. В рассматриваемом периоде в энергетике Узбекистана существует проблема, связанная со старением оборудования тепловых электростанций. Эту проблему предлагается ре-

Наименование	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.
ВАРИАНТ I (минимальный)				
1. Электропотребление (млрд. кВт.ч)	50,7	56,0	61,8	68,25
2. Среднегодовые темпы роста (%)	1,4	2,0	2,0	2,0
3. Число часов использования максимума нагрузки (час)	6000	6000	6100	6300
4. Максимум нагрузки (МВт)	8450	9330	10130	10830
ВАРИАНТ II (максимальный)				
1. Электропотребление (млрд. кВт.ч)	52,1	60,0	71,30	84,8
2. Среднегодовые темпы роста (%)	2,0	2,9	3,5	3,5
3. Число часов использования максимума нагрузки (час)	6030	6100	6300	6500
4. Максимум нагрузки (МВт)	8600	9850	11300	13000

шать как за счет демонтажа, так и за счет продления срока эксплуатации путем замены основных узлов и элементов (модернизация, реконструкция и восстановительный ремонт генерирующего оборудования). До 2025 г. будет произведен демонтаж оборудования суммарной мощностью по вариантам от 1707 до 2779 МВт.

Также остро стоит вопрос старения оборудования на ряде гидроэлектростанций, где в указанный период необходимо проведение реконструкции и техперевооружения.

Таким образом, в расчетном периоде с учетом роста нагрузок, требуемого резерва и предлагаемого объема демонтажа оборудования, а также с учетом экспорта электроэнергии в энергосистеме необходимо осуществить ввод новых генерирующих мощностей по вариантам в размере 4932-8382 МВт.

В табл. 1.2 приводятся структура и динамика ввода генерирующих мощностей в республике, формирующих перспективные балансы мощности и энергии.

В результате осуществления ввода новых мощностей и демонтажа устаревшего оборудования установленная мощность на электростанциях Узбекистана увеличится к 2015 г. до 13273 МВт в минимальном варианте и до 14560 МВт в максимальном, к 2020 г., соответственно, до 14148 МВт и 16205 МВт.

В первом варианте в период до 2010 г. намечается осуществить вводы ПГУ 370 МВт на Ташкентской ТЭС.

На Сырдарьинской ТЭС и Талимарджанской ТЭС будут введены турбо-детандерные установки общей мощностью 20 МВт.

В период до 2015 г. предусматривается пвод ПГУ мощностью 340 МВт на Навоийской ТЭС, а на Ново-Ангренской ТЭС намечается ввод 8 бло-

Вводы генерирующих мощностей в ЭЭС Узбекистана, МВт /167/

Таблица 1.2

Минимальный вариант

	2009 - 2015 г.	2016- 2020 г.	2021 – 2025 г.	Всего
Введено в т.ч.				
ГЭС	285	244	386	915
ПГУ	1570	476	1097	3143
ГТУ	161	5	0	166
Итого по варианту 1	2016	725	1483	4224

Максимальный вариант

	2009 - 2015 г.	2016 - 2020 г.	2021 - 2025 г.	Всего
Введено в т.ч.				
ГЭС	391	404	121	916
КЭС	0	300	0	300
ПГУ	25	1752	2707	4484
ГТУ	81	135	25	241
Итого по варианту 2	497	2591	2853	5941

ка мощностью 300 МВт, после чего установленная мощность станции достигнет 2400 МВт. Однако располагаемая мощность станции может быть ниже, которое в расчетах учитывалась лишь в размере 2000 МВт.

На Сырдарьинской ТЭС необходимо осуществить модернизацию следующих двух блоков.

В период до 2025 г. необходимо будет устанавливать ПГУ на Ташкентской, Навоийской и Тахиаташской ТЭС взамен выбывающего оборудования.

В период до 2015 г. на Ново-Ангренской ТЭС также, как и в первом варианте, намечается ввод 8 блока мощностью 300 МВт, после чего установленная мощность станции достигнет 2400 МВт.

В период до 2020 г. необходимо осуществить вводы ПГУ 376 МВт на Ташкентской ТЭС, ПГУ 346 МВт на Навоийской ТЭС и начать сооружение второй очереди Талимарджанской ТЭС. Необходимо осуществить также ввод второго блока 800 МВт или ввести два ПГУ общей мощностью 750 МВт.

В период до 2020 г. будут продолжена замена другого устаревшего оборудования на Ташкентской, Навоийской и Тахнаташской ТЭС.

В табл. 1.3-1.4 приведены этапы ввода генерирующих мощностей ТЭС до 2025 года.

**Вводы генерирующих мощностей в ЭЭС Узбекистана, МВт /167/
(минимальный вариант)**

Таблица 1.3

Наименование	Руст. МВт	Итого 2006- 2010 г.	Итого 2011- 2015 г.	Итого 2016- 2020 г.	Итого 2021- 2025 г.
Талимарджанская ТЭС. (Детандер-генератор 2х5)	10	0	10	0	0
Талимарджанская ТЭС (ПГУ)	800	0	400х2	0	0
Ташкентская ТЭС ПГУ	1110	0	370	370	370
Навоийская ТЭС ПГУ	800	0	400	0	400
Ангренская ТЭС	150	0	0	150	0
Ташкентская ТЭЦ ПГУ (3х27)	81	0	81	0	0
ОАО Сырдарьинская ТЭС	10	10	0	0	0
ОАО Тахиаташская ТЭС	375	0	0	0	375
ОАО Мубарекская ТЭЦ	100	0	0	100	0
Итого ТЭС ГЭК Узбекэнерго	3436	10	1651	620	1145
ВСЕГО	3963	172	1891	640	1191
в т.ч. блокстанции	527	162	240	20	46

б) Гидроэлектрические станции. Общий валовый гидроэнергетический потенциал речного стока Узбекистана определен в размере 88,5 млрд. кВт.ч в год /20,34/.

Технический гидроэнергетический потенциал республики оценивается в 27,4 млрд. кВтч в год, из которого в настоящее время освоено 6,27 млрд. кВт.ч в год (22,9%).

Установленная мощность ГЭС работающих в системе ГЭК "Узбекэнерго" составляет 1419,7 МВт, установленная мощность ГЭС, работающих в системе Минсельводхоза РУз. составляет 322 МВт, в процессе строительства находятся еще 6 станций. Самая крупная из них — ГЭС при Туполангском водохранилище мощностью 175 МВт с выработкой электроэнергии 514 млн. кВт.ч. Ее первая очередь мощностью 30 МВт, вошла в 2006 г.

В области развития гидроэнергетики на период до 2025 г. предполагается ввести три крупных ГЭС: Пскемская - 404 МВт, Муллалакская - 240 МВт, Акбулакская - 100 МВт и ряд мелких ГЭС. Общая мощность вводимых ГЭС составит 1466 МВт.

Кроме находящихся в процессе строительства в программе развития, предусматривается сооружение 12 малых ГЭС при ирригационных водохранилищах, с общей выработкой электроэнергии порядка 600 млн. кВтч.

Строительство ГЭС, которые будут работать в системе ГЭК "Узбекэнерго", предполагается начать с Пскемской ГЭС с выработкой электроэнергии 900 млн.кВт.ч.

**Вводы мощности на электростанциях Узбекистана /167/
(максимальный вариант)**

Таблица 1.4

Наименование	Руст. МВт	Итого 2009- 2015 г.	Итого 2016- 2020 г.	Итого 2021- 2025 г.
Талимарджанская ТЭС (Детандер-генератор 2х5)	10	10	0	0
Талимарджанская ТЭС (ПГУ)	800	800	0	0
Ташкентская ТЭС (ПГУ)	1110	370	370	370
Навоийская ТЭС (ПГУ)	1200	400	400	400
Ново-Ангренская ТЭС (блок)	300	0	300	0
Ташкентская ТЭЦ (ПГУ- 3х27)	81	27	54	0
ОАО Сырдарьинская ТЭС	10	10	0	0
ОАО Тахиаташская ТЭС	375	0	0	375
ОАО Ферганская ТЭЦ	180	0	0	180
ОАО Мубарекская ТЭЦ	100	0	100	0
ОАО Ангренская ТЭС	150	0	150	0
Итого ТЭС ГЭК Узбекэнерго	4316	1607	1374	1325
ТЭС (блокстанции)				
ГТУ Бессапан(3х80)	240	160	80	0
Нукуская ГТС (4х25)	100	50	50	0
ГТУ Бухарамарказ	60	0	60	0
ГТУ Кандым	80	0	0	80
При котельных	100	0	75	25
Итого ТЭС блокстанции	580	210	265	105
ВСЕГО ТЭС	4896	1817	1639	1430
ВСЕГО, вкл. ГЭС	5941	2580	2043	1551

В первом варианте до 2015 г. предполагается ввести еще 564 МВт мощности с гарантированной выработкой электроэнергии порядка 1370 млн. кВт.ч.

Во втором варианте до 2015 г. предложено начать сооружение Кам-чикской ГЭС и ГЭС Нилу, а также усовершенствовать вводы на Зар-чобской ГЭС.

я) Теплоэлектроцентрали. Для покрытия растущей потребности в теплоэнергии предусматривается дальнейшее развитие теплоцентралей в системе ГЭК "Узбекэнерго" и котельных при Минкомобслуживания и у потребителей.

Следует отметить, что с целью экономии топливно-энергетических ресурсов в мировой практике производство низкопотенциальной тепловой энергии осуществляется за счет утилизации теплоты отработавшего пара (в паротурбинных установках) или газа (в газотурбинных установках).

На современном этапе развития энергетических технологий с учетом общепринятой тенденции представляется целесообразным внедрение на ряде теплоэлектростанций и районных котельных ГТУ и ПГУ для комбинированного производства тепловой и электрической энергии. При такой компоновке электростанций и комбинированной выработке электро- и теплоэнергии увеличивается К.П.Д. установки, повышается производительность труда, снижаются эксплуатационные расходы, улучшается экологическая ситуация и в целом повышается энергоэффективность ЭЭС/20,126,128,145,146/.

На Ташкентской ТЭЦ в обоих вариантах предполагается установить три ГТУ мощностью 3х25 МВт. На Мубарекской ТЭЦ в обоих вариантах предлагается ввести в период до 2020 года ПГУ 100 МВт.

Во втором варианте в период 2010-2015 г.г. намечается ввести ГТУ (2х25 МВт) на РК-1 в Нукусе, ГТУ на котельной НГМК (Бессопан) мощность 240 МВт (3х80 МВт) и ГТУ на Кандыме общей мощностью 80 МВт (2х40 МВт).

До 2020 г. будут продолжены работы по вводам ГТУ г. Нукусе, а также необходимо ввести ГТУ в г. Бухаре и при других существующих котельных. До 2020 г. необходимо начать замену устаревшего теплофикационного оборудования на Ангренской ТЭС.

Таким образом, с учетом предлагаемых вводов генерирующих мощностей и демонтажа устаревшего оборудования, установленная мощность на электростанциях Республики Узбекистан в первом варианте составит в 2010 г. — 12767 МВт, в 2015 г. — 14008 МВт, в 2020 г. — 14962 МВт, а в 2025 г. — 15645 МВт.

Во втором варианте соответственно составит в 2010 г. — 12915 МВт, в 2015 г. — 14560 МВт, в 2020 г. — 16255 МВт, а в 2025 г. — 17841 МВт.

1.2.3. Балансы мощности и электроэнергии

В основу расчетов балансов положено условие, что развитие электро- и теплоэнергетики должно предусматриваться в масштабах, обеспечивающих самосбалансированность энергосистемы Узбекистана с возможностью экспорта электроэнергии. Баланс мощности и электроэнергии возможно обеспечить при:

- регулировании графика нагрузки при помощи нагрузок - регуляторов, стимулирующее уплотнение и "выравнивание" графика нагрузки энергосистемы;

- уплотнении графика нагрузки, которое должно происходить постепенно по мере введения дифференцированных тарифов на электроэнергию;

- уменьшении суммарных потерь электроэнергии, что в настоящее время и в перспективе является весьма эффективным средством повышения энергоэффективности ЭЭС.

Балансы мощности и энергии Узбекской энергосистемы были выполнены на день прохождения зимнего максимума.

Как показали расчеты, при принятых сценариях развития энергосистемы за 2010 годом в обоих вариантах возможен небольшой избыток мощности, причем в минимальном варианте он может не превышать 300 МВт, чтобы в системе обеспечивался необходимый резерв мощности в размере 15%, а в максимальном варианте экспортный потенциал может составлять 500 МВт. При этом предусматривается, что электроэнергия, необходимая для экспорта, может быть выработана на тепловых электростанциях за счет увеличения числа часов работы. Однако в данном случае этот вариант повлечет за собой увеличение потребности в топливе.

1.2.4. Топливообеспечение

Основные генерирующие источники собраны в центральной части энергосистемы, так же в ней сконцентрированы и резервные мощности. Ферганский энергоузел, как в настоящее время, так и на перспективу остается дефицитным. В таком же положении находится Сурхандарьинский энергоузел. Для того, чтобы все потребители имели надежное и качественное электроснабжение, необходимо развивать основные электрические сети.

В соответствии с предполагаемыми уровнями электро- и теплопотребления, развитием генерирующих мощностей и удельными расходами условного топлива на электростанциях, выполнены расчеты потребности топлива по ГАК "Узбекэнерго" для обеспечения этой потребности в электро- и теплоэнергии на период до 2025 г.

Предусматривается увеличение доли потребления угля с 4,4% в 2000 году до 13,2% (до 11,5 млн.т.) к 2012 году и сокращение потребления природного газа соответственно с 88,3% до 78,9% (до 14,2 млрд. м³). К 2020 году эти показатели соответственно изменятся до 14,7% и 77,2% (табл.1.5).

Прогноз структуры потребления топлива для выработки электроэнергии на ТЭС Узбекистана, % /167/

Таблица 1.5

Годы энергоноситель	2005	2010	2020
Природный газ	88,3	78,9	77,2
Нефть	6,6	7,6	7,8
Уголь	4,8	13,2	14,7
Газ ПГУ	0,3	0,3	0,3

В первом варианте без передачи электроэнергии на экспорт необходимо для нужд энергетики иметь 17,3 млн. т.у.т в 2010 г., 18,5 млн.т.у.т в 2015 г., 20,1 млн. т.у.т в 2020 г. и 22,3 млн. т.у.т в 2025 г.

Во втором варианте потребность в топливе на 2010 г. и 2015 г. остается в тех же размерах, а за 2015 г. возрастает до 22 млн. т.у.т в 2020 г., и до 26,8 млн. т.у.т в 2025 г.

1.2.5. Компенсирующие устройства

По мере развития электрических сетей и крупных промышленных потребителей будет возрастать потребность в компенсации реактивной мощности в ЭЭС Узбекистана. Необходимо отметить, что в настоящее время в развитых ЭЭС зарубежных стран широко применяются разнообразные и весьма эффективные компенсирующие устройства (КУ): статические, состоящие из регулируемых тиристорами конденсаторов и индуктивностей; синхронные - продольно поперечного регулирования и- обычные компенсаторы. Время действия первых находится в пределах 1-3 периодов, (0.02 – 0.06 сек) а вторых - 0.1-0.5 сек., причем оба типа КУ могут работать как в режиме потребления, так в режиме выдачи реактивной мощности. Единичные мощности нынешних КУ находятся в пределах 5- 600 МВАр /49-51/.

Вводы синхронных компенсаторов в ЭЭС Узбекистана /167/

Таблица 1.6

Наименование ПС	Установка КУ на 01.01.07, штХМВАр	Ввод мощности КУ, шт Х МВАр			
		2008-2010 гг.	2011 -2015гг.	2016-2020гг.	Всего
Хорезм	2Х50	-	-	-	-
Фергана	2Х50	-	-	-	-
Узгарин	1Х50	-	-	-	-
Самарканд	1Х50	-	-	-	2Х100
Согдиана	-	-	2Х100	-	2х50
Наманган	-	-	2х50	-	2х100
Итого СК	6Х50	-	2Х100 2х50	-	2Х50

Вводы шунтирующих реакторов в ЭЭС Узбекистана /167/

Таблица 1.7

Наименование ПС	Установка КУ на 01.01.07, штХМВАр	Ввод мощности КУ, шт Х МВАр			
		2008-2001 гг	2011 - 2015гг	2016-2020гг	Всего
Узбекистанская	-	3Х60	-	-	3Х60
Каракуль	3Х60	-	-	-	-
Сурхан	3Х60	3Х60	-	-	3Х60
Согдиана	-	2Х3Х60	-	-	2Х3Х60
Почин	3Х60	-	-	-	-
Гузар	2Х3Х60	-	-	-	-
Наманган	-	-	3Х60	-	3х60
Талимарджанская ТЭС	-	2Х3Х60	-	-	2Х3Х60
Ново-Ангренская ГЭС	-	-	3Х60	-	3Х60
Итого ШР	5Х3Х60	6Х3Х60	2Х3Х60	-	8Х3Х60

ГЭК "Узбекэнерго" на основе экспертной оценки принято решение устанавливать в ЭЭС Узбекистана обычное оборудование КУ - синхронные компенсаторы и шунтирующие реакторы.

Существующие компенсаторы установленной мощностью 1200 МВАр не могут обеспечить возросшие потребности ЭЭС. В связи с этим планируется внедрение до 2020 года компенсирующих устройств суммарной мощностью 1700 МВАр, в том числе следующих типов:

- синхронных компенсаторов - 300 МВАр;
- шунтирующих реакторов - 1440 МВАр.

Этапность внедрения данных КУ приведена в табл. 1.6-1.7.

1.2.6. Развитие электрических сетей 220-500 кВ

В основу разработки положены прогнозируемые уровни электропотребления, имеющиеся планы развития отраслей промышленности, решения о строительстве отдельных потребителей и объектов.

При формировании схемы сетей 220, 500 кВ энергосистемы Узбекистана учитывался фактор надежности электроснабжения отдельных энергоузлов и их взаиморезервирования. Оценка надежности электроснабжения производилась при условии, что в случае отключения одной ВЛ, связывающей два узла, вторая ВЛ должна обеспечивать резервирование не менее, чем на 80%.

Развитие отраслей экономики, увеличение потребления электроэнергии и соответственно рост генерирующих мощностей требует развития электрических сетей ЭЭС и линий электропередач, по которым перетоки будут увеличиваться. Вводы воздушных линий электропередач напряжением 500 кВ приведены в табл.1.8.

Для взаиморезервирования Центральной и Юго-Западной части МЭС рекомендуется строительство ВЛ 500 кВ Согдиана - Талимарджанская ТЭС с сооружением ОРУ 500 кВ с АТ связи 500/200 кВ на последней в дополнении к существующей ВЛ 500 кВ Согдиана - Гузар и запросктированной второй цепи ВЛ 500 кВ СД ТЭС - Согдиана. Для резервирования электроснабжения Сурхандарьинского энергоузла схемой предусматривается строительство ВЛ 500 кВ Гузар - Сурхан в дополнении к существующей ВЛ 500 кВ Регар - Сурхан. В Ферганской части предусматривается строительство второй ПС 500 кВ Узбекстанской с ВЛ от Ново-Ангренской ТЭС в дополнении к ПС 500 кВ Лочин с ВЛ СД ТЭС - Лочин - Токтогульская ТЭС. Необходимость резервирования Северо-Западной части энергосистемы требует строительства второй ВЛ 220 кВ до Заравшана.

Развитие магистральных электрических сетей намечается в объемах, приведенных в табл. 1.8.

Определяющими в развитии ЭЭС являются следующие основные электросетевые объекты 500 кВ, подлежащие сооружению на этапе 2009 - 2020 г.г.:

Перспективы развития электрических сетей Узбекистана /167/

Таблица 1.8

Объекты	2010 г.	2015 г.	2020 г.
ВЛ 500 кВ	1109,1 км	200 км	150 км
ВЛ 220 кВ	748,4 км	1 483,7 км	1 238,6 км
ПС 500 кВ	501 МВА	2 171 МВА	2 672 МВА
ПС 220 кВ	2 040 МВА	4 088 МВА	10 053 МВА

- ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Согдиана (вторая цепь) - 217 км;
- ВЛ Согдиана - Талимарджанская ТЭС - 218 км;
- Заходы ВЛ Гузар - Каракуль на Талимарджанскую ТЭС с сооружением ОРУ 500 кВ и АТ связи на ТЭС - 1,3 км;
- ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Ново-Ангренская ТЭС - 150 км;
- ВЛ Гузар - Сурхан - 200 км;
- АТ-2 на ПС Сурхан - 1(3Х167) МВА;
- ВЛ Ново-Ангренская ТЭС - Наманган - 200 км;
- ПС Наманган - 2(3Х167) МВА;
- Вторая группа АТ связи на ТашТЭС - 1(3Х167) МВА;
- ПС Узбекистанская - 2(3Х167 МВА)+1Х167 МВА;
- ВЛ Талимарджанская ТЭС - Гузар - 85 км;
- ВЛ Муллалакская ТЭС - Ташкент - 65 км;

После 2020 г., при достижении нагрузок узлов юга г. Ташкента и Джизакской области порядка 500 МВт и выше, схемой обосновывается необходимость создания ПС 500 кВ Джизак и Кольцевая. Подключение ПС Джизак рекомендуется выполнить отводом ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Согдиана, ПС Кольцевая - отводом ВЛ Сырдарьинская ТЭС - Ташкент и сооружением самостоятельной ВЛ от Сырдарьинской ТЭС.

При ожидаемом расходе электроэнергии на её транспорт в сетях 220 кВ и выше на 2020 г. на уровне 2,3%, снижение относительной величины потерь намечается осуществить за счет дополнительного сетевого строительства.

Обобщая отметим, что основная доля вводов генерирующих мощностей приходится на тепловые станции и составляет по вариантам 74-81% от общей величины вводов.

Расчетная потребность ГЭК "Узбекэнерго" в топливе под прогнозные уровни энергопроизводства без передачи электроэнергии на экспорт составляет:

- в первом варианте: 17,3 млн. т.у.т в 2010 г.; 17,9 млн. т.у.т в 2015 г.; 19,2 млн. т.у.т в 2020 г. и 20,3 млн. т.у.т в 2025 г.;
- во втором варианте: 17,8 млн. т.у.т в 2010 г.; 19 млн. т.у.т в 2015 г.; 21,8 млн. т.у.т в 2020 г. и 25,8 млн. т.у.т в 2025 г. При условии экспорта электроэнергии потребность возрастет на 0,3-0,6 млн. т.у.т

1.3.Состояние и перспективы регионального сотрудничества в области электроэнергетики /23,33,42,208,209/

Каждая из стран Центрально-Азиатского региона (ЦАР) обладает богатыми, доказанными запасами органического топлива и гидроресурсами, что делает жизненно необходимым расширение масштабов их рациональной добычи и использования, привлечение дополнительных поступлений валюты в бюджет и, соответственно, развитие экономики каждого государства и повышение жизненного уровня населения. Это является необходимым условием успешности социально-экономического развития, укрепления энергетической и экономической безопасности, решения экологических и климатических проблем.

Глобализация и регионализация в развитии мировой энергетики — это важнейшие условия и для ЦАР, которые жизнь ставит на повестку дня. Сегодня уже очевидно, что ни одна, даже сверх обеспеченная топливно-энергетическими ресурсами страна мира, не участвующая в интеграционных международных процессах в сфере энергетики, не в состоянии обеспечить должный уровень своей энергетической безопасности на длительную перспективу.

Центральная Азия является регионом, для которого интеграционные процессы в сфере энергетики были и будут жизненной необходимостью, так как исторически сложилась система высокой энергетической взаимозависимости и взаимодополняемости. Географическое положение региона и расположенных в нем государств, диверсифицированная, но неравномерно распределенная по территории региона ресурсная база энергетики предоставляют отличные возможности для эффективного сотрудничества. В табл. 1.9. приведены параметры установленных мощностей электрических станций в странах региона.

Установленная мощность электрических станций ЦА, 2005 г. /30/

Таблица 1.9

Страна	Установленная мощность	
	Млн. кВт.	% от общего
Казахстан	18,46	44,36
Узбекистан	12,24	29,42
Таджикистан	4,35	10,45
Кыргызстан	3,66	8,8
Туркменистан	2,9	6,97
ЦАР	41,61	100

Необходимо отметить, что доля ЦАР по классификации МИРЭС в структуре общемировых разведанных запасов угля составляет около 4%, по нефти соответствующий показатель составляет порядка 2%, по при-

родному газу - 4,5%. В регионе сосредоточено 5,5% экономически эффективного гидропотенциала мира и около 20% разведанных мировых запасов урана. Время истощения для ЦАР разведанных запасов угля более 600 лет, нефти - 65 лет, природного газа - примерно 75 лет. Степень освоения экономически эффективной части гидропотенциала составляет около 10%, что предоставляет широкие возможности по выработке электроэнергии за счет относительно недорогих гидроресурсов, при условии, что это не будет идти вразрез с мелиоративными потребностями стран региона.

Самообеспеченность в целом по региону, Узбекистану, Казахстану и Туркменистану превышает единицу, а по Кыргызстану и Таджикистану меньше единицы /20/, то есть последние являются энергозависимыми.

Основу топливно-энергетического баланса Казахстана составляют уголь и нефть, Кыргызстана и Таджикистана - гидроэнергетика, Туркменистана и Узбекистана - нефтегазовая отрасль.

Сложившаяся социально-экономическая ситуация в странах ЦА и тенденции её развития показывают неуклонный рост электропотребления.

Энергетика Республики Узбекистан является базовой отраслью народного хозяйства Республики. Электрификация в сельском хозяйстве, ирригации и мелиорации позволила освоить значительные площади плодородных земель Джизакской, Бухарской, Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областях, что вывело республику в число ведущих стран по производству ценнейшего продукта - хлопкового волокна.

Узбекская энергосистема полностью обеспечивает потребность народного хозяйства и населения республики в электроэнергии. Тепловые электростанции Узбекистана обеспечивают порядка 85% выработки электроэнергии. В 2008 году в стране произведено 47,58 млрд. кВт.ч электроэнергии.

Электросетевое хозяйство включает в себя линий электропередачи напряжением 0,4-500 кВ.

Предстоящие структурные преобразования энергетического комплекса предполагают создание единого цикла, включающего процессы добычи топлива, генерации и транспортировки электрической энергии. Поэтапная реструктуризация отрасли, акционирование энергетических предприятий позволят в ближайшем будущем создать конкурентную среду в сфере энергетики и будут способствовать более полному удовлетворению потребностей всех отраслей экономики и населения в электрической и тепловой энергии.

Предусматривается изменение структуры потребления топлива - увеличение доли потребления угля и сокращение потребления природного газа. К 2015 году доля потребления газа должна снизиться до 77,4%, доля угля повысится до 15,5%.

По части использования гидроэнергоресурсов малых водотоков реализуется программа строительства объектов малой гидроэнергетики с вводом дополнительной мощности порядка 440 МВт.

Установленная мощность электростанций **Республики Казахстан** составляет 18485 МВт и включает 4 крупные тепловые электростанции и 38 теплоэлектроцентралей (общей мощностью 15755 МВт) и 12 гидроэлектростанций (2247 МВт). Крупнейшими тепловыми станциями являются Экибастузская ГРЭС-1 (4000 МВт), Ермаковская ГРЭС (2110 МВт), Жамбылская ГРЭС (1230 МВт), а среди гидроэлектростанций - Шульбинская (702 МВт), Бухтарминская (675 МВт) и Капчагайская ГЭС (364 МВт).

В 2005 году Казахстан произвел 67,8 млрд. кВт.ч электроэнергии (на 1,3% больше, чем в 2004 году) и импортировал 4,5 млрд. кВт.ч электроэнергии.

Электрическая сеть энергосистемы Казахстана включает в себя линии электропередачи напряжением 0,4 - 1150 кВ.

Роль системообразующей сети выполняют линии передачи напряжением 220-500-1150 кВ. Межсистемные связи с энергосистемами Киргизии, России и Узбекистана организованы на напряжении 220 и 500 кВ.

В **Кыргызской Республике** эксплуатируются 17 электрических станций суммарной установленной мощностью 3678 МВт, включая 15 ГЭС и 2 теплоэлектроцентрали. Около 90% всего объема электроэнергии производится на ГЭС, что существенно снижает ее себестоимость и позволяет обеспечивать высокую эффективность энергосистемы.

В 2006 году в Кыргызстане выработано около 14,4 млрд. кВт.ч электроэнергии, что на 2,5% меньше по сравнению с 2005 годом. Из этого объема на ГЭС произведено 13,559 млрд. кВт.ч (94,2%) и на тепловых станциях - 841 млн.кВт.ч электроэнергии (5,8%).

Электрическая сеть энергосистемы Кыргызстана состоит из линий электропередачи напряжением 0,4-500 кВ.

Электроэнергетика **Республики Таджикистан** представлена на основе гидроэнергетики, которая составляет 80% всех энергетических ресурсов страны.

Крупнейшей гидроэлектростанцией в стране является Нурекская ГЭС, ее установленная мощность равняется 3000 МВт, а тепловой станцией - Душанбинская ТЭЦ установленной мощностью 198 МВт.

Структура производства электроэнергии характеризуется постепенным повышением ее выработки на ГЭС, которая в настоящее время составляет более 98% общего производства электроэнергии в стране.

Планируется строительство гидроэлектростанций — Сангтудинская ГЭС-1 и Сангтудинская ГЭС-2 установленной мощностью соответственно 670 и 210 МВт. После ввода в эксплуатацию этих двух и других ГЭС коэффициент использования гидроэнергетических ресурсов значительно повысится.

Темпы развития экономики и промышленности **Туркменистана** ведут к ежегодному росту электропотребления на 5-6%. Для обеспечения ежегодно возрастающих объемов электропотребления за годы независимости построено пять новых электростанций с газотурбинными установками суммарной мощностью 1006 МВт, введен второй энергоблок на Сейдин-

ской ТЭЦ мощностью 80 МВт, проведена реконструкция энергоблока 210 МВт на Марыйской ГРЭС, построены подстанции 500 кВ "Сердар", воздушная линия электропередачи 500 кВ "Сердар-Дашогуз" протяженностью 379 км и другие объекты электроэнергетики.

В 2006 году в стране было выработано почти 15 млрд. кВт·ч электроэнергии, из которых около 5 млрд. кВт·ч было экспортировано (в Иран, Афганистан, Турцию, Пакистан, ряд государств Центральной Азии). Основными поставщиками электроэнергии в стране являются Марыйская ГРЭС, Абаданская и Балканабатская электростанции, работающие на природном газе. Завершается сооружение стратегической линии Мары - Ашхабад - Балканабат на напряжение 220 кВ, что позволит повысить надежность электрической системы Туркменистана.

В последнее время электроэнергетические системы стран ЦА устойчиво работают в параллельном режиме, обеспечивая надежность электроснабжения потребителей. Достаточно успешно развивается и межгосударственная торговля электроэнергией.

Услуги по транзиту электрической энергии и мощности оплачиваются по тарифам, согласованным между хозяйствующими субъектами государств - участниками договора (контракта) по транзиту электрической энергии и мощности. Создание единого энергетического пространства не приведет к кардинальной ломке существующего порядка взаимоотношений между электроэнергетикой стран-участниц (за исключением облегчения процедур таможенного оформления) в случае сохранения регулируемого рынка электроэнергии.

Очевидно, что себестоимость производства электроэнергии и мощности в разных энергосистемах различна в силу многих факторов (структура производства электроэнергии, состояние оборудования, стоимость топлива, величина энергосистемы). В результате полного открытия рынка электроэнергии и свободной конкуренции между энергокомпаниями, предприятия электроэнергетики отдельных стран могут оказаться в сложном положении.

Региональная интеграция рынков электроэнергии (мощности) имеет целый ряд преимуществ:

- оптимальное использование имеющихся генерирующих ресурсов, сокращение затрат — на удовлетворение краткосрочного спроса;
- масштабность, делающая возможным реализацию проектов регионального масштаба;
- совместное использование резервов и поддержка в экстренных ситуациях - позволяющие повысить надежность энергообеспечения

Чем выше уровень интеграции рынков, тем выше требования к гармонизации определенных ключевых элементов модели рынка. Можно достигнуть достаточно существенного продвижения в интеграции рынков путем развития и регулирования взаимодействий между энергосистемами разных стран на основе согласованных правил (принципов) трансграничной торговли при сохранении национальных особенностей, различий в темпах формирования и моделей рынков.

Для государств ЦА, работающих в синхронном режиме с ЕЭС России и проходящих свой индивидуальный путь трансформации и развития национальных рынков электроэнергии, наиболее значимым и необходимым на сегодняшнем этапе представляется урегулирование отношений в трансграничной торговле на многосторонней основе в отношении линий электропередачи (сечений), расположенных на границах соответствующих государств. Определение общих правил трансграничной торговли поможет решить ряд важнейших вопросов трансграничного взаимодействия государств ЦА.

Общие правила трансграничной торговли определяют принципы взаимодействия участников трансграничной торговли. Эти правила должны отражать основные коммерческие и технологические аспекты трансграничного взаимодействия, сформулированные на рыночных принципах. В то же время установление общих правил трансграничной торговли не должно отражаться на индивидуальных правилах торговли электроэнергией (мощностью) на внутренних рынках государств.

Учитывая существенные различия между рынками электроэнергии государств-членов ЦА, поэтапный подход к развитию трансграничной торговли электроэнергией и определение общих правил трансграничной торговли является наиболее реализуемым вариантом развития.

ВЫВОДЫ

1. Узбекистан является самодостаточным государством по обеспеченности энергетическими ресурсами и имеется возможность диверсифицировать структуру производства электрической и тепловой энергии, обеспечив тем самым энергоэффективность отраслей и в целом экономики республики.

2. Анализ развития электроэнергетики до 2025 года в зависимости от вариантов развития позволяет отметить следующее:

- вводы генерирующих мощностей увеличатся от 4424 до 5941 МВт, в том числе: парогазовые – от 3143 до 4484 МВт; газотурбинные станции – от 166 до 241 МВт; тепловые станции – до 1100 МВт; гидроэлектростанции – до 915 МВт;

- электросетевое строительство охватывает все уровни напряжения и при этом будет построено 4056 км линий электропередач, в том числе 500 кВ – 1459 км, 220 кВ – 2599 км;

- мощность компенсирующих устройств возрастет на 1740 МВАр, в том числе синхронные компенсаторы – на 300 МВАр, шунтирующие реакторы – 1440 МВАр.

3. Планируемое поэтапное внедрение автоматизированной системы коммерческого учета и контроля электроэнергии позволит повысить энергоэффективность производства и потребления электроэнергии в Узбекистане.

II. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА И ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ /52-56, 58-69, 71-73, 77, 99-100, 157, 158 - 160, 167/

2.1. Научно обоснованное прогнозирование - необходимое условие эффективного управления электроэнергетической системой

Основной задачей управления режимами ЭЭС является удовлетворение потребности отраслей экономики и населения качественной электрической энергией и теплом в краткосрочной и долгосрочной перспективе при минимальных затратах, обеспечивая энергоэффективность их производства и потребления /52-55/.

Однако в условиях переходной экономики из-за недостаточности инвестиций, несовершенства технических средств контроля и учета производства и потребления энергоресурсов, в том числе электроэнергии, это требование не всегда выполнимо /56-68/. В этом контексте вопросы прогнозирования режимных параметров и в особенности повышения точности их определения становятся первостепенными. При этом известные модели прогнозирования, не учитывающие рыночный, случайный характер взаимоотношений, на практике часто оказываются непригодными для планирования и управления режимами ЭЭС. В такой ситуации для анализа, моделирования и прогнозирования режимных параметров и характеристик электрической системы целесообразно применять методы прямого построения моделей по данным наблюдений (статистики). Такие методы позволяют выявить неявные причинно-следственные связи и закономерности, скрытые в ретроспективных данных, и представить их в явной форме математических моделей /63-65/.

Как известно /52-53/, управление ЭЭС на основе планирования (прогнозирования) разделяется на четыре временных уровня: долгосрочное (перспективное), краткосрочное планирование (прогнозирование), оперативное и автоматическое управление. На каждом уровне необходимо обеспечить соответствующий баланс выработки и потребления энергии, что требует максимальной точности прогноза.

На уровне долгосрочного (перспективного) прогнозирования решаются задачи, связанные с перспективным планированием развития энергетики, а также задачи оптимизации режимов, надежности, устойчивости параллельной работы производится выбор параметров настройки устройств релейной защиты, противоаварийной и системной автоматики; разработка инструктивных указаний по оперативному ведению режима и т. д.

На уровне краткосрочного планирования решаются задачи, связанные главным образом с подготовкой режима работы энергосистемы на ближайшие сутки или несколько суток. При этом рассчитывается график нагрузки энергосистем и отдельных электростанций, рассматриваются оперативные заявки на вывод в ремонт основного оборудования, средств управления и автоматизации, проводятся отдельные проверочные расчеты устойчивости, токов короткого замыкания, уставок релейной защиты и автоматики.

К уровню оперативного управления относятся задачи, решаемые оперативным персоналом в течение суток и обеспечивающие выполнение запланированных режимов, распределения и потребления электроэнергии, предотвращение возникновения аварий при медленно развивающихся нарушениях режима, ликвидацию затянувшихся аварийных режимов, восстановление нормальной схемы сети и электроснабжения потребителей в послеаварийных режимах, организацию ремонтных и восстановительных работ.

К автоматическому управлению относятся задачи управления текущими, в том числе быстро протекающими, процессами, а также ликвидация аварий, осуществляемая с помощью местных и централизованных устройств автоматики.

Во всех случаях для каждого уровня основной задачей является составление баланса электро- и тепловой энергии, прогнозирование (планирование) выработки электроэнергии и отпуска тепла, перетоков по межсистемным линиям, суммарного и удельного расхода топлива, с дальнейшим обеспечением их выполнения.

2.2 Современные методы прогнозирования

В процессе оперативного управления энергосистемами непрерывно решается задача экономичного распределения нагрузок между генераторами электростанций, чтобы обеспечить генерирующей мощностью текущие изменения электропотребления при минимальных затратах, и в то же время, поддерживать требуемый уровень надежности системы. Выполняемые при этом расчеты состоят в минимизации стоимостной функции с учетом режимных ограничений, определяемых характеристиками электростанций и систем электропередачи. Для решения этой задачи широко используются алгоритмы, основанные на методах динамического программирования и методе Лагранжа /56,58-62/, а в последние годы — на методах нечеткой логики и многокритериальной оптимизации /57,63,67/.

Распределение нагрузки является оперативной задачей и поэтому связано с оперативными (краткосрочными) прогнозирующими системами. Для диспетчерского прогнозирования в основном применяются методы анализа временных рядов, в которых используются оперативные данные телеизмерений нагрузки, автоматически поступающие в диспетчерские

пункты энергосистем. Долгосрочное прогнозирование связано с годовыми графиками нагрузки и динамикой изменения удельных расходов топлива и потерь в энергосистеме по мере её развития. В числе применяемых в данном случае методов - спектральный анализ, двойное экспоненциальное сглаживание и методы Бокса-Дженкинса и др. /63,73, 99-100/.

Как известно /59,63,77/, методы прогнозов подразделяются на формализованные, эвристические и комплексные. Каждому классу прогноза присущи свои достоинства и ограничения.

Формализованные методы позволяют получать количественные показатели. При разработке таких прогнозов исходят из предположения об инерционности системы, т. е. предполагают, что в будущем система будет развиваться по тем же закономерностям, которые были у неё в прошлом и есть в настоящем. К формализованным методам относятся экстраполяционные и регрессионные методы, метод группового учёта аргументов (МГУА), факторный анализ, нейросети с активными нейронами и др. /63-68/.

Эвристические методы основаны на использовании интеллекта человека, который на основании своих знаний и практического опыта способен предсказать качественные изменения в развитии прогнозируемого объекта. Эвристические методы применяются там, где существует вероятность скачкообразных процессов в развитии системы, и подразделяются на методы индивидуальных и коллективных экспертных оценок.

Комплексное прогнозирование объединяет в единую систему формализованные и эвристические методы, что позволяет повысить качество прогнозов.

В зависимости от глубины упреждения прогнозы подразделяются на краткосрочные, среднесрочные и долгосрочные (перспективные) /63/. Краткосрочные прогнозы ограничены 1-3 шагами упреждения, среднесрочные - до пяти шагов упреждения, долгосрочные (перспективные) - более 10 шагов упреждения. При этом как известно /53, 67/, точность прогнозирования считается приемлемой, если ошибка для предельного упреждения находится в пределах до $\pm 10\%$. Кратко рассмотрим методы прогнозирования.

2.2.1. Формализованные методы прогнозирования

а) Методы экстраполяции

Методы экстраполяции в математическом смысле представляют собой распространение характера изменения функции из области её наблюдения в область, лежащую вне этого интервала /59, 69/.

Задача экстраполяции формулируется так: пусть в интервале (t_0, t) известны значения функции $f(x)$, требуется определить значения этой функции в точке $t+1$, лежащей вне этого интервала.

Предположение об эволюционном характере развития прогнозируемых объектов ограничивает применение метода экстраполяции только теми периодами времени, в течение которых в развитии объектов не

предполагается скачкообразных изменений. С помощью этого метода пытаются получить ответы на вопрос о наличии разумных шансов на решение поставленной задачи при помощи того же самого механизма, который существовал ранее.

Несмотря на многообразие явлений, техническое, технологическое и экономическое прогнозирование с помощью метода экстраполяции можно проводить ограниченным числом функций, которые подразделяются на пять классов:

1) линейный рост функции на большей части интервала с уменьшением темпов в его конце;

2) на всём интервале развития наблюдается экспоненциальный рост. Уравнение кривой для функции этого класса имеет вид

$$Y = Ae^{at}, \quad (2.1)$$

где A - значение процесса при $t = 0$; a - параметр процесса. Необходимо отметить, что этот процесс является линейным для логарифма рассматриваемой функции $\ln A = \ln A + nt$;

3) кривые, характеризующиеся начальным экспоненциальным или почти экспоненциальным ростом:

$$Y = L/(1 + a_0 e^{-at}), \quad (2.2)$$

где L - предел развития объекта; a_0, a - константы; t - время;

4) функция с дважды экспоненциальным ростом или даже ещё более крутым подъёмом с последующим переходом в более пологую кривую. Эти функции характеризуются ростом технических систем в условиях интенсивности исследований и разработок;

5) функция с медленным экспоненциальным ростом в начале развития, который сменяется внезапным более быстрым ростом и наконец, замедлением в конце развития.

б) Регрессионный анализ

Уравнения регрессии являются одним из наиболее распространённых методов прогнозирования. Для линейного случая модель регрессии записывается в виде [59, 69]:

$$Y_i = \sum_{j=0}^n a_j u_{ij} + \varepsilon \quad (2.3)$$

при $j=1-n$, где a_j - коэффициенты модели, определяемые методом наименьших квадратов; $i = 0-n$; u_{ij} - значения i -й функции независимой переменной; n - число независимых переменных в модели, ε - случайная ошибка. Все разновидности регрессионного анализа основываются на методе наименьших квадратов, теоретические основы которого будут рассмотрены ниже.

К недостаткам регрессионного анализа следует отнести необходимость субъективного определения исследователем структуры модели. Кроме того, регрессионный анализ позволяет строить модели только в области, где число коэффициентов модели меньше или равно числу точек опытных данных.

в) Метод группового учета аргументов

Метод группового учета аргументов свободен от недостатков, присущих моделям, которые получены методом классического регрессионного анализа. В основу данного метода положен принцип самоорганизации /63-67/, теоретическая база которого рассмотрена ниже.

2.2.2. Эвристические методы прогнозирования

а) Эвристические методы

Эти методы основываются на выявлении мнений экспертов о перспективах развития объекта прогнозирования /52-53/. Из подобных методов наиболее известен метод Дельфи, характерными особенностями которого является анонимный опрос экспертов, проводящийся в несколько туров; статистическая обработка результатов опроса каждого тура и последующее ознакомление экспертов с её результатами. Перед каждым новым туром опроса эксперты имеют право изменять высказанное ими ранее мнение. Анонимность ответов необходима для того, чтобы исключить ряд нежелательных психологических факторов, которые наблюдаются в группах специалистов, проводящих очный обмен мнениями. К таким факторам относятся склонность группы к компромиссу, принятие группой мнения "авторитетов", приспособление её к мнению большинства.

Процедура проведения экспертизы может быть различной. Однако в ней всегда можно выделить три этапа.

На первом этапе эксперты привлекаются к работе по уточнению модели объекта прогнозирования.

На втором - дают ответы на поставленные в анкете вопросы. При этом структурно-организованный набор вопросов должен быть логически связан с основной целью экспертизы, а формулировка вопросов должна исключать всякую смысловую неопределённость.

На третьем этапе, после статистической обработки результатов опроса тура, эксперты привлекаются для консультации по недостающей информации, необходимой для формирования окончательного прогноза.

При статистической обработке содержащихся в анкетных результатах экспертных оценок определяются статистические параметры прогнозируемых характеристик, их доверительные интервалы, статистические оценки согласованности мнений экспертов.

Среднее значение прогнозируемой величины определяется по формуле

$$B = \sum_{j=1}^n \frac{B_j}{n}, \quad (2.4)$$

где B_j - значение прогнозируемой величины, данной j -м экспертом; n - число экспертов в группе.

Приближенное значение доверительного интервала определяется из таблиц Стьюдента для заданного уровня доверительной вероятности и числа степеней свободы.

Коэффициент вариаций оценок экспертов определяется из зависимости:

$$V = \sigma / B, \quad (2.5)$$

где σ - среднеквадратичное отклонение.

Проведение опроса в несколько туров и обязательное ознакомление экспертов с результатами каждого тура обеспечивает сходимость данных прогноза к медианному значению.

б) Морфологический метод

Данный метод позволяет не только получить технические характеристики прогнозируемого объекта, но и определить его структуру. Для этого исследуемый объект (проблема) разбивается на относительно независимые части (элементы). Затем для каждой из частей разрабатывается многовариантное решение, за основу которого берутся её конструктивные, технологические, функциональные или другие особенности. Общее решение о структуре и свойствах объекта или процесса получают, взяв одно решение от каждой части, руководствуясь при этом возможными ограничениями. Морфологический метод связан с системным подходом к изучаемому объекту, так как предусматривает использование всей совокупности знаний об объекте. Благодаря упорядоченному подходу к рассмотрению проблемы, он дает систематизированную информацию по всем возможным решениям. Метод включает этапы исследования: точную формулировку проблемы; тщательный анализ всех параметров, важных с точки зрения решения; выбор оптимального решения.

2.2.3. Комплексные методы прогнозирования

Каждый метод прогнозирования обладает своими достоинствами и недостатками, поэтому их объединение повышает достоверность прогнозов. Общий алгоритм комплексных методов прогнозирования предусматривает объединение формализованных и эвристических методов в одной системе. Эти методы могут находиться в следующих соотношениях:

- данные обоих прогнозов не противоречат друг другу, их можно совместно обрабатывать и получать комбинированный прогноз;
- данные обоих прогнозов противоречивы, здесь требуется вводить обратные связи, раскрывающие причины расхождения данных прогнозов и произвести измерения условий прогнозирования.

Выбор комплексных методов в значительной степени зависит от сроков, на которые делается прогноз, и от объема имеющейся информации. В общем, комплексные методы наиболее приемлемы для долгосрочных прогнозов.

Ниже расчеты и анализ результатов прогнозирования параметров режима и характеристик ЭЭС и отбора лучшего по точности метода приведены на основе сравнения вычислительных свойств регрессионного

анализа на основе метода наименьших квадратов и метода группового учета аргументов. В связи с этим теоретические основы данных методов рассматриваются отдельно. Кратко изложим их сущность.

2.3. Метод наименьших квадратов

Метод наименьших квадратов (МНК) широко применяется при статистической обработке экспериментальных данных с помощью регрессионного анализа. МНК позволяет определять значения параметров прогнозирующих функций и "сглаживать" параметры экспериментальных зависимостей /63, 69/.

Метод наименьших квадратов разработан при следующих предположениях относительно экспериментальных данных:

- все n наблюдений предполагаются статистически независимыми;
- дисперсия зависимой переменной одинакова при всех x_i .

При оценке точности определения параметров предполагается также, что закон распределения зависимой переменной является нормальным.

Пусть при проведении опыта экспериментально получено n пар значений параметров режима ЭЭС (x_i, y_i) , где x_i и y_i – наблюдаемые величины, $i=1, 2, \dots, n$. Если между величинами x_i и y_i предполагается функциональная зависимость, то она может быть выражена аппроксимирующей функцией – регрессионным уравнением следующего вида:

$$y = f(x; a_0, a_1, \dots, a_m), \quad (2.6)$$

где $a_0, a_1, \dots, a_m$ – коэффициенты, значения которых необходимо определить по выбранному методу; $(m+1)$ – число коэффициентов. При этом, как известно /69/, необходимые параметры – коэффициенты регрессионного уравнения – определяются исходя из принципа минимума суммы

$$\sum_{i=1}^n (y_i - f(x_i; a_0, a_1, \dots, a_m))^2 \Rightarrow \min. \quad (2.7)$$

Если в качестве аппроксимирующей (прогнозирующей) функции выбран полином степени m

$$y = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_m x^m, \quad (2.8)$$

то в соответствии с указанным выше принципом для определения численных значений коэффициентов a_i должна быть решена следующая система уравнений (все суммы от $i = 1$ до n):

$$\begin{aligned} \sum y_i - \sum (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m) &= 0 \\ \sum x_i y_i - \sum x_i (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m) &= 0 \\ \sum x_i^2 y_i - \sum x_i^2 (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m) &= 0 \\ \sum x_i^m y_i - \sum x_i^m (a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_m x_i^m) &= 0. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Система уравнений (2.9) называется нормальной системой метода наименьших квадратов, а многочлен, составленный на базе коэффициентов a_i , определенных на его основе, – прогнозирующим многочленом наилучшего среднеквадратичного приближения.

Условие (2.7) предполагает минимизацию среднеквадратичного отклонения:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{n+1} \sum_{i=0}^n (P_m(x_i) - y_i)^2} \rightarrow \min, \quad (2.10)$$

где $P_m(x_i)$ – обобщенный прогнозирующий многочлен. В этом состоит линейная задача метода наименьших квадратов, а многочлен (2.8), найденный при условии $m < n$, считается многочленом наилучшего среднеквадратичного приближения.

Необходимо иметь в виду, что при интерполировании происходит повторение ошибок наблюдений, т.е. кривая, построенная на основе интерполяционной формулы, точно проходит через заданные точки, в то время как при обработке экспериментальных данных МНК, напротив, происходит их сглаживание. Из известных статистических свойств МНК следует отметить следующие:

- статистические свойства метода проявляются тогда, когда число наблюдений много больше числа параметров модели, т.е. $n \gg m$;

- при $n \rightarrow \infty$, т.е. при неограниченном росте числа наблюдений среднее значение дисперсии ошибки, определяемое по упрощенному выражению:

$$\sigma_m^2 = \frac{n}{n-m} \delta_m^2, \quad (2.11)$$

стремится к нулю;

- за оптимальное значение степени многочлена следует принять то значение m , начиная с которого величина σ_m^2 стабилизируется или начинает возрастать. Полиномиальное регрессионное уравнение с данной степенью обеспечивает наибольшее приближение к реальным данным и поэтому является оптимальным.

Условие $m \approx n$ делает задачу наименьших квадратов плохо обусловленной, а практически это происходит уже при $m \geq 5$, т.е. получаемые параметры модели могут оказаться полностью искаженными ошибками округления, что подтверждается результатами многочисленных расчетов, выполненных авторами, а также другими исследователями [69].

2.4. Метод группового учета аргументов

При построении статистической связи, исходя из регрессионного и корреляционного анализа, для оценки коэффициентов в уравнении регрессии используют статистическую выборку, а выбор вида функции и информативных признаков осуществляет сам исследователь [63].

Метод группового учета аргументов (МГУА) отличается от рассмотренных тем, что, используя идею эвристической самоорганизации малой выборки экспериментальных данных, позволяет выбрать вид аппроксимирующей функции и входящих в нее аргументов.

Поэтому в различных областях науки и техники, использующих прогнозирование, структурную и параметрическую идентификацию, данный метод получает все большее применение /63-67/. Метод группового учета аргументов относят к методам искусственного интеллекта и теории самоорганизации /63,68/. Сущность метода заключается в постепенном отборе - переборе уравнений прогнозирования, отвечающих условиям требуемой точности результатов заданным экспериментальным данным. Выбор происходит из множества моделей-кандидатов по заданному критерию. Другими словами, происходит направленная селекция по определенным критериям - точности прогнозирования, наибольшей устойчивости полученной модели и т.д.

Основной принцип в теории самоорганизации моделей формулируется так: при постепенном увеличении сложности моделей (например, увеличении степени прогнозирующего полинома модели, количества его членов и т.д.) значения внутренних критериев монотонно падают. В тех же условиях все внешние критерии проходят через свои минимумы, что и дает возможность определить модель оптимальной сложности.

Для детерминистического подхода к решению задач прогнозирования или синтеза математических моделей характерно утверждение: "чем сложнее модель - тем она точнее" /63/. Добавление нового структурного элемента в схему модели (или слагаемого в уравнение) всегда повышает точность, но в результате уравнение регрессии должен выбрать сам исследователь.

Противоположное утверждение характеризует подход самоорганизации: существует единственная модель оптимальной сложности, определяемая по принципу самоорганизации, причем уравнение этой прогнозирующей модели выбирает машина, так как анализ причин и следствий, в том числе вероятностный, производится в результате перебора. Различие подходов очевидно.

Для построения математической модели оптимальной сложности с помощью МГУА исходная экспериментальная выборка делится на две последовательности - обучающуюся (А) и проверочную (В). Обучающуюся последовательность используют в обычном регрессионном анализе для оптимизации оценок коэффициентов уравнения с помощью критерия минимума средней квадратической погрешности. Проверочная последовательность служит для выбора числа членов и конструкции уравнения регрессии минимизацией критериев селекции. Перебирая модели от самой простой к более сложным, компьютер находит модель оптимальной сложности, единственную для каждого внешнего критерия. Поэтому выбору внешнего критерия придается особое значение, т.е. внешний критерий должен соответствовать типу решаемой задачи моделирования.

Необходимыми условиями самоорганизации являются: исходная таблица данных наблюдений, называемая выборкой; закон постепенного усложнения структуры моделей на основе опорных функций и предписание для получения моделей-претендентов различной сложности; отбор критериев селекции, определяющих цель построения модели.

В основе МГУА лежит схема, по которой осуществляется шаговая селекция математических моделей процессов, приводящая, как правило, к выбору оптимальной, наилучшим способом описывающей рассматриваемый процесс. Алгоритм имеет вероятностный характер, т.е. вероятность получения лучшего решения растет с увеличением числа селекций. При этом выбор опорных функций метода является определяющим.

а) Опорные функции МГУА

В качестве опорных функций при формировании алгоритмов МГУА в основном используются следующие:

1) различные степенные полиномы вида:

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x^i; \quad (2.12)$$

2) гармонические или логистические:

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^n (a_i / (1 + \exp(-x_i)))$$

; \quad (2.13)

3) экспоненциальные:

$$y = \sum_{i=0}^n a_i e^{b_i x}, \quad (2.14)$$

где определяется характер решаемой задачи.

Применяются и другие, комбинированные виды функций, а также логические сети, размытые множества Заде и т.д. /63, 67/.

б) Внутренние и внешние критерии

Критерии селекции необходимы для нахождения оптимального и единственного уравнения исследуемого процесса или зависимости.

Критерий называется внутренним, если он рассчитывается по всей выборке данных или же только по обучающей последовательности (А) экспериментальных данных, и при этом требуется выполнение условия:

$$\Delta^2(A) = \left(\sum_{i=1}^N (\eta_{\text{мод}} - \eta_M)^2 / \sum_{i=1}^N \eta_{\text{мод}}^2 \right) \rightarrow \min, \quad (2.15)$$

где $\eta_{\text{таб}}, \eta_M$ – табличные и рассчитанные на основе регрессионного - прогнозирующего уравнения значения параметра режима ЭЭС, $N=N_A+N_B$ – количество экспериментальных данных (точек), разделенных на две части – обучающую (N_A) и проверочную (N_B).

Внешний критерий позволяет получить глубокий минимум дисперсии и соответственно найти единственное и оптимальное прогнозирующее уравнение исследуемого процесса. Этот критерий рассчитывается по проверочной последовательности (В) данных, которая не была использована для оценки коэффициентов модели, и в зависимости задачи подразделяется на:

1) Критерий регулярности

$$\Delta^2(B) = \left(\sum_{j=1}^{N_B} (\eta_{\text{таб}} - \eta_M)^2 / \sum_{j=1}^{N_B} \eta_{\text{таб}}^2 \right) \rightarrow \min \quad (2.16)$$

Коэффициенты сравниваемых между собой моделей определяются на обучающей последовательности по методу наименьших квадратов, а все модели селекционируются по величине среднеквадратической ошибки, измеренной на точках проверочной последовательности. Точки этой последовательности не участвуют в получении оценок коэффициентов, и поэтому критерий регулярности является внешним дополнением, позволяющим выбрать однозначно оптимальную модель.

2) Критерий минимума смещения требует максимального совпадения значений выходной величины двух моделей, полученных на двух различных частях таблицы исходных данных

$$\Delta_{\text{см}}^2 = \left(\sum_{i=1}^N (\eta_A - \eta_B)^2 / a \sum_{i=1}^N \eta_{\text{таб}}^2 \right) \rightarrow \min \quad (2.17)$$

где A – точки с большим значением дисперсии выходной величины (обучающаяся последовательность); B – точки с меньшим ее значением (проверочная последовательность); $a = 1, 5, 3, 0$ – коэффициент экстраполяции.

Критерий минимума смещения позволяет выбрать модель, наименее чувствительную к изменению множества опытных точек, по которым она получена. Он требует, чтобы модель давала одинаковые результаты на последовательных опытных данных A и B . Этот критерий позволяет решать задачу восстановления закона, скрытого в зашумленных экспериментальных данных, а потому рекомендуется также для решения задачи идентификации.

3) Критерий сходимости пошагового интегрирования конечно-разностных моделей имеет вид:

$$\Delta(3) = \sum_{i=1}^N (\eta_M - \eta_{\text{таб}})^2 / \sum_{i=1}^N \eta_{\text{таб}}^2 \rightarrow \min \quad (2.18)$$

Критерий представляет собой среднеквадратическую ошибку пошагового интегрирования на интервале интерполяции, т. е. там, где заданы экспериментальные точки. Он интересен тем, что не требует деления данных на обучающую и проверочную последовательности: проверку точности пошагового интегрирования конечно-разностных моделей можно выполнить на тех же точках, по которым синтезирована сама модель ($N = N_A + N_B$).

4) Критерий баланса переменных. Восстановление функции по ряду заданных опытных точек сводится к решению двух весьма различных между собой задач: аппроксимации и экстраполяции. Критерий имеет вид:

$$B = \sum_1^N (f_1(\eta_i) - f_2(\eta_i))^2 \rightarrow \min, \quad (2.19)$$

где f_1, f_2 - прогнозирующие функции, найденные для различных двух моментов времени.

Критерий баланса переменных является попыткой свести задачу экстраполяции к задаче интерполяции. Наиболее просто построить критерий баланса можно в том случае, когда значение экстраполируемой (прогнозируемой) величины в некоторой не слишком удаленной точке достоверно известно.

в) Алгоритм функционирования МГУА

Пусть в виде таблицы заданы входные $x_1, x_2, \dots, x_n$ и выходные $y_1, y_2, \dots, y_n$ переменные и требуется по n наблюдениям найти зависимость

$$Y = F(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.20)$$

В дальнейшем будем ориентироваться на опорную функцию полиномиального типа, так как почти все алгоритмы МГУА используют функции типа (2.12). В соответствии с теоремой Вейерштрасса [63], любую непрерывную функцию можно как угодно точно представить полиномом, и поэтому зависимость (2.20) можно идентифицировать полиномом Колмогорова-Габора:

$$Y = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i x_i + \sum_{i < j} a_{ij} x_i x_j + \sum_{i < j < k} a_{ijk} x_i x_j x_k + \dots, \quad (2.21)$$

где $A = (a_1, a_2, \dots, a_m)$ - вектор коэффициентов регрессионного уравнения, $X(x_1, x_2, \dots, x_n), i = 1 - n$ - входной вектор исходных данных, Y - вектор-столбец размерностью m ($m < n$), представляет выходные характеристики (количество членов в прогнозирующем уравнении, его степень). Известно [63-64, 69], что при увеличении степени полинома (2.12) точность приближения функции $F(x)$ возрастает, а при определенных значениях m - начинает убывать. В момент, когда точность максимальна, процесс усложнения полинома заканчивается и модель объекта или процесса, описанная полиномом данной степени, считается единственной и оптимальной. При этом количество точек экспериментов может быть значительно меньше количества членов полинома.

Алгоритм данного метода состоит в следующем. На первом этапе выбирается опорная функция типа (2.12), т.е. полином степени m .

Чаще используются зависимости вида:

$$\begin{aligned} y &= a_0 + a_1 x_1, \\ y &= a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2, \\ y &= a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_3, \\ y &= a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_1^2 + a_4 x_2^2 + a_5 x_1 x_2. \end{aligned} \quad (2.22)$$

На втором этапе на основе МНК определяются коэффициенты (2.21) и составляются уравнения вида:

$$y_1 = f(x_1, x_2), y_2 = f(x_1, x_2), \dots, y_{n-1} = f(x_1, x_2), y_n = f(x_2, x_2), \dots, y_p = f(x_{n-1}, x_n), p = \dots \quad (2.23)$$

По критериям, приведенным выше, отбираются соответствующие парные уравнения.

На следующем шаге с помощью МНК определяются коэффициенты таких зависимостей:

$$z_1 = f(y_1, y_2), z_2 = f(y_2, y_2), \dots, z_r = f(y_{n-p}, y_p), r = \dots \quad (2.24)$$

Дальнейшая процедура аналогична вышеизложенной. Если значение внешнего критерия улучшается, т.е. непрерывно уменьшается, то селекция продолжается до тех пор пока его уменьшение не прекратится, и этот минимум определяет модель оптимальной сложности исследуемого процесса или зависимости.

Основными принципами МГУА являются: неокончателность промежуточных решений, самоотбор промежуточных решений, минимум среднеквадратичного отклонения, максимум коэффициента корреляции между проверяемыми точками, единственность окончательного решения и т.д.

Эти принципы дают возможность решать задачи восстановления функций при ограниченном числе эмпирических данных. Одновременно с оптимизацией коэффициентов аппроксимирующего полинома происходит и оптимизация сложности, что позволяет не заботиться о выборе структуры этого полинома /63-65/.

Необходимо отметить, что в практических алгоритмах в каждую комбинацию входит только два аргумента (парный учет аргументов). Относительно каждой пары (группы) составляется частное описание, т.е. некоторое простое уравнение не выше второго порядка, аргументами которого является выбранная пара аргументов. В результате такой процедуры выполняются основные принципы МГУА, отличающие этот метод от других: принцип неокончателности решений проявляется в том, что ни одна из полученных на первом этапе моделей не принимается за истину и только часть из этих решений пропускается для дальнейшего усложнения модели /63/, и этот процесс продолжится.

Таким образом, структура МГУА позволяет получить сколь угодно точное определение коэффициентов результирующего полинома, т.е. полного совпадения модели с изучаемым процессом в точках интерполяции и доверительного определения точек для прогнозирования.

Возможность точной аппроксимации функции (2.20) в узлах интерполяции благодаря неограниченному возрастанию сложности аппроксимирующего полинома без пополнения выборки является важной и исключитель-

ной особенностью МГУА, дающей ему неоспоримые преимущества перед другими методами. Алгоритм не допускает переусложнения и останавливает формирование уравнений при ухудшении поведения модели на новых данных. Алгоритм останавливается сразу же по достижении единственного минимума отклонений, полученных на выбранной модели. При этом модель оптимальной сложности устанавливает компромисс между сложностью и объемом информации, используемой при синтезе модели /63/.

г) Используемая программа МГУА

Дальнейшие исследования основаны также на полиномиальной опорной функции типа (2.12) и критерии 3), которые позволяют компьютеру формировать конечно-разностную прогнозирующую модель авторегрессионного вида:

$$y_{n+1} = a_0 + a_1 y_n + a_2 y_{n-1} + a_3 y_{n-2} + \dots + a_k y_{n-k} . \quad (2.25)$$

В этом случае значение функции y_{n+1} и есть искомое прогностическое значение; $a_0, a_1, a_2, \dots, a_k$ - неизвестные коэффициенты модели (числа), которые определяются во время селекции и служат для получения рекуррентных оценок величины на последующих шагах прогноза, k - глубина предыстории, определяющая максимальное число шагов назад, которое допускается при анализе исходных данных. Здесь y_n - последнее из известных значений исследуемого параметра, соответственно, y_{n-1} - предпоследнее значение и т.д.

Формула (2.25) представляет уравнение, определяющее зависимость значения параметра на $(n+1)$ -м шаге, в функции от значений этого же параметра на предыдущих шагах, то есть, будущее значение как функцию от предыдущих. В этом смысле можно говорить об автокорреляции, то есть зависимости параметра от себя самого, но в прошлом. При этом глубина предыстории, то есть количество "шагов назад", от значений которых может зависеть прогноз в соответствии с используемой программой /71/, составляет не менее 10.

Для вычисления прогнозных оценок на несколько шагов вперед используется рекуррентное соотношение. Вычисляется прогноз на 1 шаг, далее с использованием этого шага вычисляется значение прогноза на $(n+1)$ -м шаге, который на самом деле является $(n+2)$ -м для имеющихся исходных данных. Функция вычисляется через свои предыдущие значения, каждый раз продвигаясь на шаг. Для повышения точности и глубины предыстории рекомендуется ввести около 20-30 измерений. Однако их может быть и существенно меньше /63-64/.

В данной программной реализации свобода выбора решений компьютером относительно небольшая, порядка 1000 возможных уравнений. При практическом использовании программы из этой тысячи компьютером выбирается одно наилучшее, которое и используется в прогнозировании. Отметим, что заранее неизвестны ни максимальная глубина предыстории, ни конкретный вид уравнения, на котором остановится выбор компьютера.

2.5. Сравнительная расчетно-экспериментальная проверка вычислительных свойств МНК и МГУА

Вычислительное свойство любого метода при прогнозировании оценивается такими качествами как точность, помехоустойчивость, максимальное упреждение прогнозирования, т.е. максимальная длина шага упреждения, в пределах которого точность расчета укладывается в допустимые пределы, т.е:

$$\varepsilon_{\text{расч}} = |y_{\text{таб}} - y_{\text{расч}}| \leq \varepsilon_{\text{доп}}. \quad (2.26)$$

где $\varepsilon_{\text{расч}}, \varepsilon_{\text{доп}}$ - точность расчета и допустимая точность, $y_{\text{таб}}, y_{\text{расч}}$ - табличная и расчетная величина прогнозируемого параметра. В целях проверки отмеченных вычислительных качеств МНК и МГУА рассмотрим примеры из известных функций, прогнозные значения которых даже с шагом упреждения более 10 известны заранее. Очевидно, что в данном случае с большой уверенностью можно оценить вычислительные качества рассматриваемых методов прогнозирования и выбрать из них наилучший.

В качестве примеров рассмотрим следующие известные функции:

$$y=x^2, \quad y=x^3, \quad y=a_0 + \sin(x), \quad y=a_0 + f(x), \quad (2.27)$$

где a_0 - заданная величина, значение $f(x)$ определяется при $k=\text{пост.}$ из соотношения:

$$f(t) = \begin{cases} a_0 & \text{при } x=0, T_n, 2T_n, \dots, n T_n \\ a_0 + k & \text{при } 1 \leq x \leq T_n/2 \\ a_0 + k & \text{при } (T_n/2) \leq x \leq T_n \text{ и т.д., где } T_n - \text{период.} \end{cases}$$

В табл. 2.1 приведены значения этих функций при $x = 1-21$. Пользуясь этими данными, получим их прогнозные значения на основе МНК и МГУА для различных шагов упреждения (т.е. "забудем" выражения данных функций). При этом здесь и далее воспользуемся известными разработанными программами МНК и МГУА /69, 71/. Необходимо отметить, что в программе МГУА /71/ реализован вариант алгоритма, позволяющий получить прогнозирующее уравнение авторегрессионного вида (2.25).

Анализ показывает, что прогнозирование $Y_1=x^2$ и $Y_2=x^3$ МНК позволяет определить коэффициенты регрессионного уравнения, состоящего из одного слагаемого, причем, как для первой, так и для второй функции их значение равно единице. Особенностью результата является то, что для первой функции данное условие справедливо начиная с прогнозирующего уравнения второй степени и выше, а для второй функции - с третьей степени и выше.

Прогнозные значения совпадают с табличными данными с большим упреждением, составляющим больше десяти шагов. Как известно, данное свойство МНК вытекает из гладкости и непрерывности рассматриваемых функций и их производных /69/.

Применение МГУА для рассматриваемых функций формирует авторегрессионное уравнение, соответственно для $Y_1=x^2$:

Табличные значения функций (2.27)

Таблица 2.1

Независимая переменная x	Функция и ее значения			
	$Y_1=x^2$	$Y_2=x^3$	$Y_3=a_0+\sin(x),$ при $a_0=8$	$Y_4=a_0+f(x),$ $a_0=6,$ при $x=0, k=0,$ при $x \neq 0, k=2$
0	0	0	8	6
1	1	1	8,3426	8
2	4	8	8,6437	8
3	9	27	8,8669	8
4	16	64	8,9852	8
5	25	125	8,9843	8
6	36	216	8,8643	8
7	49	343	8,6396	6
8	64	512	8,3376	4
9	81	729	7,9847	4
10	100	1000	7,6525	4
11	121	1331	7,3523	4
12	144	1728	7,1305	4
13	169	2179	7,0139	4
14	196	2744	7,0166	6
15	225	3375	7,1384	8
16	256	4096	7,3644	
17	289	4913	7,6673	
18	324	5832	8,0105	
19	361	6859	8,3362	
20	400	8000	8,6400	
21	441	9261	8,8640	

$$y_{n+1}=15,0-1,5y_n-4+2,5y_{n-2}$$

а для $Y_2=x^3$:

$$y_{n+1}=0,4y_{n-6}+0,7y_{n-5}-2,1y_{n-1}+2,8y_n$$

Прогнозные значения рассматриваемых функций совпадают с табличными с таким же упреждением как и МНК.

Таким образом, вычислительные характеристики МНК и МГУА в данном случае оказались равноценными, ввиду непрерывности и строгой положительности производных заданных функций, и поэтому отличительных особенностей, тем более вычислительных преимуществ при прогнозировании рассматриваемых методов между ними нет.

Совершенно другие результаты получаются, если эти условия не выполняются. На рис.2.1 приведены характеристики табличных значе-

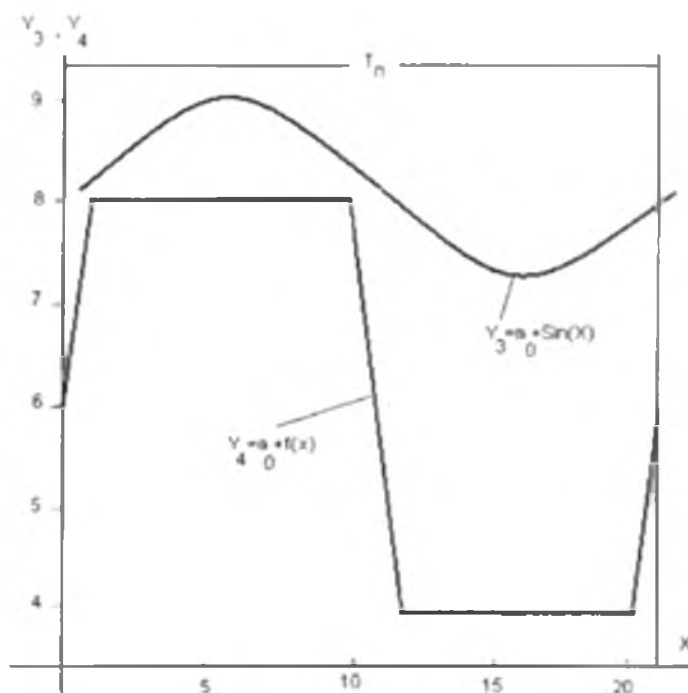


Рис. 2.1. Заданные характеристики прогнозируемых функций в соответствии с табл. 2.1

ий прогнозируемых периодических функций $Y_3 = a_0 + \sin(x)$, $Y_4 = a_0 + f(x)$ в соответствии с табл. 2.1. Анализ применения МНК и МГУА показывает следующее.

а) Функция $Y_3 = a_0 + \sin(x)$.

Применение МНК позволяет получить нижеприведенные регрессионные уравнения для прогнозирования рассматриваемой функции:

– прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 8,6382 - 0,0538x;$$

– уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 9,2354 - 0,2096x + 0,0071x^2;$$

– уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_3 = 7,9125 + 0,6827x - 0,092x^2 + 0,003x^3;$$

– уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 6,9073 + 1,0631x - 0,1657x^2 + 0,008x^3 - 0,0001x^4.$$

На рис.2.2 приведены графики соответствующих прогнозирующих уравнений МНК1, МНК2, МНК3, МНК4. Анализ показывает, что из приведенных только прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2) даст приемлемые с точки зрения точности $\pm 10\%$ результаты: при упреждении 1-3 шага точность значений прогнозирования находится в отмеченных пределах. Результаты других прогнозирующих уравнений имеют ошибки, выходящие за допустимый предел, что и видно из приведенных кривых (рис.2.2).

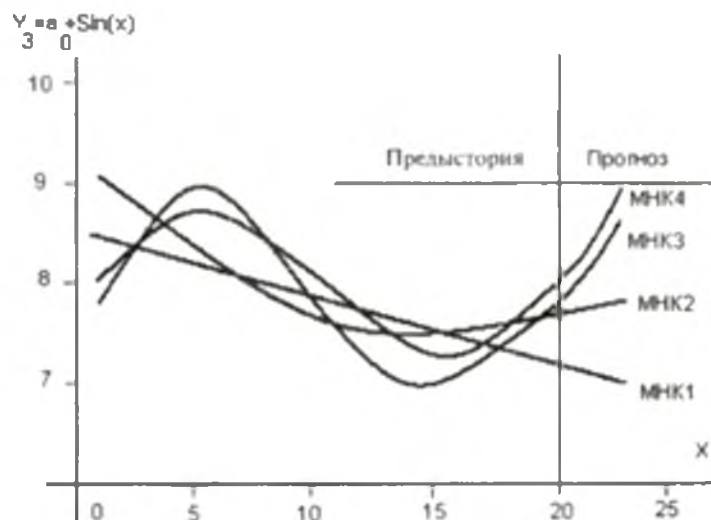


Рис.2.2. Результаты прогнозирования функцию $Y_j = a_0 + \sin(x)$ МНК

Результаты прогнозирования МГУА табличных значений функции $Y_j = a_0 + \sin(x)$ приведены на рис.2.3. Компьютер сформировал единственное авторегрессионное уравнение, имеющее вид:

$$y_{n+1} = y_{n-5} - 1,34y_{n-4} + 1,35y_n,$$

которое точно вычисляет прогнозные значения с упреждением более чем на 10 шагов.

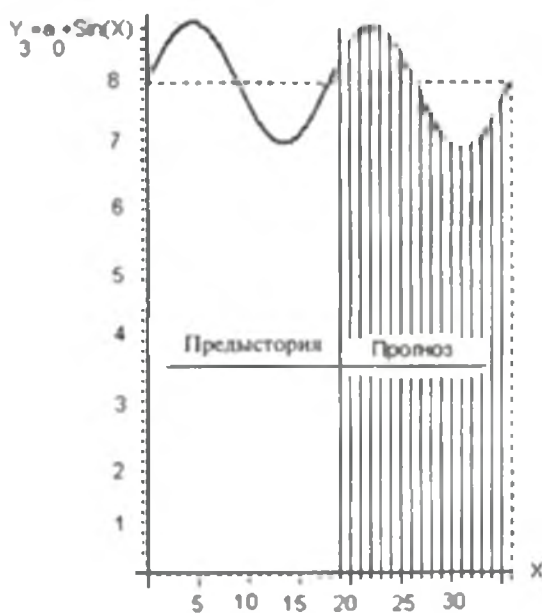


Рис.2.3. Результаты прогнозирования функции $Y_j = a_0 + \sin(x)$ МГУА

Такие результаты получаются в случае полного перебора вариантов для нахождения полиномиальной функции, которая наиболее точно аппроксимирует функцию, представленную в выборке данных при минимальных ошибках. При этом необходимо отметить, что основное различие решения задач аппроксимации и прогноза состоит в способе расчета критерия. Для решения задачи аппроксимации ошибка рассчитывается в каждый текущий момент. При самоорганизации разностной прогнозирующей модели (МГУА) ошибка рассчитывается на прогнозе с упреждением на один шаг вперед, при этом задается полный полином, содержащий все аргументы и их запаздывающие значения, измеренные с отставанием на один и два шага. Для повышения точности прогнозов расширяется область регрессии: в исходный полный полином вводятся переменные, коррелированные с прогнозируемой переменной, которые также способствуют достижению наименьшего значения из набора локальных минимумов критерия.

б) Функция $Y_d = a_d + f(x)$.

Полученные на основе МНК коэффициенты позволяют формировать регрессионные уравнения следующих видов:

– прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 8,1000 - 0,3000x;$$

– уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 8,1000 - 0,3000x - 0,0001x^2;$$

– уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_3 = 6,1144 + 1,7656x - 0,3819x^2 + 0,0182x^3;$$

– уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 6,1144 + 1,7656x - 0,3819x^2 + 0,0182x^3 + 0,0001x^4,$$

результаты которых приведены на рис.2.4. Особенностью приведенных характеристик является то, что уравнения первой, второй и третьей, четвертой степеней, соответственно, почти совпадают. Однако ни одно из приведенных уравнений не отвечает требуемой точности, т.е. на первом же шаге упреждения ошибка составляет более 10%, что неприемлемо.

Данный результат является следствием характеристики рассматриваемой функции – непрерывность нарушается в точках перехода ($K + Tn/2$, где $K=1...p$, p -целое число).

Применение МГУА дает авторегрессионное прогнозирующее уравнение вида:

$$y_{n+1} = 12,0 - y_{n-6},$$

прогнозные значения которого в точности совпадают и после упреждения с шагом более 10 (рис.2.5). Как было сказано выше, данное свойство МГУА проявляется в силу алгоритма формирования полного полинома искомого уравнения на основе соответствующих критериев, обеспечивающих отбор единственного уравнения при минимальных ошибках расчета. Данное замечательное свойство метода МГУА позволяет его широко применять при нестационарном характере выборки данных, что свойственно параметрам и характеристикам электроэнергетической системы – суточному графику нагрузки, удельному расходу топлива и др.

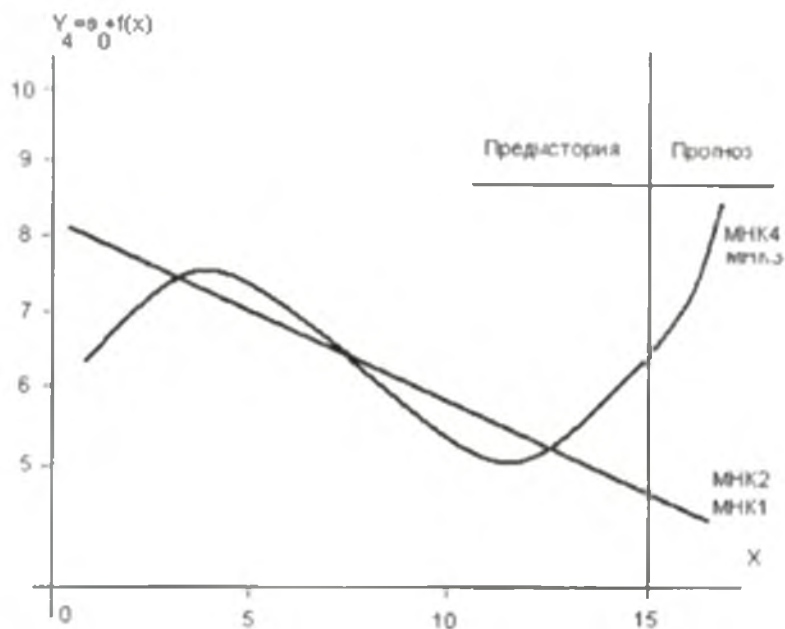


Рис.2.4. Результаты прогнозирования $Y_4=a_0+f(x)$ МНК

Еще раз отметим, что сущность теории самоорганизации состоит в установлении следующего принципа: при постепенном повышении сложности математической модели при прогнозировании некоторые критерии сначала снижаются, достигают минимума, а затем начинают повышаться. Машина при помощи перебора способна находить глобальный минимум критерия (ошибки). Это и дает возможность передать вычислительной машине процесс нахождения единственной модели оптимальной сложности, т. е. реализовать на ней общую идею самоорганизации модели сложного объекта. Роль исследователя заключается в указании машине только критерия выбора и среду решения задачи, т.е. в случае прогнозирования - таблицу с экспериментальными данными предистории исследуемого процесса.

Таким образом, только подход самоорганизации (МГУА) позволяет получить авторегрессионное уравнение, и как результат перебора это уравнение является единственным и оптимальным прогнозирующим уравнением. При этом ошибка прогноза минимальна, так как при количестве экспериментальных данных не менее 15-20, с каждой новой экспериментальной точкой модель адаптируется, и прогноз уточняется, т.е. идет самоисправление.

Следует еще раз обратить внимание на полученные результаты. Сравнение полученных результатов прогнозирования показывает, что в случае МНК (рис.2.2 и 2.4) ошибка недопустима большая, а в случае МГУА (рис.2.3 и 2.5) точность весьма высока (точное совпадение характеристик) и исходные функции в точности прогнозируются с большим уп-

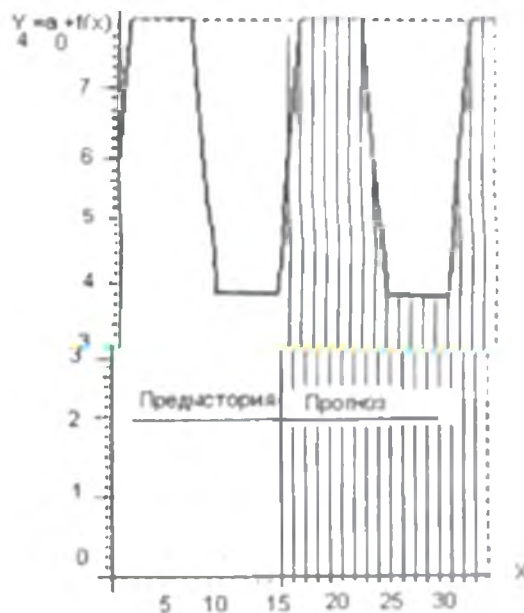


Рис. 2.5. Результаты прогнозирования $Y_4=a_0+f(x)$ МГУА

реждением. Поэтому сравнение вычислительных свойств МНК и МГУА на приведенных примерах позволяет отметить бесспорные преимущества МГУА при прогнозировании процессов, параметров или характеристик исследуемого процесса на основе экспериментальных данных.

Отмеченные свойства МГУА говорят о том, что данный метод можно использовать как в качестве экспресс - метода в диспетчерских службах ЭЭС при оперативном управлении режимами электрической системы, так и для уточнения параметров системы при долгосрочном прогнозировании.

2.6. Краткосрочное прогнозирование параметров режима электрической системы Узбекистана

Как было отмечено выше, до 90% вырабатываемой электрической энергии в Узбекистане осуществляется тепловыми электростанциями, в качестве топлива на которых в основном является природный газ и частично уголь, доля которого постепенно будет повышаться [157, 163].

Необходимость качественного прогнозирования электропотребления и построение на его основе достоверных годовых, суточных, недельных графиков нагрузки не вызывает сомнений, так как это позволяет более точно определить объем потребления топлива. Актуальность этой задачи также возрастает в связи с условиями работы АСДУ в рыночных условиях, и необходимостью прогнозирования электропотребления на ближайшие 1-3 часа или для характерных суток недели, и для оперативного управления режимами ЭЭС. Практически важно наличие у диспетчера

инструмента, позволяющего по статистическим данным, сохраняемым в банке данных, оперативно определять величину ожидаемой нагрузки электрической системы, что позволяет повысить энергоэффективность регулирования режимам ЭЭС.

Прогноз активных и реактивных нагрузок обеспечивает основную исходную информацию для принятия решений при управлении режимами ЭЭС в процессе планирования их нормальных электрических режимов. На его основе рассчитываются нормальные и оптимальные электрические режимы ЭЭС, оценивается их надежность, экономичность, качество электроэнергии и т.д. Точность прогноза нагрузки существенным образом влияет на перечисленные выше показатели, а также в значительной степени определяет выбор состава работающего оборудования, распределение резервов, разрешение оперативных заявок на вывод в ремонт основного генерирующего и сетевого оборудования. Временной диапазон прогнозирования охватывает интервал времени от предстоящих суток до недели при краткосрочном планировании и от месяца до нескольких лет при долгосрочном планировании режимов. При этом, как правило, обеспечивается прогноз суточных графиков суммарных часовых электрических активных нагрузок ЭЭС и значительно реже осуществляется прогнозирование узловых активных нагрузок в ЭЭС.

Большинство алгоритмов краткосрочного прогнозирования нагрузки, разработанных в электроэнергетике, представляет собой комбинацию различных статистических процедур.

Вопросам прогнозирования суточных графиков нагрузки и электропотребления посвящены ряд фундаментальных работ зарубежных и отечественных специалистов /56, 58, 60-61, 100, 158, 160, 359, 360/.

Ниже приведены результаты сравнительного анализа прогнозирования суточных графиков нагрузки и электропотребления в Узбекистане на основе МНК и МГУА. Рассмотрим их.

Прежде чем перейдем к сравнительной оценке вычислительной эффективности МНК и МГУА по прогнозированию режимных параметров и характеристик ЭЭС отметим следующее. Используемые в настоящее время методы оперативного прогнозирования используют **три важные характеристики** /52, 100/:

- стандартные графики нагрузки;
- метеорологическую информацию;
- мгновенные или интегрированные за определенный отрезок времени фактические значения нагрузки.

Стандартные графики нагрузки (называемые также базисными или эталонными) - это усредненный за достаточно продолжительный интервал времени суточный график электропотребления. Такая форма суточного графика нагрузки дает глубокое отражение причин и характера каких-либо изменений в суточных графиках и допускает использование возможностей самоорганизации, позволяющей раскрыть внутренние причинно - следственные изменения нагрузки.

Основными метеофакторами, влияющими на нагрузку, при прогнозировании в краткосрочном диапазоне (с упреждением на несколько часов и более) считаются температура, скорость ветра и освещенность (функция облачности, видимости и наличия осадков).

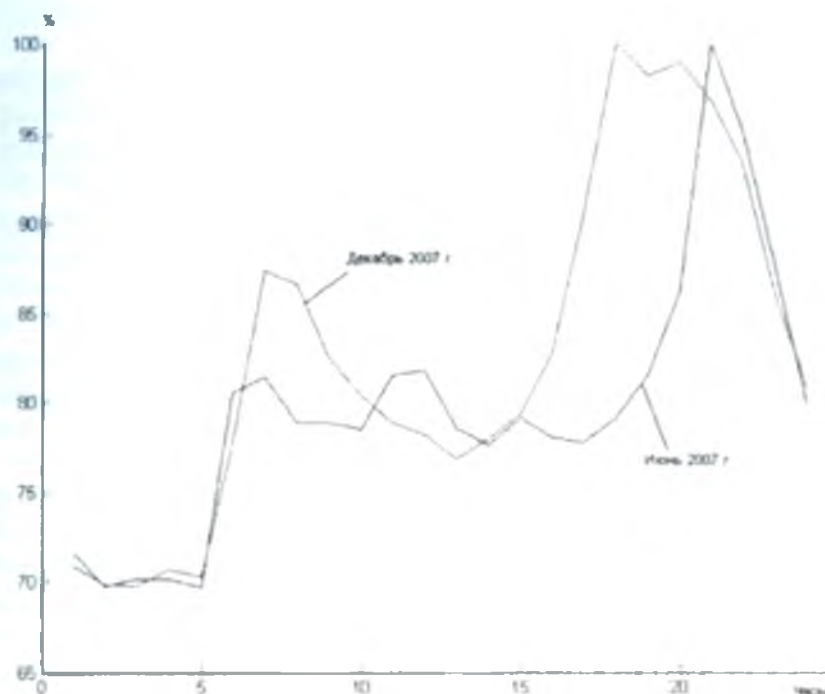


Рис.2.6. Суточные графики нагрузки ЭЭС Узбекистана, 2007 год.
(в процентах суточного максимума:
декабрь — 7906 МВт, июнь — 7220 МВт)

Использование мгновенных или интегрированных во времени (полу-часовых, часовых) значений нагрузки также в известной мере определяется задачами оперативного управления. Прогнозы для выбора состава генерирующего оборудования с упреждением на несколько часов обычно базируются на интегрированных данных. Однако эффект сглаживания, проявляющийся в интегрированных данных при использовании вышеперечисленных факторов, делает их менее полезными для точных оперативных расчетов распределения нагрузки электростанций. Поэтому при использовании традиционных методов прогнозирования нагрузки необходимо иметь глубокое представление о природе режимов и процессов происходящих в системе и при этом выбор уравнения прогнозирования предоставляется диспетчеру, т.е. присутствует эффект субъективизма.

Подход к прогнозированию параметров и характеристик режима ЭЭС, используемый при применении МГУА, как было отмечено выше, основан на принципе селекции, используемой в природе [63], т.е. прогно-

зирующее уравнение определяется методом перебора до тех пор пока ошибка не достигнет минимума, поэтому, если выборки данных (экспериментальные точки) являются достаточными (не менее 10-20), то это уравнение является единственным и оптимальным. Очевидно, что в данном случае исключается субъективизм в составлении и выборе уравнения прогнозирования. Это свойство и используется для прогнозирования параметров режима ЭЭС.

В целях выявления преимуществ вычислительных свойств рассматриваемых ниже методов (МНК и МГУА) расчеты прогнозирования проведены на основе реальных статистических - экспериментальных данных - выборок, в которых вышесотмеченные факторы учтены (данные получены с реальных приборов). При необходимости эти факторы могут быть учтены в виде составляющих коэффициентов уравнения (2.25).

Одним из основных показателей суточных графиков нагрузки является коэффициент неравномерности (заполнения) - отношение минимальной ночной нагрузки к максимальной. Для одних из суток на рис. 2.6. приведены соответствующие характеристики. Как видно, графики довольно плотные и коэффициенты неравномерности более 0,7 и примерно в 1,2 - 1,6 раза превосходят уровень 90-х годов XX столетия. Это является следствием расширения сфер и увеличения объемов потребления электроэнергии за последние годы в Узбекистане, в основном в коммунально-бытовом, строительном и других секторах экономики республики. В табл. 2.2 приведены фактические значения потребленной активной мощности по ЭЭС Узбекистана за 20 декабря 2007 года, на основе которых можно проверить вычислительные свойства МНК и МГУА на предмет прогнозирования.

Мощности потребления в ЭЭС Узбекистана, 20.12.2007 года /167/
Таблица 2.2

Часы	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Мощ. МВт	5609	6490	5521	5599	5564	6146	6914	6846	6527	6357	6240	6186

Продолжение таблицы 2.2

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
6080	6168	6278	6530	7159	7909	7766	7824	7652	7387	6804	6385

Регрессионные уравнения в случае применения МНК, составленные на основе 20 выборок (01-20 ч.), имеют вид:

— прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 5526 + 91,4x;$$

— прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 6026 - 45,1x + 6,6x^2;$$

- прогнозирующее уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_1 = 5274 + 337,3Mx - 37,9x^2 + 1,4x^3;$$

- прогнозирующее уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 5566 + 111,3x + 7,8x^2 - 1,9x^3 + 0,1x^4.$$

Авторегрессионное уравнение, формируемое компьютером в случае применения МГУА, представлено как:

$$y_{n+1} = 0,15y_{n-5} - 0,69y_{n-1} + 1,55y_n.$$

В табл.2.3 приведены результаты прогнозирования на четыре шага вперед (21-24 ч.) МНК и МГУА и соответствующая абсолютная ошибка прогнозирования.

Фактические данные и результаты прогнозирования мощности потребления в ЭЭС Узбекистана на 20.12.2007 год /167/

Таблица 2.3

Часы	Тип информации			Тип информации		Тип информации	
	Фактич. МВт	Прогноз (МНК1) МВт	Ошибка % (абс.вел)	Прогноз (МНК2) МВт	Ошибка % (абс.вел)	Прогноз (МНК3) МВт	Ошибка % (абс.вел)
21	7652	7444	2,7	7945	3,8	8695	13,6
22	7387	7536	2,8	8179	10,7	9357	26,6
23	6804	7627	12,1	8426	23,8	10130	48,8
24	6385	7720	20,1	8669	36,1	11022	72,6

Продолжение таблицы 2.3

Часы	Тип информации			Тип информации	
	Фактич. МВт	Прогноз (МНК4) МВт	Ошибка % (абс.вел)	Прогноз (МГУА) МВт	Ошибка % (абс.вел)
21	7652	8984	17,4	7737	1,1
22	7387	9921	34,3	7202	2,4
23	6804	11082	62,8	7223	6,1
24	6385	12497	95,7	7030	9,1

В результате прогнозирования с применением МНК в допустимый интервал ошибок в 10% попадают первые два шага, выполненные на основе регрессионных уравнений первой (МНК1) и второй (МНК2) степени, а остальные шаги не удовлетворяют этому требованию. Результаты прогнозирования уравнениями третьей (МНК3) и четвертой степени (МНК4) уже с первого шага далеко выходят за допустимые пределы. Этот результат подтверждает известный факт /69/, что уравнения регрессии на основе МНК высоких степеней как правило, приводят к результатам, которые далеки от фактических данных. Как было отмечено выше, основной особенностью является то, что при применении традиционных регрессионных методов прогнозирования соответствующим

шее уравнение выбирает исследователь и соответственно, субъективизма избежать трудно.

Результаты применения МГУА дают приемлемые значения прогнозируемой величины – результаты всех четырех шагов находятся в пределах допустимой ошибки (до 10%), но как видно, они более точны, в особенности для первых шагов прогнозирования, чем в случае МНК. Самое важное, в данном случае компьютер формирует прогнозирующее авторегрессионное уравнение из примерно 1000 вариантов на основе выборок – исходных данных. Как уже было сказано, МГУА дает качественные по точности результаты и в том случае, если выборка – исходные экспериментальные данные не менее 15-20 предыдущих шагов.

Представляет интерес сравнение вычислительных свойств МНК и МГУА для случая исследования суточного графика нагрузки для одной из подстанций сети 220-500 кВ эквивалентной схемы ЭЭС Узбекистана, приведенная в табл. 2.4.

Потребляемые мощности в течение суток на одной из подстанций сети 220-500 кВ Узбекистана /167/

Таблица 2.4

Часы	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Мощ. МВт	366	363	366	369	377	378	383	391	397	388	382	376

Продолжение таблицы 2.4

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
376	371	377	382	396	408	414	422	397	390	382	372

Соответствующие уравнения регрессии в случае МНК для 20 выборок (01-20 ч.) следующие:

- прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):
 $y_1 = 360,27 + 2,15x;$
- прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2):
 $y_2 = 363,87 + 1,21x + 0,04x^2;$
- прогнозирующее уравнение третьей степени (МНК3):
 $y_3 = 351,99 + 7,03x - 0,6x^2 + 0,02x^3;$
- прогнозирующее уравнение четвертой степени (МНК4):
 $y_4 = 352,22 + 6,85x - 0,57x^2 + 0,02x^3 + 0,0001x^4;$
- прогнозирующее уравнение пятой степени (МНК5):
 $y_5 = 405,98 - 48,46x + 15,44x^2 - 1,85x^3 + 0,09x^4 - 0,002x^5.$

В случае применения МГУА для тех же условий компьютер формирует авторегрессионное прогнозирующее уравнение:

$$y_{n+1} = 0,42y_{n-7} - 0,35y_{n-3} - 3 + 0,9y_n$$

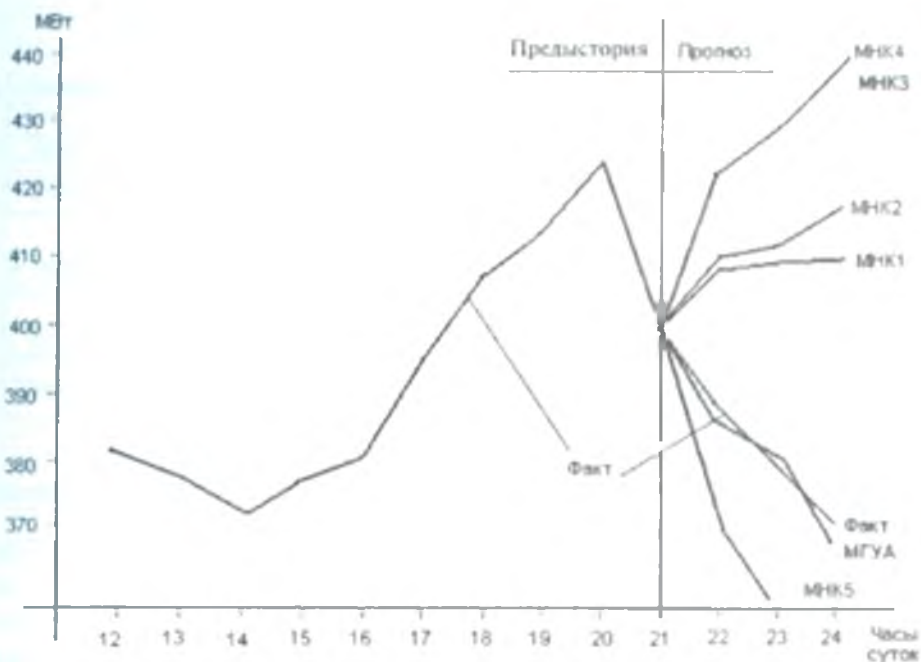


Рис. 2.7. Прогнозирование суточного графика нагрузки сети 220-500 кВ эквивалентной схемы энергосистемы Узбекистана

На рис.2.7 приведены сравнительные характеристики прогноза суточного графика рассматриваемыми методами, из которых очевидно бесспорное преимущество МГУА в прогнозировании, так как результаты расчета и реальные данные (выборки) совпадают с большой точностью. Отметим только, что ошибка прогнозирования для всех трех шагов предупреждения (22-24 ч.) находится в пределах (0,1-0,5)%.

Из практики известно [52-53, 100], что сложность прогнозирования суточных графиков для праздничных, субботних, воскресных дней и в моменты перехода на другие сутки возрастает, так как они отличаются от так называемых стандартных графиков нагрузки. Рассмотрим этот случай на примере перехода суточного графика с 19.12.2007 г. на 20.12.2007 г., фактические данные которых приведены в табл.2.5

Прогнозирующие уравнения регрессии, доставляемые МНК, имеют следующий вид:

- прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 6791 - 32,3x;$$
- прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 5590 + 281,0x - 14,2x^2;$$
- прогнозирующее уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_3 = 6151 + 604x + 16,3x^2 - 0,9x^3;$$
- прогнозирующее уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 8017 - 1398x + 288x^2 - 19,9x^3 + 0,4x^4;$$
- прогнозирующее уравнение пятой степени (МНК5):

**Фактическое изменение мощности потребления ЭЭС
Узбекистана при переходе на следующие сутки**

Таблица.2.5

	19.12.2007 года											
Часы	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Мощн. МВт	6573	6325	6232	6202	6212	6136	6159	6239	6908	7678	7619	7609

Продолжение таблицы 2.5

	19.12.2007 года				20.12.2007 года							
Часы	21	22	23	24	01	02	03	04	05	06	07	08
Мощн. МВт	7414	7179	6760	6107	5609	5490	5521	5599	5564	6146	6914	6846

$$y_i = 7004 - 355,9x - 13,4x^2 + 15,4x^3 - 1,3x^4 + 0,01x^5.$$

При применении МГУА компьютер формирует авторегрессионное уравнение следующего вида:

$$y_{n+i} = 0,36y_{n-7} - 0,3y_{n-5} - 0,7y_{n-1} + 1,65y_n$$

В качестве выборки использован интервал времени от 09 часов 19.12. до 04 часов 20.12.2007 г., а интервал (05-08 ч.) спрогнозирован на основе перечисленных уравнений. Результаты прогнозирования приведены на рис.2.8.и табл.2.6 Как видно из приведенных данных, в случае МНК результаты только первых двух шагов прогнозирования, доставляемые

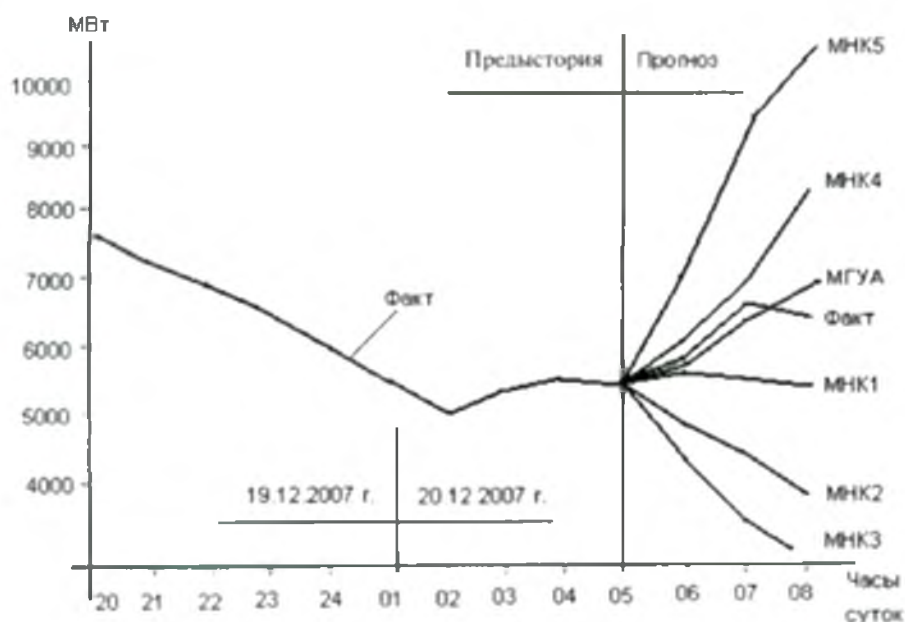


Рис.2.8. Прогнозирование потребляемой мощности в ЭЭС Узбекистана при переходе на другие сутки (с 19.12.07 на 20.12.07)

**Результаты прогнозирования мощности потребления ЭЭС
Узбекистана при переходе на следующие сутки**

Таблица 2.6

Часы 20.12.07	Факт МВт	МНК1		МНК2		МНК3		МНК4	
		Прог	Ошиб %	Прог	Ошиб %	Прог	Ошиб %	Прог	Ошиб %
06	6146	6080	1,07	4879	20,1	4318	29,7	6184	0,6
07	6914	6048	12,5	4519	34,6	3652	47,2	7214	4,3
08	6846	6016	13,1	4131	39,6	2892	57,7	8813	28,7

Продолжение таблицы 2.6

Часы 20.12.07	МНК5		МГУА	
	Прог	Ошиб %	Прог	Ошиб %
06	7197	17,1	6008	2,2
07	9608	38,9	6762	2,2
08	13429	96,1	7489	9,1

МНК1 и МНК4, можно считать приемлемыми, так как только они укладываются в интервал допустимых ошибок. Этот факт, ясно доказывает известное положение теории экстраполяции (интерполяции) о том, что все регрессионные методы в конечном результате являются многозначными, т.е. доставляемые ими уравнения не являются единственными и тем более оптимальными /63, 69/.

В случае прогнозирования МГУА результаты всех трех шагов упреждения попадают в допустимую область ошибок, и, самое главное, - из рис.2.8 видно, что направление прогнозирования более примыкает к фактическим данным, чем по другим кривым.

Следует отметить, что весьма привлекательные вычислительные свойства МГУА позволяют с уверенностью применить данный метод для долгосрочного прогнозирования таких параметров режима, как удельные расходы топлива по ЭЭС, годовая выработка электроэнергии, суммарные активные потери, при условии наличия статистических данных по ним.

2.7. Долгосрочное прогнозирование параметров режимов электроэнергетической системы Узбекистана

Долгосрочное прогнозирование удельного расхода топлива в целом по ЭЭС, уровня и характера годовых электропотреблений требуется для того, чтобы выявить количественные показатели развития энергетических мощностей, развития электрической сети и сетей электропередач и определение стратегии по топливу.

2.7.1. Прогнозирование суммарного удельного расхода топлива по ЭЭС Узбекистана

Удельный расход топлива на отпущенный киловатт-час энергии является одним из основных показателей энергоэффективности функцио-

нирования электроэнергетики Узбекистана. Данный параметр относится к параметрам, характеризующим долгосрочное развитие электроэнергетической отрасли. Традиционно время упреждения при долгосрочном (перспективном) прогнозировании составляет от 1-5 до 20 лет /52/. В случаях ожидания ввода мощностей по ЭЭС или расчетно - схемных изменений в сети в ближайшей перспективе долгосрочный прогноз составляется для цикла "месяцы - кварталы - годы".

При долгосрочном (перспективном) прогнозировании на основе статистических методов используется ретроспективная статистическая информация о параметрах и режимах нагрузки ЭЭС. Она основывается на аппарате статистического анализа и прогнозирования временных рядов. Необходимо также отметить, что в процессе краткосрочного планирования электрических режимов используются результаты, полученные при их долгосрочном планировании, при этом производится корректировка решений с учетом уточненных схемно-режимных условий. Результаты решения задач краткосрочного планирования электрических режимов передаются на уровень долгосрочного управления режимами в качестве плановых значений.

Рассмотрим результаты долгосрочного прогнозирования удельного расхода топлива по ЭЭС Узбекистана МНК и МГУА и сравним их вычислительную эффективность. В табл.2.7 приведены значения удельного расхода топлива за ряд лет по ГЭК "Узбекэнерго".

В целях проверки точности рассматриваемых методов рассчитаем сначала прогноз на 2001-2004 гг., а далее на 2008-2011 гг.

Для простых случаев $m=1-n$, т.е. для линейного и других случаев нормальная система по МНК выглядит следующим образом:

$$na_0 + \left(\sum_{i=1}^n x_i \right) a_1 = \sum_{i=1}^n y_i,$$

$$\left(\sum_{i=1}^n x_i \right) a_0 + \left(\sum_{i=1}^n x_i^2 \right) a_1 = \sum_{i=1}^n y_i x_i, \quad (2.28)$$

**Удельные расходы на отпущенную электроэнергию по ГЭК
«Узбекэнерго» за 1989-2006 годы, г/кВт.час**

Таблица 2.7

Годы	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
x_i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
y_i	345,3	358,3	361,5	368,4	368,6	362,5	361,2	362,7	363,4	367,7

Продолжение таблицы 2.7

Годы	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
x_i	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
y_i	369,8	377,1	379,5	381,9	383,3	384,5	387,7	381,0	377,6	375,0

На основе этих уравнений для 13 выборок определяем коэффициенты прогностических полиномов и окончательно эти уравнения в случае применения МНК имеют вид:

- прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 352,76 + 1,75x,$$

- прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 352,98 + 1,67x + 0,0063x^2,$$

- прогнозирующее уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_3 = 334,99 + 14,73x - 2,24x^2 + 0,107x^3;$$

- прогнозирующее уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 321,49 + 29,25x - 6,52x^2 + 0,57x^3 - 0,016x^4;$$

- прогнозирующее уравнение пятой степени (МНК5):

$$y_5 = 327,5 + 20,74x - 2,86x^2 - 0,08x^3 + 0,036x^4 - 0,0015x^5.$$

В случае МГУА компьютер формирует авторегрессионное уравнение следующего вида:

$$y_{n+1} = -0,31y_{n-4} - 0,74y_{n-2} + 1,92y_{n-1} + 0,14y_n.$$

Результаты прогнозирования удельных расходов топлива на 2001-2004 гг. по МНК и МГУА на основе полученных уравнений приведены в табл.2.8. Из них видно, что абсолютная ошибка прогнозирования по отношению к базовым данным соответственно составляют: для уравнений

Сравнение результатов прогнозирования удельного расхода топлива, полученных МНК и МГУА за 2001-2004 годы

Таблица 2.8

Уравнение регрессии	Реальные значения удельного расхода				
	Годы	2001	2002	2003	2004
	x_i	14	15	16	17
	y_i	381,9	383,3	384,5	387,7

Метод наименьших квадратов

Продолжение таблицы 2.8

Уравнение регрессии	Прогнозные значения удельного расхода			
$y_1 = 1,7588x + 352,7654$	377,4	379,1	380,9	382,6
$y_2 = 0,0063x^2 + 1,67x + 352,9877$	377,6	379,4	381,3	383,2
$y_3 = 0,107x^3 - 2,243x^2 + 14,73x + 334,993$	395,3	412,5	434,9	463,0
$y_4 = -0,0165x^4 + 0,57x^3 - 6,5216x^2 + 29,2578x + 321,4979$	383,1	381,4	373,5	356,4
$y_5 = -0,0015x^5 + 0,035x^4 - 0,0855x^3 - 2,8602x^2 + 20,7461x + 327,5094$	1167,3	1478,5	1870,1	2356,8

Метод группового учета аргументов

Продолжение таблицы 2.8

Уравнение регрессии	Прогнозные значения удельного расхода			
$y_{n+1} = -0,31y_{n-4} - 0,74y_{n-2} + 1,92y_{n-1} + 0,14y_n$	392,0	391,7	391,2	392,1

первой степени (МНК1) - (1,1-1,3)%; второй степени (МНК2) - (1,1-1,31)%; третьей степени (МНК3) - (3,5-19,4)%; для четвертой степени (МНК4) - (0,3-8,7)%. Прогнозирование уравнением пятой степени даст совершенно неприемлемые результаты.

В случае МГУА для всех точек прогнозирования ошибка находится в пределах (1,2 - 2,8)%, и по мере увеличения шага упреждения значения фактических и прогнозируемых значений приближаются. Этот факт подтверждают сравнительные характеристики прогнозных значений удельного расхода топлива, найденные этими методами (рис.2.9).

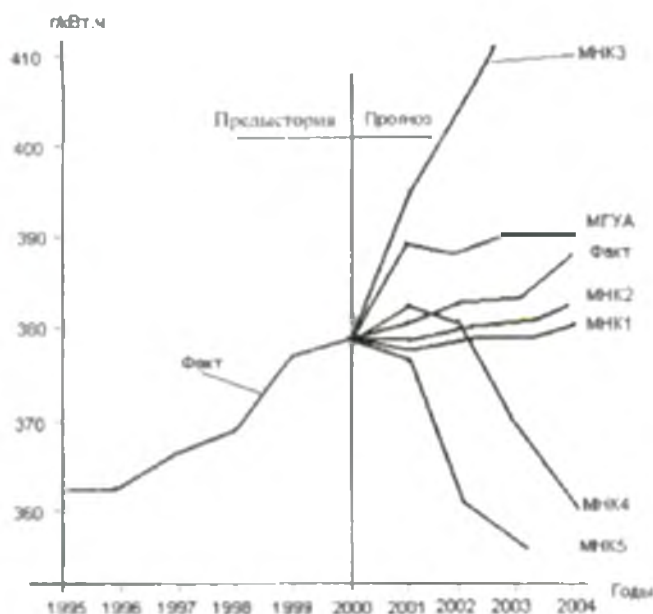


Рис.2.9. Прогнозирование удельного расхода топлива по ЭЭС Узбекистана

Условию допустимой, не более 10%, ошибки для рассматриваемого четырехшагового упреждения в случае МНК отвечают уравнения первой и второй степеней, а в случае МГУА все точки прогноза находятся в допустимом диапазоне, т.е. в первом случае выбор уравнения неоднозначен, а во втором прогнозирующее уравнение единственное и оптимальное.

Полученные данные полностью подтверждают свойство МГУА: с увеличением сложности уравнения - увеличения степени прогнозирующего уравнения, дисперсия сначала падает, а при $m=1-2$ достигает минимума, далее начиная с $m>2$ увеличивается. При этом среднеквадратическое отклонение непрерывно уменьшалось (рис.2.10).

Здесь y_n - последнее из известных значений исследуемого параметра ($y_{11}=379,5$ г/кВт.ч). Соответственно, y_{n-1} - предпоследнее значение и т.д.

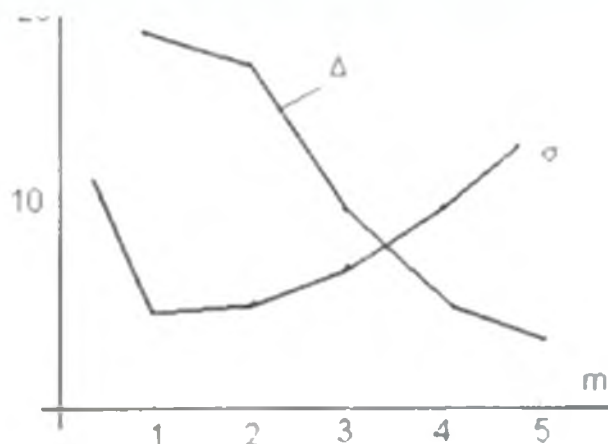


Рис.2.10. Зависимость среднеквадратичного отклонения (Δ) и дисперсии (σ^2) от сложности прогнозирующего полинома - его степени m .

Результаты применения МНК и МГУА для долгосрочного прогнозирования удельного расхода топлива на ЭЭС на 2008 - 2011 годы приведены в табл.2.9.

Для сравнения вычислительных свойств МНК и МГУА прогнозированы удельные расходы топлива на период 2008-2011 годы на основе 20 выборок (табл.2.7, и рис.2.11).

Полученные по МНК пять прогностических уравнений (табл. 2.7) по отношению к базовому году (2007 г. - 375,0 г/кВт.ч) дают следующие ошибки: уравнение первой степени - (3,75 - 4,3)%; второй степени - (1,79 - 1,55)%; третьей степени - (0,1 - 5,3)%; четвертой степени - (6,4 - 46,95)%. Уравнение пятой степени даст совершенно неприемлемые результаты.

Прогностическое уравнение, формируемое по МГУА (табл. 2.9), имеет вид:

$$y_{n+1} = -0,2y_{n-1} + 1,2y_n,$$

и ошибка по отношению к базовому году колеблется в пределах - (1,13-2,0)%, что является вполне приемлемой. Как и ранее, и в данном случае предпочтительнее ориентироваться на результаты, полученные на основе применения МГУА, так как установлено, что увеличение шага упреждения приводит к недопустимым расхождениям в случае МНК и стабильному изменению - медленному уменьшению удельного расхода топлива в случае применения МГУА, что соответствует реальному процессу.

Главным является то, что данные табл. 2.9 показывают, что по ГАК "Узбекэнерго" следует ожидать изменения значения удельного расхода топлива в ближайшие 4 года в пределах (367 - 371) г/кВт ч, что является

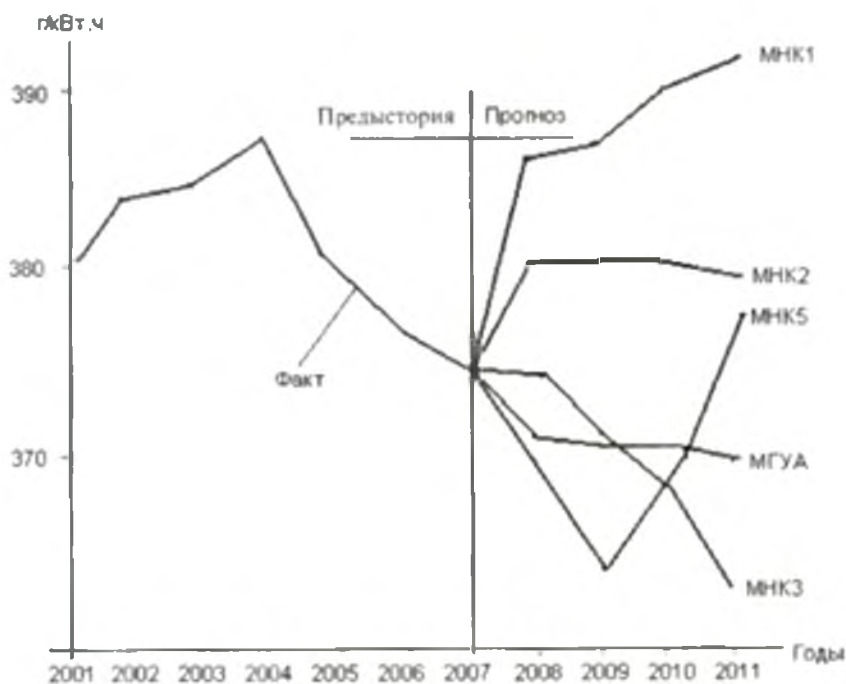


Рис.2.11. Прогнозирование удельного расхода топлива по ЭЭС Узбекистана

Сравнение результатов прогнозирования удельного расхода топлива, полученных МНК и МГУА за 2008-2011 гг.

Таблица 2.9

Уравнение регрессии	Прогнозные значения удельного расхода				
	Годы	2008	2009	2010	2011
	x_i	21	22	23	24

Метод наименьших квадратов

Продолжение таблицы 2.9

Уравнение регрессии	Прогнозные значения удельного расхода			
$y_1 = 1,5564 \cdot x + 354,5079$	387,19	388,74	390,3	393,4
$y_2 = -0,0713 \cdot x^2 + 3,0547 \cdot x + 349,014$	381,72	381,71	381,55	380,82
$y_3 = -0,0117 \cdot x^3 + 0,2968 \cdot x^2 + 0,1135 \cdot x + 355,223$	375,37	371,79	367,26	355,07
$y_4 = -0,0054 \cdot x^4 + 0,214 \cdot x^3 - 2,8018 \cdot x^2 + 15,1991 \cdot x + 335,649$	350,89	327,64	295,67	198,87
$y_5 = 0,0007 \cdot x^5 - 0,0395 \cdot x^4 + 0,8601 \cdot x^3 - 8,095 \cdot x^2 + 32,7358 \cdot x + 319,197$	368,06	365,78	368,1	378,23

Метод группового учета аргументов

Продолжение таблицы 2.9

Уравнение регрессии	Прогнозные значения удельного расхода			
$y_{n+1} = -0,2 \cdot y_n + 1,2 \cdot y_{n-1}$	370,75	369,4	368,36	367,5

результатом проводимых в компании комплекса мероприятий по повышению энергоэффективности работающего и модернизации существующего оборудования ЭЭС, в особенности, внедрение первого блока Талимарджанской ТЭС мощностью 800 МВт, удельный расход которого за три года снизился с 366,7 до 314,2 г/кВт.ч. На очереди оснащение ряда станций современными высокотехнологичными газотурбинными установками, имеющими к тому же высокотехнологичные параметры. Другими словами, проводимые в настоящее время и планируемые мероприятия по обновлению и модернизации оборудования ЭЭС приведут к дальнейшему снижению удельного расхода топлива по электрической системе в целом.

2.7.2. Прогнозирование годовых графиков нагрузки и потерь электроэнергии по ЭЭС Узбекистана

Как известно [52-53, 62], АСДУ обеспечивает по всей территории, охватываемой электрическими сетями, сбор, преобразование, передачу, переработку и отображение информации о состоянии и режиме системы, формирование (на основе собранной информации) и реализацию управляющих команд с целью выполнения системой функций надежного и экономичного снабжения электрической и тепловой энергией требуемого качества всех ее потребителей. Поэтому в банке данных АСДУ энергосистемы всегда имеются статистические данные по всем параметрам режима и эксплуатационным характеристикам как отдельных агрегатов, так и по всей системе. К таким характеристикам относятся статистические данные по выработке электрической энергии по ЭЭС за последние годы. Сравним вычислительные свойства МНК и МГУА при долгосрочном прогнозировании выработки электрической энергии по ЭЭС Узбекистана. Соответствующие базовые данные приведены в табл. 2.10 за 1998 - 2007 годы.

Применение МНК к данным табл. 2.10 с 10 выборками дает следующие регрессионные уравнения:

- прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 46,48 + 0,32x;$$

- прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 45,49 + 0,82x - 0,045x^2;$$

- прогнозирующее уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_3 = 43,79 + 2,32x - 0,37x^2 + 0,019x^3;$$

- прогнозирующее уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 47,45 - 2,36x + 1,34x^2 - 0,21x^3 + 0,01x^4;$$

- прогнозирующее уравнение пятой степени (МНК5):

$$y_5 = 50,32 - 7,08x + 3,82x^2 - 0,76x^3 + 0,065x^4 + 0,002x^5.$$

В случае МГУА компьютер формирует авторегрессионное уравнение следующего вида:

$$y_{n+1} = 1,013y_n.$$

Выработка электрической энергии в ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.10

Годы	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Выр.ЭЭ Млрд. кВт.ч	46,40	46,05	47,97	48,44	49,31	48,54	49,48	47,46	49,15	49,98

Прогнозные значения выработки электроэнергии в ЭЭС Узбекистана, Млрд.кВт.ч

Таблица 2.11

Годы	МНК1	МНК2	МНК3	МНК4	МНК5	МГУА
2008	50,06	49,07	50,77	54,43	51,57	48,10
2009	50,39	48,86	52,41	62,72	52,05	49,80
2010	50,72	48,55	54,72	76,68	49,10	50,60
2011	51,04	48,15	57,84	98,22	39,02	48,80
2012	51,37	47,67	61,87	129,51	16,57	50,50

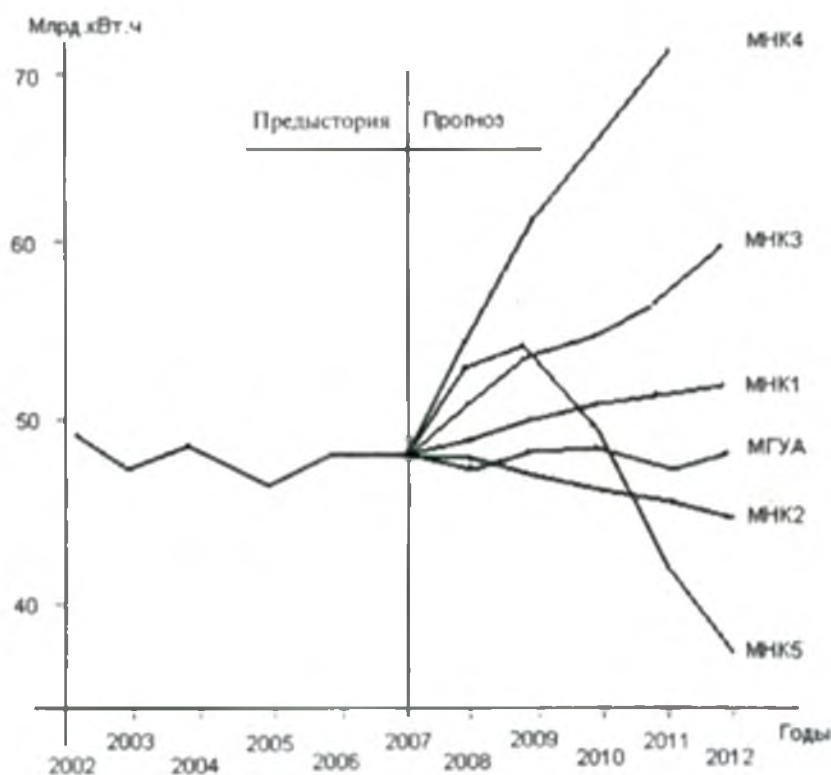


Рис.2.12. Прогнозирование выработки электроэнергии в ЭЭС Узбекистана

Потери при транспорте электроэнергии по ЭЭС Узбекистана

Таблица 2.12

Годы	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Потери %	7,6	7,6	7,7	9,0	9,3	9,4	12,9	14,1	14,5	15,1	16,3	13,5

Результаты прогнозирования на 2008-2012 годы приведены в табл. 2.11 и на рис.2.12., из которых видно, что они по МГУА предпочтительны, так как характер процесса прогнозирования в некотором роде повторяет характер предистории и колеблются около среднего значения - 49,5 млрд.кВт.ч., и самое главное регрессионное уравнение единственное.

Для случая МНК, как и в предыдущем случае, неоднозначность очевидна - в первом шаге упреждения приблизительно одинаковые результаты дают разные регрессионные уравнения определенные этим методом - МНК1, МНК2 и МНК4, МНК5.

Одним из важнейших показателей энергоэффективности электроэнергетической системы является величина суммарных потерь /52/. Качественное прогнозирование величины потерь по ЭЭС в долгосрочном плане позволяет предпринять необходимые технические, технологические меры по их уменьшению, а также своевременно подготовить регулирующие акты и механизмы, включая право-нормативные и законодательные.

На примере статистических данных по суммарным потерям электроэнергии при ее транспортировке по сетям ЭЭС Узбекистана за последние десять лет рассмотрим ожидаемые их прогнозные значения на ближайшие 1-3 года. Исходные данные приведены в табл.2.12.

Регрессионные уравнения на основе 12 выборок согласно МНК следующие:

- прогнозирующее уравнение первой степени (МНК1):

$$y_1 = 6,06 + 0,54x;$$

- прогнозирующее уравнение второй степени (МНК2):

$$y_2 = 8,87 - 0,39x + 0,055x^2;$$

- прогнозирующее уравнение третьей степени (МНК3):

$$y_3 = 12,81 - 2,81x + 0,4x^2 - 0,013x^3;$$

- прогнозирующее уравнение четвертой степени (МНК4):

$$y_4 = 9,45 + 0,3x - 0,36x^2 + 0,05x^3 - 0,002x^4;$$

- прогнозирующее уравнение пятой степени (МНК5):

$$y_5 = 10,74 - 1,29x + 0,21x^2 - 0,3x^3 + 0,0036x^4 - 0,0001x^5.$$

В случае МГУА в тех же условиях компьютер формирует авторегрессионное уравнение следующего вида:

$$y_{n+1} = 0,06y_{n-5} + 1,05y_n.$$

Результаты прогнозирования на 2007-2009 годы приведены в табл. 2.13 и рис 2.13, из которых видно, что только регрессионное уравнение

первой, третьей степени (МНК1, МНК3) даст величины потерь, близкие к планируемым ее значениям (примерно 15%), а результаты остальных уравнений далеки от них.

Результаты, получаемые МГУА, также находятся в тех же пределах. Учитывая надежность доставляемых данных при прогнозировании МГУА, можно эти данные принять за основу при планировании и составлении энергобалансов Узбекистана до 2010 года и внести соответствующие поправки в меры, планируемые ГАК "Узбекэнерго".

В заключение еще раз отметить следующее. В случае метода наименьших квадратов, определение коэффициентов прогнозирующего уравнения выполняет компьютер, а выбор вида уравнения осуществляется исследователем.

Результаты прогнозирования потерь электроэнергии в сетях ЭЭС Узбекистана, %

Таблица 2.13

Годы	МНК1	МНК2	МНК3	МНК4	МНК5	МГУА
2007	15,33	18,14	14,30	10,83	9,54	14,20
2008	16,88	19,67	12,95	5,63	2,06	15,59
2009	18,42	21,32	12,04	-2,21	-9,82	16,32

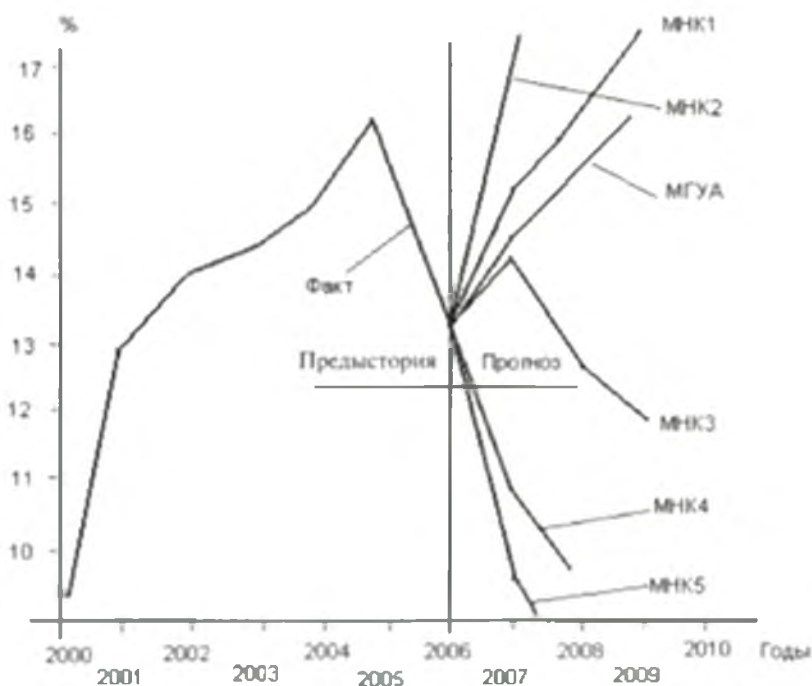


Рис.2.13. Прогнозирование потерь при транспорте
электроэнергии по сетям ЭЭС Узбекистана

Это является следствием заложенного принципа в основу МНК, т.е. используется детерминистический подход. Из приведенных данных видно также, что в случае МНК разброс ошибок существенен в зависимости от степени прогнозирующего уравнения.

Основным принципом МГУА является селекция - отбор наиболее лучшего, с точки зрения точности прогнозирования, уравнения регрессии исследуемого процесса или объекта, причем оптимального и, соответственно, единственного, так как используется индуктивный метод. Важным преимуществом данного метода является возможность прогнозирования при наличии "коротких" выборок (5-10), когда другие методы по объективным причинам не работают, ввиду недопустимой погрешности в получаемых результатах /62-63, 73/.

Таким образом, можно заключить, что применение МГУА для прогнозирования энергетических показателей является весьма перспективным, в том числе краткосрочного, долгосрочного и среднесрочного. Область применения и круг задач, решаемый МГУА, расширяется, и анализ публикаций последних лет показывают, что этот метод применяется для исследования нейронных сетей /68, 72/. МГУА можно рекомендовать как метод экспресс - оценки прогнозирования энергетических показателей электроэнергетических систем. В частности, данный метод можно предлагать диспетчерским службам для прогнозирования нагрузок на ближайшие пол часа-час, т.е. он может служить оперативным методом управления режимом ЭЭС.

ВЫВОДЫ

1. Важность и актуальность усовершенствования методов прогнозирования в условиях рыночных отношений возрастает ввиду необходимости повышения точности планирования режимов ЭЭС, как при краткосрочном, так и долгосрочном планировании, улучшения управления оперативными режимами и, как следствие, повышения энергоэффективности работы функционирования электрической системы в целом.

2. Применение для краткосрочного и долгосрочного прогнозирования параметров режима и характеристик ЭЭС методов и принципов самоорганизации, вплотную примыкающих к нейронным технологиям, позволяет повысить точность прогнозирования и тем самым улучшить технико - экономические показатели работы ЭЭС Узбекистана. В этом плане особенно эффективно применение метода группового учета аргументов (МГУА), основой которого является использование естественной селекции - отбор оптимальной и единственной математической модели исследуемого процесса из множества моделей претендентов.

3. Сравнение МГУА с другими, использующими регрессионные методы и модели, в частности, с методом наименьших квадратов (МНК), показывает его высокую вычислительную эффективность, выражающуюся в повышении точности как краткосрочного, так и долгосрочного прогнозирования.

4. Отмеченные вычислительные свойства метода группового учета аргументов позволяют рекомендовать данный метод использовать при диспетчерском управлении режимами ЭЭС в качестве экспресс - метода прогнозирования, если использовать банк статистических данных АСДУ электрической системы.

5. Необходимо обратить внимание на получение, обработку и хранение в банке данных АСДУ информации, касающейся параметров режима и характеристик электрической системы, поскольку точность МГУА зависит от достоверности и точности исходной информации.

III. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ УЧЕТ И КОНТРОЛЬ - НЕОБХОДИМОЕ УСЛОВИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ /5,12,16,24,45-47,52-58, 62, 101-125/

3.1. Учет и контроль — необходимое условие повышения энергоэффективности производства и потребления электроэнергии

Электроэнергия является высоколиквидным товаром, обладающим высокой потребительской и постоянно растущей индивидуальной стоимостью. Особенностью электроэнергии является невозможность хранения его на складе, подобно обычному товару, и необходимость его потребления в соответствии с произведенным количеством (выработкой), т.е. существует необходимость выработки электроэнергии в соответствии с действующей суммарной нагрузкой потребителей - графиком нагрузки энергосистемы. Выработка-потребление электроэнергии представляет собой единый непрерывный во времени процесс, а стоимость выработанной - потребленной электроэнергии значительно зависит от формы графика нагрузки. Эта форма определяется ритмами жизнедеятельности субъектов общества и, как правило, характеризуется пиками в дневное время (период максимальной рабочей активности) и провалами в ночное время.

Исторически сложившийся в условиях государственной плановой экономики и монопольной энергосистемы разрозненный локальный учет электроэнергии на базе индукционных электросчетчиков не удовлетворяет требованиям новых экономических отношений, не позволяет эффективно контролировать прохождение энергии как товара по всему ее технологическому циклу, оперативно решать задачи формирования графиков нагрузок, составления балансов по электроэнергии и мощности для выявления потерь по всем объектам и субъектам энергосистемы, обеспечивать оперативные расчеты и платежи за потребленную энергию и мощность, оптимизировать и прогнозировать энергопотребление, эффективно управлять режимами энергопотребления /16,24,45,47,52,58, 62,101/.

Как известно, в условиях рыночных отношений любой полезный продукт превращается в товар, а отношения производителя и потребителя продукта - в отношении продавца и покупателя, основанные на рыночном принципе баланса спроса и предложения при одновременном государственном регулировании общих правил рынка. В этих условиях электроэнергия приобретает статус товара, энергоснабжающая организация - статус продавца, потребитель - статус покупателя энергии.

Государство в условиях рыночной экономики утрачивает свои прежние всеисильные финансовые возможности по перераспределению ресурсов среди своих субъектов. Для энергосистемы это означает возможность существования и развития в новых условиях только за счет собственных средств, получаемых от продажи потребителям своего товара - электрической и тепловой энергии. Условием жизнеспособности энергосистемы становится принцип гарантированной контрактной поставки энергии требуемого количества и качества при ее гарантированной оплате согласно условиям контракта (договора) или действующего законодательства. При этом должны быть исключены все возможности бесплатного и безучетного пользования энергией. Поэтому система старого учета подлежит поэтапной модернизации и замене новыми структурами и средствами учета, основанными на достижениях современной электронной техники и глобальном использовании принципов автоматизации энергоучета /5, 12, 24, 46, 52-58, 101/.

Многообразие приборного рынка разнородных средств учета электрической энергии требует выработки единого подхода по отбору и применению этих или иных средств с целью эффективного и полного решения задач учета в сбалансированных интересах всех субъектов энергосистемы, потребителей и субъектов развивающегося рынка электроэнергетики.

Необходимо отметить, что энергосистема Узбекистана взаимодействует с энергосистемами соседних государств, покупая и продавая у них электроэнергию, и поэтому развитие учета внутри энергосистемы и ее субъектов должно соответствовать признанным современным международным нормам и правилам.

В связи со сказанным возникает необходимость пересмотра прежней технической политики и перехода на новые способы учета электрической энергии, объемов автоматизации энергоучета, анализа вопросов технической и экономической эффективности автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ), включая электроэнергию /101-124/.

Необходимо отметить, что экономический эффект от внедрения АСКУЭ достигается за счет:

- перехода на расчет по дифференцированным тарифам времени суток;
- расчета небаланса по всем цепям доставки электроэнергии в распределительных сетях 6 - 10/0,4 кВ;
- обнаружения и локализации потерь электроэнергии;
- повышения класса точности и чувствительности счетчиков электроэнергии;
- своевременного выявления хищений электроэнергии;
- отсутствия искажений при снятии показаний электросчетчиков, исключая человеческий фактор;
- обеспечения "прозрачности" процесса распределения электроэнергии;
- повышения срока службы электрических сетей в связи с переходом к оперативному контролю симметрирование их нагрузки;

- оперативного использования данных по электропотреблению в процессе принятия решения по закупке электроэнергии;
- сокращения количества контролеров-обходчиков;
- снижения уровня затрат на обслуживание точек учета и организацию выписки счетов;
- повышения уровня ответственности абонентов за своевременную оплату платёжных счетов.

Применение АСКУЭ началось с 70-х годов XX столетия и в настоящее время накоплен определенный опыт их использования как в Узбекистане, так и зарубежом.

3.2. Зарубежный опыт применения автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

Исходя из мирового опыта применения автоматизированного энергоучета - АСКУЭ - можно отметить следующие отличительные их принципы использования /101, 108, 111-116/:

- измерять все, что необходимо и экономически целесообразно;
- исходная, метрологически аттестованная база данных энергоучета должна храниться длительное время в точке измерения электроэнергии, что обеспечить высокую достоверность данных энергоучета;
- территориально распределенные базы данных учета электронных счетчиков должны быть синхронизированы с текущим временем часового пояса, что определяет отношение хранимых баз данных учета счетчиков к реальному времени (величина рассинхронизации единого времени в масштабной АСКУЭ не должна превышать плюс-минус 1 сек.);
- тарифные характеристики счетчика должны позволять реализовывать как существующие тарифы, так и перспективные тарифы, отличающиеся от действующих количеством тарифных зон в сторону их увеличения, т.е. определяет взаимосвязь текущих и перспективных тарифных систем с тарифными возможностями конкретных электронных счетчиков (срок службы электронного счетчика в среднем составляет 30 лет);
- физический цифровой интерфейс счетчиков должен относиться к классу международных стандартных интерфейсов, а логический интерфейс (протокол) должен быть открыт и иметь полное однозначное и непротиворечивое описание;
- АСКУЭ субъекта строится на основе корпоративной вычислительной сети (КВС), на сервер или рабочие станции которых передаются по соответствующим каналам связи непосредственно со счетчиков или через устройства сбора и передачи данных (УСПД) промежуточного уровня АСКУЭ метрологически аттестованные измерительные данные электронных электросчетчиков, т.е. определяет взаимосвязь АСКУЭ основного уровня с верхним уровнем АСКУЭ субъекта энергосистемы или субъекта рынка электроэнергии (в простейшем случае КВС на верхнем уровне АСКУЭ - это персональный компьютер субъекта);

— АСКУЭ не может решать задачи автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и телемеханических систем диспетчерского управления (ТСДУ), однако данные измерений необходимо использовать в АСДУ;

— тип и пропускная способность каналов связи должны соответствовать задачам, решаемым на верхнем уровне АСКУЭ субъекта, т.е. существуют определенные требования к каналам связи между основным и верхним уровнями АСКУЭ.

В мировой практике имеются многочисленные примеры систем контроля типа АСКУЭ [113]. Одной из наиболее распространенных АСКУЭ, применяемых в бытовом секторе в развитых странах, называют "AMR systems" (Automatic meter reading (AMR) — система автоматического считывания показаний счетчиков). При разработке таких систем соблюдались два основных подхода: система должна быть окупаемой и обеспечивать повышенную надежность функционирования при их простоте и дешевизне. В настоящее время такие системы созданы, производятся серийно и массово внедряются во многих развитых и развивающихся странах. Отличительной особенностью большинства подобных систем является использование PLC технологий (Power Line Communication), то есть передача данных по силовой сети.

В состав АСКУЭ (AMR) входят:

— счетчики электроэнергии с функцией хранения в энергонезависимой памяти промежуточных значений вычислений, что важно для обеспечения сходимости данных измерения счетчика и системы;

— устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполненные в виде многоканальных электросетевых модемов (ЭСМ) с интерфейсным модулем и контроллером счетчиков — для считывания, запоминания и передачи по электросети в локальный блок сбора данных показаний приборов учета;

— локальные блоки сбора данных (ЛБСД), служащие для управления работой электросетевых модемов, считывания из них показаний приборов учета, их накопления и передачи в центральную диспетчерскую, синхронизации "часов" автономных блоков;

— в компьютере центральной диспетчерской (ЦД) осуществляется обработка показаний приборов учета, расчет суммы платежа за потребленные ресурсы, учет социального статуса потребителя, поддержка мультитарифного регулирования, выписывание счетов.

Технические решения, используемые в системах AMR на базе PLC технологии, позволяют:

— у большинства потребителей сохранить недорогие однотарифные счетчики индукционной системы или электронные, с передачей данных от них по силовой сети в групповые устройства сбора данных;

— внедрять у каждого потребителя новые тарифные системы, изменяя только программное обеспечение в устройстве сбора данных, без монтажных работ и замены счетчиков;

По оценкам зарубежных специалистов, экономический эффект от внедрения АСКУЭ составляет от 5 до 20 % в год от суммарного потребления электроэнергии объектами автоматизации. По данным докладов на ежегодной международной конференции Metering Europe 2004 по проблемам измерений в электро-, водо- и газоснабжении, удалось добиться трехлетнего срока окупаемости проектов внедрения АСКУЭ за счет продуманной тарифной политики и подключения к услугам других поставщиков ресурсов, для которых разработан открытый протокол информационного обмена.

3.3. Современное состояние автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) в Узбекистане

В новых условиях хозяйствования каждый киловатт-час электрической энергии должен стоить ровно столько, сколько он стоит с учетом его себестоимости и приемлемой рентабельности, и приобретаться потребителями или субъектами рынка в количестве, соответствующем их потребностям и экономическим возможностям. Для реализации этого положения в жизнь требуется устанавливать у каждого потребителя соответствующий прибор, а также в ЭЭС систему, которая собирает, накапливает, обрабатывает и передает эту информацию в базу данных АСДУ. Поэтому сущность нового приборного учета вырабатываемой и потребляемой электроэнергии должна основываться на принципах автоматизированного энергоучета и, в частности, на понятии автоматизированных систем контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ), элементами которой становятся первичные средства учета - электросчетчики /162/.

АСКУЭ предназначены для высокотехнологичного решения задач расчетов за проданную - купленную электроэнергию между субъектами рынка электроэнергии (коммерческий аспект), а также решения задач контроля прохождения электроэнергии как товара по всей технологической цепи энергосистемы и потребителей в целях выявления его нерациональных потерь и безучетного потребления.

АСКУЭ позволяют обеспечить как косвенное, через тарифы, управление энергопотреблением, так и прямое управление электрическими нагрузками в случаях их ограничения и при режимном взаимодействии с потребителями. Создание АСКУЭ генерирующих, передающих, снабжающих, промышленных и других групп потребителей позволит привлечь к управлению режимами ЭЭС широкий круг субъектов всей технологической цепи "производство - передача - распределение - поставка - потребление".

В связи с этим в 2002 году разработана и утверждена "Концепция создания автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии в ГЭК "Узбекэнерго" в современных экономических условиях". В соответствии с Концепцией, АСКУЭ и ее модернизированные варианты должны представлять собой распределенную многоуровневую

систему измерений, обработки, сохранения и передачи данных коммерческого учета и строиться на принципах открытости архитектуры и распределенного функционирования. Документы, которые описывают протоколы информационного взаимодействия со счетчиками электроэнергии, оборудованием сбора и передачи данных, должны находиться в распоряжении Операторов систем коммерческого учета электрической энергии (субъектов взаимодействия), а также Главного Оператора. Очевидно, что таким субъектом взаимодействия при производстве и использовании электрической энергии и мощности в компании в перспективе будет функциональный филиал (ФФ) ГАК "Узбекэнерго" "Энергосетиш".

С началом реформирования энергетики Узбекистана образовались самостоятельные субъекты хозяйствования: открытые акционерные общества по выработке электрической энергии (ОАО ТЭС, ТЭЦ), открытые акционерные общества по транспортировке, распределению и продаже электрической энергии (ОАО ЭС), унитарные предприятия по транспортировке электрической энергии УП "Узэлектросеть", каскады ГЭС и др.

Субъекты энергосистемы Узбекистана в настоящее время эксплуатируют объекты энергетики, которые были спроектированы и построены без учета технических требований, касающихся работы систем учета электроэнергии в условиях функционирования энергорынка. И поэтому существующей системе учета электроэнергии, построенной до 1991 года, присущи следующие особенности /167/:

- значительная часть парка счетчиков электроэнергии устарела и требует замены на современные multifunctional средства учета;
- потери напряжения в измерительных цепях трансформаторов напряжения превышают нормативные значения;
- величины нагрузок вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения не отвечают нормативным требованиям;
- в некоторых точках покупки-продажи электроэнергии отсутствуют счетчики, что противоречит действующим требованиям нормативной документации о коммерческом учете электрической энергии;
- приборы коммерческого учета электроэнергии установлены не во всех точках продажи-покупки электроэнергии (не на границах балансовой принадлежности электросетей субъектов);
- данные о потерях электроэнергии формируются преимущественно расчетным методом с помощью морально и физически изношенных устройств телемеханики, которые имеют большие погрешности при передаче и преобразовании информации;
- в измерительных схемах используются электросчетчики, трансформаторы напряжения и тока низкого класса точности, которые в условиях значительного снижения мощности работают с большой зоной нечувствительности или нелинейности;

- не осуществляется оперативный и синхронизированный по времени сбор данных о выработке и потреблении электроэнергии;

- каналы связи для передачи данных от точек учета электрической энергии к центрам сбора и обработки информации в большинстве случаев имеют низкую скорость передачи или отсутствуют.

Эти проблемы в организации учета электроэнергии требовали скорейшего решения. Поэтому в связи с начавшимися процессами реформирования энергетического хозяйства (особенно после выхода в свет постановления КМ Узбекистана от 01.11.2004 г. №512) закономерно приобрели остроту вопросы коммерческого учета электроэнергии, которые до сих пор, в большинстве случаев, решались в русле старых представлений об энергетике, как о вертикально интегрированной отрасли народного хозяйства.

Отсутствие теоретических разработок в сфере коммерческого учета электроэнергии делает актуальным рассмотрение всего спектра взаимосвязанных организационных и технических проблем выполнения измерений, обработки и передачи их результатов, определения составляющих балансов (учетных показателей), выписки счетов (биллинга). Такой анализ позволит наметить пути совершенствования технологического обеспечения использования электроэнергии и, в конечном итоге, совершенствования энергосбытовой деятельности. Для более эффективного функционирования энергосистемы и образования современных взаимоотношений при использовании электрической энергии, необходима организация точного и надежного, дифференцированного по времени учета электроэнергии и мощности с наличием оперативных данных о производстве, передаче и потреблении электроэнергии всеми субъектами взаимодействия. Это осуществимо только на базе современных АСКУЭ, применяемых на всех субъектах ЭЭС: генерирующих, передающих и энергоснабжающих компаний, а также крупных потребителей электроэнергии.

Создание современных автоматизированных систем коммерческого учета электрической энергии позволяет решить следующие задачи, актуальные для ЭЭС Узбекистана:

- обеспечение коммерческого учета электроэнергии (активной и реактивной) в каждой точке учета на границе балансовой принадлежности электрических сетей и его субъектов;

- определение фактической выработки электроэнергии (активной и реактивной) производителями в интервале времени, принятом для расчетов;

- расчёт фактических объемов электроэнергии (активной и реактивной), поступающей в сети субъектов взаимодействия;

- повышение точности, достоверности и оперативности получения данных о выработке, передаче и потреблении электроэнергии;

- обеспечение синхронности измерений во всех точках учета;

- автоматизация процесса сбора, передачи и обработки данных приборов учета;

- повышение оперативности управления режимами выработки, передачи и потребления электроэнергии;
- определение и прогнозирование всех составных баланса электроэнергии;
- усовершенствование расчетов за отпущенную электроэнергию;
- формирование оптимальных экономических отношений между производителями, поставщиками и потребителями электрической энергии (мощности) на принципах государственного регулирования и конкуренции.

В соответствии с Концепцией в процессе построения автоматизированной системы учета необходимо решить ряд организационных, технических и финансово-экономических вопросов, в частности:

- разработать Правила взаимодействия между субъектами выработки и использования электрической энергии (далее субъекты взаимодействия) в части сбора, передачи и обработки данных для определения точного объема выработанной, переданной и потребленной электроэнергии, а также в части формирования и использования информации;
- привести действующие нормативные документы, регламентирующие требования к средствам измерительной техники электроэнергии, в соответствие с международными и государственными стандартами;
- разработать методику определения и отнесения потерь электроэнергии между сопредельными по территориальному признаку субъектами взаимодействия;
- внести в действующие нормы, а также в проектные решения необходимые изменения, касающиеся принципов и правил установки систем учета электроэнергии;
- создать современные сертификационную и метрологическую базы, как на этапе производства счетчиков, систем учета электроэнергии, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, так и в процессе их эксплуатации, ремонта и обслуживания;
- разработать, изготовить или приобрести эталонное оборудование для осуществления поверки счетчиков;
- создать условия для привлечения инвестиций и технологий для организации общего производства современных счетчиков и систем учета электроэнергии;
- определить источники финансирования построения АСКУЭ субъектов взаимодействия при производстве и потреблении электрической энергии.

В реализации вышеотмеченных задач надежное обеспечение связи между потребителями и поставщиками электрической энергии с одной стороны и между уровнями управления системы играет исключительное значение. В качестве каналов связи в АСКУЭ могут быть использованы каналы высокочастотной связи по линиям электропередачи, физические линии, выделенные или коммутируемые телефонные каналы, радиоканалы, оптоволоконные каналы, каналы сотовой, спутниковой и

других видов связи. Каналы связи АСКУЭ могут как создаваться специально под АСКУЭ, так и быть выделены под требования АСКУЭ из каналов связи, предназначенных для работы и с другими техническими системами субъектов.

Анализ работы счетчиков индукционной системы электрической энергии, произведенных в период 1950-2000 г.г., эксплуатируемых в сетях энергоснабжающих организаций Республики Узбекистан, показывает, что эти приборы имеют ряд недостатков. Эти недостатки заключаются в следующем:

- низкая степень точности, не отвечающая требованиям современного уровня (среднестатистическая погрешность эксплуатируемых приборов учета индукционной системы составляет – 10-12% в сторону недоучета);

- возможность несанкционированного вмешательства в действия механизмов счетчиков с целью уменьшения показаний или снижения точности работы;

- низкая чувствительность счетчиков индукционной системы, приводящая к различным величинам недоучета (как на объектах энергокомпаний, так и в сетях потребителей);

- возросшая в последние годы (1998-2002 г.г.) стоимость компонентов счетчиков, необходимых для восстановления работоспособности обслуживаемых индукционных приборов;

- возможность фальсификации показаний счетчиков, эксплуатируемых в сетях потребителей, с целью уменьшения оплаты за использованную энергию.

Для предотвращения вышеуказанных недостатков, в целях оздоровления экономического состояния энергоснабжающих организаций и ГАК "Узбекэнерго", принято решение о поэтапном внедрении:

- у всех категорий потребителей - современных приборов учета электроэнергии, не допускающих вмешательства извне и позволяющих осуществлять автоматическое отключение потребителей от источников электроэнергии при наличии просроченной задолженности;

- на предприятиях ГАК "Узбекэнерго" - интегрированных компьютерных систем учета потребления электроэнергии, ее реализации и контроля потерь при транспортировке в сетях, обеспечивающих дистанционный учет потребленной электроэнергии и контроль за своевременностью и полнотой осуществления платежей.

Для анализа об эффективности использования внедренных однофазных электронных счетчиков электрической энергии использовалась информация о степени изменения потребления электрической энергии в ноябре 2008 г. по сравнению с аналогичным месяцем 2007 г., когда у обследуемых потребителей использовались индукционные счетчики класса точности 2-2,5. Необходимо отметить, что в каждом предприятии электрической сети определялись среднее значение потребляемой электрической энергии в период 2004-2008 годы по годам.

Анализ показывает, что среднее изменение потребления электроэнергии после внедрения современных электронных счетчиков увеличивается на величину 25-30%, что говорит об эффективности их применения у потребителей бытового и мелкомоторного сектора.

Аналогичная картина, с несколько низшими средними показателями увеличения потребления, наблюдается у потребителей мелкомоторного сектора с трехфазным электрическим питанием. У этих потребителей рост потребления колеблется от 6 до 60% и достигает средней величины по энергосистеме 7,87% (около 8000 кВт·ч/мес. увеличения потребления на одного потребителя).

Таким образом, при установленных объемах реализации электрической энергии потребителям республики только за 2005-2008 годы за счет установки элементов АСКУЭ - внедрение современных приборов учета удалось получить дополнительно более 3 млрд сум. При этом стоимость установки современных счетчиков электрической энергии у потребителей с учетом стоимости дополнительного оборудования для целей АСКУЭ - реализации дистанционного опроса и воздействия на счетчики для одной точки составляют 95000 сум.

Во исполнение Указа Президента Республики Узбекистан "О Программе мер по поддержке предприятий реального сектора экономики, обеспечению их стабильной работы и увеличению экспортного потен-

**Сроки установки современных электронных приборов учёта
электрической энергии у хозяйствующих субъектов по областям
Узбекистана, шт.**

Таблица 3.1

Наименование территорий	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Всего за 2009-2011
Республика	2 479	3 501	5 930	11910
Андижанская область	6 744	8 670	11 572	26 986
Бухарская область	4471	5 431	8 114	18 016
Джизакская область	1 918	2 612	4 346	8 876
Кашкадарьинская	5 560	6 908	9 191	21659
Навонийская область	1 611	3 296	5 295	10 202
Наманганская область	4 403	7 877	11 994	24 274
Самаркандская	8 149	10 243	13011	31403
Сурхандарьинская	6 740	9 300	12 972	29 012
Сырдарьинская	1 319	2 290	3 406	7 015
Ташкентская область	3 397	7 851	11 023	22 271
Ферганская область	8 984	13 638	17 793	40 415
Хорезмская область	2 709	5 428	9 500	17 637
г. Ташкент	6 503	12 040	20 700	39 243
Всего	64 987	99 085	144 847	308 919

пиала" (2008), Кабинет Министров Республики Узбекистан принял Постановление "О дополнительных мерах по совершенствованию системы учета и контроля потребления электрической энергии" (2009), в котором обозначены сроки установки современных приборов у хозяйствующих субъектов и у бытовых потребителей Узбекистана до 2011 года (табл. 3.1, 3.1а).

Сроки установки современных электронных приборов учёта электрической энергии у бытовых потребителей по областям Узбекистана, шт.

Таблица 3.1а

Наименование территорий	2009 г.	2010 г.	2011 г.	Всего За 2009-2011 гг.
Республика	42 847	61 209	85 693	189 749
Андижанская область	76 293	108 989	152 585	337 867
Бухарская область	51 571	73 672	103 141	228 384
Джизакская область	26 168	37 383	52 335	115 886
Кашкадарьинская	72 774	103 963	145 549	322 286
Навоийская область	26 461	37 801	52 922	117 184
Наманганская область	75 101	107 287	150 203	332 591
Самаркандская область	87 204	124 576	174 407	386 187
Сурхандарьинская	55 127	78 753	110 255	244 135
Сырдарьинская область	23 438	33 482	46 875	103 795
Ташкентская область	90 338	129 055	180 677	400 070
Ферганская область	105 224	150 320	210 448	465 992
Хорезмская область	43 736	62 480	87 472	193 688
г. Ташкент	123 145	175 921	246 290	545 356
Всего	899 427	1 284 891	1 798 852	3 983 170

Однофазные счетчики, устанавливаемые у однофазных потребителей, обеспечат не только учет и управление потреблением электроэнергии. Счетчики могут быть оснащены отключающими реле, датчиками дифференциального тока и низковольтными модемами для передачи данных по сети 0,4 кВ или доукомплектовываться по необходимости и желанию энергоснабжающей организацией.

Трехфазные счетчики, которые будут устанавливаться у трехфазных потребителей и в точках контроля баланса обеспечат учет и управление потреблением электроэнергии.

Учитывая вышесказанное, осуществляется следующая схема организации сети учета:

— счетчики должны устанавливаться у потребителей таким образом, чтобы покрывать современным учетом всех потребителей, питающихся от данной линии или ТП. В многоквартирных домах счетчики устанавливаются компактно, в одном шкафу, и из-под счетчика по своему кабелю

энергия будет отпускаться потребителю. Таким образом, легче будет предотвратить доступ потребителей к счетчикам, облегчить доступ контролирующего персонала к показаниям приборов, подготовить и облегчить последующую модификацию системы учета для автоматизированной передачи информации в энергоснабжающую организацию;

- маршрутизаторы будут устанавливаться на трансформаторных подстанциях 0,4 кВ и обслуживать подключенные к их сети одно- и трехфазные электросчетчики класса 1,0 прямого включения потребителей, а также "балансные" трехфазные счетчики, установленные в узловых точках сети (вводы многоквартирных домов и предприятий, разветвления подключения индивидуальных застройщиков). На трансформаторных подстанциях будут устанавливаться "балансные" трехфазные счетчики трансформаторного включения класса 0,5;

- данные с маршрутизаторов передаются по соответствующей линии связи, в том числе через сеть городской АТС, в районный Центр энергоснабжения.

При расположении районного центра вблизи районной подстанции для передачи данных может использоваться сеть 6 - 10 кВ. В центре организуются приемы, обработка и хранение информации, осуществляется работа с потребителями. Для удобства пользования информацией, принятия решений и контроля их исполнения предполагается установка устройства мнемонической карты района, на которой будет отображаться оперативная информация об аварийных ситуациях, нарушениях сети, отключении - подключении потребителей. Информация районного центра передается городскому центру для дальнейшего обобщения. Аналогичным образом, информация городского центра может быть передана областному или республиканскому центру.

Этапы внедрения АСКУЭ в электрической системе Узбекистана приведены в табл.3.1, которые охватывают все энергосубъекты, участвующие в производстве, передаче и распределении электроэнергии.

3.4. Перспективы применения автоматизированной информационно - измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) в Узбекистане

Следующая задача, которую необходимо решить - внедрение на энергообъекты систем автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), отвечающих требованиям работы на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Отличие АИИС КУЭ от АСКУЭ - это многофункциональность системы, а не только ее учет /101, 124, 162/.

Преимущества АИИС КУЭ перед АСКУЭ для:
Генерирующих компаний:

- продажа электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии и мощности;

- контроль за объёмом выработки электроэнергии в режиме On-line;
- снижение коммерческих потерь;
- оперативное получение информации об отпуске электроэнергии;
- анализ и прогнозирование отпуска электроэнергии;
- ограничение мощности должников и неплательщиков на законном основании.

Сетевых компаний:

- контроль за оплатой электроэнергии;
- контроль оплаты услуг по транспорту;
- снижение коммерческих и технических потерь;
- оперативное получение информации о перетоках электроэнергии;
- анализ и прогнозирование функционирования сетей.

Сбытовых компаний:

- участие на оптовом и розничном рынках электроэнергии;
- контроль за объёмами продаж электроэнергии;
- снижение коммерческих потерь;
- анализ и прогнозирование покупки/продажи электроэнергии;
- ограничение мощности должников и неплательщиков на законном основании.

Промышленных предприятий:

- покупка электроэнергии в секторе свободной торговли оптового рынка электроэнергии и мощности;
- снижение коммерческих потерь;
- оперативное получение информации о покупке электроэнергии;
- анализ и прогнозирование потребления электроэнергии;
- рациональное использование электроэнергии.

Структура построения таких систем достаточно стандартна: измерительные трансформаторы тока и напряжения (класс точности не ниже 0,5); многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии с цифровым интерфейсом (класс точности не ниже 0,5); устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе современных промышленных контроллеров; измерительно-вычислительные комплексы (центры сбора коммерческой информации)

При внедрении АИИС КУЭ на оптовом рынке электроэнергии и мощности основное назначение системы - измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии. Система обеспечивает формирование отчетных форм, документов по потреблению электроэнергии, хранение информации в базе данных на сервере и передачу отчетных данных в энергоснабжающие организации. АИИС КУЭ позволяет также контролировать параметры качества электроэнергии, считываемые с многофункциональных электронных счетчиков.

АИИС КУЭ - иерархическая система, функционально объединяющая совокупность измерительно-информационных комплексов точек

измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющая функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передающая полученную информацию в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Элементами АИИС КУЭ являются:

- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) - совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации. ИВКЭ применяется при распределенной структуре элементов АИИС КУЭ;

- информационно-вычислительный комплекс (ИВК) - совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенных для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и информационно-измерительного комплекса (ИИК) субъекта оптового рынка электроэнергии, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации;

- измерительно-информационный комплекс точки учета (ИИК ТУ) - функционально объединенная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых физических величинах. Измерительно-информационный комплекс точки учета выполняет законченную функцию измерений и имеет нормированные метрологические характеристики.

Надежное функционирование АИИС КУЭ обеспечивает следующие технические средства:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные цепи от трансформаторов тока и напряжения до счетчиков;
- счетчики электроэнергии с телеметрическим или цифровым выходным интерфейсом;
- каналы связи, от счетчиков до устройства сбора и передачи данных;
- промышленный контроллер или устройству сбора и передачи данных;
- каналобразующее оборудование между устройством сбора и передачи данных, информационно-вычислительным комплексом (ИВК) и центром сбора информации (ЦСИ);
- сервер сбора, обработки и хранения информации;
- устройство приема сигналов точного времени и синхронизации;

- автоматизированные рабочие места;
- оборудование для передачи информации от центра сбора АИИС КУЭ в вышестоящие организации;
- специализированное программное обеспечение центра сбора и программное обеспечение для параметрирования электросчетчиков, контроллеров или устройств сбора и передачи данных;
- переносной компьютер с комплектом специализированных программ и соединительных кабелей для параметрирования и диагностики электросчетчиков.

Внедрение АИИС КУЭ должно выполняться последовательно:

- монтаж современных приборов учета в точках покупки-продажи электрической энергии;
- разработка и установка программно-аппаратного комплекса АИИС КУЭ для сбора, обработки, передачи учетных данных электроэнергии;
- построение каналов связи;
- проведение расчетов точных объемов реализации электроэнергии.

Объединение в единую оперативную информационно-вычислительную сеть самостоятельно функционирующих в едином времени АИИС КУЭ субъектов взаимодействия при производстве и использовании электроэнергии, должно быть реализовано путем создания структурных составляющих (рис. 3.1):

- верхний (центральный) уровень - уровень ГАК "Узбекэнерго", включающий национальный диспетчерский центр (НДЦ), ФФ "Энергосети" и координатора распределения электроэнергии - УП "Узэлектросеть" (включая ФФ "Энерго АСУ наладка" и ФФ "Узэнергоаолока"), технического оператора коммерческого учета (УП "Узэнергосозлаш");
- уровень региональных отделений Узбекской энергосистемы (региональный) - отделений УП "Узэлектросеть" (МЭС);
- уровень субъектов распределения (локальный) - областных отделений магистральных электрических сетей, сбытово-распределительных электрических сетей и электростанций, крупных потребителей электроэнергии. Между системами этих уровней должен быть организован постоянный обмен информацией по каналам связи с установленной периодичностью, то есть периодом интегрирования, установленном Правилами взаимодействия. При этом каждый субъект взаимодействия создаст АИИС КУЭ самостоятельно, но на основе согласованного технического задания, требований нормативной документации по системе коммерческого учета электроэнергии. Каждый субъект взаимодействия формирует свой баланс по всем точкам покупки-продажи электроэнергии (в соответствии с договором на покупку-продажу электроэнергии), согласует его с сопредельными (по территориальному признаку) субъектами взаимодействия (в границах общих точек поставок электроэнергии) и передает отчетную информацию Главному Оператору для дальнейшего проведения расчетов.

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ

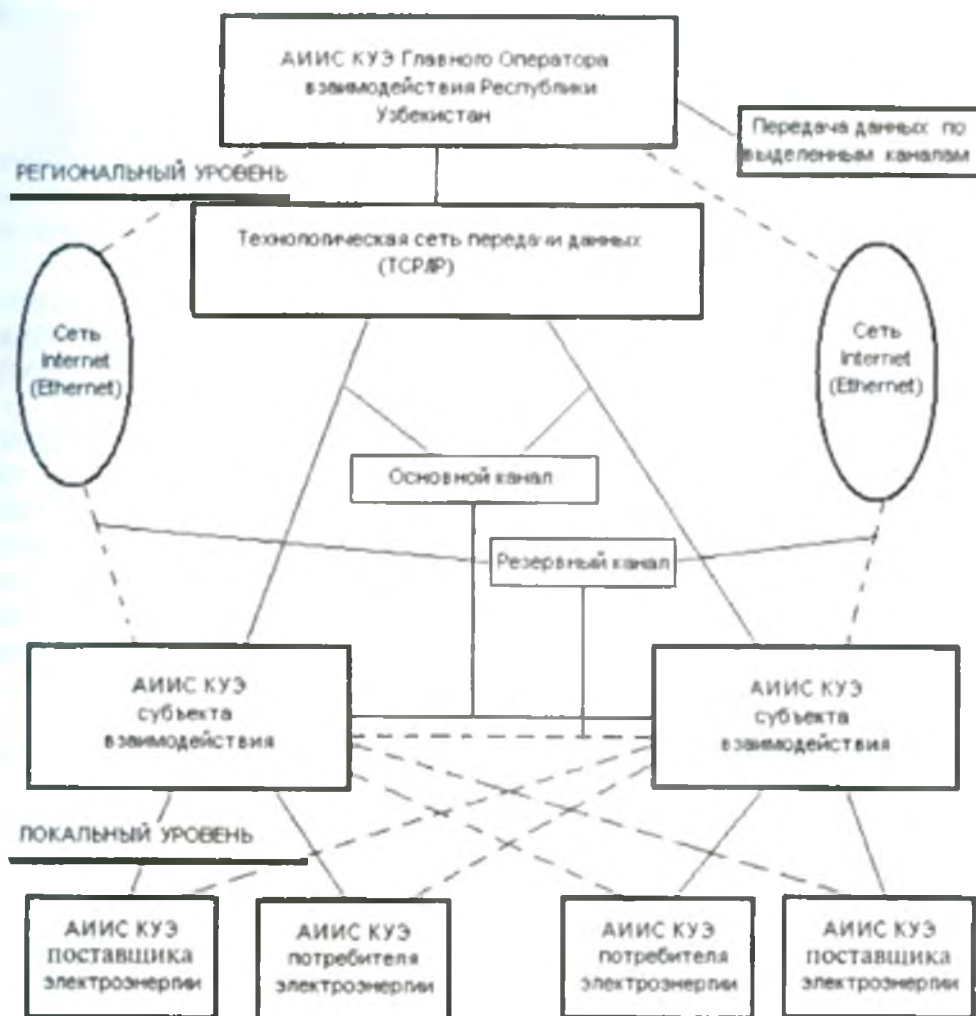


Рис.3.1. Структура информационной сети АИИС КУЭ

Обязательным для всех участников взаимодействия должно являться условие выполнения общих требований по использованию унифицированных протоколов межуровневого обмена. Учет электроэнергии должен быть автоматизированным и охватывать весь объем потребления, передачи и отпуска в сеть энергопоставщика. При этом на начальном этапе информация неавтоматизированного учета может заноситься в базу данных АИИС КУЭ ручным способом.

Задача АИИС КУЭ субъектов взаимодействия будет заключаться в сборе и обработке данных коммерческого учета для определения объемов купли-продажи электроэнергии.

Из системы локального уровня субъекта взаимодействия данные учета электроэнергии должны передаваться в АИИС КУЭ регионального уровня.

В автоматизированной системе субъекта взаимодействия должны храниться первичные данные, полученные от всех точек учета. База первичных данных не подлежит корректировке. Кроме того, должны выполняться функции приведения расчетных показателей к границе балансовой принадлежности электросетей при: переводе присоединения на обходной или шинносоединительный выключатель; замене основного счетчика на резервный и других технических мероприятиях (база результирующих данных).

На основе результирующих данных будут сформированы сальдированные данные взаимных перетоков электроэнергии с каждым сопредельным субъектом взаимодействия согласно соответствующим схемам учета (база отчетных данных).

Из АИИС КУЭ субъекта взаимодействия в АИИС КУЭ Главного Оператора будут передаваться:

- отчетные величины сальдо-перетоков электроэнергии между субъектом взаимодействия и всеми сопредельными субъектами по точкам учета;
- результирующие данные по всем точкам учета, имеющим отношение только к данному субъекту (например, для генерации - поблочная выработка и отпуск электроэнергии, для энергоснабжающих компаний - выработка электроэнергии принадлежащих им ТЭЦ, ТЭС, ГЭС, в дальнейшем, возможно, ВЭС и блок-станций);
- другие отчетные величины, необходимые для функционирования энергосистемы.

В АИИС КУЭ Главного Оператора должны храниться данные, переданные из АИИС КУЭ субъектов взаимодействия. На их основе формируется баланс электроэнергии всех субъектов взаимодействия. Конечные величины объемов покупки-продажи электроэнергии (в качестве контрольных) должны передаваться в АИИС КУЭ субъектов взаимодействия. Для возможности проверки данных на центральном уровне будет осуществляться функция считывания по запросу информации первичной, результирующей и отчетной баз данных АИИС КУЭ любого субъекта производства и потребления электрической энергии.

Для соблюдения принципа дифференцированного по времени формирования цены при производстве и потреблении электрической энергии необходимо обязательно сохранять получасовые данные (в режиме реального времени) на всех уровнях АИИС КУЭ.

Субъекты взаимодействия будут формировать отчетную коммерческую информацию по всем точкам покупки-продажи электроэнергии на основании данных приборов учета, установленных на энергообъектах разной балансовой принадлежности. Получение субъектами взаимодействия коммерческой информации от приборов или систем учета электроэнергии, которые расположены на энергообъектах сопредельных субъектов, должно осуществляться путем серверного обмена между АИИС

КУЭ этих субъектов. Построение АИИС КУЭ может осуществляться на разных типах приборов учета электроэнергии, которые поддерживают сертифицированные протоколы обмена.

В настоящее время ряд субъектов энергосистемы уже приступил к самостоятельному созданию современных автоматизированных систем учета электроэнергии. Выполняя требования нормативных документов, регламентирующих использование современных средств учета электроэнергии, практически на всех электростанциях ГАК "Узбекэнерго" в расчетных точках установлены многофункциональные электронные счетчики электрической энергии класса точности 0,5. Результатом выполнения этих мероприятий стало резкое уменьшение и стабилизация величин небаланса электрической энергии и, как следствие, уменьшение отчетных станционных потерь электрической энергии.

Для реализации следующего этапа создания автоматизированной системы учета электроэнергии энергосистемы - разработки и установки программно-аппаратного комплекса АИИС КУЭ, на отдельных объектах компании созданы и создаются локальные автоматизированные системы учета электроэнергии объектов. Их задачей является детальная отработка технологической идеологии системы, в которую входят подстанция "Ташкент-500", подстанция "Согдиана-500", ОАО "Ташкентская ТЭЦ", УП "Каскад Урга-Чирчикских ГЭС", ОАО "Сырдарьинская ТЭС".

Весьма обнадеживающие результаты получены от эксплуатации первых проектов автоматизированных систем учета сбытово-распределительного уровня компании: двух внедренных систем АСКУЭ бытового и мелкокомоторного потребителя Мирабадского района города Ташкент /167/. После внедрения этих систем потери электрической энергии на этих участках уменьшились на 25-35% и, благодаря техническим возможностям системы по воздействию на потребителя в случае наличия просроченной дебиторской задолженности, на этих участках практически отсутствуют потребители-задолжники по оплате за использованную электрическую энергию.

Возможными источниками финансирования программы создания полномасштабной автоматизированной системы коммерческого учета оптового рынка энергосистемы могут быть:

- оптовый рыночный тариф, который включит в себя затраты на создание АИИС КУЭ;
- банковские или коммерческие кредиты;
- всевозможные гранты, в том числе и правительства Республики Узбекистан;
- средства резервных и инвестиционных фондов;
- благотворительные взносы юридических и физических лиц;
- привлеченные средства инвесторов, в том числе иностранных, и создание консорциума с определением доли государства в размере взноса, который обеспечит соблюдение его интересов;
- средства от передачи АИИС КУЭ в концессию (договор о передаче

государством в эксплуатацию АИИС КУЭ на определенных условиях).

Реализация проектов создания в оптовом рынке АИИС КУЭ обеспечит потребителям снижение стоимости электроэнергии, и при этом субъекты рынка получают дополнительную прибыль за счет:

- снижения затрат на выработку, передачу и распределение электроэнергии;
- оптимального использования основного энергетического оборудования путем управления пиками нагрузок и планирования режимов энергопотребления;
- повышения точности и достоверности учета электроэнергии;
- сокращения сроков сбора и обработки данных, принятия решений;
- проведение расчетов путем автоматизации этих процессов.

В заключение следует отметить, что переход экономики Узбекистана на рыночные методы хозяйствования предъявляет жесткие требования к достоверности и оперативности учета производимой и потребляемой электрической энергии. Эти требования могут быть удовлетворены только путем создания многофункциональных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ), оснащенных современной вычислительной техникой. Использование в составе АИИС КУЭ персональных ЭВМ со специализированным программным обеспечением придает этим системам дополнительную гибкость. Помимо решения основной задачи по обеспечению функционирования АИИС КУЭ, эти ЭВМ могут обеспечивать решение ряда прикладных задач по оценке состояния электроэнергетических систем и достоверизации измерений, например, выявление потерь энергии и локализацию мест этих потерь.

ВЫВОДЫ

1. Обеспечение энергосбережения и энергоэффективности производства и потребления электроэнергии невозможно без автоматизированного учета, контроля и сбыта электроэнергии (АСКУЭ) в условиях конкурентного рынка.

2. Необходим поэтапный переход к следующей ступени - многофункциональной системе - автоматизированной информационно - измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), повышающий достоверность и полноту исходной информации для расчетов фактических и технических потерь, в связи с этим обеспечивающий качественный уровень измерения, учета, контроля, сбыта и потребления электроэнергии в условиях рынка. Данная задача будет решена по мере реализации условий утвержденной Концепции создания АИИС КУЭ.

3. Этапность решений по созданию АИИС КУЭ должна происходить, как в целом по энергосистеме и энергорынке республики, так и на уровне розничной продажи электроэнергии, с соответствующей увязкой программ внедрения многотарифных систем оплаты и приборов учета электроэнергии. Обе эти проблемы необходимо решать одновременно

путем эффективного использования уже существующих коммуникаций и общего уменьшения стоимости создаваемых систем.

4. Поэтапное внедрение АИИС КУЭ во всех регионах республики в соответствии с утвержденным графиком позволит улучшить финансовое состояние предприятий компаний и уровень договорных взаимоотношений по энергоснабжению, оказываемых услуг потребителям.

Реальное потребление электроэнергии увеличивается до 25% при одновременном уменьшении непроизводственных затрат и количества контролеров. Срок окупаемости системы может составить до 3-х лет.

5. Внедрение АИИС КУЭ в энергосистеме явится одной из важнейших предпосылок перехода к прямым контрактам между субъектами и созданию полномасштабного сбалансированного рынка электрической энергии, что способствует повышению энергетической устойчивости и энергоэффективности экономики Узбекистана.

IV. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ТАРИФООБРАЗОВАНИЕ – ОСНОВЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

/18-20, 28,30,125-128, 132,149, 159, 167,223-230/

4.1. Современное состояние и задачи по организации энергосбережения в Узбекистане

Электроэнергетика, обладая значительным потенциалом энергосбережения, играет ключевую роль в развитии экономики республики /18-20,128,159/.

Существующая в настоящее время тенденция снижения эффективности работы электроэнергетической отрасли Узбекистана обусловлена значительным ухудшением энергетических и экономических показателей электроэнергетического оборудования вследствие его старения и недостаточности профилактических мер из-за резкого ухудшения финансового и материально-технического обеспечения.

Снижение эффективности работы технологического оборудования усугубляется ростом стоимости топлива и несоответствия тарифов на отпускаемую энергию, что не позволяет в достаточной степени реинвестировать прибыль в производство, сдерживает дальнейшее опережающее развитие отрасли.

В условиях ожидаемого роста показателей экономики Узбекистана, исходя из возможностей электроэнергетического производства, при качественном удовлетворении растущего потребления электрической энергии, одним из важных путей в ближайшей перспективе становится принятие неотложных мер по энергосбережению во всех отраслях экономики, в том числе в энергетической отрасли, где потенциал энергосбережения по предварительным оценкам может достичь до 30% от потенциала энергосбережения по республике.

Основной показатель эффективности при производстве электрической энергии - удельный расход топлива по ЭЭС Узбекистана увеличился в последнее десятилетие и в настоящее время составляет 375,9 г/кВт.ч (2007 г.). Из-за физического износа передающих устройств электрической энергии и их перегрузок, несовершенства приборов учета увеличились технологические расходы на ее транспортировку и в целом суммарные потери по системе составляют 13,8% /167/.

Отмеченные особенности современного состояния ЭЭС Узбекистана сопровождаются увеличением стоимости энергоресурсов.

Рост стоимости энергоресурсов вызывает соответственно рост топливно-энергетической составляющей в себестоимости продукции, снижающий энергоэффективность выпускаемой продукции и ВВП в целом

/125, 132/. Поэтому реализация резервов энергосбережения является важнейшим фактором повышения уровня надежности и бесперебойности энергоснабжения, фактором, обеспечивающим экономически приемлемое удовлетворение внутренних энергетических потребностей в условиях развивающейся экономики Узбекистана, а также способствует расширению экспортного потенциала энергетики республики.

В настоящее время организационно-технологический потенциал энергосбережения отрасли оценен в 2,5 - 5,0 млн. т.у.т в год и реализация этого потенциала самым непосредственным образом связана с такими приоритетными направлениями развития электроэнергетики, как:

- реконструкция, техническое перевооружение и модернизация энергопроизводства;
- реконструкция и дальнейшее развитие электрических сетей;
- строительство новых источников генерирующих мощностей с ориентацией на оптимизацию структуры энергопроизводства, использующего первичное топливо с достаточными запасами, а также экологически чистые возобновляемые источники энергии;
- подготовка технически и экономически грамотных специалистов по вопросам энергосбережения.

Эффективность этих приоритетов зависит от нынешнего состояния электроэнергетического производства, а также технических и экономических возможностей их реализации в определенных периодах его развития.

В целях дальнейшего увеличения энергетического потенциала, обеспечения надежного и качественного снабжения потребителей электрической и тепловой энергией, Кабинетом Министров Республики Узбекистан было принято Постановление "О Программе развития и реконструкции генерирующих мощностей в энергетике Республики Узбекистан на 2001-2010 гг." (2002); которым определены меры по модернизации, реконструкции и техперевооружению отрасли, источники финансирования, в т.ч. за счет иностранных инвестиций и кредитов, указаны направления по экономии энергоресурсов.

Согласно этому Постановлению, разработана Программа энергосбережения ГЭК "Узбекэнерго" на период до 2010 года, которая сбалансирована с прогнозными показателями производства и потребления электрической энергии на этот период. Основной целью Программы является реализация потенциала энергосбережения в отрасли за счет выполнения системы мер по эффективному использованию топлива, сокращению потерь электроэнергии во всей цепи ее производства, передачи и распределения. Достижение этой цели предусматривается за счет выполнения мер по повышению энергетических показателей действующего оборудования с высокой степенью износа путем его модернизации, качественных ремонтно-профилактических мероприятий, реконструкции части электростанций и электросетей с внедрением и использованием оборудования, установок и технологий, отвечающих современному уров-

нию развития энергетического производства, передачи и распределения электрической энергии, совершенствования систем и приборов учета энергоресурсов, а также мер по управлению энергопотреблением.

Реализация предусмотренных мер осуществляется поэтапно.

На первом этапе сроком 1-3 года частично реализованы меры по улучшению экономических показателей работы действующего основного и вспомогательного оборудования некоторых ТЭС путем модернизации и замены узлов и частей, оптимизации режимов работы, что позволило их энергетические характеристики приблизить к проектным.

Учитывая, что состав такого оборудования составляет большую часть (более 60%), эти меры имеют важное значение и в ближайшей перспективе позволят при сравнительно небольших затратах улучшить экономичность энергопроизводства за счет более эффективного использования топлива, а также повысить надежность и качество энергоснабжения потребителей.

В целях повышения надежности и эффекта энергосбережения оптимально используются иностранные инвестиции. Так, на Сырдарьинской ТЭС завершена реконструкция 2-х энергоблоков за счет кредита ЕБРР. В результате мощность каждого блока доведена до проектного значения, т.е. увеличена на 60 МВт с ежегодной экономией более 49 тыс. т.у.т. топливно-энергетических ресурсов. Кроме того, намечается реконструкция еще 2-х энергоблоков станции за счет кредитных ресурсов ЕБРР и в настоящее время разработано ТЭО. В целом экономия топлива от применения вышеупомянутых мер составит по отрасли за период более 600 тыс. т.у.т.

На дальнейших этапах реализации Программы предусматриваются реконструкция тепловых электростанций с использованием современных видов оборудования и технологий с высокой энергоэффективностью - парогазовых и газотурбинных установок (ПГУ, ГТУ), имеющих высокие энергетические показатели, маневренность, относительные короткие сроки строительства /126, 161/. До 2010 года намечается ввод ПГУ и ГТУ в первую очередь на Ташкентской и Навоийской ТЭС, Мубарекской и Ташкентской ТЭЦ. Ввод в 2004 году головного энергоблока Талимарджанской ТЭС мощностью 800 МВт позволил снизить энергонапряженность в Самарканд-Бухарском энергоузле, а также позволяет экономить до 320 тыс. т.у.т. топливно-энергетических ресурсов в год. Наряду с этим начаты работы по модернизации Ташкентской ТЭС за счет льготного кредита Правительства Японии, с сооружением ПГУ мощностью 370 МВт.

Использование парогазовых установок в перспективе позволит снизить удельные расходы топлива в среднем по энергосистеме до 340-350 г/кВтч, увеличить маневренность при регулировании пиковых нагрузок в энергосистеме, удешевить выработку тепловой энергии, снизить техногенную нагрузку на окружающую среду.

Реконструкция и развитие электрических сетей в рамках решения задач энергосбережения способствует выполнению оптимальных схем передачи и распределения электрической энергии в энергосистеме, разгрузке линий электропередачи и улучшению режимов работы оборудования электростанций. На период до 2010 года намечено завершение строительства таких крупных энергообъектов как ПС 500 кВ "Узбекистанская" с ВЛ 500 кВ, ПС 500 кВ "Согдиана", ВЛ 500 кВ Сырдарьинской ТЭС-Согдиана.

Учитывая важность совершенствования системы учета энергоресурсов при решении задач энергосбережения предусмотрены мероприятия по их модернизации на объектах энергосистемы, включающие их оснащение приборами учета более высокой точности, разработку и внедрение автоматизированных систем учета и контроля электрической энергии (АСКУЭ, АИИС КУЭ), оснащение современными поверочными стендами и образцовыми приборами.

Программой предусмотрены меры по снижению техногенной нагрузки на окружающую среду. Внедрение на действующих тепловых электростанциях парогазовых установок - Ташкентской (370 МВт), Навоийской (400 МВт) ТЭС и Мубарекской ТЭЦ (106 МВт), строительство сероочистных установок на Ново-Ангренской ТЭС позволят до 2-х раз снизить выбросы углекислого газа, в 3-4 раза - выбросы окислов азота и серы.

Программой предусматриваются организационные меры - разработка ряда нормативных актов по вопросам энергопроизводства и энергопотребления, коррекция нормативных характеристик оборудования и технологических процессов, внедрение более эффективных положений по материальному стимулированию персонала за экономию энергоресурсов и др.

Одной из важных мер является совершенствование тарифной политики, побуждающей к принятию эффективных мер по экономии топлива и энергии при производстве и потреблении. Действующие в настоящее время низкие тарифы на электроэнергию не в достаточной степени позволяют реализовать необходимые меры по повышению экономической эффективности работы отрасли.

Применение тарифов, основанных на реальных затратах производства, создает необходимую финансовую базу, обеспечивающую устойчивое и эффективное функционирование, а также дальнейшее прогрессивное развитие электроэнергетической отрасли.

В условиях перехода к рыночным отношениям финансирование мер энергосбережения ориентировано на использование, прежде всего, собственных средств предприятий, а также на привлечение иностранных инвестиций и кредитов. В отдельных случаях предусматривается привлечение средств различных фондов и организаций, а также средств от разгосударствления и приватизации предприятий отрасли, инвестиций иностранного и отечественного частного капитала.

В результате реализации предусмотренных Программой мер ожидается значительное улучшение использования энергоресурсов в отрасли.

В табл. 4.1 приведены результаты мероприятий по энергосбережению, проводимых в компании ГАК "Узбекэнерго" за 2004-2007 годы

Предусматривается изменение структуры - диверсификация потребления топлива: увеличение доли потребления угля и сокращение потребления природного газа. К 2010 году доля потребления газа снизится с 88,3% (2000) до 78,9%, доля угля повысится с 4,4% до 13,2%. При этом объем потребления газа составит 14,2 млрд.м³, угля - до 9,4 млн тонн.

**Результаты реализации мер по энергосбережению
по ГАК "Узбекэнерго" за 2004-2007 годы /167/**

Таблица 4.1

Наименование	Ед. измер	План	Факт	% выпол
2004				
Электроэнергия	Мли.кВт.ч	26,2	33,4	127
Теплоэнергия	Тыс.Гкал	1885	5424	287
Топливо	Т.у.т	18535	20664	111
2005				
Электроэнергия	Мли.кВт.ч	542	547	100
Теплоэнергия	Тыс.Гкал	2153	63177	2934
Топливо	Т.у.т	52000	328000	630
2006				
Электроэнергия	Мли.кВт.ч	173	290	167
Теплоэнергия	Тыс.Гкал	2,6	21,7	834
Топливо	Т.у.т	78900	84400	106
2007				
Электроэнергия	Мли.кВт.ч	297	335	113
Теплоэнергия	Тыс.Гкал	9395	33600	308
Топливо	Т.у.т	25597	77422	302

Необходимо отметить, что первые результаты реализованных мер по энергосбережению по отдельным предприятиям и отраслям в Узбекистане также показывают достаточный резерв по ее интенсификации.

После достижения Независимости, проблеме обеспечения экономики республики топливно-энергетическими ресурсами необходимо было решать преимущественно путем увеличения объемов добычи первичных углеводородных ресурсов, доведя их объем до обеспечения энергетической независимости. Теперь, когда эта стратегическая задача решена, настало время, учитывая ограниченность энергоресурсов, принять все меры для повышения эффективности используемого топлива и энергии, сохраняя в перспективе достигнутые уровни добычи нефти, конденсата и газа, и развивать другие виды энергоресурсов, оптимизируя структуру энергопотребления. Необходимо реализовать имеющийся в Узбекистане потенциал энергосбережения, максимально используя опыт энергосбережения в развитых странах, основу которой составлял переход от энергозатратной системы к энергоэффективной.

Ожидаемый в ближайшей перспективе рост экономики при сохранении сложившихся условий и тенденций в использовании энергии может привести к значительному росту потребности в энергоресурсах, удовлетворить который только за счет увеличения объемов добычи и переработки первичных энергоресурсов практически невозможно.

Необходимо отметить, что в общем балансе потребления энергоресурсов в Узбекистане, в последние десять лет, природный газ составляет 84-87%, мазут 11-8% и уголь 3,5-4,4%. Очевидно, что структура ТЭБ далека от оптимальной и не отвечает требованиям энергетической безопасности. Известно, запасы нефти и природного газа, так же как и во всем мире, в Узбекистане истощаются; их хватит на несколько десятилетий, в то время как запасов угля в стране может хватить на 250 и более лет. Таким образом, совершенно очевидно, что роль угля в энергетике Узбекистана сегодня недопустимо низка и необходимо предпринять активные усилия для увеличения добычи угля и повышения его роли в ТЭБ. Принятое в 2002 году Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан по данному вопросу ставит задачу увеличения использования угля с 4,2% нынешнего до 15% к 2010 году.

Важнейшим направлением топливно-энергетической политики является реализация разработанной Программы энергосбережения Республики Узбекистан на период до 2010 года. Только путем проведения активной и жесткой, законодательно подкрепленной энергосберегающей политики можно вывести топливно-энергетический комплекс страны на путь устойчивого развития и выйти на показатели программы. Эта программа содержит конкретные показатели энергопотребления и ожидаемое энергосбережение по каждому направлению экономики. Решить задачу повышения эффективности использования энергоресурсов в Узбекистане предполагается, прежде всего, за счет внедрения новых энергосберегающих технологий и оборудования. По оценкам зарубежных и отечественных специалистов, переход на менее энергоемкие технологии и производства обеспечит около 70% общего эффекта энергосбережения. Остальные 30% могут быть получены в результате проведения режимно-эксплуатационных и организационно-экономических мероприятий, т. е. за счет улучшения эксплуатации действующего оборудования и применения эффективных методов управления энергопотреблением (организации контроля и учета, нормирования расходов топлива и энергии, материального стимулирования и др.). Остановимся на основных положениях Программы.

Значительная часть потенциала энергосбережения сосредоточена в топливно-энергетическом комплексе, коммунально-бытовом секторе, в таких отраслях как металлургия, химическая промышленность и стройматериалы.

С учетом прогнозных среднегодовых темпов прироста ВВП в 2002-2010 г.г. до 8-9% /17/, максимальная потребность в первичной энергии по данным /31/ может составить 92 млн. тонн условного топлива. Макси-

малые прогнозные возможности обеспечения внутренней потребности в топливно-энергетических ресурсах составляют 83 млн. т.у.т., в том числе газ - 65,4 млн. т.у.т. (56,7 млрд. м³), нефтепродукты - 10 млн. т.у.т., уголь - 4,52 млн. т.у.т. (9,4 млн. т.), гидроэнергия - 3,0 млн. т.у.т. (8 млрд. кВт.ч). Следовательно, в 2010 году образуется дефицит между потребностью энергоресурсов и прогнозными возможностями энергообеспечения потребности республики в энергетических ресурсах в объеме около 9 млн. т.у.т., что составляет около 10% ожидаемого суммарного потребления. Вместе с тем, потенциал энергосбережения в Узбекистане в среднем составит не менее 25-30%. Необходимо отметить, что в таких странах как Россия, Украина, Беларусь потенциал энергосбережения оценивается в пределах до 40-45%.

В настоящее время наиболее актуальным становится вопрос повышения **эффективности использования энергоносителей**, устраняя причины бесхозяйственного их расхода. Энергоемкость производства продукции на предприятиях республики значительно превышает уровень западных стран и имеется существенный потенциал энергосбережения. По предварительным оценкам около 12,5 млн. т.у.т. энергоресурсов можно сэкономить в год за счет реализации энергосберегающих мероприятий.

В топливно - энергетическом балансе Узбекистана в 2005 году доля природного газа составляла более 83%, нефти и конденсата - около 14%, угля - 2%, гидроэнергии - 0,7%. Как видно, основным видом первичной энергии является природный газ. В целях укрепления энергетической безопасности страны необходимо диверсифицировать структуру энергопотребления, что диктует развитие производства и других видов первичной энергии (угольная промышленность, гидроэнергетика, возобновляемые источники энергии, в первую очередь использование энергии солнца и малых водотоков), сокращая долю природного газа в энергетическом балансе.

В соответствии с Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан от 2002 года "О мерах по совершенствованию структуры ОАО АО "Уголь" и реализации Программы развития угольной промышленности Республики Узбекистан на 2002-2010 гг." предусмотрено значительное увеличение доли **угля в энергетическом балансе**. На период до 2010 года предусматривается повышение добычи угля с 2,5 до 9,4 млн. тонн, что позволит увеличить его участие в выработке электроэнергии до 12-15%. В перспективе возможен рост добычи угля до 45 млн.т. /35,37/.

В **нефтегазовой промышленности** модернизация структуры газораспределительных сетей, использование современных агрегатов и утилизация избыточного давления при его транспортировке и распределении, сокращение потерь нефтяного газа, нефти при транспортировке и хранении, сокращении расхода топлива на нагрев нефти и водонефтяной эмульсии, повышение эффективности промысловых насосов, позволит увеличить энергоэффективность отрасли в целом

Наиболее энергоемкими являются процессы первичной переработки нефти. Внедрение в эксплуатируемые энергоемкие технологические печи систем контроля и регулирования режима горения, оснащение теплоутилизационным оборудованием, по прогнозам, позволит повысить их КПД на 10-15%.

Организационно-технологическими мероприятиями, предусмотренными в программе энергосбережения отрасли, прогнозируется реальное сокращение в целом по НХК "Узбекнефтегаз" энергопотребления к 2010 г на 357-457 тыс. т.у.т. в год.

Показатели фактической энергоемкости производства в последнее время несколько возросли, что объясняется применением высокоэнергетического сайклинг-процесса на месторождении Кокдумалак - закачки ежегодно до 5 млрд. м³ газа в продуктовый пласт под давлением 500-600 атм. для более полного извлечения конденсата. В 2005-2010 гг. энергоемкость процесса планируется снизить до 8,9-9% от объема добычи, что почти на 3% меньше, чем в 2000 г.

Общий объем экономии потребления энергоресурсов, предусмотренного программой энергосбережения, составит за 10 лет 12738 тыс.т.у.т., в том числе, за счет малозатратных организационных мероприятий - 73,7 тыс. т.у.т., быстроокупаемых (оснащение приборами учета ТЭР в технологических процессах) - 42,3 тыс. т.у.т., за счет модернизации действующего парка оборудования - 159,5 тыс. т.у.т., за счет реконструкции и технического перевооружения действующих предприятий - 11026 тыс. т.у.т.

Химическая промышленность Узбекистана относится к числу энергоемких отраслей экономики. В 2002 году ею было потреблено более 3,2 млрд. кВтч электроэнергии, 2,1 млрд.м³ природного газа и 2,6 млн. Гкал тепловой энергии /224/. Вопрос экономии энергетических ресурсов в отрасли является чрезвычайно важным и актуальным. Предусматривается модернизировать технологические процессы, особенно энергоемкие, внедрять парогазовые установки на ТЭЦ и котельных отрасли, осуществлять структурные преобразования в развитии производства органической химии, пластических масс, синтетических смол, химических волокон, применение которых снижает потребность в энергоемкой металлопродукции, утилизировать внутренние энергоресурсы (горячие газы и теплоэнергия, сопутствующие химическому производству), обновление изношенных электроприводов.

В итоге затраты на энергоресурсы для производства товарной продукции на 1 доллар снизятся с 0,53 до 0,09 долларов США или в 6 раз, в том числе по предприятиям, производящим минеральные удобрения, с 0,67 до 0,11 долларов США.

В черной и цветной металлургии наибольшие резервы экономии заключены в совершенствовании технологии производства, модернизации печей, повышении качества и ассортимента проката, утилизации тепла уходящих газов технологических процессов, использовании современных теплоизоляционных материалов в печах, обновлении изношенных крупных электроприводов.

В промышленности может быть сэкономлено значительное количество ТЭР путем совершенствования схем энергоснабжения, модернизации и замены устаревшего оборудования, а также более полной загрузки действующих мощностей за исключением использования отдельных технологических процессов с низкой производительностью. Необходимо повышать параметры пара утилизационных установок и котельных и использовать его в теплофикационных турбинах; в теплоснабжение жилищно-коммунального сектора вовлекать вторичные энергетические ресурсы предприятий.

Значительные резервы энергоресурсов заключены в совершенствовании плазменных термических и нагревательных печей машиностроения и других отраслей промышленности, в совершенствовании конструкций, оснащении рекуператорами, современными автоматизированными горелочными устройствами, системами автоматизированного управления процессами горения и термообработки. При этом КПД может быть увеличен в 2-4 раза

Существенную экономию энергии можно получить при повышении эффективности электропривода. Электродвигатели расходуют около 60% электроэнергии, потребляемой в промышленности. Они имеют КПД ниже, чем электродвигатели, выпускаемые по стандартам, отвечающим международным требованиям. Зачастую электродвигатели устанавливаются с завышенным потреблением мощности и работают в неоптимальном режиме. Использование электродвигателей с регулируемым электроприводом позволит экономить потребляемую энергию в приводах вентиляторов на 30%, насосов на 20%. Работа в этом направлении продолжается, в том числе учеными Ташкентского государственного технического университета, имеются определенные позитивные сдвиги и достижения /225,226/.

По данным Института энергетики и автоматики АН РУз /169/, принятые меры по энергосбережению в "Узметкомбинат" привели за 2001-2005 годы к снижению удельных расходов энергоресурсов почти в 2 раза с 0,53 до 0,28 т.у.т./т продукции (табл.4.2).

Имеется большой потенциал энергосбережения в изменении структуры осветительных ламп, предусматривающий увеличение доли газоразрядных ламп в осветительной нагрузке. Для выработки одинакового светового потока ими расходуется в 4-9 раз меньше электроэнергии, чем у обычных ламп накаливания.

Предприятиями ассоциации "Узэлтехпром" создаются производства по выпуску энергосберегающих осветительных ламп (АО "Фотон"), частотных преобразователей для электроприводов асинхронных двигателей (ОАО "SABEN"), приборов учета газа и электроэнергии (СП "СМГ - Оникс, ОАО "Алгоритм").

Предусматривается оснащение жилищного сектора приборами учета расхода газа - около 3,5 млн. единиц, горячей воды - 868 тыс. единиц, тепла - на вводах многоэтажных домов - 112 тыс. единиц, холодной воды - 2,5 млн. единиц. В настоящее время население ежегодно по-

Годы	Объем про-ва, в тонн.	Потреб. эл.энер тыс. кВт.ч	Потреб природ газ, тыс.м ³	Всего, потреб. энерго- ресурсы в т.у.т	Удельн. расх. эл.энер кВт.ч/т	Удельн. расх. природ газ,тыс.м ³ /т	Удельн. расх энерго ресурс т.у.т/т
2001	410240	578661	126264	217641	1410	308	0,53
2002	490629	586149	122109	213742	1194	249	0,44
2003	522201	581843	109516	198605	1114	209	0,38
2004	622023	603442	111450	203505	970	180	0,33
2005	690140	587612	107592	197083	851	156	0,29
2006 (прог)	730240	597786	110270	201440	818	152	0,28

требляет до 45% всего товарного газа республики. Использование современной системы учета потребления газа в комплексе с улучшением теплоизоляционных характеристик зданий и с постепенным внедрением дифференцированных тарифов в зависимости от расхода газа, в соответствии с нормативами, позволит сократить расход газа в этом секторе без ущерба населению на 30-40%. В результате принятых мер экономия потребления газа оценивается в пределах 5-7 млрд. куб. м. в год. Полное обеспечение всех потребителей приборами учета с одновременным принятием соответствующих мер по стимулированию энергосбережения и устранению потерь энергии позволит добиться экономии 8,14 млн. т.у.т.

Следует отметить, что решение проблемы учета и использования ТЭР в жилом секторе обеспечит массовое применение природного газа, реализуется принцип Президента И.Каримова о сильной социальной защиты населения. Это позволит также осуществить одну из главных задач реформирования коммунального обслуживания - переход на самооплачиваемость предоставляемых населению коммунальных услуг.

В промышленности строительных материалов возможно увеличение выпуска изделий на основе отходов углеобогащения, зол и шлаковых отходов ТЭС. Необходимо применить современные технологии прогрева и сжигания топлива, утилизировать вторичные тепловые энергоресурсы и отходящие газы.

В сельском хозяйстве энергосбережение связано с увеличением урожайности сельхозкультур, соблюдая агротехнические требования при подготовке и обработке земли, не допуская потерь поливной воды, внедряя передовой опыт зарубежных стран по водопользованию в сельском хозяйстве.

Особое значение здесь имеет использование гидроэнергоресурсов путем строительства малых и микро ГЭС, обновление изношенных электронасосных агрегатов, электротехнического оборудования на крупных ирригационных системах и системах вертикального дренажа. Суммарная потребляемая энергия насосными станциями в 2005 году составила 7,7 млрд кВт.ч в год, а потери 3,02 млрд. кВт ч, т.е. 39,2%. Резервы энергосбережения налицо.

Основной мерой являются также совершенствование системы управления и организации хозяйства, улучшение структуры парка машин, усиление эффективности его использования; применение облегченных машин и механизмов индивидуального пользования; увеличение выпуска мини-тракторов, повышение топливной экономичности дизелей.

По данным Института энергетики и автоматики АН РУз /169/, принятыми мерами по выполнению программы энергосбережения по ассоциации "Узхлопкопром" электроемкость по отрасли, расход электроэнергии на выпуск тонны продукции с 2001 по 2005 годы уменьшен с 484 до 380 кВт ч/т, т.е. на 21.5% (табл.4.2а.).

Электро – и энергоемкость по ассоциации «Узхлопкопром» /169/
Таблица 4.2а

Годы	Объем произво- димой продукции, т	Расход электроэнергии, тыс.кВт.ч	Удельн. расход на ед. продукции, кВт.ч/т	Энерго- ресурсы (газ, печ. топливо, Керосин и э.э.), т.у.т.	Удельн. расход энерго- ресурсов, кг.у.т./т
2001	999341	484342	484	99547	99,6
2002	986345	443855	450	96438	97,7
2003	934495	380699	407	81028	86,7
2004	962885	374137	388	79430	82,5
2005	976524	370242	380	77081	78,9
2006 (прог.)	982866	367800	374	74725	76

На транспорте потенциал энергосбережения заложен в совершенствовании парка автомобилей для грузовых перевозок (значительный рост парка малотоннажных автомобилей), снижении удельных расходов топлива на единицу пробега грузовых и легковых автомобилей (включая повышение КПД двигателей и трансмиссий); существенное увеличение доли автомобилей с дизельным двигателем, кратном росте использования газа в качестве моторного топлива, строительстве дорог с твердым покрытием, совершенствовании структуры парка и транспортных средств на железнодорожном и авиационном транспорте.

4.2. Тарифообразование - ключ к энергосбережению

Реформа в области ценообразования и тарифов является одной из ключевых предпосылок к переходу к другим аспектам реформирования энергетики, таким как коммерциализация, приватизация и, в конечном счете, подлинное открытие рынка и конкуренции. С учетом социальных последствий резкого повышения цен и тарифов на энергетические товары и услуги применяется поэтапный подход с осуществлением реформ тари-

фов в течение нескольких лет. Между тем, планируется применить целый ряд инструментов, направленных на смягчение последствий реформы ценообразования и тарифов, а также на сокращение косвенного и прямого субсидирования. Существует значительный потенциал для достижения экономии и повышения эффективности энергетики /20/: по энергоёмкости своей экономики Узбекистан в несколько (7-9) раз превосходит аналогичные показатели стран Европейского Союза.

Функции по регулированию цен и тарифов в рамках ТЭК распределены между несколькими государственными органами. Министерство финансов выполняет функции по установлению цен на электроэнергию и энергетические продукты. Эти функции далее распределяются между двумя его подразделениями, одно из которых (Департамент по установлению цен) занимается всеми ценами и тарифами на электроэнергию и энергетические продукты для промышленных и бытовых потребителей, а другое - ценами на уголь и нефтепродукты для розничных потребителей. "Узгосэнергонадзор" и "Узнефтегазинспекция" отвечают за техническое регулирование электроэнергетических и нефтегазовых вопросов.

ГЭК "Узбекэнерго" подготавливает проекты тарифов на электроэнергию и представляет их на утверждение в Министерство финансов. Подготавливаемые "Узбекэнерго" проекты тарифов на электроэнергию и тепло в годовом исчислении учитывают прогнозные затраты в электроэнергетике и прибыль, необходимую для обеспечения развития отрасли. В зависимости от изменения затрат на производство электроэнергии, тарифы могут пересматриваться и корректироваться. Все конечные потребители электроэнергии дифференцируются по тарифным категориям в зависимости от их деятельности, но независимо от формы собственности.

Цены на электроэнергию во всех секторах представляют собой долю от долгосрочных предельных издержек. В начале 2002 года начато осуществление среднесрочной программы в области тарифов на электроэнергию и энергетические продукты. Согласно данной программе, цены на электроэнергию подлежали увеличению каждые два месяца на 8 процентов. Средние цены на энергетические продукты подлежали повышению приблизительно на 50 процентов ежегодно. Средневзвешенный тариф, введенный 1 августа 2006 года, составлял около 3 центов США за кВт.ч. В табл. 4.2в приведен тариф за электроэнергию в Узбекистане.

Одна из наиболее сложных проблем в области реструктуризации электроэнергетики заключается в перекрестном субсидировании и прямых

Динамика тарифов за электроэнергию в Узбекистане /29,42/

Таблица 4.2в

Годы Тариф	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Сум/кВт.ч	4,00	4,70	8,00	13,10	21,30	35,40
Цент США/кВт.ч	0,88	0,76	0,83	1,30	2,08	3,14

государственных субсидиях, которые порождают такие негативные последствия, как неэффективность, неплатежеспособность и т.д.

Официально объявленная цель перекрестного субсидирования заключается в поддержании тарифов на электроэнергию и другие энергоносители на низком уровне для потребителей и предприятий, которые не в состоянии платить подлинную их стоимость или пользоваться правами спецснабжения. В результате этого, потребители и предприятия, которые не имеют таких привилегий, уплачивают более высокие тарифы на электроэнергию, что приводит к удорожанию их продукции и нередко делает их продукцию неконкурентоспособной. В конечном счете, такие предприятия оказываются не в состоянии или просто прекращают платить по счетам. В свою очередь, доходы ГАК "Узбекэнерго" не покрывают себестоимости энергоносителей и других затрат. В результате этого при отсутствии и неприменении процедур банкротства и принудительного исполнения складывается такое положение, при котором каждый из взаимодействующих субъектов ТЭК и потребителей кому-то должен, лишь с тем отличием, что одни должны больше, чем другие. В таких обстоятельствах предприятия не могут корректно управляться и планировать свою деятельность надлежащим образом ввиду отсутствия возможности принимать экономически обоснованные решения.

С целью смягчения проблемы в августе 2003 года Правительством Узбекистана принято Постановление, которым установлено требование о 30-процентной предоплате за электроэнергию за месяц до поставки. Предприятия, не выполняющие данное условие, могут быть отключены от сети до тех пор, пока не выполнят его.

В Узбекистане применяются различные виды тарифов за производство и передачу электроэнергии:

- тариф за производство электроэнергии, поставляемой с электростанций;
- тариф за передачу электроэнергии по магистральным сетям;
- тариф за передачу электроэнергии по распределительным сетям;
- трансграничный тариф.

Методика расчета тарифов за производство электроэнергии предполагает учет затрат на эксплуатацию электростанций, получение прибыли на вложенный капитал, затраты на топливо и другие технические издержки. Метод расчета тарифа за передачу электроэнергии предусматривает учет затрат в зависимости от расстояния передачи, который включает в себя все потери на отрезке между пунктами производства и распределения электроэнергии. Тарифы на электроэнергию дифференцируются в зависимости от вида электростанции (ТЭС, ГЭС) и варьируют в диапазоне 0,1-1,2 цента за кВт·ч, в то время как тариф за передачу составляет порядка 0,5 цента за кВт·ч. Метод определения тарифов за распределение электроэнергии во многом аналогичен методике расчета тарифов за ее передачу, однако предполагает больший акцент на коммерческих, а не на технических потерях. Он дифференцируется по категориям потребителей, например, коммунально-бытовые и промышленные.

Трансграничные, межгосударственные тарифы за продажу электроэнергии устанавливаются на уровне правительств, участвующих в международных проектах в области электроэнергетики. Тариф может устанавливаться путем переговоров, но как правило, всегда равняется или превышает тариф за передачу по внутренним линиям; он также определяется характером организации, поставляющей и/или принимающей электроэнергию.

В Объединенной энергосистеме стран Центральной Азии и других сетях СНГ взимается особая плата за регулирование частоты, за внесла-новые перетоки электроэнергии из одной страны в другую, обусловленные, например, неожиданным резким увеличением спроса в соседней стране. Данный вопрос, как правило, решается отдельно при помощи одного из сетевых операторов.

4.3. Перспективы развития и управления энергосбережением в Узбекистане

Последовательное проведение энергосберегающей политики, предусматривающее внедрение новейших технологий в энергетическое производство и рациональное использование имеющихся энергоресурсов, позволит снизить себестоимость производимой продукции (электроэнергии), увеличить прибыль отрасли, а также улучшить технико-экономические показатели работы энергосистемы, в том числе экономить энергоресурсы.

Основными направлениями экономии энергетических ресурсов в электроэнергетике республики являются:

- повышение уровня автоматизации технологических процессов, снижение уровня технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку и распределение;
- реконструкция и модернизация действующих электростанций с внедрением новых высокоэффективных технологий энергетического производства на базе парогазовых и газотурбинных установок;
- техническое перевооружение энергоблоков ТЭС, повышение экономичности действующего оборудования с заменой отдельных деталей и узлов.

В соответствии с утвержденной Программой энергосбережения на 2002-2010 годы предусмотрены следующие меры, улучшающие энергосбережение и энергоэффективность производства электроэнергии:

1. Организационно - технические мероприятия (табл.4.3). При этом схемно - режимная оптимизация электрической системы, включающая оптимизацию режимов, компенсацию реактивной мощности и схемы электрических сетей позволяет сэкономить до 90000 т.у.т.

2. Модернизация действующего парка силового и технологического оборудования тепловых электрических станций (табл.4.4) позволит сэкономить до 1300 млн. м³.

**Организационно - технические мероприятия по энергосбережению
в ЭЭС Узбекистана /167/**

Таблица 4.3

Наименование мероприятий	Экономия, т.у.т.
Оптимизация режима работы энергосистемы	33204
Отключение трансформаторов 6-220 кВ на ПС сезонной нагрузки	1106
Компенсация реактивной мощности в электрических сетях энергосистемы	45045
Оптимизация схемы электрических сетей 6-35 кВ	4427
Итого:	83782

Модернизация действующего парка технологических агрегатов, силовых машин и оборудования /167/

Таблица 4.4

Наименование мероприятий	Экономия природного газа, млн.м ³
Сырдарьинская ТЭС, реконструкции 2-х блоков, 120 МВт	70
Ташкентская ТЭС, ПГУ-370 МВт	170
Ташкентская ТЭЦ, ГТУ-106 МВт	98
Навоийская ТЭС, ПГУ-400 МВт	331
Талимарджанская ТЭС, ПГУ- 400х2 МВт	550
Итого	1219

Развитие и реконструкция электрических сетей /167/

Таблица 4.5

Наименование мероприятий	Экономия природного газа, млн.м ³
ПС 500 кВ Согдиана с ВЛ 220-500 кВ	100
ПС 220 кВ Келес,ПП-110 кВ Навои с ВЛ 220-110 кВ,	277
ПС 110 кВ ОДО с КЛ 110 кВ, ВЛ 220 кВ Таш РЭС – Келес	
ПС 500 кВ Узбекистанская с врезкой, ВЛ 500 кВ,	250
ВЛ 500 кВ Ново-Ангренская ТЭС-Узбекистанская	
ВЛ 500 кВ Согдиана-Гузар	43
Итого	670

3. Реализация в планируемых объемах реконструкции электрических сетей (табл.4.5) даст экономию до 700 млн. кВт.ч.

4. Оснащение систем потребления электроэнергии приборами контроля и учета поможет экономить до 30 тыс. т.у.т (табл.4.6).

**Оснащение систем потребления энергии приборами контроля и учета
/167/**

Таблица 4.6

Наименование мероприятий	Экономия, т.у.т.
Оснащение объектов ГАК «Узбекэнерго» современными приборами учета электроэнергии	16250
Внедрение АСКУЭ на объектах ГАК «Узбекэнерго»	
Оснащение ремонтных подразделений ГАК «Узбекэнерго» современными проверочными средствами	5657
Оснащение предприятий электросетей ГАК «Узбекэнерго» переносными образцовыми счетчиками	5156
Итого	2356
	29419

Некоторые из намеченных мер уже реализованы. Например, ввод первого блока Талимарджанской ТЭС и др.

Суммируя можно отметить, что реализация намеченных мер позволит уменьшить потребление топливно - энергетических ресурсов по ЭЭС Узбекистана примерно на 30% (около 5 млн.т.у.т.).

Широкое использование парогазовых и газотурбинных установок позволит внедрить в энергетику Узбекистана комбинированную выработку электрической и тепловой энергии (когенерация) и в перспективе подготовить основу для тригенерации - одновременную выработку электроэнергии, тепла и холода /20/.

В целях энергосбережения необходимо отметить важность полного использования вторичных энергоресурсов для покрытия потребностей производства в тепле, паре и электроэнергии. Необходимо максимально использовать вторичные энергоресурсы за счёт установки тепловых насосов, котлов-утилизаторов, экономайзеров, радиационно-конвективных рекуператоров и т.д.

Тепловые насосы, осуществляя обратный термодинамический цикл на низкокипящем рабочем веществе, черпают низкопотенциальную тепловую энергию из окружающей среды, повышают ее потенциал до уровня, необходимого для теплоснабжения, затрачивая при этом в 1,2-2,3 раза меньше первичной энергии, чем при прямом сжигании топлива /20/.

Применение теплонасосных установок (ТНУ) - это не только сбережение невозобновляемых энергоресурсов, но и защита окружающей среды, в том числе и за счет сокращения выбросов парникового газа в атмосферу.

Теплонасосные установки, использующие различные источники низкопотенциального тепла с температурой от 5°C (атмосферный воздух) до 40-70°C (высокотемпературные промышленные сбросы), способны обеспечить нагрев среды в диапазоне температур от 27°C (вода для плавательных бассейнов) до 110°C.

Внедрение таких экономичных и экологически чистых технологий теплоснабжения необходимо, в первую очередь, во вновь строящихся объектах промышленности и населенных пунктах для исключения применения котельных, потребление энергии которых в 3-4 раза превышает потребление ее тепловыми насосами.

Применение теплонасосных установок весьма перспективно в комбинированных системах в сочетании с другими технологиями использования возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, биоэнергии), т.к. позволяет оптимизировать параметры сопрягаемых систем и достигать наиболее высоких экономических показателей.

Технико - экономические методы государственного управления энергосбережением Узбекистана дают начальные результаты /20,167/. При этом необходимо отметить, что есть органы, занимающиеся управлением энергосбережения отдельных предприятий, секторов экономики, организаций (Узэнергоназор, Узнефтегазоинспекция), но нет единой организационной структуры, которая бы управляла энергосбережением и энергоэффективностью экономики страны, как важнейшим направлением энергетики Узбекистана.

Анализ опыта ведущих стран в области управления энергосбережением и повышения энергоэффективности производства продукции и ВВП /127-131/ позволяет предложить структуру - обобщенную модель системы управления для этого направления в Республике Узбекистан - Государственное Агентство по энергосбережению (ГАЭ) (рис.4.1).

Функционально Государственное Агентство по энергосбережению состоит из:

- научно-технического Совета по повышению энергоэффективности продукции ВВП;
- аналитического координационного Центра по обобщению опыта энергосбережения по Узбекистану;
- отделений вилотатов или региональных отделений ГАЭ.

Основу деятельности ГАЭ составляет Программа энергосбережения и энергоэффективности ВВП, разработанная под руководством Научно-технического Совета ГАЭ и утверждаемая Правительством Узбекистана. Эта программа разрабатывается совместно с заинтересованными организациями: поставщиками и потребителями энергоресурсов и органами (ГАК "Узбекэнерго", НАК "Узнефтегаз"), а выполнение и обеспечение утвержденных показателей энергосбережения и энергоэффективности отраслей экономики и в целом ВВП государства контролирует ГАЭ. В настоящее время эти работы выполняются раздельно и не взаимосвязаны. Результаты выполнения программ энер-

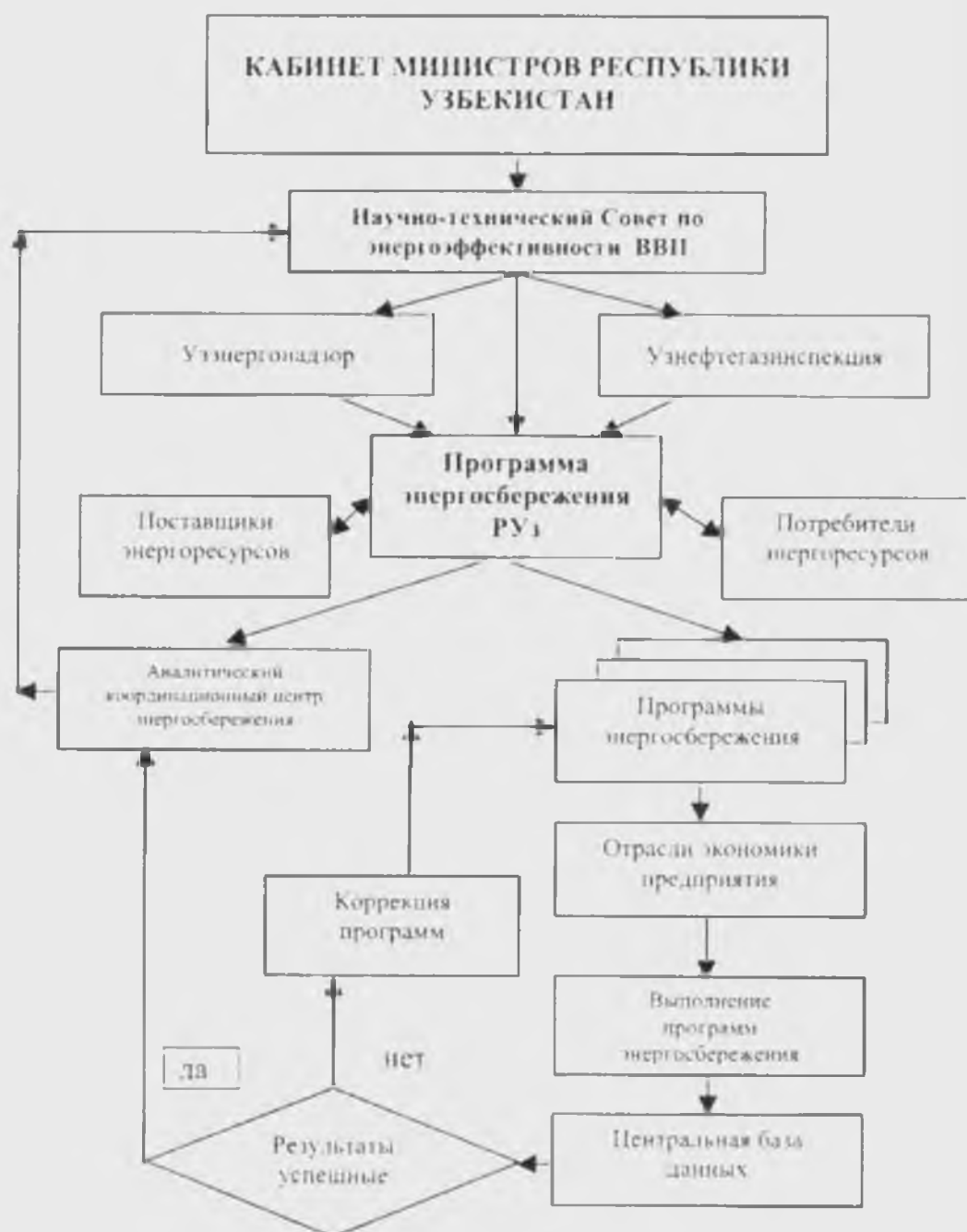


Рис.4.1.Обобщенная модель системы управления энергосбережением и энергоемкости ВВП (Государственное Агентство по энергосбережению)

госбережения и энергоэффективности ВВП отраслями экономики и предприятиями обрабатываются в Центральной базе данных и передаются в республиканский аналитический координационный Центр энергосбережения для обобщения и распространения передового опыта. В случае, если результат по энергосбережению по отдельным отраслям экономики или предприятиям не отвечает требованиям, то их программы подлежат коррекции.

Аналитический координационный Центр энергосбережения является основным органом по анализу и разработке научно-методических и практических документов по управлению энергосбережением и повышением энергоэффективности отраслей экономики Узбекистана, с учетом отечественного и зарубежного опыта по данному направлению энергохозяйства республики

Стратегию анализа, разработки и правово-нормативного обеспечения и итогов реализации по управлению энергосбережением и энергоэффективностью ВВП Узбекистана готовит и представляет на утверждение Правительства Узбекистана Научно-технический Совет по энергоэффективности ВВП КМ РУз.

Важное значение в данной модели придается обобщению и распространению успешного опыта энергосбережения среди производителей и потребителей энергоресурсов, в том числе через средства массовой информации и специализированные печатные издания. Предусматриваются различные виды поощрения, стимулирующие энергосберегающую деятельность.

Создание независимого государственного органа, как ГАЭ, позволит с единых позиций планировать удельные нормативы на производство, транспортировку, распределение и потребление энергоресурсов и без больших вложений капитала устранять элементарные очаги непроизводительных расходов, координировать работу по эффективному использованию энергоресурсов, по организации энергетических обследований предприятий и энергетической экспертизы оборудования, производящего и потребляющего энергоресурсы, а также осуществлять мониторинг намеченных мер по энергосбережению.

Создание финансово-экономических механизмов энергосбережения и условий для их эффективного действия в совокупности с формированием нормативно-правовой базы является одной из функций ГАЭ.

Необходимо отметить, что такая система управления энергосбережением должна быть иерархической и включать в себя подсистемы на уровне регионов и вилоятов, действующих, в свою очередь, на основе утвержденных соответствующих программ по повышению энергоэффективности выпускаемой продукции.

Следовательно, создается замкнутая саморазвивающаяся система управления энергосбережением и энергоэффективности предприятий, отраслей экономики и ВВП государства в целом.

Таким образом, консолидация сил в обеспечении опережающего развития энергетики, наряду с проведением мер по энергосбережению и повышению энергоэффективности продукции и ВВП, позволит обеспечить нормальное функционирование и развитие энергетического комплекса республики и соответственно экономики государства в долгосрочной перспективе.

ВЫВОДЫ

1. Энергосбережение является основой энергоэффективности электроэнергетической системы Узбекистана.

2. Необходимо совершенствовать и повышать точность методов расчета потерь электроэнергии с учетом появления в ЭЭС multifunctional источников и средств получения исходной информации о схемных и режимных параметрах ЭЭС (АИИС КУЭ), в первую очередь, расчетов коммерческих потерь электроэнергии и потерь в системообразующих электрических сетях

3. В целях повышения управляемости и показателей энергосбережения и энергоэффективности ВВП страны необходимо создать Государственное Агентство по энергосбережению (ГАЭ). Создание такого координирующего органа как ГАЭ позволит осуществить полную систематизацию работы по энергосбережению и энергоэффективности, начиная от научных разработок и проектирования до внедрения эффективных технологий, по рациональному использовать энергоресурсы, вести целенаправленную и согласованную работу в этой сфере. Им будут также осуществляться мониторинг и оценка реализации энергосбережения и механизма организационных мер

4. Создание необходимых правовых норм и широкое внедрение многотарифных систем в практику работы в ЭЭС позволит решить проблему финансирования энергосбережения. Одним из основных источников средств должны являться фонды энергосбережения, которые создаются в филиалах и при ГАЭ за счет включения энергосберегающей составляющей затрат в тарифы на производство электрической и тепловой энергии и цену на природный газ.

5. Перспективным направлением развития энергоаудита является проведение комплексных энергетических обследований, определяющих оптимальный энергетический баланс и схемы энергоснабжения исследуемого объекта, выполняющий оптимизацию затрат на энергетические ресурсы и уточняющий величину затрат на топливо- и энергообеспечение.

6. Одним из важных направлений развития электроэнергетики Узбекистана, способствующий энергосбережению, является повсеместное внедрение парогазовых и газотурбинных установок с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (когенерация), с перспективой внедрения тригенерации - комбинированной генерацией электроэнергии, тепла и холода. При этом ожидаемое повышение КПД установки составит до (55-70)% и более с одновременным улучшением экологических показателей энергоустановки.

V. ЭКОЛОГИЯ И ЭНЕРГЕТИКА

/5-7,20,31-34,47,181-203/

В данном разделе рассматриваются экологические вопросы, связанные с воздействием энергетики на окружающую среду с современных позиций. Приведены оценки данного вопроса различными международными энергетическими организациями и специалистами.

Дается информация о Киотском протоколе: целях и задачах этого документа, парниковых газах, об озоновом слое: причинах и следствиях, касающихся этих вопросов.

Показываются увеличение температуры атмосферы Земли за последние 100-150 лет, накопления в ней основного парникового газа - углекислого, как в результате естественных причин, так и антропогенного воздействия деятельности человека, роли других парниковых газов.

Приведены данные об экологической обстановке в Узбекистане. Дается характеристика выбросов тепловыми электростанциями и передвижными установками.

Рассмотрены вопросы, связанные с международной торговлей выбросами - "углеродными единицами" и возможности активного участия в ней Узбекистана, так как удельные выбросы республики, в частности, по углекислому газу CO₂, находятся на уровне мировых.

5.1. Об экологии

Экология сформировалась в середине XIX века как биологическая наука о взаимоотношениях растительных и животных организмов и образуемых ими сообществ между собой и с окружающей средой. В 1869 г термин "экология" ввел Э.Геккель. Однако, более чем за 130 лет своего существования экология претерпела кардинальные изменения. Сейчас экология - это междисциплинарная область знаний специалистов всех направлений. Объектами изучения современной экологии являются многоуровневые системы в природе, обществе, их взаимодействие. Современная экология, сохраняя свои корни в биологических науках, уже не может быть отнесена только к ним. Она впитала в себя концепции и методы физики, химии, метеорологии, математики и других естественных наук, т.е. экология - это фундаментальная наука. Но в то же время это гуманитарная наука, так как на структуру и функционирование экосистем очень сильно влияют поведение человека, его хозяйственная деятельность. Оптимизация взаимоотношений между человеком, с одной стороны, и отдельными видами и популяциями, экосистемами и их компонентами, с другой - это важнейшая задача экологии на современном этапе.

Экосистема представляет собой все совместно функционирующие организмы (биотическое сообщество) на данном участке и взаимодействующие с физической средой таким образом, что поток энергии создаст четко определенные биотические структуры и круговорот веществ между живой и неживой частями окружающего мира. Таким образом, функционирующие совместно сообщества и физическая среда Земли образуют экосистему. Над этой проблемой работали такие выдающиеся ученые, как В.И. Вернадский, А. Тенсли, В.Н. Сукачев и многие другие. Понятие "экосистема" ввел в 1935 г. английский фитоценолог А. Тенсли.

Энергетика, являясь технологической отраслью сообщества, может оказать и оказывает отрицательное воздействие на экосистему, если не предпринять соответствующие меры. Как будет показано ниже, имеется определенное отрицательное влияние энергетики на экологию и природу.

Многолетняя статистическая температура атмосферы определяется большим числом естественных и антропогенных климатообразующих факторов. Если рассматривать изменения климата Земли в масштабе тысячелетия, то наиболее существенными естественными факторами являются солнечная активность и связанный с ней тепловой поток, поступающий от Солнца, вулканическая активность, определяющая количество аэрозолей серной кислоты в стратосфере, колебания температуры вод Тихого океана, параметры орбиты Земли. Важнейшими климатообразующими факторами, подтвержденными антропогенному влиянию, являются концентрация парниковых газов в атмосфере, концентрация тропосферных сернокислотных и сульфатных короткоживущих аэрозолей (срок их жизни до 6 суток в отличие от долгоживущих стратосферных аэрозолей со сроком жизни 5-7 лет).

Согласно выводам МИРЭС и других международных энергетических организаций, основная часть растущих энергетических потребностей в XXI в. будет обеспечиваться за счет ископаемых топлив, что не может не вызвать обострения глобальных экологических проблем. Прежде всего, это из-за все большего сжигания ископаемых топлив и усиления загрязнения окружающей среды вредными веществами.

С 70-х годов XX в. при прогнозных исследованиях преобладает так называемый антропоцентрический подход, при котором главным фактором изменения климата Земли считается изменение концентрации парниковых газов в атмосфере. К этим газам относятся: диоксиды углерода и азота, метан, углеводороды, содержащие фториды хлора (хлористые фреоны), озон и другие газы. Наибольшее влияние на повышение температуры земной поверхности и, соответственно, парниковый эффект оказывают диоксид углерода, метан.

Нужно отметить, что несмотря на различия, основным продуктом сгорания органических топлив (дерево, уголь, нефть, природный газ) является углекислый газ CO_2 , который создает парниковый эффект.

Установлено, что в последние 20 лет до 80% прироста концентрации CO_2 в атмосфере и тропосферного сульфатного аэрозоля происходит из-за сжигания органического топлива

Аккумулированное в атмосфере количество CO_2 оценивается примерно в $2,75 \cdot 10^{12}$ т. Тенденция глобального потепления показана на рис.5.1. Из него видно, что во второй половине XIX столетия глобальное потепление было существенно более интенсивным, чем во второй половине XX века, хотя основной прирост в потреблении органического топлива и выбросах CO_2 наблюдался именно во второй половине XX в. Увеличение средней температуры окружающей среды в XX в. составило $0,2^\circ\text{C}$ по сравнению с $(0,4-0,5)^\circ\text{C}$ в XIX столетии. Возможно, что временной масштаб атмосферных процессов таков, что не позволяет делать верные выводы из приведенных данных температурных измерений. Однако очевидно, что сложные естественные процессы недостаточно хорошо изучены, а проблема глобального потепления требует более глубокого анализа, для того чтобы сделать заключение о степени влияния на него выбросов CO_2 .

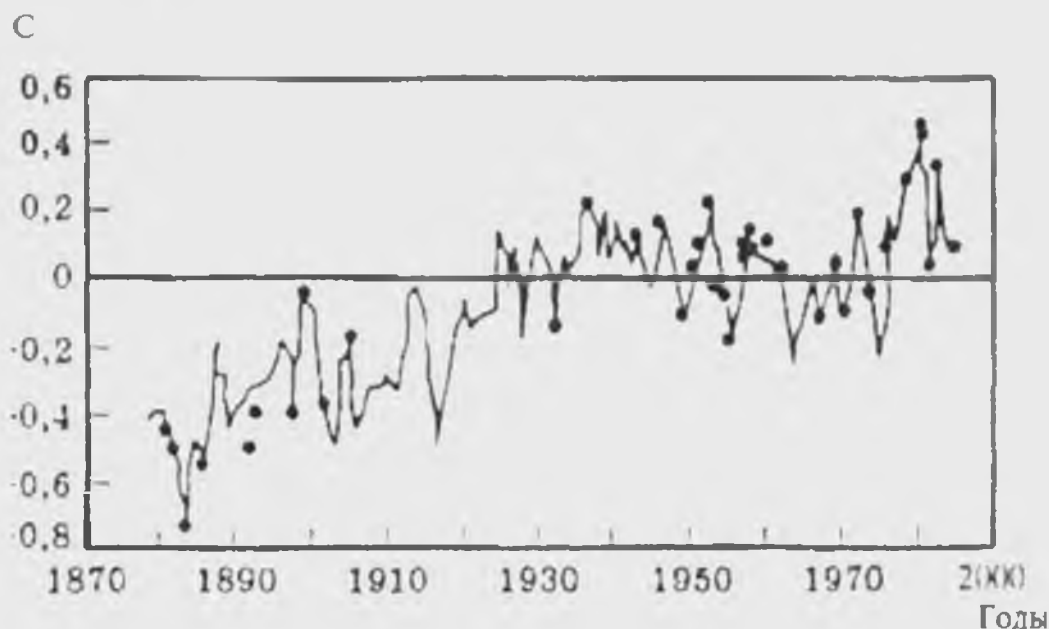


Рис. 5.1. Тенденция глобального потепления - отклонение температуры от средней величины /181/

По данным [20], измерения, проводившиеся в 243 точках по всему миру в течение более чем 30 лет, показали, что уровень океанов поднялся в среднем на 15 см. По оценкам специалистов, океаны наступают со скоростью 1 см/год. В результате к концу XXI в. это может привести к повышению уровня воды на 1,8-2,4 м. Если учесть, что население планеты постоянно возрастает и удваивается каждые 35 лет, станет ясно,

что повышение уровня океанов приведет к резкому сокращению обитаемых и сельскохозяйственных земель, со всеми вытекающими катастрофическими последствиями.

Расчеты, выполненные на основании антропоцентрического подхода, показывают, что при ожидаемых в XXI в. темпах роста потребления органических топлив, температура воздуха к 2100 г. может повыситься на 6,3°C по отношению к 1850 г. Это более чем в 3 раза превосходит критические (приводящие к катастрофическим явлениям) повышения температуры.

В последние годы специалисты говорят не только о **глобальном потеплении**, но также о **глобальном затемнении**. По данным института космических исследований США (NASA), за последние годы объем солнечного света, достигающего Землю, снижается. Причина: частицы грязи-копоти, химические соединения, скопившиеся в атмосфере, преломляют лучи Солнца и не позволяют свету в должном объеме освещать поверхность нашей планеты. По мнению климатологов, развитие процесса затемнения сильно повлияет на нормальный рост всех видов растений, а также значительно снизит эффективность солнечной энергетики.

Специалистами подсчитаны ущербы, наносимые обществу и природе от загрязнения в результате использования органических топлив. Стоимость негативных эффектов обычно не включается в конечную рыночную стоимость топлива. Однако такие исследования проводились. Они показывают, что в среднем обобщенный ущерб от производства 1 ГДж энергии с использованием ископаемых топлив составляет 10 долл. Самым грязным по этому показателю топливом признан уголь - 14,5 долл. Далее следует нефть - 12,5 и, наконец, газ - 5,6 долл. 40% суммарного ущерба даст использование угля, на природный газ приходится 18% суммарного ущерба.

Вместе с тем, есть реальные основания полагать, что внедрение новых, экосовместимых технологий позволит удержать на допустимом уровне выбросы ядовитых химических веществ и веществ, приводящих к увеличению выбросов парниковых газов и разрушению озонового слоя в атмосфере Земли.

Для справедливости необходимо отметить, что среди ученых нет единого мнения об основных причинах и механизмах изменения климата, в том числе повышения температуры поверхности планеты. Является ли это результатом долговременных геологических процессов или же результатом человеческой деятельности по использованию органических топлив в качестве энергоносителя? Существует прямо противоположные мнения по этому вопросу /185,191,339/. Но факт остается фактом - повышение температуры приземной поверхности Земли наблюдается, что подтверждают многочисленные измерения последних 30-50 лет. Поэтому эта проблема должна быть исследована комплексно, углубленно, на основе современных взглядов наук о Земле, научно-технических достижений, компьютерных и других технологий.

5.2. Киотский протокол /47,184,186,189,194/

Реакцией человечества на изменения климата и тревожные прогнозы было подписание 167 государствами в 1992 г. в Рио-де-Жанейро Рамочной конвенции ООН о принятии предупредительных мер по ограничению выбросов CO_2 в атмосферу. В первую очередь это касается промышленных стран, обязавшихся к 2005 г. сократить выбросы CO_2 на 20-25% относительно уровня 1987 г.

Киотский протокол был принят в 1997 г. в г. Киото (Японии) на 3-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата.

На сегодняшний день участниками Конвенции являются около 200 государств, включая США, другие развитые и большинство развивающихся стран. Конвенция констатировала тенденцию к глобальному потеплению и общему изменению климата на планете, в том числе вследствие деятельности человека, которая приводит к дополнительным выбросам парниковых газов в атмосферу. Накапливаясь в атмосфере, эти газы удерживают тепло, излучаемое с поверхности Земли, тем самым создается эффект парника. В этой связи участники Конвенции обязались проводить политику сокращения выбросов парниковых газов.

Важнейшим итогом Киотского протокола, зафиксированным в заключительном протоколе, является установление для промышленно развитых стран и стран с переходной экономикой количественных показателей снижения к 2008-2012 гг. эмиссии парниковых газов. При этом предусматривается общее сокращение эмиссии не менее чем на 5,2% от уровня 1990 г, который определен в качестве базового. Если ранее государства-участники обязывались предпринимать меры по снижению эмиссии относительно базового года, теперь они обязывались снизить выбросы. Необходимо отметить, что в качестве базового года некоторые страны с переходной экономикой используют не 1990 г, а иной: Болгария - 1988 г, Венгрия - среднее за период 1985-1987 гг., Польша - 1988 г., Румыния - 1989 г.

По данным консультантов компании Coopers, в США в среднем выбросы составляют 729 г CO_2 /(кВт ч), в Европе - в среднем 353 г CO_2 /(кВт ч), что объясняется большей долей АЭС (33% против 20%). Наибольшие выбросы среди европейских стран у Греции - 1100 г CO_2 /(кВт ч), наименьшие у Швейцарии - 15 г CO_2 /(кВт ч). Это объясняется тем, что 60% электроэнергии в стране дают ГЭС, а 38% - АЭС. В 2000 г. от тепловых электростанций России выбросы CO_2 составляли около 400 млн. т в год или в среднем 550 - 600 г CO_2 /(кВт ч).

По мнению членов Европейского Союза, пока нет уверенности в том, что Испания, Ирландия и Португалия выполняют свои обязательства по договоренности в Киото, с трудом выполняют обязательства Германия и Великобритания. Так, снижение выбросов в Германии к 2010 г. должно составлять 200 млн. т. (полный выброс в 1990 г. - 952 млн. т), т.е. 21%. Сейчас снижение составляет 19,4%.

Крупнейшая промышленная страна США до сих пор не ратифицировала договор Киото. Ученые Массачусетского и Гарвардского университетов отмечают, что политика США в части охраны окружающей среды отличается от европейской: важно не количество выбросов, а их концентрация в атмосфере. На первый план при этом выступает забота о лесах. В США предусматривается добровольное снижение выбросов на 18% к 2010 г., В науке и технике исследованиям в этой области придается особое значение.

Для вступления протокола Киото в силу нужно было, чтобы его ратифицировали еще ряд стран и тогда выбросы составят 55% от общего количества. В декабре 2002 г. протокол ратифицировала Канада - сотая страна, подписавшая его, выбросы этих 100 стран составили 43,7% от общего количества. Протокол недавно вступил в силу, после подписания его Россией.

**Определенные количественные обязательства Сторон
по ограничению или сокращению выбросов,
% от базового года или периода /184/
(Приложение В к Киотскому протоколу)**

Таблица 5.1.

Страны	Сокращение выбросов, % к базовому году	Страны	Сокращение выбросов, % к базовому году
Австралия	108	Норвегия	101
Австрия	92	Польша*	94
Бельгия	92	Португалия	92
Болгария*	92	Российская Федерация*	100
Венгрия*	94	Румыния*	92
Германия	92	Словакия*	92
Греция	92	Словения*	92
Дания	92	Великобритания	92
Европейское сообщество	92	Соединенные Штаты	
Ирландия	92	Америки	93
Исландия	110	Украина*	100
Испания	92	Финляндия	92
Италия	92	Франция	92
Канада	94	Хорватия*	95
Латвия*	92	Чешская Республика*	92
Литва*	92	Швейцария	92
Лихтенштейн	92	Швеция	92
Люксембург	92	Эстония*	92
Монако	92	Япония	94
Нидерланды	92		
Новая Зеландия	100		

**Страны, которые осуществляют процесс перехода к рыночной экономике.*

В табл.5.1 приведены количественные обязательства государств по ограничению или сокращению выбросов относительно к базовому году или периоду.

Кроме того, Киотский протокол предусматривает формы и механизмы вовлечения развивающихся стран в международное сотрудничество по смягчению изменений климата. Для этого предусматривается создание специального фонда, а также **специальный механизм**, позволяющий развитым странам инвестировать в проекты по сокращению выбросов парниковых газов в развивающихся странах, получивший название **"механизм чистого развития"**.

При этом развивающиеся страны, в том числе такие крупные, как Индия и Китай, не имеют ограничений на выбросы парниковых газов по Киотскому протоколу, хотя и являются его участниками. Это связано с фундаментальным принципом общей, но дифференцированной ответственности, которая является основополагающей для ООН и неукоснительно соблюдается во всех документах, принимаемых в рамках этой организации.

Тем не менее, отдельные эксперты склонны усматривать в этом несправедливость, ссылаясь на то, что на развивающиеся страны приходится большая и все возрастающая доля парниковых выбросов. Наконец, не надо забывать о том, что на долю развитых стран приходится большая часть мирового богатства, поэтому в историческом плане промышленно развитые страны несут большую ответственность за накопление в атмосфере парниковых газов. В связи с этим во всех странах разрабатываются правово-нормативные документы, отвечающие требованиям Киотского протокола. В табл.5.2 и 5.3 приведены нормативы удельных выбросов в атмосферу, введенные в Европейском сообществе с 2004 г. и перспективные экологические показатели угольных ТЭС США, из которых виден существенный прогресс в обеспечении требуемой экологичности существующих и перспективных станций.

Киотский протокол предусматривает возможность совместного выполнения странами своих обязательств, в рамках заявленных целей по ограничению и сокращению выбросов и выполнения взятых на себя обязательств через торговлю выбросами, а также совместное осуществление проектов по их сокращению. Торговля выбросами означает, что одни страны могут покупать у других квоты на выбросы, если их собственные превышают установленную квоту. В рамках совместного осуществления проектов инвесторы получают возможность участвовать в проектах по сокращению выбросов в других странах, засчитывая это в счет выполнения своих обязательств. Фактически речь идет о создании международного углеродного рынка, на котором могут обращаться углеродные квоты и сокращения выбросов. Кроме того, протокол разрешает засчитывать в счет выполнения обязательств дополнительные поглощения (стоки) углерода из атмосферы, связанные с улучшением земле- и лесопользования.

**Нормативы удельных выбросов в атмосферу, введенные
в Европе с 2004 г. /20/**

Таблица 5.2

Топливо	Тепловая мощность установок, МВт.	Нормативы выбросов мг/м ³
Оксиды азота		
Газообразные	50-500	150-300
	>300	100-200
Жидкое	50-500	400-450
	100-300	200
	>300 и >500	200-400
Твердое	50-500	400-600
	100-300	200
	>300 и >500	200-500
Оксиды серы		
Твердое	50-100	850-2000
	100-500	200-2000
	>300 и >500	200-400
Жидкое	50-300	850-1700
	100-500	200-1700
	300-500	200-400
Твердые частицы		
Твердое	50-500	50
	100-500	30-100
Жидкое	50-100	50
	>100	30-50

Порядок реализации всех трех механизмов - чистого развития, торговли выбросами и совместного осуществления проектов по сокращению выбросов, а также правила и предельные нормы зачета стоков углерода в результате земле- и лесопользования разработаны и приняты на 7-й Конференции сторон Конвенции в г. Марракеше (Марокко). Соответствующий документ получил название "Марракешских соглашений".

**Планируемые экологические показатели новых
угольных ТЭС США /20/**

Таблица 5.3

Показатели	Годы		
	2005	2010	2020
Степень улавливания SO ₂ , %	90	99	99
Оксиды азота (при O ₂ =6%), мг/м ³	180	12	12
Твердые частицы, мг/м ³	25	5	2
Степень улавливания ртути, %	-	90	95
Использование золошлаковых отходов, %	30	50	100

В этих соглашениях введено понятие углеродных единиц, которое используется странами-участницами Киотского протокола в их национальных регистрах для учета выбросов, а также в качестве товара, обращающегося на мировом углеродном рынке. По сути, углеродные единицы - это особые ценные бумаги, удостоверяющие право на выброс парниковых газов. Каждая такая углеродная единица равняется (соответствует) 1 тонне CO_2 - эквивалента.

Марракешские соглашения выделяют четыре вида углеродных единиц, а именно:

- **AAU** (в переводе с английского "единица установленного количества") - углеродная единица, отражающая право страны-эмитента на выброс парниковых газов в соответствии с установленной в Киотском протоколе национальной квотой. Количество AAU в точности равно национальной углеродной квоте, установленной в Киотском протоколе;

- **RMU** (в переводе с английского - "единица изъятия или единица абсорбции") - углеродная единица, отражающая дополнительное поглощение углерода из атмосферы в результате улучшения земле- и лесопользования. Количество RMU ежегодно определяется расчетом в соответствии с заявленной политикой страны в области земле- и лесопользования. Чем больше стране удалось произвести этих RMU, тем больше выбросов парниковых газов она может себе позволить сверх установленной в Киотском протоколе квоты;

- **ERU** (в переводе с английского - "единица сокращения выбросов") - углеродная единица, отражающая сокращение выбросов парниковых газов или увеличение стоков углерода из атмосферы в результате совместного осуществления соответствующего инвестиционного проекта. Количество ERU ежегодно подсчитывается по итогам реализации инвестиционных проектов, исходя из так называемого базового уровня выбросов (стоков), который имел бы место в отсутствие проекта, и фактических выбросов (стоков) после реализации проекта. В зависимости от типа проекта эти единицы эмитируются путем конвертации из соответствующего количества AAU или RMU. Таким образом, общее количество углеродных единиц у страны остается неизменным. Однако затем часть ERU передается иностранному инвестору на основании договора о совместной реализации проекта, после чего количество углеродных единиц в бюджете той страны, где реализовывался проект, уменьшается, а в бюджете страны инвестора - увеличивается;

- **CER** (в переводе с английского - "сертифицированное сокращение выбросов") - углеродная единица, отражающая сокращение выбросов парниковых газов или увеличение стоков углерода в результате осуществления проекта в рамках механизма чистого развития. Количество CER определяется как разница между базовым и фактическим уровнями выбросов и стоков для каждого отдельного проекта. Это количество передается стране-инвестору и увеличивает ее бюджет выбросов.

Страны Евросоюза, Канада и Япония будут, по оценкам экспертов,

иметь дефицит углеродных единиц для покрытия своих выбросов, что открывает возможность для взаимовыгодной углеродной торговли и совместного осуществления проектов. Австрия, например, планирует приобрести до 35 млн. таких углеродных единиц. Дания и Ирландия по 18,5 млн., Нидерланды - до 100 миллионов. По данным /184/, рынок операций с углеродными единицами развивается весьма интенсивно. На европейском рынке ежедневный объем сделок в конце 2005 г. составил 1,5-2,5 млн. т в CO₂ эквиваленте. В целом, за 2005 год объем сделок превысил 300 млн. т. при средней цене 20 евро за тонну.

В табл.5.4. приведена оценка выгод от продажи квот на углеродные единицы. Очевидно, что в этом вопросе у Узбекистана имеются большие возможности, так как выбросы в республике на уровне среднемировых, что позволяет участвовать в торговле квотами.

**Оценка выгод в зависимости от объема продаж по
двусторонним соглашениям, млрд. долл /47/**

Таблица 5.4

Цена, доллар за тонну углерода	Возможный объем продаж квот по двусторонним соглашениям, % от глобального спроса				
	10%	20%	30%	40%	50%
7,5	0,15	0,3	0,45	0,59	0,74
20	0,40	0,79	1,19	1,58	1,98

Необходимо отметить, что Узбекистан подписал Киотский протокол в ноябре 1998 года, а Олий Мажлис республики его ратифицировал 20 августа 1999 года.

5.3. Экологические проблемы энергетики /47,180,184/

В зависимости от структуры топливно-энергетического баланса перед всеми странами встают соответствующие экологические проблемы. При сжигании органических топлив (дерево, нефть, природный газ, уголь), независимо от их типа происходит загрязнение окружающей среды.

**Усредненные показатели загрязнения атмосферы
тепловыми станциями, г/кВт.ч /20/**

Таблица 5.4а

Топливо Загрязнитель	Каменный уголь	Бурий уголь	Мазут	Газ
Оксид серы - SO ₂	6,00	7,70	7,40	0,002
Твердые частицы	1,40	2,70	0,70	-
Оксид азота - NO _x	21,0	3,45	2,45	1,900
Фтористые соединения	0,05	0,11	0,004	-

В табл.5.4а приведены усредненные данные по показателям загрязняющих веществ, производимые тепловыми станциями, работающими на основе различных энергоносителей.

В таб.5.4б приведены выбросы тепловой станции мощностью 1000 МВт, из которых видна доля диоксида углерода и дымовых газов в общем балансе загрязняющих веществ.

Усредненные выбросы тепловой станции на органическом топливе мощностью 1000 МВт, при КПД=40% /220/

Таблица 5.4б

Выбросы	Количество, за год, т
Оксиды серы (SO_x)	1100
Оксиды азота (N_xO_x)	350
Диоксид углерода (CO_2)	72500
Монооксид углерода (CO)	94
Твердые частицы	300
Дымовые газы, Дж	$1,35 \cdot 10^{12}$
Теплота от конденсата, Дж	$4,05 \cdot 10^{12}$

С использованием органических топлив связаны следующие группы экологических проблем:

- эмиссия парниковых газов, прежде всего углекислого газа CO_2 ;
- загрязнение воздуха выбросами SO_x и NO_x ;
- выпадение кислотных осадков и подкисление водоемов;
- проблемы озонового слоя;
- твердые и токсичные выбросы.

Кратко рассмотрим их.

5.3.1. Эмиссия парниковых газов. Парниковый эффект /184-188,190,191,197,198/

Повышение средней температуры Северного полушария за XX век составило 0,6 °С. Считается, что это явилось следствием сжигания органических топлив, загрязняющих атмосферу, в том числе углекислым газом CO_2 . Доля этого газа в составе атмосферы составляет только 3%.

Средний состав атмосферного воздуха вблизи поверхности Земли без учета содержания водяного пара приведен в табл.5.5.

Необходимо отметить, что представление о вредности этого газа неверно. CO_2 – важнейший компонент атмосферы и биосферы в целом: он участвует в естественном круговороте, без него невозможна жизнь. Должно беспокоить не наличие данного газа в атмосфере, а его избыток по сравнению с обычным содержанием.

Считается, что прирост CO_2 на каждые 8-12 миллионных долей (8-12 ppm) приводит к увеличению температуры воздуха у поверхности Земли на 1°С.

**Средний состав атмосферного воздуха
вблизи поверхности Земли /220/**

Таблица 5.5

Газ	Доля по объему, в %
Азот	78,09
Кислород	20,93
Аргон	0,93
Диоксид углерода	0,03
Неон	0,0018
Гелий	0,0005
Криптон	0,0001
Водород	0,00005
Ксенон	0,000008
Озон	0,00005*

**Этот показатель колеблется в широких пределах.*

За последние сто лет содержание CO_2 в атмосфере возросло с 290-300 до 356-358 ppm, к 2010 году ожидается его повышение до 388 ppm, а к 2100 году 490-1260 ppm. Должны быть приняты соответствующие меры, ограничивающие или, по крайней мере, удерживающие современную концентрацию CO_2 в атмосфере.

По мере роста населения и развития экономики увеличивалась потребность в энергии и возросло потребление ископаемых топлив. Это повышает содержание CO_2 в атмосфере и вызывает постепенное увеличение температуры планеты, способствует возникновению парникового эффекта. Очевидным результатом парникового эффекта является недавно зафиксированное таяние приполярных льдов.

Влагосодержание атмосферы непостоянно и в любом месте земного шара зависит от времени года и суток, оно меняется также в зависимости от высоты. Природными компонентами атмосферы являются аэрозоли, т.е. взвешенные твердые частицы и капельки жидкости.

Основными составляющими парниковых газов, загрязняющими атмосферу, являются /507/:

- диоксид углерода (CO_2);
- метан (CH_4);
- закись азота (N_2O);
- гидрофторуглероды (ГФУ);
- перфторуглероды (ПФУ);
- гексафторид серы (SF_6).

Первым и главным загрязнителем считается уголь. Это видно из приведенных на рис.5.2. показателей удельных выбросов от различных энергоносителей.

В процессе горения угля принимает участие не только углерод, но и летучие компоненты, выход которых на горючую массу в зависимости

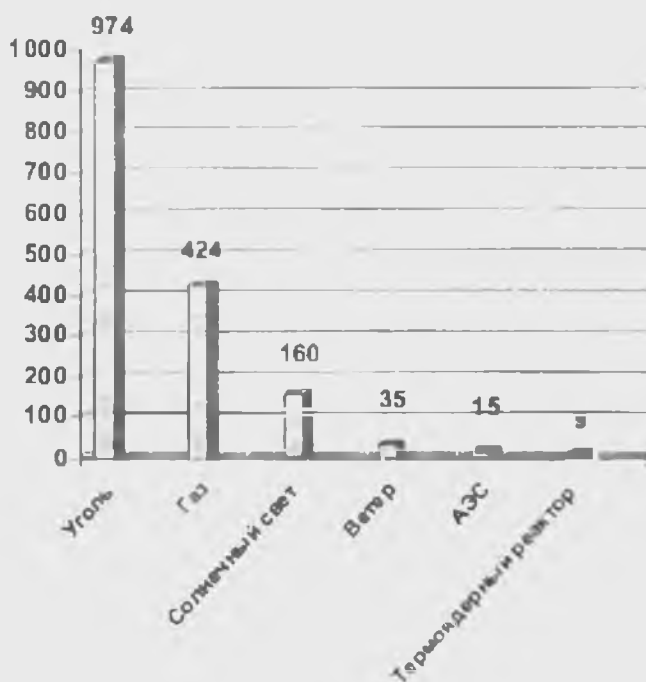


Рис.5.2. Выбросы CO₂ на электростанциях, работающих на разных энергоносителях, т/ГВт.ч /20/

от степени метаморфизма угля достигает 35-40%. Поэтому сжигание угля сопровождается горением не только углерода, но и широкой гаммы ароматических углеводородов. Это влияет на выход диоксида углерода (CO₂), кроме того, неизбежно появляются водяные пары.

Горение в воздушной атмосфере (21% O₂ и 79% N₂) не меняет весовых выходов диоксида углерода и водяных паров, но существенно изменяет объемные концентрации последних в продуктах сгорания топлива. При горении углерода объемная концентрация CO₂ примерно в 2 раза выше, чем при горении метана.

Возникновение парникового эффекта связано с отражательно-поглощающей способностью газов. Напомним механизм его возникновения.

Если солнечные лучи падают на предмет, накрытый стеклянным ящиком, этот предмет нагреется сильнее, чем если бы он находился на открытом воздухе. Предмет будет поглощать солнечное излучение, а затем излучать его обратно. Стеклянные стенки не пропустят уходящую длинноволновую радиацию. Часть энергии, поглощенная стеклом, будет излучаться в окружающую среду одинаково по всем направлениям. Часть этой энергии будет излучена обратно, внутрь стеклянного ящика, и все, что находится в нем, нагреется еще сильнее. На этом физическом явлении основано устройство теплиц. Лучи видимого света свободно проходят через стекло и поглощаются предметами, находящимися внутри парника. Вот почему процесс задерживания инфракрасных лучей под покрытием называют **парниковым эффектом**.

Предполагается, что аналогичное явление происходит в земной атмосфере: двуокись углерода и водяной пар поглощают значительную часть инфракрасного излучения, испускаемого поверхностью Земли и вызывают повышение температуры. Причина кроется также в том, что двуокись углерода и водяной пар особенно чувствительны к инфракрасной области солнечного спектра. Поглощение инфракрасных лучей не зависит от того, с какой стороны они попадают в атмосферу - снизу или сверху. Атмосфера излучает длинные волны по всем направлениям. В результате поглощения длинных волн может со временем повыситься температура приземного слоя воздуха или же возникнут другие эффекты, которые, напротив, приведут к понижению температуры приземного слоя.

Структура крупнейших поставщиков CO₂ /47/

Таблица 5.6

Страна	Доля выброса, в %
США	33,4
Китай	17,9
Россия	8,7
Япония	7,0
Индия	5,6
Германия	5,3
Великобритания	3,4
Канада	2,9
Италия	2,6
Франция	2,3
Южная Корея	2,3
Украина	2,2
Мексика	2,2
ЮАР	2,2
Польша	2,0

Водяной пар при испарении с поверхности Земли несколько понижает ее температуру. В результате конденсации водяных паров в атмосфере тепло расходуется на ее разогрев, а затем и самой поверхности Земли. Образующиеся водяные капельки или кристаллики льда содействуют процессу отражения атмосферой солнечных лучей в космос и создают антипарниковый эффект

Выбросы углекислого газа от промышленных объектов за весь период с 1900 по 2000 г. составили около 560-570 млрд. т. Учитывая, что углекислый газ в 1,5 раза тяжелее воздуха, без заметной погрешности можно полагать, что вся масса выбросов концентрируется в нижних слоях атмосферы - тропосфере, т.е. до высоты 10 км.

Согласно /47/, основными загрязнителями являются страны, в которых сжигается уголь и индустриально-развитые государства, что видно из табл. 5.6.

В настоящее время ежегодные выбросы углекислого газа - CO₂ составляют около 29 млрд. тонн /20/.

5.3.2. Загрязнение воздуха выбросами оксидов азота и серы (NO_x и SO_2) /186,187-190,196,197/

Основное количество оксидов азота поступает в атмосферу Земли в результате природных процессов. Количество оксидов азота антропогенного происхождения значительно меньше, однако антропогенные выбросы представляют наибольшую опасность, так как сосредоточены в центрах цивилизации. В табл.5.7. приведены значения удельных выбросов основных компонентов отходящих газов при сжигании органических топлив.

Источниками оксидов азота, которые выбрасывают в атмосферу тепловые электростанции, являются молекулярный азот воздуха, подаваемого на горение и азотсодержащие компоненты топлива, выделяющиеся при быстром нагревании мазутных капель или угольных частиц в топочной камере. Из азота воздуха при высоких температурах образуются оксиды азота.

Оксиды азота, поступившие в атмосферу от ТЭС, приносят больший вред окружающей среде независимо от механизма их образования. Для сокращения этих выбросов весьма важно знать, как образовались оксиды азота, поскольку количество NO_x зависит от основных параметров топочного процесса.

Среди различных форм оксидов азота: N_2O , NO , N_2O_3 , NO_2 , N_2O_4 , N_2O_5 , практическое значение в экологическом аспекте имеют оксид NO и диоксид.

NO_x , сумму которых (обычно в пересчете на NO_2) принято обозначать как NO_x . Оксид азота — прозрачный, бесцветный газ, превращающийся в жидкость при температуре $-151,7^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении. Плотность NO (при $t = 20^\circ\text{C}$) равна $1,34 \text{ кг/м}^3$. Это химически малоактивный, плохо растворимый в воде газ. Образующиеся при сжигании топлив и содержащиеся в дымовых газах оксиды азота на 97-99 % состоят из NO .

Диоксид азота оказывает отрицательное влияние на здоровье людей. Проявляется это, прежде всего, в поражении органов дыхательной системы, легких. Крайне опасным для жизни может оказаться даже крат-

Удельные выбросы основных компонентов отходящих газов при сжигании органического топлива, кг/т.у.т. /186/

Таблица 5.7

Загрязняющее вещество	Бурый уголь	Каменный уголь	Мазут	Природный газ	Торф
CO_2	3200-3300	2600-2700	1900-2500	1600-1700	-
CO	14-55	14-55	3-3,5	3-7,5	14-55
NO_2	4-6	2,5-7,5	1,8-5	1,3-4,5	До 30
SO_2	5-25	1,5-8	15-40	1,4-4,4	1,4-4,4
Твердые частицы	70-100	60-80	-	До 0,1	До 80

современное вдыхание воздуха с концентрацией диоксида азота 200–500 мг/м³. Особенно подвержены отрицательному воздействию диоксида азота дети. Большую опасность для живых организмов представляет образование канцерогенных веществ в реакциях с участием оксидов азота. Диоксид азота, обладая высокой поглощающей способностью в ультрафиолетовой области спектра, при наличии в воздухе других загрязняющих ингредиентов, например, углеводов, вступает с ними в реакции с образованием фотохимических туманов (смогов), содержащих ядовитые вещества.

В отличие от монооксида азота, NO, более активный в химическом отношении газ красно-бурого цвета с удушливым и резким, раздражающим запахом. Диоксид азота хорошо растворим в воде, легко сжижается при атмосферном давлении и температуре 21,15°C в красно-бурюю жидкость, которая при -10,2°C твердеет, образуя бесцветные кристаллы. Плотность NO₂ (при 20°C) равна 2,05 кг/м³. Токсичность NO₂ в несколько раз превосходит токсичность NO.

Эмиссия оксидов азота на ТЭС и котельных может быть уменьшена за счет правильного выбора избытка воздуха, исключения из работы одной или нескольких горелок, перераспределения избытков воздуха по ярусам или по отдельным горелкам. При правильной настройке топочного процесса реализация этих мероприятий приводит к снижению выбросов NO_x на 10–40%. Большая цифра относится к котлам, сжигающим природный газ или высокореакционные каменные угли.

При сжигании некачественных топлив внедрение "малотоксичного" сжигания без соответствующей реконструкции топочной камеры может вызвать шлакование экранов, высокотемпературную коррозию или увеличение потерь с недожогом топлива.

В целях очистки дымовых газов от оксидов азота применяют различные технологии, в том числе селективное каталитическое восстановление (СКВ) и селективное некаталитическое восстановление (СНКВ) с использованием аммиака, аммиачной воды или мочевины /20/.

Эффективность этих методов очистки достаточно высока: метод СКВ, например, позволяет снизить выбросы NO_x на 90%. Другим важным достоинством указанных методов очистки дымовых газов является отсутствие побочных продуктов, так как в результате взаимодействия NO с аммиаком образуются безвредные водяные пары H₂O и азот N₂.

Все известные технологические методы подавления оксидов азота на пылеугольных котлах, включая малотоксичные горелки, или различные схемы ступенчатого сжигания фактически являются способами создания восстановительных зон, которые необходимы для деструкции NO_x.

Диоксид серы SO₂ представляет собой бесцветный газ с резким удушающим запахом, плотностью 2,93 г/м³, растворимый в воде. Растворимость SO₂ изменяется прямо пропорционально абсолютному давлению. При растворении диоксид серы взаимодействует с водой, образуя сернистую кислоту.

поверхности аэрозольной частицы). Атомарный кислород - продукт фотолитической диссоциации молекул кислорода. Если кислород поглощает излучение Солнца главным образом в видимой и ультрафиолетовой областях спектра, то основная часть излучения, поглощаемого озоном, находится почти целиком в нижней ультрафиолетовой области

Озон чрезвычайно активен в химическом отношении, поэтому его концентрация в плотной атмосфере, у поверхности Земли, составляет менее 1 млн-1. Местные концентрации озона, вызванные густым смогом, иногда превышают этот показатель на 2-3 порядка.

Благодаря своей высокой химической активности озон не накапливается в больших количествах, даже в стратосфере. К числу самых интенсивных химических реакций, протекающих в этом слое атмосферы, относится реакция между окисью азота NO и озоном: NO служит катализатором в цикле реакций, разрушающих озон. Обычно существует равновесие между процессами образования и разрушения озона; равновесная концентрация озона зависит от высоты - она максимальна на высоте около 20 км, а затем уменьшается по линейному закону.

По предварительным расчетам, любое уменьшение концентрации озона приводит к соответствующему росту вероятности заболевания раком кожи. Например, если содержание озона в атмосфере уменьшится на 5% (что будет соответствовать увеличению на 10% интенсивности потока ультрафиолетовой радиации), количество лиц, заболевших раком кожи, возрастет на 20-60 тыс. С увеличением интенсивности потока ультрафиолетовых лучей ускоряются также процессы старения кожных покровов.

Уменьшение концентрации озона может привести ко многим другим последствиям, масштабы и характер которых гораздо труднее предугадать. Сильно пострадает морской фитопланктон - один из главных поставщиков кислорода в атмосферу. У некоторых растений, особенно у овощных культур, под действием повышенной ультрафиолетовой радиации замедляется рост. Чересчур продолжительное ультрафиолетовое облучение способствует появлению мутантов. Насекомые видят ультрафиолетовый свет, поэтому в результате изменения солнечного спектра глаз насекомого не сможет безошибочно определять плоскость поляризации рассеянного небесного света, окраску цветов, признаки полового диморфизма со всеми вытекающими последствиями.

По мнению ряда исследователей, уменьшение концентрации озона влияет на изменение средней температуры на всей Земле; что произойдет конкретно - повышение или понижение температуры, будет зависеть от множества факторов, в том числе от использования озоноразрушающих процессов и веществ.

В направлении сохранения озонового слоя мировым сообществом проведены соответствующие работы: заключен Договор о запрещении испытаний ядерного оружия и ведущие мировые компании химической промышленности находят заменители фреонов и фторированных углеводородов. Прекращение производства озоноразрушающих хлорфторуглеродов должно привести к восстановлению озонового слоя в ближайшие 50-70 лет.

5.3.5. Твердые и токсичные выбросы /186,193,220/

В процессе горения топлива образуются твердые частицы размером менее 1 мкм, которые легко проникают в дыхательные пути. Эти частицы могут содержать опасные вещества, такие как асбест, тяжелые металлы, мышьяк, бенз(а)пирен и др. Среди компонентов неорганических частиц, обнаруженных в загрязненной атмосфере, присутствуют соли, оксиды, соединения азота, серы, различные металлы и радионуклиды. По оценкам специалистов, в составе выбросов могут быть более 200 различных примесей, тяжелые металлы. Так, в золе, оставшейся после сжигания каменного угля, обнаружены свинец, медь, цинк, никель, кобальт, олово, кадмий, хром и др. Тяжелые металлы легко включаются в биохимический круговорот, они избирательно поглощаются растениями из воды и почвы, в составе пищи попадают в организмы животных и человека. Они накапливаются в грунте, содержание их в золошлаковых материалах в золоотвалах может превышать нормы ПДК. Удельные выбросы тяжелых металлов и опасных соединений приведены в табл. 5.8.

Удельные выбросы тяжелых металлов и опасных соединений при сжигании органического топлива, мг/т.у.т./186/

Таблица 5.8

Компонент выбросов	Бурый уголь	Каменный уголь	Мазут	Торф
Бенз(а)пирен	3-10	До 10	2-5	До 7
Кобальт	30-60	80	-	-
Кадмий	15-25	55	0,02	0,96-1,9
Медь	20-40	100	-	-
Свинец	130-250	До 25	До 8	До 45
Никель	50-100	80	До 900	До 10
Цинк	120-200	До 250	25	До 60
Оксид ванадия	-	-	До 0,216 кг/т.у.т.	-
Мышьяк	До 65	До 65	2,5	3,4-15
Ртуть	0,04-0,17	0,04-0,17	0,0021	0,168
Хром	До 380	До 380	1-5	1-5

Как видно из табл. 5.8., при утилизации выбросов сжигания топлив на основе современных технологий, можно получить разнообразную продукцию, необходимую для отраслей экономики, что отвечало бы принципу комплексного энерготехнологического использования энергоносителей /20/.

Состав золоотходов определяется минеральным составом топлива и теми изменениями, которые оно претерпевает при высокотемпературной обработке в топках. При сжигании твердого топлива его минеральная

часть подвергается различным превращениям: дегидратации, окислению, полиморфным изменениям, взаимодействию в твердой фазе, в расплаве.

В углях железо представлено дисульфидом (пирит, мерказит), сидеритом (FeCO_3); кремний в основном сосредоточен в виде алюмосиликатов и кварца; алюминий в виде оксида; кальций в виде CaCO_3 и доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$; сера в основном сосредоточена в виде сульфидов (пирит, мерказит) и незначительно в виде сульфатов. При сжигании угля практически вся органическая и дисульфидная сера окисляется, а сульфат восстанавливается до диоксида серы. Максимальное количество сульфидов FeS , CaS образуется при температуре 500°C .

При нагревании угля до 250°C начинают разлагаться карбоксильные группы карбоновых кислот; до 400°C - спиртовые группы; при этой температуре практически нет реакционноспособных кислородсодержащих групп; фенольные и карбонильные группы более стабильны, сера может находиться в коксе в виде очень стабильных тиофеновых колец.

Золоотходы, улавливаемые в электрофильтрах, отличаются по гранулометрическому составу: крупные, с размером частиц более 85 мкм, средние - 20-85 мкм, мелкие - размер частиц менее 20 мкм.

Для сохранения равновесия в окружающей среде технологические процессы должны обеспечивать возврат сырья путем утилизации промышленных отходов. Поэтому утилизация отходов является важной экологической проблемой, позволяющей существенно повлиять на экологическую обстановку и снижение экологического ущерба.

5.4. Экологическая обстановка в Узбекистане /27,31-34,182,344-346/

В Узбекистане комплекс работ по охране окружающей среды и установлению соответствующих нормативных требований проводится в полном соответствии с Законами "Об охране природы" (1992), "Об охране атмосферного воздуха" (1996), "О рациональном использовании энергии" (1997), "Об экологической экспертизе" (2000) с учетом принимаемых на международном уровне документов, касающихся экологических и природоохранных проблем.

В 1993 году Узбекистан присоединился к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. Он также подписал в 1998 году и ратифицировал в 1999 году Киотский протокол. Для выполнения обоих международных соглашений была образована Национальная комиссия по изменению климата. Данной комиссией в республике ведется комплексная научно-практическая работа по оздоровлению окружающей среды, включающая мониторинг эмиссии парниковых газов, принятие мер по снижению негативного влияния энергетики, промышленности и других отраслей экономики на экологию и т.д.

Согласно /32/, мониторинг ведется за выбросами трех газов с прямым парниковым эффектом: диоксид углерода, метан, закись азота. Кроме

того, рассчитывается эмиссия газов с косвенным парниковым эффектом: окись углерода, оксид азота, диоксид серы, неметановые углеводороды (НМУ).

В энергетике Узбекистана начинается газоутольный период, при котором доля угля в энергобалансе республики постоянно будет увеличиваться. С учетом того, что энергоустановки являются основными загрязнителями окружающей среды, выдавая до 67% от общего объема выбросов, следует ожидать увеличения выбросов загрязняющих веществ от объектов энергетики. Например, уголь, поставляемый на Ангренскую электростанцию, имеет следующие параметры: зольность в среднем достигает 42,57%, содержание серы около 1,5%, а влажность - 38% /80/. В целях удержания выбросов на уровне 1990 г. или же его снижения необходимо реализовать потенциал энергосбережения и, учитывая капитал- и времяемкость, постепенное освоение новых технологий /20/.

Крупнейшими источниками парниковых газов являются предприятия энергетического сектора, транспорт, население, химическая промышленность, свалки твердых бытовых отходов, сельское хозяйство.

По данным /31/, в Узбекистане также наблюдается повышение среднегодовой температуры воздуха (рис. 5.3), которое аналогично глобальному потеплению (рис.5.1).

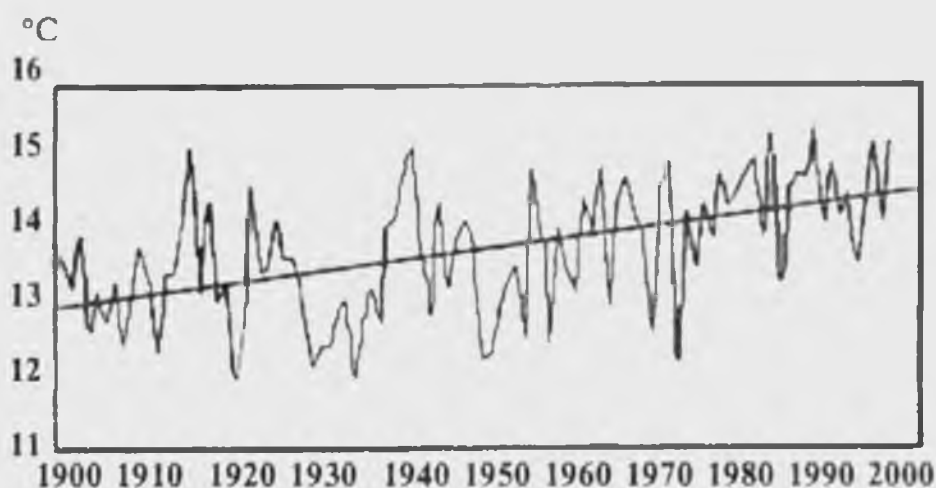


Рис.5.3. Изменение среднегодовой температуры воздуха на станции Ташкент /31/

Приоритетными секторами экономики, в которых необходимо проведение первоочередных мероприятий по сокращению эмиссий, являются:

- производство электрической и тепловой энергии - 25,7%;
- добыча, переработка и транспортировка природного газа и нефти - 22,2%;
- коммунально-бытовой сектор и население - 25,8%;
- транспорт - 6,7%;
- сельское хозяйство - 5,4%.

Начиная с 1991 г., уровень загрязнения воздушного бассейна городов республики выбросами загрязняющих веществ промышленности, энергетики и транспорта стабилизировался или снизился, что связано с принятием воздухоохраных мер, уменьшением перевозок автотранспортом и некоторым спадом объемов промышленного производства.

В табл.5.9. приведены общие данные по выбросам загрязняющих веществ по Узбекистану за 1999-2004 годы, из которых видно снижение абсолютных показателей более чем на 15%. Например, за период с 1994 г. по 1999 г. эмиссия CO_2 за счет принятых в республике мер, сократилась с 163,2 до 160,5 млн. т, что составляет около 0,7% от глобальной эмиссии ПГ в целом. Это произошло из-за уменьшения доли энергетического сектора с 54,7 до 41,2 млн. т, транспорта с 17,3 до 10,7 млн. т, промышленности и строительства с 10,7 до 5,34 млн. т.

**Динамика выбросов загрязняющих веществ по Узбекистану, тыс. тонн
/345/**

Таблица 5.9

Годы Источники	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Стационарные	776,9	755,5	711,8	729,4	672,6	648,5
Передвижные	1520,0	1593,0	1583,5	1453,0	1348,6	1310,9
Итого	2296,9	2348,5	2250,3	2182,4	2021,1	1957,4

Но, начиная с 1997 г. по 2001 г., наблюдается увеличение выбросов транспорта, что связано с ростом количества автотранспортных средств и увеличением объема грузоперевозок.

При этом принятыми в Узбекистане мерами обеспечено снижение уровня основных загрязняющих веществ, которое видно из табл.5.10.

Низкая энергоэффективность ряда производств, ограниченное использование энергосберегающих технологий и возобновляемых источников энергии способствуют высокой энергоемкости отраслей эконо-

**Изменение выбросов вредных веществ по ингредиентам
в Узбекистане, тыс.т/год /345/**

Таблица 5.10

Годы Наименование веществ	2000	2001	2002	2003	2004
Оксид углерода	1194,9	1151,7	1080,7	1009,9	983,8
Диоксид серы	375,8	325,1	324,9	307,3	314,0
Окислы азота	208,4	199,2	186,4	173,9	166,6
Углеводороды	340,9	359,8	369,5	326,4	296,8
Твердые вещества	142,8	132,8	142,3	132,4	128,7
Прочие	85,5	81,5	78,6	71,1	67,5
Итого	2348,5	2250,3	2182,5	2021,2	1957,4

мики, которая значительно выше аналогичных показателей развитых стран. Вместе с тем, как было отмечено выше, в некоторых отраслях экономики уже наблюдается рост энергоэффективности производства.

В табл.5.11. приведены данные выбросов загрязняющих веществ по основным отраслям (стационарные источники), из которых видно снижение выбросов в целом по Узбекистану, за исключением металлургии и коммунального хозяйства.

Динамика выбросов загрязняющих веществ по основным отраслям Узбекистана, тыс. тонн /345/

Таблица 5.11

Отрасли \ Годы	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Энергетика	259,2	255,5	211,3	229,5	210,6	200,2
Нефтегазовая промышленность	259,6	241,2	247,8	222,4	192,9	186,9
Металлургия	118,2	123,6	120,9	119,8	121,5	130,5
Коммунальное хозяйство	31,8	27,0	32,8	59,6	50,2	43,4
Химическая промышленность	18,9	20,0	18,0	16,7	17,6	18,5
Стройиндустрия	32,9	27,6	27,5	22,4	19,6	20,5
Итого	776,9	755,5	711,8	729,5	672,6	646,5

Наблюдаемый рост общего объема производства и потребления электрической и тепловой энергии в стране, топлива для двигателей внутреннего сгорания выявили направления деятельности по повышению энергоэффективности в следующих приоритетных секторах экономики.

Основными производителями электроэнергии являются тепловые электрические станции, работающие на органическом топливе и производящие около 85 % электроэнергии, а также гидравлические электростанции.

Общая установленная мощность энергосистемы Узбекистана составляет 12033 МВт. На ТЭС используют газообразное, твердое и жидкое топливо. Доля угля в энергетике Узбекистана составляет 4,2-4,4 %, мазута - 8,3-11,1%, газа - 84,7-87,3%.

Выработка электроэнергии производится на ТЭС двух типов - конденсационных паротурбинных электростанциях, на которых вырабатывается только электроэнергия, и теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), где осуществляется комбинированное производство и отпуск двух видов энергии - электрической и тепловой.

Коэффициент полезного действия ТЭС Узбекистана не превышает 33%. Коэффициент эмиссии CO₂ в настоящее время составляет 640 г/кВт.ч. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭС составляет 375,0г/кВт.ч (2007 г.).

В табл.5.11а приведены данные по выбросам, производимым тепловыми станциями Узбекистана.

Мощность ТЭЦ составляет 650 МВт или 6% мощности всей энергосистемы, выработка ими электроэнергии - 4,4%. Благодаря использова-

**Выбросы, производимые тепловыми электростанциями
Узбекистана /33/**

Таблица 5.11а

Станция	Мощность, МВт	CO т/т.у.т.	SO ₂ кг/т.у.т.	NO _x кг/т.у.т.	Твердые частицы кг/т.у.т.	Всего кг/т.у.т.
Сырдарья	3000	1,18	4,34	2,59	0,014	6,93
Новый Ангрен	2100	1,33	9,45	0,84	8,26	18,55
Ташкент	1860	1,26	6,58	3,08	3,08	12,75
Навои	1250	1,12	0,91	1,54	2,52	4,97
Тахиаташ	730	1,19	3,08	3,08	0,14	6,08
Фергана	330	1,4	19,12	1,12	0,21	20,45
Ангрен	484	1,94	40,27	1,89	26,7	68,9
Муборск	60	1,12	0,07	1,82	0,0	1,89
Ташкент-2	30	1,12	0,07	0,77	0,0	0,84
Узбекэнерго	9844	1,22	5,67	1,96	1,82	9,45

нию отработавшей теплоты, ТЭЦ обеспечивают экономию топлива на производство электроэнергии. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭЦ не превышает 210 г/квт.ч.

Строительство дополнительных ТЭЦ в республике ограничивается из-за отсутствия крупных потребителей пара и тепла.

Один из важных путей повышения эффективности энергопроизводства - это модернизация существующих мощностей и замена устаревшего оборудования на более эффективное.

Значительного сокращения выбросов CO₂ (1 млн.т/год) можно добиться путем перевода половины отопительных котельных на совместную выработку тепла и электроэнергии. Преимущества когенерации и тригенерации были показаны ранее.

Сооружение Пскемской ГЭС позволит не только получать пиковую мощность и участвовать в регулировании частоты в энергосистеме, но и уменьшить эмиссии диоксида углерода на 1000 тыс. т, за счет замещения ТЭС.

Реализация потенциала малой гидроэнергетики предотвратит эмиссию диоксида углерода на 5,2 млн.т.

Общий потенциал снижения эмиссии парниковых газов составляет в электроэнергетике 7-8 млн. т в год, а с учетом потенциала малой гидроэнергетики - 12 - 13 млн. т в год

В общем, по отрасли электроэнергетики эмиссия диоксида углерода в настоящее время составляет около 29,64 млн. т, что соответствует 50% суммарной эмиссии в республике. Эмиссия парниковых газов в отрасли в 2005 году составила 38,3 млн. т, а в 2010 г., согласно прогнозу, составит 44 млн.т. Это связано с увеличением выработки электроэнергии и увеличением доли сжигаемого угля в энергобалансе Узбекистана.

На производство тепла в Узбекистане ежегодно расходуется более 7,0 млн.т условного топлива или около 12,0% от общего потребления топлива по республике. Технологические процессы, связанные с произ-

водством тепловой энергии, являются крупнейшими источниками парниковых газов. На ТЭС и котельные мощностью 3 Гкал/ч и выше, осуществляющих отпуск тепловой энергии в виде пара и горячей воды, приходится почти 10% всех выбросов ПГ по республике.

Более трети отпущенной тепловой энергии затрачивается на отопление и горячее водоснабжение населения. Доля социальной сферы значительна и составляет почти 7,0%.

Централизованное теплоснабжение потребителей развито во всех крупных городах республики. Такие системы теплоснабжения, созданные 50-60 лет назад, имеют низкую эффективность и надежность, так как значительное количество тепла (4,5% от суммарного отпуска) теряется при транспортировке по магистральным тепловым сетям от источников до потребителей.

В промышленности значительный объем тепловой энергии затрачивается на переработку нефти и природного газа (около 15,0%), производство химических продуктов (около 3,0%), машиностроительной продукции, хлопчатобумажных и шелковых тканей, пищевых продуктов и консервов, строительных материалов и железобетонных изделий. Покрытие потребности в тепловой энергии большинства промышленных предприятий осуществляется в основном от собственных источников - ТЭЦ и котельных, частично от централизованных источников.

Основным поставщиком тепловой энергии являются котельные, на долю которых приходится более 2/3 суммарного отпуска. В республике функционируют более 7,5 тысяч котельных различной мощности, на которых установлено почти 25 тысяч котлов различных типов и конструкций.

Проектный коэффициент полезного действия наиболее крупных и совершенных котлов составляет 90-92%, практический же - 50-75%. Несмотря на высокие технические параметры существующего оборудования на крупных и средних котельных, реальная энергоэффективность использования не соответствует нормативам из-за устаревшего оборудования.

На малых котельных, из-за отсутствия производства эффективных малых котлоагрегатов, устанавливалось значительное количество низкоэффективных котлов с коэффициентом полезного действия 60-75%. Такие котлы производят более 40% тепловой энергии в коммунальной энергетике. Работа малых котельных с низкоэффективным оборудованием в режиме по сокращенной технологической схеме приводит к перерасходу топливно-энергетических ресурсов и, соответственно, удорожанию стоимости вырабатываемого тепла. Тепловые сети, по которым производятся доставка и распределение тепла потребителям, являются наиболее уязвимым местом в системе теплоснабжения. Общая протяженность коммунальных тепловых сетей в Узбекистане составляет 3945 км в двухтрубном исчислении.

Кроме этого, эти системы являются так называемыми "открытыми", т.е. в них предусматривается расход потребителями горячей воды, прошедшей через котельную установку. В связи с этим невозврат очищен-

ной теплой воды в котельные достигает 60-70%. Необходима реконструкция систем централизованного теплоснабжения для перевода их в режим "закрытого" типа. В этом случае устанавливаются теплообменники и гарантируется возврат 100% очищенной воды в котельные установки. Это позволит экономить до 30-40% тепловой энергии, а также ресурсы для химводоочистки.

Анализ существующих технологий добычи природного газа, нефти, извлечения газового конденсата и газопереработки показал, что наибольший выброс парниковых газов при их добыче и использовании обусловлен следующими процессами:

- сжигание аварийных и технологически необходимых сбросов природного газа в факельных системах;

- сжигание в качестве топлива природного газа в технологических и бытовых котельных;

- сжигание газа в печах подогрева на установках стабилизации конденсата (Мубарекский ГПЗ, НГПУ Шуртаннефтегаз);

- сжигание газа на абсорбционных и адсорбционных сероочистных установках, установках сушки природного газа (огневые регенераторы, печи подогрева);

- утечки через неплотности соединений арматуры в сетях нефтегазосбора, предварительной и комплексной подготовки газа к дальнему транспорту, в сооружениях установок подготовки и хранения нефти и конденсата.

Таким образом, крупный резерв сокращения эмиссии парниковых газов заключается во внедрении современных факельных установок, максимальной утилизации ценных компонентов факельных газов, применении современных установок по выработке тепловой и электрической энергии и модернизации существующих теплотрасс, модернизации установок стабилизации конденсата, замены физически и морально устаревшего оборудования нефтегазодобычи и газопереработки и т.д.

Доля нефтепереработки в выбросе газов, создающих парниковый эффект (CO_2 , CH_4), незначительна. Однако, весь ассортимент выпускаемых нефтепродуктов (бензин, авиакеросин, дизтопливо, печное топливо, мазут, масла и др.) дает эмиссию парниковых газов при сжигании топлива в различных отраслях экономики.

В перспективе, по нефтегазовой отрасли Узбекистана ожидается незначительный рост эмиссии ПГ с 41,6 в 2000 году до 43 млн. т в 2015 году, так как в этот период объемы производства природного газа стабилизируются на уровне около 56 млрд. м^3 в год. Однако реализация запланированных проектов по сокращению эмиссии ПГ позволит снизить выбросы в 2015 году на 3,78 млн.т, т.е. с 43 до 39,2 млн.т эквивалента CO_2 .

Химическую промышленность Узбекистана составляют 22 крупных промышленных предприятия. Их деятельность направлена на выпуск минеральных удобрений, ядохимикатов, химических волокон и сырья для них, резинотехнических изделий, лакокрасочной продукции, продук-

ции бытовой химии, гидролизной продукции, парфюмерно-косметических товаров и др. Объем продукции, выпускаемой непосредственно химической промышленностью, составляет около 5% от общего объема промышленного производства республики.

Состояние использования топливно энергетических ресурсов химической промышленности характеризуется высокой энергоемкостью производства всех видов продукции, превышающей в 1,2-2 раза энергоемкость производства аналогичной продукции в промышленно-развитых странах мира. Это происходит из-за применения устаревших технологий, морального и физического износа оборудования.

В 2000 году выбросы CO по отрасли на 1 т продукции составляли 0,934 т. Выполнение мероприятий по утилизации выбрасываемого CO₂ позволило снизить выбросы на 1 т продукции до 0,462 т CO₂ в 2005 году и прогнозируется его снижение до 0,170 т - в 2010 году. Реализация проектов уменьшит выбросы по отрасли до 2 млн. т CO, эквивалента.

Узбекистан обладает развитым транспортным комплексом, в структуру которого входит автомобильный, железнодорожный, воздушный, речной и трубопроводный транспорт. Доля транспорта в общей эмиссии диоксида углерода по отраслям республики превышает 9%. Наиболее динамичным по темпам своего развития, а также соответственно по росту эмиссий диоксида углерода, является автомобильный транспорт. Его доля в транспортном секторе превышает 60%.

В табл.5.12. приведены данные по выбросам других парниковых газов, абсолютные величины которых за 20 лет уменьшились более чем в два раза.

Выбросы оксидов серы и азота по Узбекистану, тыс. тонн /345/

Таблица 5.12

Годы Вещества	1987	1991	1993	1995	2000	2004
SO ₂	616,4	572,8	482,1	448,9	375,5	296,7
NO _x	371,6	237,8	227,9	230,3	208,4	118,8

Согласно международным требованиям необходимо контролировать выбросы трех металлов: свинца, кадмия и ртути, оказывающих особо вредное воздействие на живые организмы и природу. В табл.5.13. приведены данные по свинцу, по которому в Узбекистане ведется статистическая отчетность. Согласно этим данным, за 20 лет выбросы свинца уменьшены более чем в 20 раз.

Налаживание отечественного производства легковых автомобилей и мини-автобусов в значительной степени ослабило проблему замены устаревших энергетически неэффективных легковых автомобилей. Однако, проблема обновления существующего транспортного парка, главным образом грузовых автомобилей энергоэффективными транспортными средствами остается достаточно острой.

Динамика выбросов свинца по Узбекистану, тонн /345/

Таблица 5.13

Годы	1987	2000	2001	2002	2003
Источники					
Стационарные	19	4	2	1	0,2
Передвижные	512	473	456	128	22
Итого	531	477	458	129	22,2

Доля сельского хозяйства в потреблении топливо-энергетических ресурсов республики составляет 6%.

Вклад сельского хозяйства, как источников выбросов ПГ с прямым парниковым эффектом не превышает 11-12%, наиболее крупные выбросы происходят от сельскохозяйственных почв - 54,6%, и в результате ферментации выделений сельскохозяйственных животных - 37,2% выбросов.

Основные технологические возможности сельского хозяйства по снижению эмиссии парниковых газов направлены на устойчивое повышение урожайности, качества ассортимента сельскохозяйственной продукции с сокращением удельных затрат водных ресурсов на производство единицы продукции, плодородия земель на основе внедрения современных и перспективных технологий во всех отраслях растениеводства и в животноводстве.

Из более 7 млн.т общего количества твёрдых бытовых отходов (ТБО), накапливаемых за год, только 2,1 млн. т складываются и обезвреживаются на усовершенствованных полигонах (г. Ташкент), остальные складываются практически на неусовершенствованных, неуправляемых мусоросвалках. Складирование большого количества отходов на свалках приводит к анаэробному разложению их органической компоненты и эмиссии метана.

Расчеты показывают, что в Узбекистане экономически приемлемо ежегодно использовать 2,2 млн. тонн бытового мусора в качестве альтернативного топлива. При этом потенциал снижения эмиссии CO₂ составляет 640 тыс.т в год.

Крупномасштабная реализация запланированных проектов позволяет существенно сократить выбросы парниковых газов. Структура сокращения эмиссии по их основным категориям приведена на рис.5.4.

Наиболее предпочтительными, с точки зрения сокращения эмиссии парниковых газов, и, вместе с тем, требующие минимальных инвестиций, являются вложения в проекты по повышению эффективности производства (8%) и сокращению утечек газа (14%), так как позволяют обеспечить существенное снижение эмиссии ПГ (18% и 21% выбросов от общего количества снижения эмиссии по всем проектам), далее идут комбинированное производство электро- и теплоэнергии, повышение энергетической эффективности производства, возобновляемые источники энергии и использование отходов.

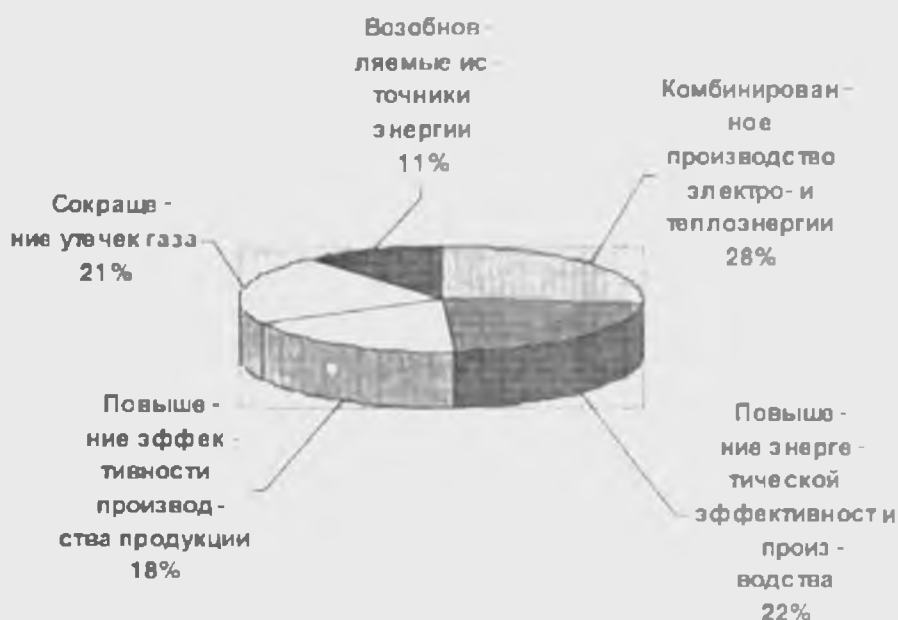


Рис. 5.4. Годовой потенциал сокращения эмиссии парниковых газов /32/

В соответствии с мобилизационным сценарием развития экономики Узбекистана в 1999-2010 гг. /17,31,32/, предполагающим ежегодные темпы роста 8-9%, (который в настоящий момент наблюдается), варианты прогноза выбросов основных парниковых газов (CO_2 , CH_4 и N_2O) показывают, что в 2010 г., в зависимости от осуществления мер по сокращению выбросов, объемы эмиссии ПГ могут составить от 185,6 до 209,0 млн.т в CO_2 -эквиваленте. Структура выбросов по видам парниковых газов и структура источников ПГ не изменится.

Основным парниковым газом останется двуокись углерода - ее доля составит 65,0-70,0%, на долю метана приходится 29,0-25,0% выбросов, остальной объем выбросов 5,0-6,0% будет приходится на закись азота (табл.5.14).

Прогноз выброса двуокиси углерода (CO_2) по Узбекистану /345/

Таблица. 5.14

Годы \ Параметр	Всего, млн.т/год	На душу населения, т/чел.
1990 базовый	114,6	5,6
2000	109,2	4,4
2010	145,8	5,2

Основными источниками парниковых газов останутся источники, относящиеся к энергетике, доля которых будет составлять 83,0-86,0% от суммарных выбросов. Доля сельского хозяйства не будет превышать 10,0%, доля промышленности и отходов в сумме будет составлять около 5,0%.

Таким образом, по прогнозу выбросов парниковых газов на перспективу до 2010 года принципиальных изменений в их структуре не ожидается.

В Узбекистане ведется соответствующая работа по охране озонового слоя. В 1993 году Узбекистан стал Стороной Венской конвенции об охране озонового слоя и Монреальского протокола по веществам, разрушающим озоновый слой. В 2000 году Кабинет Министров принял постановление "О мерах по соблюдению обязательств, вытекающих из международных соглашений об охране озонового слоя". В результате принятия этого документа утверждена, национальная программа по прекращению использования озоноразрушающих веществ, введен запрет на торговлю со странами, не являющимися Сторонами Венской конвенции и Монреальского протокола, а также запрещен ввоз озоноразрушающих веществ.

Таким образом, проводимая в Узбекистане целенаправленная работа по мониторингу окружающей природной среды и мероприятий по ограничению выбросов парниковых газов и вредных веществ дают свои результаты по оздоровлению экологической ситуации в республике.

На основе проведенных исследований по электроэнергетике Узбекистана можно сделать следующие

ВЫВОДЫ

1. Узбекистан является самодостаточным государством по обеспеченности энергетическими ресурсами и имеется возможность диверсифицировать структуру производства электрической и тепловой энергии, обеспечив тем самым энергоэффективность отраслей и в целом экономики республики.

2. Планируемое поэтапное внедрение автоматизированной системы коммерческого учета и контроль электроэнергии и мер по энергосбережению позволят повысить энергоэффективность производства и потребление электроэнергии в Узбекистане.

3. Применение для краткосрочного и долгосрочного прогнозирования параметров режима и характеристик ЭЭС методов и принципов самоорганизации, вплотную примыкающих к нейронным технологиям, позволяет повысить точность прогнозирования и тем самым улучшить технико - экономические показатели работы ЭЭС Узбекистана. В этом плане особенно эффективно применение метода группового учета аргументов (МГУА), основой которого является использование методов естественной селекции - отбор оптимальной и единственной математической модели исследуемого процесса из множества моделей претендентов при наличии достоверных статистических данных. Данный метод можно использовать при диспетчерском управлении режимами ЭЭС в качестве экспресс - метода прогнозирования параметров режима.

4. Необходим поэтапный переход к многофункциональной системе - автоматизированной информационно - измерительной системе коммер-

VI. РЕФОРМИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МИРА. ОПЫТ И РЕКОМЕНДАЦИИ НА ПЕРСПЕКТИВУ

В аналитическом обзоре о состоянии и перспективах развития мировой электроэнергетики использованы данные международных энергетических организаций и ведущих специалистов.

Существует международный орган - Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ), который каждые два года анализирует проблемы мировой электроэнергетики с участием представителей всех ведущих держав и развивающихся стран. Сессии СИГРЭ, состоявшиеся в 2002-2008 годах рассмотрели состояние и перспективы развития мировой электроэнергетики до 2020 года и далее. Приведены основные выводы этих сессий, других международных энергетических организаций, таких как Мировой энергетический конгресс (МИРЭС), Мировое энергетическое агентство (МЭА), а также ведущих специалистов по этой проблеме.

Рассмотрены результаты реформирования электроэнергетики ведущих стран мира, освещены как положительный, так и отрицательный опыт ее проведения. Учитывая исключительную важность информации по реформированию электроэнергетики и энергосбережению в различных странах, публикации, касающиеся этих проблем, приведены с незначительными сокращениями.

Перед тем как разрабатывать собственную концепцию реформирования электроэнергетики, необходимо тщательнейшим образом изучить то, что было сделано в других странах: как проходило реформирование, какие были выбраны модели рынков, каковы результаты их функционирования и последствия для участников рынка и потребителей, экономики стран и т.д. Важно все - и успехи и неудачи, - и положительный опыт, и отрицательный. К сожалению, универсальная, удовлетворяющая все страны модель реформирования электроэнергетики отсутствует. Поэтому надо продолжать внимательно следить за развитием отрасли в других странах и использовать накопленный ими бесценный опыт.

Каждая страна должна найти собственную модель реформирования электроэнергетики исходя из менталитета народа, традиций, условий реформирования, состояния экономики и многих других факторов. Тем более это исключительно важно при преобразованиях такого масштаба, как реформирование электроэнергетики Узбекистана, касающееся всех - государства, предприятий и каждого человека, т.е. социально - ориентированной отрасли экономики. Многое придется делать методом "проб

и ошибок" и "набивая шишки". Однако изучение опыта других стран в этом вопросе, как мы надеемся, позволит уменьшить количество и тяжесть этих "шишек".

В целях облегчения чтения обзора в конце книги дается расширенный глоссарий, позволяющий раскрыть суть терминов, применяемых при внедрении рыночных отношений в электроэнергетику

МИРОВАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

/1-16,203-220,231-234,337/

6.1. Общая характеристика электроэнергетики мира

Доля электроэнергетики в структуре потребления энергии составляет более 1/3, и мировыми энергетическими организациями предполагалось, что к концу XX века эта доля может подняться до 1/2. Но после энергетического кризиса 70-х годов этот сектор мировой энергетики несколько замедлил свое развитие.

Вклад отдельных регионов в электроэнергетику мира неравноценен. По общей выработке электроэнергии регионы можно расположить таким образом: Северная Америка, Западная Европа, Азия, СНГ, Латинская Америка, Африка, Австралия. На экономически развитые страны приходится 80% мировой выработки, на развивающиеся - около 20%. А в первую десятку стран входят США, Россия, Япония, Китай, ФРГ, Канада, Франция, Великобритания, Украина и Индия.

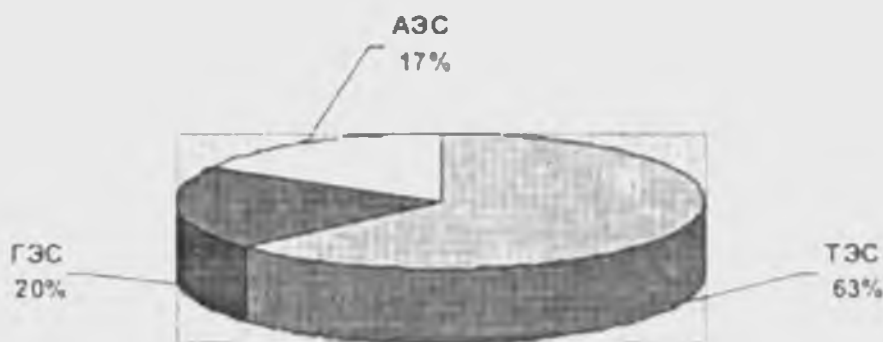


Рис.6.1. Структура выработки электроэнергии в мире, 2006 /337/

Структура выработки электроэнергии в мире сейчас такова: на ТЭС вырабатывается 63% электроэнергии, на ГЭС - 20%, на АЭС - 17% (рис.6.1). Такое соотношение в целом характерно также и для отдельных регионов, но наблюдаются и некоторые отклонения. Так, например, в Латинской Америке 3/4 всей электроэнергии вырабатывается на ГЭС. Доля АЭС выше среднемировой только в Западной Европе и Северной Америке.

В зависимости от приоритета применяемого энергоносителя и соответственно электрической станции, страны условно можно разделить на 4 группы.

В странах первой группы большая доля электроэнергии вырабатывается на ТЭС (работающих на угле, мазуте и природном газе). Сюда можно отнести США, большинство стран Западной Европы и Россию.

Во вторую группу входят страны, где почти вся электроэнергия вырабатывается на ТЭС. Это ЮАР, Китай, Польша, Австралия (использующая в основном уголь в качестве топлива), Мексика, Нидерланды, Румыния.

Третья группа образована странами, в которых велика или очень велика доля ГЭС (до 99,5% - в Норвегии). Это Бразилия, Парагвай, Гондурас, Перу, Колумбия, Швеция, Албания, Австрия, Эфиопия, Кения, Габон, Малагаскар, Новая Зеландия. Но по абсолютным показателям производства энергии на ГЭС в мире лидируют Канада, США, Россия, Бразилия. Гидроэнергетика значительно расширяет свои мощности в развивающихся странах.

Четвертую группу составляют страны с высокой долей атомной энергии. Это Франция, Бельгия и Республика Корея.

6.2. Топливная основа энергетики мира

Основу мировой энергетики составляют 4 отрасли топливной промышленности.

Нефтяная промышленность. На современном этапе это ведущая отрасль мировой топливно-энергетической промышленности.

Доля развивающихся стран в этих запасах - 86%. Наиболее крупные нефтяные районы - регион Персидского залива, Россия. Всего нефть добывают в 80 странах. Крупнейшими странами-производителями являются Саудовская Аравия, США, Россия, Иран, Мексика, Китай, Венесуэла. На развивающиеся страны в целом приходится более 50% добычи нефти. В международную торговлю поступает до 40% всей добываемой нефти.

В мировом хозяйстве образовался огромный территориальный разрыв между районами добычи и потребления нефти. Для его преодоления возникли мощные транспортные потоки.

Газовая промышленность. Получила развитие во второй половине XX века. В структуре мирового потребления топлива газ занимает 3 место после нефти и угля - 20%. Газ - самый чистый в экологическом отношении энергоресурс.

По разведанным запасам природного газа (их объем все время растет) особенно выделяются СНГ и Юго-Западная Азия, из отдельных стран - Россия и Иран.

Мировая добыча газа постоянно растет, в 2005 году она превысила 3,5 трлн. м³. В "первую десятку" газодобывающих стран мира входят Россия, США, Канада, Туркменистан, Нидерланды, Великобритания, Узбекистан, Индонезия, Алжир, Саудовская Аравия. На экспорт поступает около 15% добываемого газа, главные экспортеры - страны СНГ, Канада, Нидерланды, Норвегия, Алжир, Индонезия.

Основные потоки экспорта газа направлены в страны Западной Европы, Японию, США.

Угольная промышленность. Несмотря на снижение доли угля в энергопотреблении, угольная промышленность продолжает оставаться одной из ведущих отраслей мировой энергетики. По сравнению с нефтегазовой промышленностью она лучше обеспечена ресурсами.

По мнению международных экспертов, уже в ближайшее десятилетие около 40% потребностей электростанций в топливе будет удовлетворяться за счет угля. Этот радикальный поворот может быть обеспечен, прежде всего, благодаря новым чистым угольным технологиям, которые сокращают выбросы тепловыми электростанциями вредного газа в атмосферу Земли.

Мировые запасы угля составляют 1,2 трлн. т. Примерно 66% из них приходится на экономически развитые страны, в первую очередь – на США, страны СНГ, Великобританию, ФРГ, Австралию.

Среди регионов по добыче угля лидируют Азия, Западная Европа, Северная Америка и страны СНГ. Ведущие страны - Китай, США, Россия, Польша, Индия, Австралия, ФРГ, ЮАР, Украина, Казахстан (все вместе они дают 3/4 добычи угля).

В отличие от нефти и газа на экспорт идет небольшая часть добываемого угля – 8%.

Основные экспортеры - США, СНГ, Австралия. Главные импортеры - Япония, Республика Корея, Италия, Канада, Франция, Нидерланды, Великобритания, ФРГ, Бразилия.

Атомная промышленность. В настоящее время, по данным МИРЭС, более 30 стран мира обладают атомными электростанциями (АЭС), вырабатывающими примерно 17% электроэнергии, производимой на электростанциях мира.

В мире действует 441 блок АЭС установленной мощностью более 360 ГВт. Лидерами являются США (104 блока мощностью 98 ГВт), Франция (59 блоков, 63 ГВт), Япония (54 блока, 44 ГВт), Великобритания (33 блока, 13 ГВт), Россия (30 блоков, 20 ГВт) и Германия (19 блоков, 22 ГВт).

По мнению экспертов МИРЭС, оптимизация эксплуатационных, переходных режимов и остановок блоков АЭС позволяет увеличить их ресурс с проектных 30-40 лет до 60 и более лет. Поэтому программы модернизации, управления ресурсными характеристиками оборудования и продления проектного срока эксплуатации АЭС должны стать составной частью перспективного планирования в атомной энергетике.

Вводы АЭС будут нарастать в Японии, Корее, Индии, Китае и, по всей видимости, в Финляндии, Франции, Чехии, Польше. Появление революционных технологий ускорит процесс использования АЭС, по мнению экспертов МИРЭС, после 2020 года.

В связи с потоянным ростом стоимости углеводородов в мире идут на повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) блоков АЭС. В настоящее время средний КИУМ АЭС в мире

достиг 80%, а в США, Германии он превышает 90%. На реакторах типа ВВЭР в Венгрии, Финляндии и Чешской Республике КИУМ, как правило, около 80%. В России средний КИУМ АЭС вырос с 53% в 1995 г. до 70% в 2001 г. и поставлена задача увеличить его до 80% и более. В ряде стран он остается ниже 60% (Пакистан, Болгария).

По данным МИРЭС, МАГАТЭ и других специализированных международных организаций, проблем с ресурсной базой ядерного топлива для АЭС не существует. Обладателями значимых ресурсов урана являются 50 стран мира, а производят его в 25 странах. Лидерами по добыче урана являются: Канада (8500 тонн ежегодно), Австралия (6500), Намибия и Нигерия (по 2900), Россия (2600) и т.д. Подтвержденные мировые запасы уранового сырья со стоимостью получения урана не более 40 долл за 1 кг составляют 1,32 млн.т., а разведанные со стоимостью до 130 долл за 1 кг до 4 млн. тонн, в то время как текущий уровень ежегодного потребления урана в атомной энергетике составляет 64 тыс.т. Кроме того, имеющиеся запасы высокообогащенного урана достаточны для бесперебойной работы всех АЭС мира в течение 3000 лет.

Запасы природного урана станут неограниченными в случае широкого внедрения в атомную энергетику реакторов на быстрых нейтронах, так как применение размножителей на быстрых нейтронах в 50-60 раз уменьшает расход урана, то есть его запасов должно хватить более чем на 3000 лет.

6.3. Современное состояние и перспективы развития мировой электроэнергетики /1-7,203-208,215-219/

В последние 50 лет электроэнергетика стала одной из важнейших и наиболее успешно развивающихся отраслей промышленности. Мировые мощности по выработке электроэнергии с 50-х годов возросли приблизительно в 50 раз и их среднегодовой прирост был почти вдвое выше роста мировой экономики, при этом себестоимость электроэнергии с конца 40-х годов снизилась на 75%. В исследовании развития мировой электроэнергетики международными энергетическими организациями сделан вывод о том, что электроэнергетическая система превратилась в "наиболее критическую инфраструктуру" мира. Электроэнергия является основой мирового благосостояния в широком смысле слова, в том числе любого промышленного и другого производства, а также во все большей степени коммуникационной системы.

Одним из основных факторов развития мирового энергохозяйства явится рост пока находящихся на низком уровне потребностей развивающихся стран. В настоящее время более половины мировых мощностей по выработке электроэнергии (более 3500 ГВт) приходится на Северную Америку и Европу. По оценке СИГРЭ, МЭА, МИРЭС, доля этих регионов в общемировых мощностях будет сокращаться по мере повышения удельного веса стран Юго-Восточной Азии и Южной Америки в мировом ВВП.

По прогнозу Министерства энергетики США, потребности отдельных регионов в электроэнергии в 1996 - 2020 гг. возрастут в следующем размере (%): Зап. Европа - 55, Сев. Америка - 39, Центральная и Южная Америка - 186, индустриальные страны Азии - 52, прочие страны - Азии - 206, Ближний и Средний Восток - 14, Африка - 125%.

Учитывая быстрый рост народонаселения Земли и потребностей в электроэнергии, ключевой в последующие годы станет проблема адекватного снабжения электроэнергией. В ближайшие 50 лет ежегодно по меньшей мере 100 млн. человек дополнительно должны обеспечиваться электроэнергией, что вдвое больше, чем при существующих темпах роста. Это означает, что в длительной перспективе необычайно высокими будут шансы для бизнеса в электроэнергетике и строительстве электростанций.

В дальнейшем в широких масштабах будет налажено создание небольших систем производства электроэнергии, расположенных вблизи конечных потребителей. Уже сегодня существует емкий рынок для таких систем, работающих на дизельном топливе или природном газе. Интерес к ним растет не только в развивающихся странах, поскольку новые эффективные способы выработки электроэнергии вблизи мест потребления позволяют сокращать расходы на ее передачу и распределение, а потребителям - осуществлять контроль за энергоснабжением. К числу новейших разработок относятся ультра эффективные микротурбины мощностью менее 1 МВт и представляющие альтернативу сетям электропередач, например, для деревень. Также перспективен способ получения электроэнергии и тепла с использованием топливных элементов непосредственно из водорода (на базе природного газа) и кислорода почти без выделения вредных веществ в атмосферу.

Помимо количественных и структурных изменений в электроэнергетике мира, одна из важных тенденций - интеграция электроэнергетических систем (ЭЭС) и формирование региональных и межгосударственных энергообъединений. Целесообразность интеграции определяется возможностью использования системных эффектов в процессе маневрирования энергоресурсами, генерирующими мощностями и потоками электроэнергии. Основная цель расширения и объединения ЭЭС состоит в предоставлении потребителям на всей территории энергообъединения электроэнергии и электроэнергетических услуг высокого качества и с высокой надежностью.

Движущие силы энергетики существенно различаются в двух видах стран - странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) и в развивающихся странах, поэтому они рассматриваются отдельно. Эти две группы представляют 90% мировой энергетики, остальные 10% относятся к странам с переходной экономикой. В табл.6.1. приведены обобщенные показатели обеспеченности некоторых стран мира электроэнергией.

Прогнозируется рост населения в развивающихся странах в период 2000 - 2020 гг. с 2.1 до 3.5 млрд. чел. В странах ОЭСР ожидается рост населения гораздо скромнее: только на 10% за тот же период.

Обобщенные показатели обеспеченности некоторых стран мира электроэнергией, 2001 год /347/

Таблица 6.1

Страна	ВВП по ППС		Производство электроэнергии		Потребление электроэнергии		Население, млн. чел.	ВВП по ППС на душу \$/чел	Эл.см ВВП кВт.ч/\$	Потреб. эл.энер на душу кВт.ч/чел
	Млрд \$	% от мир	Млрд кВт ч	% от мир	млрд кВт ч	% от миров				
США	10990	21,3	4039	25,7	3657	24,8	290	37854	0,33	12596
Китай	6449	12,5	1910	12,1	1671	11,3	1287	5011	0,26	1298
Япония	3582	7,0	1085	6,9	946	6,4	127	28157	0,26	7436
Индия	3033	5,9	597	3,8	519	3,5	1050	2889	0,17	494
Германия	2271	4,4	560	3,6	510	3,5	82	27561	0,22	6189
Англия	1666	3,2	396	2,5	346	2,3	60	27723	0,21	5758
Франция	1661	3,2	567	3,6	433	2,9	60	27600	0,26	7196
Италия	1550	3,0	293	1,9	302	2,0	58	26725	0,19	5207
Бразилия	1375	2,7	365	2,3	371	2,5	182	7554	0,27	2041
Россия	1282	2,5	916	5,8	894	6,1	145	8870	0,7	6186
Канада	959	1,9	560	3,6	521	3,5	32	29770	0,54	16177
Мексика	941	1,8	190	1,2	194	1,3	105	8970	0,21	1848
Испания	886	1,7	262	1,7	231	1,6	40	22030	0,26	5749
Юж. Корея	858	1,7	323	2,1	303	2,1	48	17768	0,35	6282
Индонезия	759	1,5	115	0,7	102	0,7	235	3231	0,13	433
Австралия	571	1,1	227	1,4	201	1,4	20	28938	0,35	10169
Тайвань	529	1,0	209	1,3	154	1,0	23	23404	0,29	6828
Иран	478	0,9	149	0,9	132	0,9	68	7001	0,28	1935
Таиланд	478	0,9	115	0,7	107	0,7	64	7438	0,22	1670
Нидерланды	461	0,8	96	0,6	102	0,7	16	28544	0,22	6291
МИР	51480	100	15740	100	14760	100	6302	8168	0,29	2342

В странах ОЭСР в 1990 году генерирующие мощности, работающие свыше 30 лет, составляли около 12%, в 2000 г. 31% и предполагается их рост до 50% в 2010 г. Около 65% установленных мощностей приходятся на тепловые электростанции с КПД ниже 35%.

В табл.6.2-6.4 и рис.6.2 приведены данные по выработке электроэнергии в мире в некоторых странах за 20 лет и структура энергоресурсов, а также прогноз установленных мощностей электрических станций к 2020 году.

Выработка электрической энергии на электрических станциях мира /212/

Таблица 6.2

Годы Тип станции	1990		2000		2010	
	Млрд кВт.ч	%	Млрд. кВт ч	%	Млрд. кВт.ч	%
ТЭС на газе	1608,3	13,6	2869	19,0	4485	23,0
ТЭС на мазуте	1348,2	11,4	1510	10,0	1755	9,0
ТЭС на угле	4611,7	39,0	5587	37,0	7020	36,0
ТЭС и ВИЭ	2246,7	19,0	2718	18,0	3510	18,0
АЭС	2010,1	17,0	2416	16,0	2730	14,0
Мир	11825	100	15100	100	19500	100

**Производство электроэнергии в некоторых странах мира,
млрд кВт.ч /347/**

Таблица 6.3

Страна	Годы				
	1990	1995	2000	2005	2010
Канада	482	560	595	635	693
США	3197	3280	3572	3867	4112
Австрия	50	52	57	62	69
Бельгия	70	74	76	81	87
Дания	25	35	41	43	41
Финляндия	54	67	80	86	94
Франция	420	474	526	528	552
Германия	549	510	534	550	573
Ирландия	14	16	17	20	23
Италия	216	232	285	354	405
Нидерланды	71	86	94	100	103
Швеция	146	148	155	158	160
Великобритания	319	336	382	411	499
Болгария	42	39	46	49	52
Чехия	62	57	63	65	66
Венгрия	28	34	37	41	45
Польша	136	142	165	187	214
Румыния	63	66	81	97	125
Россия	1082	940	1050	1160	1210
Украина	298	193	208	240	265
Исландия	4	4	4	5	5
Израиль	20	26	35	46	56
Швейцария	55	58	61	62	63
Турция	57	88	139	207	307
Узбекистан	49	47	47	50	51

Из приведенных данных видно уменьшение доли в выработке электроэнергии нефти, АЭС, незначительно угля и увеличение доли природного газа. Доля ВИЭ при этом в мировой электроэнергетике меняется медленно.

Масштабные программы строительства, замены и реконструкции оборудования приведут в 2020 г к полуторакратному росту установленных мощностей электрических станций энергосистем мира по сравнению с 2000 годом (табл.6.4, 6.6).

Для электрических сетей технический ресурс существенно больше, чем для генерирующего силового оборудования. Например, крупные электрические сети в странах ОЭСР имеют сроки службы до 70 лет и соответствующую потребность в замене и реконструкции их оборудования в дальнейшем.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), рост производства электроэнергии в мире в течение первой четверти XXI

Годы Тип станции	1990		2000		2010		2020	
	ГВт	%	ГВт	%	ГВт	%	ГВт	%
ТЭС на газе	481,4	17,0	716,2	20,0	979	22,0	1635	30,2
ТЭС на мазуте	424,5	15,0	501,2	14,0	578	13,0	293	5,4
ТЭС на угле	933,9	33,0	1145,6	32,0	1424	32,0	1928	35,6
ТЭС и ВИЭ	650,6	23,0	823,4	23,0	1024	23,0	980	18,1
АЭС	339,6	12,0	393,6	11,0	445	10,0	580	10,7
Мир	2830	100	3580	100	4450	100	5416	100

столетия оценивается в среднем величиной 2,4 % в год. Прогноз мирового производства электроэнергии до 2030 г. приведен в табл.6.5.

Ожидается, что в 2010 г. будет произведено 19500, а в 2030 г. более 30000 млрд. кВт ч электроэнергии, половина которой будет выработана в развивающихся странах с быстрым экономическим ростом.

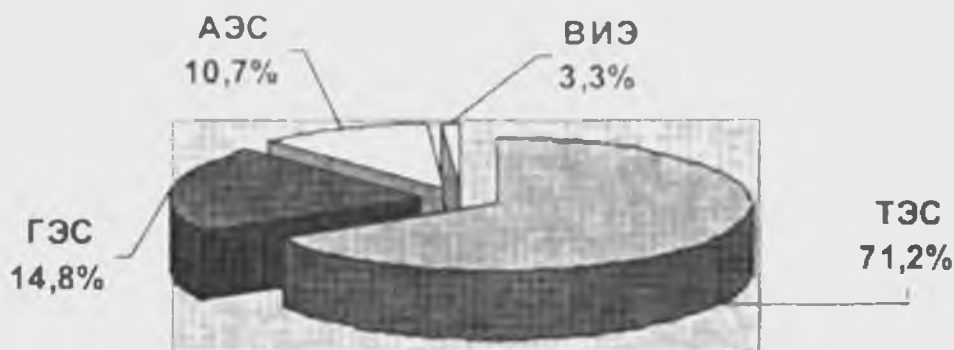


Рис.6.2. Прогноз структуры установленных мощностей электростанций мира, при суммарной мощности 5416 ГВт, 2020 год /212/

Чтобы удовлетворить такой спрос на электроэнергию, до 2020 г. необходимо ввести ~ 3000 ГВт новых генерирующих мощностей. Это означает, что прирост мощности в год до 2010 г. должен составить 103 ГВт и до 2020 г. - 158 ГВт. Оценки объемов ввода новых мощностей за период с 1996 г. по 2020 г. в некоторых странах мира даны в табл.6.6.

В странах ОЭСР потребление электроэнергии на душу населения составляет примерно 2200 - 25000 кВт ч/чел., в развивающихся странах от 340 до 3400 кВтч на человека из-за нехватки электроэнергии (табл.6.7).

В таб.6.8 приведены данные по электроемкости ВВП некоторых стран мира. В странах ОЭСР быстро растет применение в энергетике природного газа. Прогнозируется рост потребления топлива для ТЭС на газе с 20% в 2000 г. до 31% в 2020 г.; ТЭС на нефти за это время существенно снизят производство электроэнергии, а по поводу развития АЭС в на-

Прогноз мирового производства электроэнергии /212/

Таблица 6.5

Годы Тип энергоносителя	2010		2020		2030		Среднегодовой прирост. %
	Млрд. кВт ч	%	Млрд. кВт ч	%	Млрд. кВт ч	%	
Уголь	7020	36,0	9075	35,6	11590	37,17	2,2
Нефть	1755	9,0	1371	5,4	1326	4,25	-0,2
Природный газ	4485	23,0	7696	30,2	9923	31,82	4,5
АЭС	2730	14,0	2710	10,7	2697	8,65	-0,1
ГЭС	3100	15,9	3800	14,8	4259	13,66	1,6
ВИЭ	410	2,1	863	3,3	1381	4,43	5,9
Мир	19500	100	25515	100	31176	100	2,4

стоящее время идут споры, причина - постоянный рост и неустойчивость изменения стоимости углеводородов. Угольные ТЭС останутся на том же уровне, ГЭС несколько снизят свою долю выработки, но использование возобновляемых источников энергии увеличится вдвое с 2 до 4%, хотя это незначительная добавка в общем балансе.

Ввод новых мощностей в некоторых странах мира в 1996-2020 г.г., ГВт /205/

Таблица 6.6

Страна	Мощность
Китай	848
США	298
Индия	178
Россия	138
Бразилия	125
Германия	99
Таиланд	67
Канада	67
Великобритания	65
Тайвань	52
Италия	47
Аргентина	43
Пакистан	36
Испания	33
Малайзия	20
Филиппины	15
Финляндия	13
Чили	13
Португалия	11
Перу	5

Обеспеченность некоторых стран мира электроэнергией, 2005 год /45/
Таблица 6.7

Страна	Обеспеченность, тыс.кВт.ч/на душу
Исландия	25,9
Норвегия	23,4
Швеция	15,3
Финляндия	15,0
Канада	14,9
США	12,4
Австралия	9,7
Новая Зеландия	8,8
Япония	7,6
Бельгия	7,6
Швейцария	7,3
Франция	6,8
Австрия	6,7
Германия	6,3
Россия	6,2
Нидерланды	6,1
Израиль	6,1
Южная Корея	6,1
Словения	5,9
Дания	5,8
Великобритания	5,6
Ирландия	5,4
Испания	5,4
Чехия	5,4
Словакия	5,3
Италия	5,1
Мальта	5,0
Эстония	4,8
Греция	4,4
Болгария	4,4
Португалия	4,0
Венгрия	3,6
Македония	3,5
Хорватия	3,4
Польша	3,0
Литва	2,8
Румыния	2,6
Латвия	2,5
Узбекистан	1,9
Мексика	1,8
Турция	1,7

Страна	Электроёмкость, кВт.ч/долл
Исландия	0,88
Россия	0,77
Норвегия	0,64
Болгария	0,62
Македония	0,58
Швеция	0,54
Финляндия	0,54
Канада	0,5
Эстония	0,42
Словакия	0,42
Новая Зеландия	0,40
Румыния	0,37
Австралия	0,35
США	0,34
Южная Корея	0,33
Чехия	0,33
Хорватия	0,32
Словения	0,32
Япония	0,28
Мальта	0,28
Литва	0,27
Польша	0,27
Израиль	0,27
Латвия	0,27
Бельгия	0,27
Турция	0,26
Венгрия	0,25
Франция	0,25
Германия	0,24
Испания	0,23
Греция	0,23
Швейцария	0,22
Австрия	0,22
Португалия	0,21
Нидерланды	0,20
Дания	0,19
Великобритания	0,19
Мексика	0,19
Италия	0,19
Ирландия	0,16

**Мировое потребление первичных энергоресурсов для
производства электроэнергии /347/**

Таблица 6.9

Энергоноситель	2001 год			2020 год			Прирост в %
	Млн. т.у.т	% от группы	% от мира	Млн. т.у.т	% от группы	% от мира	
Промышленно развитые страны							
Мазут	184	6	42	180	4	30	-2
Природный газ	518	16	49	925	23	48	78
Уголь	1156	36	53	1361	33	43	18
Уран	756	24	80	839	21	73	11
ВИЭ	590	18	52	788	19	48	34
Всего	3204	100	55	4090	100	48	28
Развивающиеся страны							
Мазут	220	12	50	389	12	65	77
Природный газ	256	14	24	515	16	26	101
Уголь	799	45	36	1476	45	85	85
Уран	79	4	8	194	6	17	145
ВИЭ	432	24	38	709	22	43	64
Всего	1786	100	31	3287	100	39	84
Страны СНГ, Балтики и Восточной Европы							
Мазут	32	4	7	36	3	6	11
Природный газ	292	37	27	508	46	26	74
Уголь	245	31	11	292	26	9	19
Уран	108	14	11	115	10	10	7
ВИЭ	112	14	10	151	14	9	35
Всего	788	100	14	1102	100	13	40
Мир в целом							
Мазут	436	8	100	601	7	100	37
Природный газ	1066	18	100	1948	23	100	83
Уголь	2200	38	100	3128	37	100	42
Уран	943	16	100	1145	14	100	21
ВИЭ	1134	20	100	1652	19	100	41
Всего	5778	100	100	8479	100	100	47

В странах Европейского Союза к 2020 г. более 40% суммарной установленной мощности электростанций будет выработано с применением природного газа. В настоящее время 6% электроэнергии в странах Европы генерируется за счет возобновляемых источников - ветра, геотермальной и солнечной энергии, сжигания биомассы. Уже к 2010 г. их доля увеличится до 12%.

Анализ показывает, что централизованное производство электроэнергии не будет в заметной степени замещаться изолированно работающими источниками энергии, что отвечает насущным нуждам рынка.

Энергосистемы развивающихся стран сравнительно молоды. В 1990 г. оборудование со сроком службы более 30 лет составляло всего 5% общей установленной мощности. К 2010 г. доля мощности оборудования со сроком эксплуатации более 30 лет достигнет 27%. Мощность электростанций, работающих на сжигании топлива, составляет 73%.

В отношении сетей стало необходимым развитие национальной инфраструктуры и межсистемных связей с другими странами. Это требует капиталовложений с длительным сроком амортизации. Отсюда - необходимость для этих стран соблюдать требование экономичности вложений: применение модульных систем, оборудования с низкими потерями и высокой эффективностью.

В развивающихся странах также ожидается рост потребления газа на производство электроэнергии: выработка электроэнергии ТЭС на газе вырастет с 700 до 2600 млрд. кВт.ч между 2000 и 2020 гг., т.е. с 13 до 23% общего баланса. Доля угля немного вырастет, а нефти снизится.

Доля выработки электроэнергии на ГЭС немного снизится, а АЭС (около 4%) почти не изменится. Участие возобновляемых источников энергии (кроме ГЭС) составит, как и сейчас, приблизительно 1%. Пример использования разнообразных путей развития электроэнергетики показывает КНР. В настоящее время производство электроэнергии в этой стране составляет около 1/3 всего производства развивающихся стран. Для этого используются угольные ТЭС. Они в 2020 г. выработают около 70% всего производства электроэнергии в стране и составят 64% генерирующих мощностей, т.е. столько же, сколько все ТЭС на газе развивающихся стран. Гидроэнергетика КНР также быстро растет и будет вырабатывать около (19-20)% суммарной электроэнергии.

Согласно большинству прогнозов органическое топливо в ближайшие несколько десятилетий будет по-прежнему играть ведущую роль в структуре топливного баланса тепловых электростанций. Предпосылками для этого являются: хорошая техническая разработка технологий производства электроэнергии на базе органического топлива; значительные разведанные запасы нефти, газа и угля.

Потребность в первичных энергоносителях для выработки электроэнергии в мире и их структура до 2020 года приведены в (табл. 6.9).

В обеспечении энергетической безопасности весьма важное значение имеет диверсификация энергопотребления. Согласно исследованиям зарубежных специалистов, оптимальным является следующее соотношение угля (У), нефти (Н), природного газа (Г), атомной энергетики (А), гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (Гд) в топливно-энергетическом балансе:

$$У : Н : Г : А : Гд = 32 : 25 : 26 : 10 : 7.$$

Такое соотношение определяется прежде всего количеством запасов различных видов энергетического сырья. Выбор вида топлива, технологии сжигания и использования зависит от многих факторов, прежде всего финансовых возможностей государства. В табл.6.10 приведены удельные капиталовложения в электрические станции различных типов.

**Среднемировые удельные капитальные вложения
в энергоустановки различных типов /267/**

Таблица 6.10

Тип электростанции	Удельная стоимость, долл/кВт
Паротурбинная на угле	1150-1470
Атомная	1500-2500
ГЭС большой мощности	1840-2760
ГЭС малой мощности	1150-3450
Газотурбинная	300-340
Парогазовая	500-550
Ветроэнергетическая	1200-4600
Тепловая солнечная	2300-3220
Фотоэлектрическая солнечная	3450-5170
Геотермальная	1150-1720
Приливная	1840-3680
На твердых бытовых отходах	2280-3220
На биомассе	1700-2760

Движущей силой развития электроэнергетики является либерализация рынка электроэнергии. Под ее воздействием за последние 15 лет снизился резерв мощности вследствие конкуренции и изменений рынка. К примеру, резерв пиковой мощности в США и Швеции снизился в период 1990 - 2000 гг. с 20 до 10%.

В то же время рынком поощряется обмен электроэнергией между разными странами, но этот обмен сдерживают ограничения по перетокам мощности в электрических сетях и межсистемных связях.

В последнее десятилетие интенсивно формируются межгосударственные рынки электроэнергии. В частности, в странах Европейского Союза (ЕС) реализацией этой тенденции стало принятие в конце 1996 г. Директивы по электроэнергетике, в которой намечался первый важный шаг по программе либерализации электроэнергетического сектора. В настоящее время основные положения указанной Директивы в разных странах ЕС реализуются в разной степени.

Либерализация электроэнергетики радикально изменила условия инвестирования в электроэнергетические объекты из-за существенного увеличения инвестиционных рисков, что связано с длительными сроками возврата капитала и нестабильностью рыночной ситуации.

Снижение сроков окупаемости электроэнергетических объектов осуществляется путем перехода на энергетические технологии высокой эффективности - газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) установки и энергообъекты высокой заводской готовности, вводимые в эксплуатацию за два-три года. Для ГТУ малой мощности дополнительным стимулирующим фактором, с точки зрения снижения рисков, являются относительно небольшие капиталовложения в единичные объекты. Прогнозируется существенный рост малых ГТУ-ТЭЦ, вырабатывающих одно-

временно электроэнергию и тепло. В частности, в странах ЕС прогнозируется рост суммарной мощности ГТУ-ТЭЦ (прежде всего небольшой мощности) от 74 ГВт в 2000 г. до 91-135 ГВт в 2010 г. и 124-195 ГВт в 2020 г. (в зависимости от энергетической политики ЕС), что составляет 12% от суммарной генерирующей мощности стран ЕС в 2000 г., 13-18% - в 2010 г., 15-22% в 2020 г. Этому процессу способствует упомянутая выше тенденция роста доли газа в топливном балансе электростанций.

Известные преимущества параллельной работы электростанций привели к интенсивному развитию электрических сетей высших классов напряжений, расширению и объединению ЭЭС и формированию крупных территориально протяженных, в т.ч. межгосударственных энергообъединений (ЭО).

Основными факторами, обеспечивающими повышение экономического эффекта при создании мощных (ЭО), являются:

- снижение суммарной установленной мощности ЭС, необходимой для покрытия максимума нагрузки ЭО в целом за счет совмещения графиков нагрузки ЭЭС;

- уменьшение аварийного резерва мощности ЭО за счет взаимопомощи параллельно работающих ЭЭС;

- снижение ремонтного резерва мощности, что облегчает проведение капитальных ремонтов;

- укрупнение ЭС и увеличение единичной мощности агрегатов, что позволяет снизить стоимость 1 кВт новой генерирующей мощности, повысить производительность труда при строительстве и эксплуатации ЭС (благодаря преимущественному вводу на ТЭС высокоэкономичных энергоблоков большой мощности снижаются удельные расходы топлива и себестоимость вырабатываемых электроэнергии и теплоты);

- развитие децентрализации генерирующих мощностей (распределенная энергия), на основе широкого внедрения малых источников электро- и теплоэнергии;

- повышение надежности электроснабжения и качества электроэнергии благодаря поддержанию более стабильных значений частоты и напряжения;

- объединение ЭЭС, позволяющее рационально решать комплексные гидроэнергетические проблемы на основе создания крупных каскадов ГЭС, мощности и ресурсы которых могут быть использованы при их работе в крупных ЭО, в том числе в многоводные годы, что обеспечивает дополнительную экономию топлива;

- уменьшение трудностей, вызванных внеплановыми отклонениями балансов мощности и электроэнергии отдельных ЭЭС (изменениями сроков ввода новых мощностей, изменениями в располагаемых энергоресурсах, отклонениями электропотребления от прогнозных данных и т.д.), благодаря чему могут быть снижены резервы, предназначенные для компенсации внеплановых отклонений.

В настоящее время работают межгосударственные энергообъединения Западной и Центральной Европы (UCTE), Северной Европы (NORDEL), Северной Америки, стран СНГ и ряд других. Идет интеграция ЭЭС и создание крупных энергообъединений в Азии, Африке, Южной и Центральной Америке.

Для Западной и Центральной Европы характерно значительное развитие электрических сетей высших классов напряжений 220-400 кВ, что имеет большое значение для организации обменов электроэнергией на рыночной основе и надежного функционирования энергообъединений. На этой базе происходит формирование трансевропейской объединенной ЭЭС стран Западной, Центральной и Юго Восточной Европы. Дальнейшее развитие этого энергообъединения может происходить путем совместной работы с энергообъединением СНГ на основе усиления связей на переменном токе и сооружения электропередач постоянного тока в рамках широко обсуждаемых проектов "Балтийское кольцо", "Энергомост постоянного тока Восток - Запад". Аналогичное развитие электрических сетей высших классов напряжений характерно для энергообъединений Северной Америки.

Индия, интенсивно развивающая свою электроэнергетику, идет по пути создания национального энергообъединения и развития электрических связей с соседними странами. Формируется межгосударственное энергообъединение на Индокитайском полуострове.

Одним из перспективных регионов с точки зрения создания и развития межгосударственных энергообъединений является Северо-Восточная Азия, включая Восточную Сибирь и Дальний Восток России, Монголию, Китай, КНДР, Республику Корея, Японию. Для этого имеются существенные предпосылки, связанные как с различным территориальным размещением источников энергоресурсов и центров электропотребления, так и существенными потенциальными системными эффектами, получаемыми в результате формирования межгосударственных энергообъединений.

Разрабатываются планы создания ЭО шести стран Центральной Америки (Гватемалы, Сальвадора, Гондураса, Никарагуа, Коста-Рики и Панамы) с общим населением 31 млн. человек. Создание ЭО позволит улучшить электроснабжение населения, только половина которого имеет доступ к электроэнергии.

Энергообъединение стран Персидского залива будет включать ЭЭС Саудовской Аравии, Кувейта, Бахрейна и Катар. На втором этапе, к 2010 гг., будут объединены ЭЭС Омана и Арабских Эмиратов.

Энергообъединение СНГ было восстановлено в 1992 г. на базе соглашения "О координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств". В настоящее время большая часть ЭЭС государств СНГ и стран Балтии работает параллельно. Основой энергообъединения является электрическая сеть напряжениями 220-330-500-750 кВ.

Продолжает успешно функционировать энергообъединение стран Центральной Азии (Южный Казахстан, Узбекистан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан), работающее параллельно с Сибирской частью ЕЭС России. В перспективе можно ожидать усиления этой связи и присоединения к ней энергосистем стран южного направления.

Обобщая, следует отметить главные тенденции развития электроэнергетики в различных странах и регионах мира, которые включают следующие основные положения:

- рост единичных мощностей агрегатов и электростанций, широкомасштабное внедрение малых агрегатов с целью реализации "эффекта от масштаба", главными причинами чего являются либерализация электроэнергетики и появление новых высокоэффективных энергетических технологий;

- увеличение масштабов использования ВИЭ для выработки электроэнергии;

- рост масштабов распределенной генерации, главные причины — либерализация электроэнергетики, появление новых высокоэффективных энергетических технологий и использование ВИЭ;

- расширение региональных, государственных и межгосударственных энергообъединений, что определяется известными системными эффектами совместной работы ЭЭС и повышением роли электроэнергетики.

В последнее время происходят процессы формирования электроэнергетических, в т.ч. межгосударственных пулов, что в перспективе может привести к созданию евроазиатского суперэнергообъединения.

С позиций СИГРЭ, МИРЭС, МЭА и других международных организаций, отличием энергосистем будущего от современных являются:

- решаемость экологических проблем — ТЭС на газе, жидкостная газоочистка, применение экологически чистых материалов, уничтожение которых по истечении срока службы возможно без загрязнения окружающей среды. Для воздушных линий электропередач (ВЛ) — рост плотности передачи в существующих коридорах ВЛ с принятием мер против помех, улучшение визуального впечатления от ВЛ;

- достаточность количества электроэнергии при высоком ее качестве для всей планеты, удовлетворение потребности в электроэнергии, которой не хватает во многих местах мира; дополнительные вложения в добычу и переработку топлива, повышение КПД электростанций и мощности энергосистем, применение ВЛ и межсистемных связей большой мощности (в некоторых странах мощность межсистемных связей может достичь (10-20) % всей установленной мощности);

- доступность электроэнергии, полная электрификация (треть населения мира сейчас нуждается в доступе к коммерческому потреблению электроэнергии); снижение стоимости оборудования, его эксплуатации и ремонта; модульный подход, требующий минимума ухода;

- надежность и высокое качество поставок электроэнергии, лучшая защита распределительных сетей от атмосферных воздействий (ураганы, грозы и др.), внедрение "интеллектуального" оборудования;

– управляемость с использованием информационных технологий, интенсивное оснащение оборудования усовершенствованными датчиками и управляющими устройствами для минимизации опасных воздействий, непрерывный контроль и диагностика, использование сети портативных и стационарных компьютеров для обработки большого количества параметров, а также при планировании и составлении графиков эксплуатации и ухода за оборудованием;

– эффективность производства и потребления электроэнергии, модульный подход к проектированию ("режь и клей") в соединении с упрощением эксплуатации электроустановок ("нажми и работай");

– гибкость и управляемость энергосистем как в нормальных, статических, так и аварийных режимах. Внедрение системных защит с широкой зоной действия от развала энергосистемы. У потребителя – внедрение интеллектуальных устройств и средств связи, позволяющих управлять нагрузкой в часы максимума и минимума.

6.4. Перспективные технологии в электроэнергетике

6.4.1. Научно - технологические направления развития энергетики /2,11,12,13-16,221-222,233-236,237-264/

Стремительный рост потребления энергии ставит вопросы, которые должны быть решены по ходу развития энергохозяйства, причем каждая эпоха, каждый этап имеют свои особенности, учет которых позволит найти оптимальные варианты решения как сегодняшних, так и долгосрочных проблем и уменьшит возможные негативные результаты. В противном случае планете и цивилизации может быть нанесен непоправимый урон. Наглядными примерами являются вопросы, связанные с обеспечением первичными энергоносителями регионов мира, разных стран, с возможными негативными последствиями для экологии; перекосами в структуре энергетики.

На наш взгляд, нужны новые подходы. Генеральной идеей нового подхода на современном этапе развития является признание того, что **энергетика - экономика - природа - общество** взаимосвязаны и неразделимы, и что на протяжении всего XX столетия концепция взаимоотношений промышленной деятельности человека с природной средой была порочной в своей основе. Она исходила из ничем не обоснованного и крайне опасного тезиса: человек вправе и в силах переделывать природу, как ему представляется удобным. Несостоятельность такой посылки стала проявляться с большим опозданием и до сих пор по-настоящему не осознана. Бесконтрольная реализация этого тезиса привела среду жизнедеятельности человека вплотную к возможности глобальной катастрофы. Перед наукой, властью и обществом встала неотложная задача - сформулировать и принять основы, установки и принципы новой концепции устойчивого и экологически безопасного развития энергетики и общества и внедрить их в жизнь.

В основу развития должна быть положена концептуальная схема, построенная на принципах динамично сбалансированного развития системы **энергетика - экономика - природа - общество**. Надо создать условия, чтобы в каждом звене этой цепи и в системе в целом эффективно использовались несколько базисных факторов развития одновременно - труд, капитал, энергия и собственно "энергетическое богатство" самого человека. Приоритеты смежных отраслей промышленности и социального развития должны пронизывать проблемы топливно-энергетического комплекса и способствовать большей гуманизации целей и задач энергетической политики.

Речь идет о крайней необходимости как можно быстрее и в больших масштабах взять на вооружение результаты **"научного взрыва" XX столетия** - новые представления о строении Земли и глобальных процессах, происходящих в ее недрах и в космосе; крупномасштабных переменах в энергетике на базе прорывных технологий и новых источников энергии. Везде, начиная от скважины, угольной шахты, электростанции и до потребителя энергии, в сфере науки, техники, торговли, информатики, просвещения и т.д., в отношениях людей к энергоресурсам и к природе должны произойти крупные перемены.

Еще один особо важный и во многом социальный вопрос - **цена энергии**. От понимания этой проблемы и ее решения во многом зависит качество жизни людей.

По утверждению ряда авторитетных международных энергетических научных центров ближайшее десятилетие может стать переломным и даже **"острокризисным"** этапом роста издержек и, следовательно, высоких цен. Реальная жизнь показывает, что этот процесс уже начался, это подтверждается процессами, происходящими в 2005-2008 годах в ценообразовании энергоресурсов и мировым финансовым кризисом. **Выход из "надвигающейся ценовой угрозы"** - в создании благоприятных условий для внедрения в широких масштабах новых технологий, над которыми в течение длительного времени работали ученые мира и которые сейчас используются недостаточно. Вместе с тем, необходимо отметить тенденцию влияния времени и технологий на процесс производства энергии, в том числе электроэнергии, что прослеживается из табл.6 5.

В ближайшее десятилетие в мире эта тенденция сохранится: доля угля останется примерно на том же уровне, потребление мазута уменьшится, доля ВИЭ незначительно возрастет. Но в отдельных странах и регионах мира ее величина может существенно отличаться. Отсюда вытекает необходимость расширения использования соответствующих технологий.

Сейчас, когда люди стали все больше осознавать остроту проблемы и когда на смену промышленной цивилизации пришла новая волна информационной цивилизации с огромными возможностями широкого общения человечества, создались реальные возможности для того, чтобы направить развитие энергетики в другое русло - на путь энерго- и ресурсосбережения.

Каждый человек обязан понимать, что он может и должен принимать активное участие в формировании и реализации шальной природы энергетической стратегии, в согласовании принципов и норм управления энергоресурсами в рамках своих прав, обязанностей и ответственности. Ключевыми направлениями здесь являются: просвещение населения и подготовка кадров, нормативно-правовая база, взаимодействие и партнерские отношения власти - бизнеса - общественных организаций.

Для достижения этой цели необходимо реализовать ряд долгосрочных проектов. Должны быть разработаны программы реальной альтернативы традиционной энергетике, способной качественно изменить структуру топливно-энергетического баланса и обеспечить эколого - и энергоэффективное развитие общества. В рамках этих программ должна быть предусмотрена реализация ряда крупномасштабных проектов.

В нефтяной промышленности курс должен быть взят на стабилизацию нефтедобычи и на максимально возможное продление конкурентоспособного периода "эры нефти", повышение "выхода" потребительских благ из добываемого углеводородного сырья, повышение нефтеотдачи, особенно на "старых" месторождениях с развитой инфраструктурой.

Необходимо особо выделить проекты, связанные с **природным газом**, которые базируются на **трех** взаимосвязанных прочных опорах: надежность и экономическая доступность сырьевой базы; уникальность, технологичность транспорта, преобразования и хранения энергии; перспективность глобального оздоровления окружающей среды. В последнее время в связи с открытием еще практически нетронутых нетрадиционных ресурсов газа-метана в плотных коллекторах осадочного чехла, угольных пластах, трещиноватых породах. В виде твердых газовых гидратов, в вопрос обеспеченности мира ресурсами газа-метана поднят на новый уровень - практического отсутствия ресурсных ограничений.

Исследователи единодушны в том, что в союзе с последними достижениями науки, техники и технологии в области разведки и геофизики, преобразования энергии, используя природный газ - метан, можно обеспечить глубинную структурную перестройку энергетического баланса многих стран мира, существенно уравновесить долю потребления энергоресурсов различными социальными группами населения и удовлетворить большую часть растущего мирового спроса на экологически чистые и экономически доступные энергетические ресурсы в текущем столетии.

Речь идет о переходе газовой отрасли в новое качество - от преимущественно топливного направления к крупномасштабной газохимии; о более активном участии газа в экологизации ресурсной базы экономики в целом; о его технологичности, взаимозаменяемости, взаимодействии и взаимопомощи другим отраслям ТЭК. Здесь очень важно не допустить разрушения единства связи - добыча, транспорт, распределение и преобразование газа, включая единую научно-техническую, финансовую политику и международную торговлю газом.

В угольной отрасли главное - это технологическое переснащение, имея в виду в ближайшие три десятилетия подготовить ее ресурсно-технологическую и перерабатывающую базу для перехода к "новой угольной волне". "Новая угольная волна" - это грандиозное научно - техническое направление, ожидающее свою реализацию к середине второй половины текущего столетия, это новые чистые угольные технологии с нулевыми выбросами загрязняющих веществ.

В чем состоит проблема чистых угольных технологий, в частности газификации угля, можно выяснить, рассмотрев табл. 6.11.

Обычный состав углеводородных соединений /220/

Таблица 6.11

Вещество	Атомное соотношение		
	H/C	S/C	N/C
Метан (CH_4)	4	0	0
Бензин (C_nH_{2n})	2	0	0
Сырая нефть	1,59-2,06	0,006-0,6	0,0014-0,15
Битуминозный уголь	0,5-0,6	0,007-0,016	0,016-0,018
Лигнит	0,25	0,005	0,015
Антрацит	0,05	0,004	0,001

При сравнении приведенных в табл.6.11 соотношений водорода и углерода (H/C) для угля и нефтепродуктов становится очевидным, что главной проблемой в создании экономически эффективной технологии газификации угля является либо добавление в уголь водорода, либо извлечение из него углерода. Важными являются также проблемы, связанные с присутствием в угле серы и азота. Эти элементы почти всегда входят в состав угля. Их значительно меньше в нефти и нефтепродуктах. Как известно, сера разрушительно действует на катализаторы, используемые при переработке нефти.

Значение использования энергии атома в мирных целях в XXI веке несомненно велико, чрезвычайно важно и ответственно. Именно поэтому здесь в ближайшее десятилетие, наряду с дальнейшим развитием АЭС, предполагается внедрить ряд фундаментальных разработок, обеспечивающих безопасность атомных электростанций и снижение их капиталоемкости. Предполагается широкое внедрение крупных АЭС на базе реакторов VI-V поколений, имеющих высокую надежность и самозащищенность.

В электроэнергетике курс развития должен быть взят на рост и углубление взаимодействия двух систем электроснабжения. Первая - единая электроснабжающая система как надежный и устойчивый фундамент промышленного развития собственной экономики и международной торговли. Важнейшая задача здесь - формирование Единой евразийской электроэнергетической системы. И вторая - локальная "индивидуальная энергетика" как энергетическая база нового информационно - ориентированного образа жизни людей, представителей малого и среднего бизнеса,

оснащенная малогабаритными энергоэффективными техническими средствами с элементами высокой управляемости, стандартизации и автономности электроснабжения местных объектов.

Важнейшим составляющим долгосрочных исследований должно быть **энергосбережение**

Обеспечение требований экологии, наряду с эффективностью энергетического хозяйства, требует объединения интеллектуальных и коммерческих возможностей разных стран и экономических регионов, что одновременно расширит их взаимовыгодную торговлю и сотрудничество в этой области.

Считается, что XXI век должен стать веком рождения новых самостоятельных энергетических отраслей на базе **возобновляемых источников энергии**, в первую очередь, таких как **"Индивидуальная энергетика"**, **"Солнечная энергетика"**, оснащенных экономически доступными техническими средствами. Эти прогрессивные направления энергетики надо развивать сейчас, чтобы в ближайшей перспективе они могли сыграть заметную роль в повышении доли производства чистой энергии в топливно-энергетическом балансе.

Важнейшая составляющая в долгосрочной энергетике - формирование политики, учитывающей ресурсный и интеллектуальный потенциал, накопленный в мире и в каждой стране, опыт создания межконтинентальных энергопотоков. Речь идет о развитии существующих и создании новых международных и межконтинентальных энергетических и газоснабжающих систем, которые требуют широкомасштабного привлечения научно-технического потенциала мира и международных инвестиций. В этом плане следует особо отметить необходимость развития энергетического пространства стран Содружества Независимых Государств и Центральноазиатского региона, основанную на взаимовыгодных рыночных отношениях и принципах.

Рассматривая стратегические задачи энергетики будущего, необходимо помнить, что проблемы переустройства энергетической базы на основе новых технологий не имеют простых и быстрых решений, так как они капиталоемки и времеемки.

Кратко рассмотрим существующие и перспективные технологии, применяемые в электроэнергетике.

6.4.2. Технологии в электроэнергетике /1,5-7,15,45,47,231-236,265/

Как было отмечено выше, по потреблению энергии, долевому участию в выработке электроэнергии, страны делятся на две группы: страны ОЭСР и развивающиеся страны. Главным действующим фактором развития электроэнергетики в группе развивающихся стран является недостаток электроэнергии, который усугубляется процессом урбанизации. Как было отмечено выше (табл.6.7), для этих стран характерно низкое удельное потребление электроэнергии: в странах ОЭСР этот показатель в 6 - 10 раз больше.

Структура энергетики в этих странах относительно молода. Темпы роста установленной мощности в развивающихся странах велики - можно прогнозировать ее увеличение с 1050 ГВт в 2000 г до 2400 ГВт в 2020 г. Столько же будут иметь к этому времени и страны ОЭСР.

Развитие электроэнергетики в развивающихся странах характеризуется особенно жесткими требованиями к экономичности вложений, высокой эффективности электрических станций и сетей.

Большое влияние на будущие энергосистемы окажет повышающееся внимание к охране окружающей среды. В части электростанций это приведет к освоению экологически чистых или мало загрязняющих среду процессов, к повышению общего КПД преобразования энергии. В части линий электропередачи - к снижению визуального, электромагнитного и акустического воздействия, применению экологически безвредных материалов.

Представляется, что через 20 лет энергосистемы будут отличаться следующими особенностями:

- малое влияние на окружающую среду, чистота и высокий КПД производства электроэнергии;
- высокое качество и надежность поставок электроэнергии;
- широкое применение информационных технологий для управления и контроля работы;
- гибкость и управляемость, обеспечивающие быструю и точную реакцию энергоснабжения на потребности рынка.

Будет достигнут достаточный уровень производства энергии для всего человечества, всех государств мира. А доля электричества в общем производстве энергии будет продолжать расти, электроэнергия будет играть все большую роль в мировой энергетике. Покрывать его рост следует за счет экологически приемлемых источников энергии.

Рост потребления будет ограничиваться мерами по экономии электроэнергии, в частности, в бытовом секторе. По данным международных экспертов, из 1/3 потребления, приходящегося на бытовую нагрузку, средневропейский бытовой сектор потребляет 38% электроэнергии на обогрев и горячую воду, 22% - на холодильники и кондиционеры, 14% - на стирку и сушку, 8% потребляет бытовая электроника, 8% - приготовление пищи, 10% уходит на освещение и бытовые приборы. Экономия электроэнергии в домашнем хозяйстве может осуществляться, например, за счет: использования современного холодильника вместо купленного 20 лет назад - 40%, применение экономичных ламп вместо обычных - 80%; только в результате этого экономится до 30% обычного потребления электроэнергии одной семьей.

Многое в развитии электроэнергетики определяют ограничения на выбросы в атмосферу газов, грозящих парниковым эффектом на Земле. В 2000 г. выбросы CO₂ от ТЭС составили около 6,5 млрд т или примерно 1/3 всех выбросов углекислого газа.

Ход развития электроэнергетики в последнее столетие характеризовался, сдвигом от локального к региональному и государственному, национальному. Создание межгосударственных объединений на основе мощных межсистемных связей в следующие 20 лет будет продолжаться нарастающим темпом. И основным направлением развития современной электроэнергетики, как было отмечено выше, является создание мощных энергообъединений (ЭО), охватывающих огромные территории, на которых крайне неравномерно распределены энергоресурсы и производительные силы. Создание мощных ЭО сопровождается усложнением структур генерирующих мощностей и системообразующих схем электрических сетей, а также значительным усложнением систем диспетчерского и противоаварийного управления. Вместе с этим создание мощных ЭО обеспечивает значительный экономический эффект и повышает надежность электроснабжения потребителей

В связи с перспективой развития и создания межгосударственных и межконтинентальных энергообъединений в Европе, на Американском континенте, в Африке и Евроазиатском регионе ведутся комплексные работы по созданию сверхдальних электропередач сверхвысокого напряжения (750-1150 кВ) на переменном и постоянном токе длиной 2000-4000 км, принципиально новых генерирующих машин и аппаратуры, на базе которых будут созданы соответствующие межсистемные связи и обеспечены соответствующие режимы. Сюда входят:

- гибкие электропередачи переменного тока с равномерно распределенными вдоль линии статическими тиристорными компенсаторами (СТК)-источниками реактивной мощности). СТК состоят из регулируемых конденсаторов и реакторов. Они позволяют проводить пофазное регулирование напряжения, повышают статическую и динамическую устойчивость энергосистем, увеличивают показатели надежности энергообъединений. При их применении дальность электропередачи увеличивается. Единичная мощность СТК достигла 600 МВА;

- полуволновые или настроенные на полуволну электропередачи переменного тока, имеющие реальную дальность 2000-4000 км, в результате подключения дополнительных емкостей и реакторов приобретающие уникальные энергетические показатели и свойства линий длиной 3000 км. Уникальность таких передач выражается в резком увеличении передаваемой мощности, увеличении запасов статической и динамической устойчивости, равномерном распределении напряжений вдоль линий при определенных режимах и др;

- электропередачи постоянного тока, которые не имеют проблемы статической и динамической устойчивости;

- синхронные генераторы новой конструкции, совмещающие в себе свойства генератора и трансформатора (Швеция, Россия, Германия, США). Такие генераторы подключаются в сеть без повышающего трансформатора, чем достигается существенное снижение потерь, они проще в изготовлении, облегчаются монтаж и эксплуатация генераторов, уход за ними,

повышается надежность. В настоящее время в мире эксплуатируется около десятка таких генераторов на напряжения 30-155 кВ;

- внедрение мощных трансформаторов с новой технологией сушки изоляции без вывода их из работы,

- новые выключатели высокого напряжения на базе достижений интеллектуальной техники, выключатели, совмещающие в одном корпусе кроме выключателя и трансформатора тока еще и разъединители с заземлителем. Этот комбинированный аппарат позволяет сделать открытые распреустройства (ОРУ) весьма компактными и является перспективным для будущих ОРУ;

- новые поколения синхронных генераторов, двигателей, индуктивных накопителей энергии, кабелей повышенной пропускной способности, силовых трансформаторов и т.д. на основе низко- и высокотемпературных сверхпроводников. Применение названных элементов в электроэнергетике позволит уменьшить общие потери энергии почти на 50% , повысить запасы устойчивости синхронных генераторов в несколько раз, так как синхронная реактивность генераторов при применении сверхпроводников уменьшается не менее, чем в 4 раза. При этом в связи с уменьшением габаритов машин в несколько раз уменьшается также стоимость зданий станций и т.д.

Одним из важных направлений развития мировой электроэнергетики является повсеместное внедрение парогазовых установок (ПГУ) и **теплофикация**, под которой понимается комбинированная выработка теплоты и электрической энергии (**когенерация**) на тепловых электростанциях (теплоэлектроцентралях-ТЭЦ). Теплофикация является наиболее рациональным методом использования топливных ресурсов. В последнее время в мире получает распространение комбинированная генерация электроэнергии, тепла и холода (**тригенерация**), позволяющая существенно увеличить эффективность использования топлива (табл.6.12). Необходимо отметить, что данный способ повышения эффективности использования топлива был предложен также специалистами нашей страны/20/.

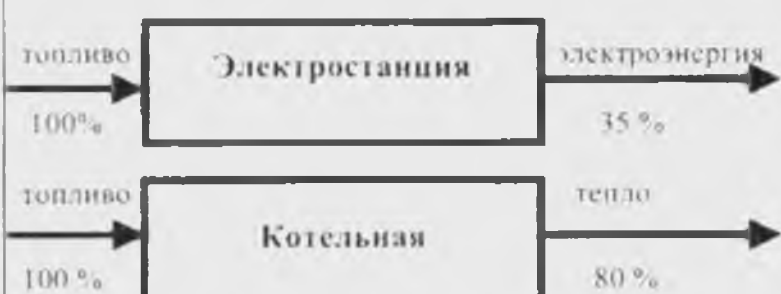
Эффективность применения парогазовых технологий (ПГУ) объясняется следующими причинами: экономичность станций существенно возрастает по сравнению с паротурбинными установками (повышение КПД примерно с 33% до 55% и более), пониженные выбросы CO_2 , NO_x и других вредных веществ, меньшее потребление технической воды, высокая маневренность и гибкость в эксплуатации, малая продолжительность пуска и останова. В эксплуатации находятся агрегаты мощностью до 500 МВт.

Необходимо отметить, что теплофикация как научно-практическое направление получила развитие в 30-40 годах XX века в России. В развитых странах - после нефтяного кризиса, случившегося в 70-х годах и продолжавшегося роста цен на органическое топливо в 80-х гг. В ряде стран на государственном уровне были разработаны программы развития комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

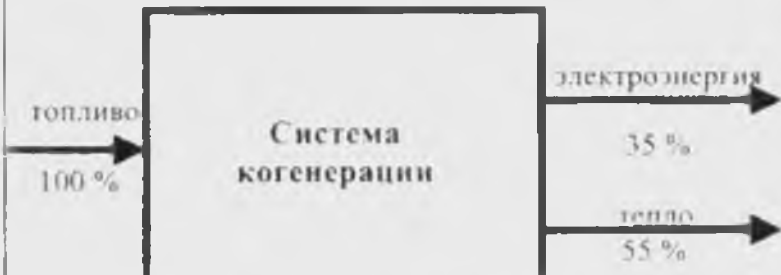
Учитывая важность и перспективность когенерации, остановимся подробнее на этом вопросе. Централизованное теплоснабжение на базе

Таблица 6.12

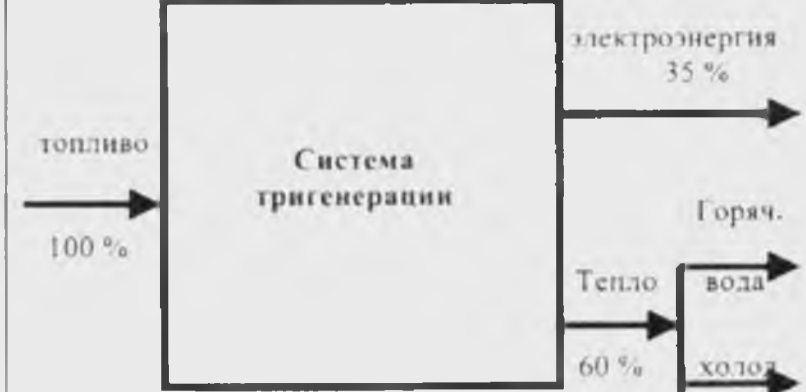
**Раздельное производство электроэнергии и тепла
(Традиционная схема)**

		Общая эффективность $\text{КПД} = \frac{35 + 80}{200}$ $\approx 0,58$

**Совместное производство электроэнергии и тепла
(когенерация)**

		$\text{КПД} = \frac{35 + 55}{100}$ $\approx 0,9$

**Совместное производство электроэнергии, тепла и холода
(тригенерация)**

		$\text{КПД} = \frac{35 + 60}{100}$ $\approx 0,95$

комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, т.е. **теплофикация**, обладает рядом очевидных преимуществ. Комбинированная выработка электроэнергии и тепла приводит к 20 - 30%-му снижению расхода топлива, используемого для производства электро- и теплотенергии в целом по сравнению с раздельной выработкой двух видов энергии, дает возможность полезно использовать в системах централизованного теплоснабжения отработавшую при выработке электроэнергии теплоту, которая на тепловых электростанциях (ТЭС) конденсационного типа бесполезно сбрасывается в окружающую среду. Промышленные и коммунальные котельные, в отличие от ТЭЦ, имеют худшие показатели по коэффициенту полезного действия, по удельным затратам топлива на выработку 1 Гкал тепла, а главное - повышенные показатели по выбросам вредных веществ в атмосферу.

Другими преимуществами теплофикации является улучшение условий градостроения, так как она позволяет заменить многочисленные местные котельные крупными высокоэффективными источниками тепла - ТЭЦ, возможность использования любых видов органического топлива. В связи с этим. Актуальность развития теплофикации также обусловлена необходимостью сокращения вредных выбросов CO₂ в атмосферу.

Необходимо отметить, что политика правительств многих промышленно-развитых стран, в том числе Западной Европы, направлена на поощрение строительства теплоэлектроцентралей как источников комбинированного производства двух видов энергии.

Как было отмечено выше, в странах Западной Европы теплофикацию стали активно внедрять после нефтяного кризиса 1973 года, когда цены на нефть и другие энергоносители сильно возросли. В результате целенаправленной политики правительств Дании, Финляндии, Швеции - стран, где в структуре производства электроэнергии преобладают ТЭС, начали внедрять эту технологию. Доля теплофикационной выработки в Дании и Финляндии составляет в настоящее время 50% и продолжает расти.

В 12 странах ЕЭС, в том числе Германии, Италии, Люксембурге, Португалии, Греции, Испании, Дании, Великобритании в последние 10-15 лет практически удвоилась мощность ТЭЦ, что позволило вытеснить соответствующий объем электроэнергии и тепла, вырабатываемых по раздельным схемам энергоснабжения. Предположительно, к 2010 году во всех странах ЕЭС будет выработано 18-20% электроэнергии на ТЭЦ, что в 2 раза больше, чем в 1994 году. Правительство США также приняло решение удвоить к 2010 г. установленную мощность ТЭЦ.

Опыт развитых государств (Россия, Евросоюз) показывает, что в связи с возрастающим применением в энергетике газовых турбин наиболее приемлемыми являются проекты перевода котельных, работающих на газе, тепловой мощностью 50 и более Гкал/ч в режим работы малых ГТУ-ТЭЦ с полной утилизацией тепла выхлопных газов от ГТУ. В этом режиме коэффициент использования топлива (природного газа) достигает 80-

90%, что существенно выше даже по сравнению с современными ТЭЦ, работающими с использованием паротурбинной технологии.

Модернизация крупных котельных путем надстройки их газотурбинными установками (ГТУ) кроме технических и экономических преимуществ позволяет расширить рамки энергетического бизнеса. В условиях либерализации рынка электроэнергии более дешевая электроэнергия будет пользоваться преимущественным спросом потребителей. Кроме того, появление **второго и третьего продуктов** в виде электроэнергии и холода (в дополнение к тепловой энергии) повышает надежность обеспечения собственных нужд энергообъекта, что весьма существенно для бесперебойной подачи теплоносителя в теплофикационную систему города или систему теплоснабжения предприятия. В табл.6.12 приведены обобщенные, ожидаемые повышения показателей эффективности использования топлива при внедрении когенерации и тригенерации.

Таким образом, обобщая можно отметить, что теплофикация имеет ряд преимуществ по сравнению с отдельным теплоэнергоснабжением, т. е. с централизованным теплоснабжением от крупных котельных и электроснабжением от тепловых электрических станций, это:

- повышение производительности труда и снижение эксплуатационных расходов в системах энергоснабжения благодаря производству теплоты и электрической энергии на общих установках;

- повышение надежности электроснабжения и снижение начальных затрат в электрические сети в связи с более близким размещением ТЭЦ к центрам электропотребления по сравнению с тепловыми электрическими станциями;

- более широкие возможности использования для теплоснабжения низкосортных видов топлива;

- улучшение санитарного состояния и чистоты воздушного бассейна городов и промышленных районов вследствие использования более совершенных методов золо- и газоочистки продуктов сгорания, а также методов защиты атмосферы от загрязнений;

- улучшение чистоты водных бассейнов, в результате сокращения сбросов загрязненных вод и уменьшению расхода воды на производство электрической энергии;

- улучшение микроклимата из-за сокращения сброса теплоты из конденсаторов электростанций в окружающую среду;

- обеспечение необходимых условий для ликвидации низкоэкономичных котельных и для рационального использования трудовых ресурсов благодаря созданию мощных высокоэкономичных источников производства теплоты.

6.5. Зарубежный опыт энергосбережения

Ниже рассмотрены вопросы энергосбережения. Обобщены подходы к этой проблеме в разных странах мира.

Показывается, что энергосбережение является основой энергоэффективности экономики. На основе опыта других стран, доказывается, что

до 70% энергосбережения достигается без применения крупных капиталовложений, на основе администрирования – своевременного контроля и учета использования электроэнергии и энергоресурсов.

Показана необходимость внутреннего и внешнего энергетического обследования (аудит) и приведены особенности их проведения.

Обосновывается необходимость комплексного подхода к вопросу энергосбережения: в составе контролирующего органа должны быть не только группы аналитиков, энергоаудиторов и т.д., но также и ремонтные подразделения, которые могли бы оказать соответствующую платную услугу предприятию, где проведен энергоаудит.

6.5.1 О значении энергосбережения /2,16,47,265-267,273-288/

Энергосбережение должно стать важнейшим направлением в энергетике каждого государства, так как благодаря ему можно решать многие проблемы: снижение добычи первичных энергоресурсов, уменьшение выбросов вредных веществ в атмосферу при производстве электрической и тепловой энергии, снижение потребности в инвестициях в энергетiku, повышение конкурентоспособности отечественных товаров и услуг за счет снижения затрат на энергию.

Мероприятия по энергосбережению должны быть системными и включать в себя экономические, организационно-распорядительные, технические и социально-психологические методы.

Долгое время основным показателем успешного развития топливно-энергетического комплекса считался рост производства энергоресурсов. Должного внимания их рациональному использованию и экономии не уделялось. Экономическая оценка работы предприятий проводилась по валовым показателям, рост которых и обеспечивал экономическое благополучие предприятий.

Энергосберегающая политика государства должна осуществляться в отношении каждого конкретного потребителя энергоресурсов - производителя конкретной продукции и на всех стадиях его функционирования.

Энергосберегающая политика - это ориентированный на длительную перспективу комплекс мер по повышению эффективности использования энергоресурсов путем:

- сокращения расхода конечной энергии на удовлетворение соответствующего объема общественных потребностей;

- повышения эффективности использования энергоресурсов совершенствованием системы "добыча - преобразование - распределение - использование" на каждом ее этапе;

- замещения дорогих и ограниченных по запасам источников энергии (нефти и природного газа) более дешевыми и возобновляемыми источниками энергии;

— применение перспективных технологий, повышающих энергоэффективность использования энергоресурсов, при обеспечении экологических требований.

Основные задачи системы государственного регулирования в реализации энергосбережения

- создание соответствующей законодательной, нормативно-правовой и методической базы, стимулирующей реализацию энергосберегающих мер;
- обеспечение условий правовой и экономической заинтересованности;
- определение уровня эффективности использования предприятием потребляемых энергоресурсов и выявление потенциала энергосбережения.

Энергосбережение осуществляется на основании проведения энергетической экспертизы на стадии проектирования и пуска предприятия или энергетического обследования во время его эксплуатации путем сопоставления фактической величины удельной энергоемкости затрат при производстве продукции или услуг с нормативным значением удельной энергоемкости. Это особенно важно для энергетических предприятий, в которых должен быть обеспечен соответствующий удельный расход топлива (табл.6.13).

Удельные расходы топлива различных энергоустановок /20/

Таблица 6.13

Энергоустановка	Удельный расход, г.у.т./кВт.ч
Паротурбинные и газотурбинные установки	330
Парогазовые установки	210
Комбинированное производство электроэнергии и тепла	145

Чтобы показать читателю масштабы потребления первичных энергоресурсов электростанциями для выработки электроэнергии, приведем суточную их потребность, при условии, что мощность станции 1000 МВт (табл.6.14). Приведенные данные сами говорят за себя.

Уровень эффективности использования ТЭР при производстве любого вида продукции и реализации услуг должен соответствовать достигнутому в стране и экономически оправданному уровню развития работающей и создаваемой техники, используемых технологий и преобразуемым материалам при соблюдении требований к охране окружающей среды. Этот уровень может быть оценен отношением фактической удельной электроемкости затрат при производстве и реализации продукции или услуг к ее нормативному значению с учетом некоторых поправок.

Очевидно, что в условиях рыночной экономики проводить широкую модернизацию и обновление основных фондов, увеличивать добычу и производство энергоресурсов, осуществлять действенную энергосберегающую политику, решать экологические и социальные проблемы одновременно и в необходимых масштабах государство не может из-за

**Суточная потребность электростанции мощностью
1000 МВт в топливе /220/**

Таблица 6.14

Топливо	Удельная теплота сгорания, Дж/кг	Необходимое суточное количество топлива
Каменный уголь	$(3,0-5,5) \cdot 10^7$	6750 т (100 вагонов при КПД = 0,4)
Нефть	$4,3 \cdot 10^7$	4600 т при КПД = 0,4 (77 цистерн по 60 т)
Делящийся изотоп урана ^{235}	$8,2 \cdot 10^{13}$	3 кг уран-235 (или 430 кг природного урана КПД=0,40)
Тяжелый водород-дейтерий ^2H (управляемая термоядерная реакция)	$2,4 \cdot 10^{14}$	1 кг ^2H (или 30 м ³ морской воды при КПД=0,40)

недостатка финансовых и материальных ресурсов. Однако держать под контролем этот вопрос, разработать соответствующие правовое - нормативные документы и комплексные Государственные программы может.

Западные страны после энергетического кризиса 70-х годов создали программы энергосбережения, включающие правовые и экономические стимулы для осуществления крупных энергосберегающих мероприятий, вложив необходимые финансовые и материальные ресурсы в экономику топлива (особенно нефти и нефтепродуктов) и энергии. В результате осуществления комплекса энергосберегающих актов экономика западных стран и США процветает при устойчивом и надежном снабжении нефтью и нефтепродуктами. Например, за 10 лет потребление нефти снизилось в США на 65, в Англии - на 20, в ФРГ - на 21, во Франции - на 30 млн. т условного топлива в год, при устойчивом росте экономики. Почти 10 лет экономика США и стран Западной Европы развивалась без прироста потребления энергоресурсов.

Экономическая эффективность энергосбережения настолько велика по сравнению с наращиванием добычи и производства энергоресурсов, что ее реализация позволит одновременно решить проблему обновления и модернизации основных фондов, экологические и социальные проблемы; создаст условия для увеличения добычи и производства топлива и энергии, если это потребуется в более отдаленной перспективе. При этом следует помнить, что 1 т условного топлива, сэкономленная у потребителя, равноценна добыче не менее 1,3-2 т условного топлива. По оценкам специалистов, отдача от 1 долл., вложенного в энергосбережение составляет 3 долл., т.е., в три раза превосходит затраченные в нее средства /282/.

Энергопотребление в расчете на одного жителя в некоторых странах мира приведено в табл.6.15. Энергоемкость ВВП в таких странах, как

США, Франция, Германия, Япония соответственно равны - 0,795, 0,380, 0,355, и 0,352 т.у.т/1000 долл.ВВП.

Подходы к организации стимулирования энергосбережения на начальном и последующем этапах различаются.

Опыт проведения энергосберегающей политики в развитых странах показывает, что существуют три крупных направления и два временных этапа, позволяющих реализовать резервы энергосбережения.

Первое эффективное малозатратное направление для начальной стадии осуществления энергосберегающей политики - это рационализация использования топлива и энергии. Экономические стимулы практически отсутствуют, основной упор делается на организационные меры с одновременным ускоренным созданием экономических основ, мобилизующих производителей и потребителей ТЭР на энергосбережение. Анализ опыта других стран показывает, что от 50 до 70% реализуемого потенциала энергосбережения приходится, в первую очередь, на организационные мероприятия /282/. Это, прежде всего, прекращение выпуска неконкурентоспособных товаров, ликвидация потерь в промышленности, в сельском и коммунально-бытовом хозяйстве. За счет реализации этого направления можно сократить потребность в топливе и энергии на 12- 15%.

На рис. 6.3 приведены суммарные потери электроэнергии в некоторых странах, на основании анализа которых прослеживаются возможности повышения эффективности энергосбережения.

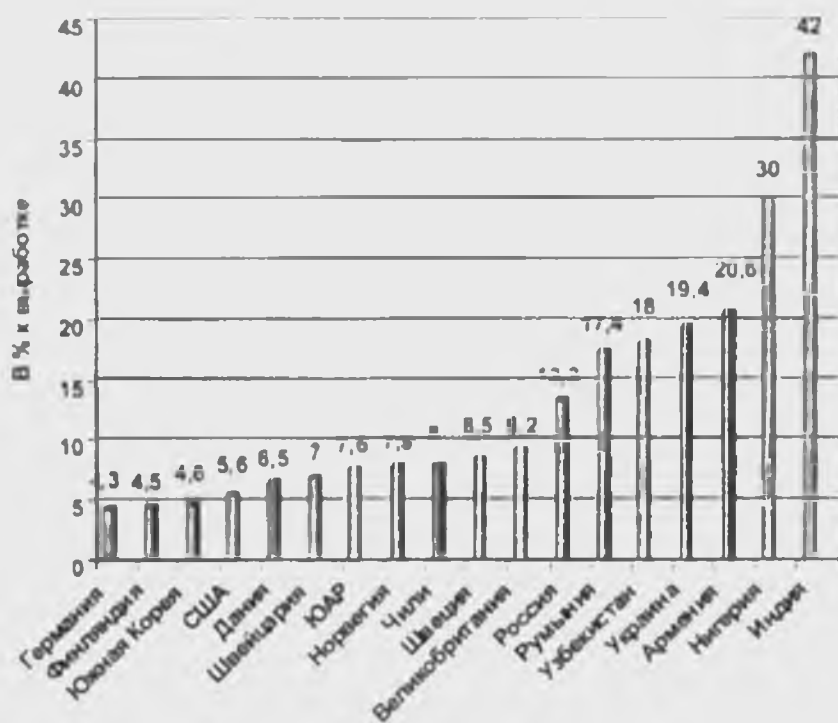


Рис.6.3. Суммарные потери электроэнергии в различных странах /20/

**Энергоемкость экономики и энергопотребление
на душу населения в различных странах, 1994-2004 г.г. /33,180/
Таблица 6.15**

Страны	Энергоемкость ВВП, т.у.т./1000 долл ВВП		Энергопотребление на душу населения, т.у.т./душу населения	
	1994	2004	1994	2004
Россия	3,57	1,71	6,85	6,71
Украина	6,0	3,14	4,28	4,28
Польша	1,42	0,57	3,57	3,43
Чехия	1,28	0,57	5,42	6,28
Венгрия	0,85	0,28	3,28	3,28
Словакия	1,57	0,71	4,42	5,0
Европейский Союз (15)	0,28	0,14	5,28	5,71
Саудовская Аравия	0,85	0,70	7,0	8,42
Иран	1,71	1,42	2,14	3,28
Китай	2,14	1,0	1,0	1,57
Индия	1,0	0,71	0,43	0,428
Бразилия	0,28	0,43	1,28	1,43
Венесуэла	1,28	0,86	3,57	3,71
Мексика	0,43	0,28	11,71	2,0
Узбекистан	Н.д	1,28	Н д	2,85

Второе направление связано со структурной перестройкой экономики, изменением темпов развития энергоемких отраслей. Например, энергоемкость продукции легкой промышленности, сферы услуг, строительства в 8 - 10 раз ниже, чем в топливно-энергетических отраслях и в 12-15 раз ниже, чем в металлургии. Резерв снижения потребности в топливно-энергетических ресурсах за счет структурных изменений в экономике страны составляет примерно 10-12% от существующего потребления.

Третье направление - это внедрение энергосберегающих технологий, процессов, аппаратов и оборудования в наиболее энергоемких отраслях. Кроме того, энергосберегающие технологии являются экологически чистыми и не требуют дополнительных затрат на решение социальных проблем.

На первом этапе (перспектива в 3-5 лет) реализуются мероприятия по рациональному использованию и всемерной экономии энергоресурсов, которые не требуют крупных затрат. Как было сказано выше, это - организационные меры (плановые и законодательные) по совершенствованию средств учета и контроля, повышению ответственности каждого руководителя и потребителя при использовании энергии, а также применение таких рычагов, как материальное и моральное стимулирование, ликвидация непроизводительных потерь энергии, использование вторичных энергоресурсов, улучшение качества топлива и энергии и т.д.

На втором этапе (10-15 лет) главными мерами энергосберегающей политики станут массовое внедрение новых энергосберегающих технологий, в том числе путем замены устаревшего оборудования, реконструкции действующих производств, снижения материалоемкости продукции и внедрения менее энергоемких материалов, рационализации схем транспортных перевозок и сочетания разных видов транспорта, повышения уровня теплоизоляции существующего фонда зданий, изменения структуры отраслей экономики в целях снижения ее удельной энергоемкости. На этом же этапе прогнозируются и будут приняты меры к массовому замещению жидкого и экономии газообразного топлива за счет использования твердого топлива и возобновляемых энергоресурсов. При всей значимости для народного хозяйства осуществления первого этапа энергосберегающей политики, ее второй этап является генеральной линией коренного повышения энергетической эффективности.

Имеются принципиальные отличия в содержании прогноза экономии энергетических ресурсов на ближнюю (до 10 лет) и более дальнюю перспективу. Прогноз на ближнюю перспективу основан на анализе существующей техники и имеющейся номенклатуры выпускаемой продукции. Целью такого прогноза является разработка предложений по реализации конкретных мероприятий, снижающих потребление топлива и энергии или высвобождающих дефицитные виды энергоресурсов.

Себестоимость отпуска электроэнергии в мире, цент/кВт.ч /347/

Таблица 6.16

Тип электростанции	Себестоимость электроэнергии
Угольная ТЭС	2,4 – 3,3
Парогазовая установка (ПГУ) на природном газе	1,6 – 2,55
АЭС с реакторами ВВЭР-1000	1,8 – 3,24
Когенерационные установки	1,2 – 2,8

Прогноз на более дальнюю перспективу (20-30 лет) обладает значительно большей степенью неопределенности. В этот период произойдет практически полная смена оборудования и технологий, производство одних видов продукции будет заменено другими, будут реализованы научно-технические достижения, конкретные результаты которых еще далеко не ясны. Поэтому на данном этапе прогноз экономии по сути сводится к прогнозу научно-технического прогресса в энергопотреблении.

В странах с развитой рыночной экономикой реализация энергосберегающей политики осуществлялась путем принятия крупных и жестких законодательных и экономических мер. Учитывая это, нужно предусмотреть механизм законодательного и экономического стимулирования всех поставщиков и потребителей энергоресурсов для обеспечения эффективности энергосберегающей политики и в долгосрочной перспективе. Особое внимание следует уделить изысканию финансовых и материальных ресурсов, необходимых для осуществления этой политики.

Весьма важными являются вопросы тарифообразования и финансирования при проведении энергосберегающих мероприятий. В табл.6.16 и табл.6.17 приведены показатели себестоимости выработки электроэнергии традиционными электрическими станциями и усредненные тарифы на электроэнергию от разных источников.

**Усредненные значения тарифов на электроэнергию
от разных источников, цент/кВт·ч /267/**

Таблица 6.17

№ п/п	Наименование источника	Миним.	Максим.
1	Микро и малые ГЭС	3	4
2	Газотурбинные установки с комбинированным циклом	3,9	5
3	Ветроэлектростанции	4,05	5
4	Атомные электростанции	4,1	8,2
5	Геотермальные станции	5	6,1
6	Тепловые электростанции на газе	5	6,8
7	Станция работающая на твердых бытовых отходах	5,1	7,3
8	Станция работающая на газе свалок	5,02	8
9	Тепловая электростанция на угле	5,1	8,1
10	Станция на отходах деревообработки	5,15	7,2
11	Тепловые электростанции, экологически чистые	7,3	9
12	Станции на газе биомассы	8,0	9,1
13	Станции солнечно-термодинамические	8,01	10
14	Фотоэлектрические станции	20,0	28,0

Необходимо поэтапное внедрение энергосберегающей тарифной политики для стимулирования энергосбережения у потребителей. В основном, это дифференциация тарифов по времени (суток, недели, года для регулирования электрической и тепловой нагрузки), по объемам потребления энергии (для сдерживания превышения стандартов потребления), по объемам экономии энергии (для премирования за реализацию мер по энергосбережению).

Кроме того, это тарифные кредиты, т.е. временное снижение тарифов для потребителей, осуществляющих энергосбережение. Тарифный кредит предоставляется как безвозвратный (дотации предприятий ТЭК, особенно для бюджетных организаций), беспроцентный (с возвратом долговых сумм через оговоренный промежуток времени) или процентный (то же, но с процентами).

Традиционными источниками финансирования энергосбережения являются собственные средства предприятий. Важным источником финансирования энергосбережения должны стать кредиты отечественных и зарубежных инвесторов. Еще один источник инвестиций - фонды энергосбережения, создаваемые за счет отчислений от абонентной платы и из тарифа электростанций, энергопроизводящих предприятий и других источников. Предприятия ТЭК должны инициировать создание таких фондов энерго-

сбережения. Фонды энергосбережения в ряде случаев могут служить гарантией для привлечения инвестиций для особо важных проектов.

Дополнительным источником финансирования энергосбережения могут служить средства специально организованных энергосберегающих компаний (ЭСК). Осуществляя коммерческую деятельность в сфере энергосбережения, часть средств они могут направлять на энергосбережение.

6.5.2. Энергосбережение - основа энергоэффективности /16,47,265-267,273-288/

Эффективное использование энергетических ресурсов - это достижение экономически оправданной эффективности использования энергетических ресурсов при существующем уровне развития техники и технологий и соблюдении требований к охране окружающей природной среды. Это означает, что необходимо обеспечить более эффективное использование энергоресурсов, при котором уровень удельной нормативно-расчетной величины энергоемкости затрат при производстве конкретного вида продукции будет иметь тенденцию к уменьшению при повышении уровня развития экономики.

Показатели эффективности использования энергоресурсов - нормативное значение удельного расхода топлива, норма потерь и экологические параметры производства электро- и теплоэнергии.

Успешное выполнение программ энергосбережения, получение высокой отдачи от инвестиций в энергосберегающие мероприятия во многом зависят от уровня планирования и организации работы. Прежде всего это касается выбора приоритетных направлений экономии энергоресурсов на предприятиях.

Необходимо иметь в виду, что направление, связанное с инвестициями в энергосбережение, имеет некоторые издержки, в частности, отдаленные сроки получения реального экономического эффекта в связи с довольно длительными сроками внедрения и освоения нового оборудования и технологий, необходимость выделения крупных средств на закупку и установку нового оборудования и перестройку технологических процессов. В ряде случаев сроки окупаемости инвестиций оказываются слишком большими, в связи с чем при сложившихся в мировой практике высоких пороговых коэффициентах эффективности капитальных вложений в энергосбережение (в США, например, они приняты в размере 30 - 50%) энергетически эффективные мероприятия могут быть отвергнуты.

Привлекательность режимно-эксплуатационных и организационно-экономических мероприятий состоит в том, что многие из них могут быть осуществлены практически без капитальных затрат или с очень небольшими затратами и немедленным получением эффекта. Например, экономия электроэнергии в прядильном производстве обеспечивается выбором оптимальной периодичности чистки и наладки прядиль-

ных машин. Значительная экономия тепловой энергии в сушильных установках текстильных отделочных фабрик может быть получена на счет устранения пересушки ткани. На предприятиях возможно внедрение большого числа мероприятий по экономии топлива и энергии, затраты на которые окупятся за несколько месяцев /169/.

Зарубежные фирмы (США, Англии, Скандинавских стран), отбирая энергосберегающие мероприятия путем их ранжирования по эффективности, в первую очередь включают в планы организационные и режимно-эксплуатационные мероприятия со сроками окупаемости затрат менее 1 года. Далее включают мероприятия технического характера со сроками окупаемости затрат от 1 до 3 лет и, наконец, мероприятия, связанные с внедрением нового оборудования и новых технологий, требующие больших капитальных затрат.

Таким образом, прежде чем планировать внедрение капиталоемких энергосберегающих мероприятий, следует использовать резервы снижения расходов топлива и энергии путем совершенствования организации производства: улучшения технического состояния оборудования, энергетических режимов его работы, устранения потерь энергоресурсов, вызываемых низкими коэффициентами загрузки оборудования, и др. Иначе потенциальный эффект от внедрения новых технологий и оборудования полностью может быть и не реализован.

Использование резервов экономии энергоресурсов на действующих предприятиях невозможно без глубокого анализа производственных процессов и взаимосвязи технологии и энергетики. Эту задачу, как правило, решают путем проведения энергетического обследования (аудита) - периодического детального обследования оборудования, технологических процессов, в ходе которого выявляются величины потребления энергии в отдельных процессах и на отдельных установках, нерациональные расходы и прямые потери энергии. В результате проведения энергоаудита составляется перечень мероприятий по экономии энергоресурсов с указанием приоритетов.

Энергетический аудит является составной частью энергетического менеджмента - такой системы организации работы по энергосбережению на предприятии, где в едином комплексе решаются все вопросы планирования энергосбережения: анализ производства - отбор мероприятий и оценка затрат на их внедрение - внедрение запланированных мероприятий - совершенствование энергетического контроля и учета - разработка норм расхода топлива и энергии. Особенность проводимого за рубежом энергетического аудита состоит в том, что выполнение комплекса работ носит циклический характер. Этим обеспечивается непрерывность проведения работы по улучшению энергоиспользования. Необходимо отметить, что обычно энергообследование является обязательным, а энергоаудит проводится по заявке заказчика. Такая практика распространена в странах СНГ.

Чтобы создать эффективную систему управления энергосбережением на предприятиях, необходимо разделить энергетический аудит на **внешний (независимый) и внутренний**.

Цель внешнего энергоаудита - государственный контроль за эффективностью использования энергоресурсов и проведением энергосберегающей политики. Поэтому внешний энергоаудит является обязательным для предприятий, независимо от их организационно-правовой формы, вида собственности. Главная задача внешнего аудита - оценка уровня организации работы по энергосбережению на предприятиях: наличие периодически разрабатываемых планов по экономии энергии и топлива, эффективность этих планов, состояние контроля и учета расхода энергоресурсов, нормирование расхода энергоресурсов, наличие энергетического паспорта предприятия.

При высокой оценке работы предприятию предоставляются соответствующие льготы. Система льгот для каждого производственного направления или отрасли разрабатывается самостоятельно. Естественно, осуществляющие внешний энергоаудит организации вправе рекомендовать обследуемым предприятиям конкретные мероприятия по энергосбережению и принимать участие в разработке планов их внедрения.

Внутренний энергетический аудит служит инструментом выявления на предприятии резервов экономии энергоресурсов. Так как обеспечение эффективного и рационального использования топлива и энергии является одной из основных задач службы главного энергетика предприятия, проведение внутреннего аудита должно рассматриваться как выполнение энергетиками своих служебных обязанностей. Сроки проведения внутреннего энергоаудита и объекты обследования предприятия устанавливаются самостоятельно, исходя из сложившейся практики разработки планов по рационализации энергопотребления. Внутренний энергетический аудит предприятия может быть также выполнен по договору со специализированной организацией. Необходимо отметить, что замедление мероприятий по энергосбережению связано с тем, что энергетики предприятий недостаточно знакомы с методами энергоаудита и энергоменеджмента. Исходя из зарубежного опыта необходимо организовать курсы повышения квалификации специалистов в этой области. Программа должна предусматривать изучение в первую очередь методик составления и анализа энергетических балансов энергоиспользующего оборудования, разработки и оптимизации норм расхода топлива и энергии, оценки эффективности инвестиций в энергосберегающие мероприятия.

Экономические методы управления энергосбережением осуществляются сегодня путем применения системы тарифообразования на уровне страны. Однако на уровне организаций и предприятий они практически задействованы слабо.

Таким образом, есть управление энергоэффективностью предприятия, организации, страны, но, как правило, нет организационных структур, которые бы взяли на себя ее реализацию на предприятиях.

Эти работы должны быть проведены на основе применения комплексного подхода к вопросам энергоэффективности.

Следует отметить, что в западных энергокомпаниях большое внимание уделяется энергосбережению у потребителей. Это даст экономический эффект как потребителям, так и самой энергокомпаниям.

Например, Канадские специалисты считают, что управление энергосбережением у потребителей является важной функцией энергокомпаний. Интересно, что в составе канадских энергокомпаний имеются так называемые "работники в поле", т. е. специалисты, непосредственно взаимодействующие с энергетическими службами предприятий по всему комплексу организационных, экономических и технических вопросов.

Во Франции имеются фирмы (например "АДЕМ"), занимающиеся вопросами энергосбережения и тесно взаимодействующие с государственной энергокомпанией "Электрисите де Франс".

Анализ зарубежного опыта по организации деятельности службы энергосбережения показывает, как правило, наличие следующих групп:

- **Группа энергоаудита** - предварительный и полный энергоаудит предприятий и организаций;

- **Группа учета** - установка и оказание помощи в эксплуатации систем и приборов учета;

- **Группа главных специалистов** - специализация по отдельным направлениям энергосбережения (освещение, нагревательные приборы, вентиляция и т. д.) и отраслям (деревообработка, машиностроение и т. д.). Оказание консультационной помощи потребителям и своим работникам;

- **Группа линейных работников** - непосредственная и регулярная связь с потребителями энергии путем закрепления работников за конкретными потребителями, организация помощи и выполнение необходимых работ по энергосбережению на предприятиях;

- **Организационно-правовая группа** - подготовка нормативных актов для органов государственного и местного самоуправления по вопросам энергосбережения, а также подготовка внутренних документов.

Создание службы энергосбережения может стать лишь первым этапом организации энергосбережения, так как задача повышения энергоэффективности сложна, и необходимо объединение усилий различных организаций с участием и под патронажем органов власти.

6.6. Тарифообразование и рынки в электроэнергетике развитых стран **/177-179,296-298,334/**

Введение конкурентных отношений в энергетике стало мировой тенденцией. Норвегия, Дания, Финляндия и Швеция были одними из первых стран в мире, либерализовавших производство и продажу электроэнергии. Сегодня все Скандинавские страны, за исключением Исландии, имеют рынки, открытые для конкуренции /290, 295/.

Анализ существующих зарубежных моделей рынков электроэнергии показывает, что рынок централизованной торговли является обязательным сегментом в общей структуре рынка, регулятором рынка и имеет поддержку со стороны уполномоченного, регулирующего органа.

Все рыночные концепции в Европе представляют двухрыночные структуры и оперируют принципами спотового рынка "за день вперед", а также используют механизм балансирования

Решение проблем, накопленных в электроэнергетике Скандинавских стран, стало возможным лишь благодаря масштабным преобразованиям в отрасли посредством дерегулирования и реструктуризации энергопредприятий. Это обусловило переход к конкурентным отношениям в энергетическом секторе

В 1991-1999 годах в Скандинавских странах были приняты отраслевые законы, регламентирующие реформирование электроэнергетики. Согласно принятым нормативным актам в Швеции, Дании, Норвегии и Финляндии произошло выделение конкурентных и естественно-монопольных видов деятельности. Это сопровождалось разделением вертикально интегрированных компаний. В ходе либерализации отрасли мелкие потребители электрической энергии получили доступ на рынок.

Создание общего рынка электроэнергии позволило осуществить обмен электроэнергией между странами региона, что повысило надежность энергосистем стран Скандинавии, сократило существенную разницу в ценах на электроэнергию в различных регионах.

В 1993 году на основе энергетического рынка Норвегии была учреждена первая в мире международная товарная биржа, специализирующаяся на торговле электрической энергией - "Nord Pool".

Объемы электроэнергии, реализуемые через энергетическую биржу "Nord Pool", составляют более 30%.

К концу 2002 года в результате проведенных реформ произошло разделение вертикально-интегрированных компаний, увеличилась доля частной собственности в компаниях, занимающихся производством и продажей электрической энергии. В целях обеспечения контроля над субъектами электроэнергетики была введена система лицензирования некоторых видов деятельности.

В Швеции усилился интерес к электроэнергетическому рынку со стороны зарубежных фирм. Так, например, ряд зарубежных энергетических компаний Франции, Германии, Финляндии и Норвегии приобрели значительные пакеты акций шведских энергетических компаний. Аналогичные тенденции наблюдаются и в остальных странах региона.

Европарламент и Евросоюз в 1996 и 2002 годах приняли две директивы, направленные на совершенствование отношений в сфере электроэнергетики: в национальных энергосистемах были назначены системные операторы, владеющие и управляющие системами электропередачи (Transmission System Operator - TSO). На них возложена ответственность за обеспечение надежности работы энергосистемы в целом.

Например, все поставки электроэнергии между Францией, Германией, Италией и скандинавскими странами осуществляются по сделкам, заключаемым в обязательном порядке на энергетической бирже Германии (EEX), филиале энергетической биржи - Австрии (EEX AA) и "Nord Pool" - в скандинавских странах.

В провинции Канады Альберта около 80% объемов поставок электроэнергии на оптовом рынке реализуется на централизованных торгах, что закреплено в законодательстве страны.

В Новой Зеландии, которая по степени либерализации естественных монополий превзошла большинство развитых стран мира, введен режим "мягкого регулирования" электроэнергетики (light handed regulation) в сочетании с обязательным раскрытием детальной информации о деятельности энергетических компаний. С мая 2002 года введено требование обязательного раскрытия всех ценовых заявок продавцов и покупателей, которые вводятся в торговую систему рынка - COMIT (Commodity Market Information Trading System). Данная система служит каналом исчерпывающей информации о ситуации на рынке. На базе COMIT в Новой Зеландии впервые в мире была введена свободная дистанционная торговля электроэнергией (через Интернет).

Многие страны мира для реализации крупных проектов в области энергетики используют концессионные соглашения как один из наиболее эффективных инструментов привлечения частных инвестиций в реальный сектор экономики для обновления и модернизации производства и инфраструктуры.

По оценке Всемирного банка, в 90-х годах XX века концессионеры реализовали в развивающихся странах более 600 транспортных проектов, а французская Suez управляет концессионными проектами в сфере жилищно-коммунального хозяйства.

В мировой практике срок концессии рассчитывается таким образом, чтобы концессионер окупил свои затраты и получил определенную прибыль на произведенные им вложения, после чего все объекты переходят в собственность государства или муниципального образования. Концессионные договоры заключаются на долгосрочный период, который, как правило, составляет не менее 15 лет (к примеру, для платных дорог и объектов гидроэнергетики - 30 лет, для объектов электроэнергетики - 15 лет, водоснабжения и водоотведения - до 30 лет).

В развитых странах в ходе реформирования энергоотрасли предполагается решить проблемы ценообразования за счет **формирования конкурентных оптового и розничного рынков электроэнергии**, которые будут основаны на коммерческих свободных рыночных отношениях по купле-продаже электроэнергии между продавцами и покупателями электроэнергии.

Покупателями электроэнергии на оптовом рынке являются любые конечные потребители и энергосбытовые компании, отвечающие требованиям по минимальному объему покупки электроэнергии, а также гарантирующие поставщики. Конкурентный розничный рынок должен давать право выбора конечным потребителям любой сбытовой компании, у которой они будут покупать электроэнергию по свободным, нерегулируемым ценам.

Целевой моделью оптового рынка электроэнергии по завершении реформирования является создание единого рыночного пространства.

6.6.1. Принципы тарифообразования

Наличие широких возможностей тарифного регулирования позволяет государству использовать электроэнергетику для решения задач макроэкономической стабильности и снижения инфляции, в том числе за счет последовательного сдерживания темпов роста цен на электроэнергию /334/.

Целенаправленная политика сдерживания цен на электроэнергию приводит к постоянному увеличению разрыва между ростом цен на продукцию отрасли и стоимостью основных ресурсов. Разрыв между ценой ресурсов и продукции приводил к ускоренному росту себестоимости и снижению отраслевой рентабельности и лишь частично демпфируется эффектом от программ экономии издержек в энергокомпаниях.

Однако основным негативным следствием сдерживания темпов роста тарифов является нарастание рисков потери надежности энергоснабжения в среднесрочной перспективе.

Во-первых, сохранение цен на достаточно низком уровне не создаст стимулов для энергосбережения и не противодействует интенсивному росту электропотребления в условиях устойчивого экономического роста.

Во-вторых, сохранение прежней ценовой динамики не позволяет развернуть мощный инвестиционный процесс, необходимый в условиях быстро растущего спроса. С одной стороны, медленный рост выручки энергокомпаний не обеспечит кратного увеличения собственных инвестиционных ресурсов, с другой - существующие цены не гарантируют коммерческой привлекательности инвестиций как бизнес-проектов для частного капитала и фактически "закрывают двери" перед масштабными внешними инвестициями.

Какие же должны быть направления и механизмы ценовой политики при переходе к конкурентному рынку электроэнергии?

Опыт зарубежных стран показывает /334,335/, что необходимость качественного изменения экономической ситуации в электроэнергетике требует определенной последовательности действий в принятии решений при реформировании рыночной среды в отрасли, включая:

- разработку и утверждение законодательной базы, легитимизирующей структурное разделение вертикально-интегрированных компаний, создание конкурентного и естественно-монопольного секторов и определяющей правила работы оптового и розничного рынков при переходе к конкурентным отношениям;

- формирование и запуск базовых элементов системы конкурентных рынков на оптовом рынке электроэнергии и мощности: ограниченного по объему спот-рынка и балансирующего рынка отклонений;

- утверждение четкого графика перехода к полномасштабному конкурентному рынку с указанием возможных сроков (этапов, временных интервалов) последовательного достижения полной отмены регулируемых тарифов.

Принятые решения о сокращении регулируемого сектора предусматривают последовательное уменьшение области прямого тарифного регулирования в электроэнергетике (естественно-монопольная деятельность по передаче и распределению электроэнергии, диспетчеризации, а также отпуск электроэнергии населению) и фактически означают начало новой политики либерализации цен электроэнергии. Для успешной реализации намеченных планов потребуется провести значительную работу по завершению формирования системы оптовых конкурентных рынков. При этом основное внимание должно быть уделено разработке эффективной **модели рынка мощности** как основного инструмента формирования рыночных сигналов для инвестиций.

Контрактные отношения по продаже мощности должны носить более долгосрочный (многолетний) характер по сравнению с краткосрочными (спотовыми) договорами на рынке электроэнергии. В модели рынка мощности временной горизонт (т. е. период длительности договоров) составит до 10 лет; при этом отбор поставщиков по заявленным ценам мощности проводится Системным оператором исходя из прогнозируемой потребности в мощности с учетом резерва. Поставщик, прошедший конкурентный отбор, получает возможность выбора между **"тарифным вариантом"** с централизованной оплатой мощности по поданной заявке и энергии по утвержденному тарифу и **"контрактным вариантом"** с заключением прямого договора на поставку мощности с потребителем и оплатой энергии по рыночной (конкурентной) цене.

Необходимо отметить, что в мировой практике реформирования рынок мощности является одним из сложнейших элементов конкурентного ценообразования, поскольку для каждой страны остаются открытыми требующие дополнительной проработки вопросы создания различных условий конкурентного отбора базисных и маневренных мощностей, учитывающих существенную разницу в стоимости мощности для ГЭС, АЭС, газовых и угольных ТЭС.

Остаются достаточно высокими риски того, что предлагаемые контракты и конкурентные условия для новых мощностей не обеспечат достаточных гарантий окупаемости инвестиций в новые проекты. Поэтому запуск рынка мощности будет сопровождаться и другими механизмами обеспечения надежности энергоснабжения, к которым относится, в частности, **механизм гарантирования инвестиций**. Основной функцией этого механизма является дополнительное стимулирование инвесторов осуществлять вложения в развитие генерации в случае запаздывания или неадекватности рыночных сигналов за счет повышенного уровня гарантий по доходности (долгосрочные контракты с фиксированными ценами) и топливоснабжению. Состав проектов может включать объекты, размещаемые в критических, наиболее дефицитных регионах, проекты с новыми технологиями (в частности - газовые блоки с новым оборудованием) и другие капиталоемкие проекты с повышенным уровнем инвестиционных рисков (например, строительство крупных угольных станций на новых площадках).

Однако с запуском механизма гарантирования инвестиций часть новой генерации будет фактически выведена из режима полноценной конкуренции. В этой связи возможности и направления дальнейшего расширения сферы действия данного механизма должны быть сбалансированы с развитием и поддержанием конкурентной среды на рынке.

Не менее важным направлением ценовой политики является реформирование отношений на розничном рынке электроэнергии. Структурное разделение энергосбытовых организаций приведет к появлению на данном рынке новых участников: оптовых генерирующих компаний, сетевых компаний, сбытовых организаций. Основная задача, которая должна быть решена достаточно быстро, - **синхронизация темпов либерализации оптового и розничного рынков**. Для этого осуществляется переход к иному принципу формирования розничной цены - так называемая "трансляция оптовой цены на розницу". В результате тарифы для розничных потребителей будут формироваться как сумма оптовой цены (регулируемой или свободной), сетевых тарифов и инфраструктурных платежей, а также сбытовой надбавки. Таким образом будет обеспечена и требуемая синхронизация темпов либерализации двух рынков: доля электроэнергии, реализуемой в розницу по регулируемой цене, будет снижаться вместе с динамикой сокращения регулируемого сегмента оптового рынка электроэнергии и мощности.

Для смягчения социальных последствий реформирования процесс либерализации цен в определенное время не должен затрагивать интересы население; в последующий период рассматривается возможность частичной либерализации цен для населения с сохранением социальной нормы электропотребления, оплачиваемой по более низкой цене.

В последующий период в условиях продолжающегося роста электропотребления и острой необходимости ввода дополнительных генерирующих мощностей уже конкурентная среда должна обеспечить достаточный уровень ценовых сигналов для продолжения инвестиций при полной либерализации рынка. Минимальный уровень конкурентных цен определяется долгосрочными предельными затратами новых мощностей, замыкающих баланс мощности. В силу различной величины предельных затрат поставщиков базисной, пиковой или маневренной энергии и мощности на рынке сложится объективная дифференциация цены в различных зонах годового графика нагрузки. Средняя конкурентная оптовая цена формируется на основе различных цен по зонам графика нагрузки, взвешенных по объемам каждой зоны. При этом определяющий вклад вносят цены в базисной и маневренной зонах, на долю которых приходится основная часть потребления.

При переходе от конкурентной оптовой цены на электроэнергию к среднеотпускной цене учитываются величина совокупного сетевого тарифа и сбытовая надбавка.

Для оценки величины долгосрочных предельных затрат в мировой практике используется показатель цены производства (generation cost),

который определяет суммарные (капитальные и эксплуатационные) затраты нового источника мощности, относимые на единицу выработки. При этом приведение разновременных денежных потоков выполняется при норме дисконта, отражающей минимально требуемую доходность инвестиций. Таким образом, величина generation cost показывает минимальную цену безубыточности для разного типа новых мощностей.

В целом ценовая политика в отрасли является мощнейшим и необходимым инструментом для решения стратегической задачи - развертывания инвестиционного процесса, обеспечивающего надежное энергоснабжение растущей экономики (при качественном повышении ее энергоэффективности), масштабное технологическое обновление и рост эффективности работы отрасли. Вместе с тем переход к конкурентному ценообразованию, сопровождающийся заметным ростом цен и их волатильностью, потребует тщательной работы по снижению рисков потери конкурентоспособности в ряде энергоемких отраслей и разумной поддержки отдельных групп населения для обеспечения современных стандартов качества жизни.

Другими сложнейшими задачами в дальнейшем станут обеспечение долгосрочной сбалансированности конкурентного рынка и предотвращение возможности появления диспропорций спроса и предложения мощностей. Формирование комплексной защиты от ценовых скачков (или обвалов) в силу избыточности или дефицитности предложения энергии и мощности является залогом успешности ценовой политики, ее принятия всеми субъектами рынка. Механизмы такой защиты, безусловно, потребуют активного участия государства по организации регулярного прогнозирования балансовой ситуации на долгосрочную перспективу и разработке мер "тонкой настройки" рынка, обеспечивающих заблаговременную корректировку состава, объемов и сроков реализации инвестиционных программ энергокомпаний и частных инвесторов.

6.6.2. Опыт и методы тарифообразования в электроэнергетике развитых стран /177-179,336,338/

Экономические взаимоотношения между электроэнергетическими системами, производителями электро - и теплоэнергии и потребителями регулируются тарифами на электрическую и тепловую энергию. Применяемые сегодня в странах СНГ тарифы относительно просты. Для того чтобы сделать их рыночно ориентированными, необходим глубокий анализ тарифных систем, наиболее распространенных в странах Западной Европы и в Америке, где эта проблема решается уже несколько десятков лет.

При разнообразии тарифных систем имеется общая закономерность: потребителю чрезвычайно выгодно снижать нагрузку в часы максимальных нагрузок, когда тариф в энергосистеме максимальный, т.е., необходимо привлечь потребителей для выравнивания графика нагрузки.

Основными слагаемыми эффекта от выравнивания нагрузки являются:

- выравнивание графика дефицита и графика закупок электроэнергии;
- уменьшение объемов внешних закупок электроэнергии;
- экономия первичного топлива и снижение его удельного расхода на электростанциях региональной энергосистемы;
- снижение мощности электрических станций, участвующих в покрытии пика нагрузки;
- уменьшение регулировочного диапазона генерирующих мощностей;
- увеличение межремонтного периода агрегатов;
- снижение максимальных нагрузок в распределительных сетях и уменьшение потерь электроэнергии;
- стимулирование работы потребителей по энергосбережению и изменению режимов своей работы в интересах повышения энергоэффективности отрасли в целом.

Оптимальные тарифы в развитых государствах устанавливаются исходя из данного принципа, причем разъяснительную работу среди потребителей проводит производитель энергии.

При разработке политики ценообразования в зарубежных компаниях учитываются следующие требования:

- обеспечение максимальной рентабельности производства энергии;
- наиболее полный учет всех факторов, определяющих издержки энергоснабжения различных групп потребителей;
- стимулирование роста энергоэффективности и рациональных режимов энергопотребления в сфере использования энергии;
- поддержание необходимого уровня конкурентоспособности энергокомпаний по отношению к альтернативным поставщикам электроэнергии;
- участие в решении экономических и социальных задач государства.

В тарифах на электро- и теплоэнергию фокусируются противоречивые интересы поставщиков, потребителей, государственных органов. Конфликты интересов часто возникают из-за отсутствия эффективного взаимодействия энергоснабжающей организации и потребителей при разработке и регулировании тарифов.

В разных странах применяются тарифные системы, различающиеся принципами формирования и структурной сложностью. Периодически вносят коррективы в ценообразование, приспособлявая его к изменениям в сферах собственности и организации, внешним условиям развития отрасли, интересам потребителей и сдвигам в структуре энергопотребления.

Не вдаваясь в детали, отметим, что существуют следующие тарифы: одноставочные тарифы, многоставочные тарифы, специальные тарифы, тарифы управления энергоэффективностью, тарифы финансовой поддержки, социально-ориентированные тарифы /96/, /177/, /178/.

Формирование тарифов для электроэнергии и теплоэнергии различаются.

В основе концепции ценообразования на электроэнергию лежат технико-экономические особенности энергетического производства и принцип приемлемости тарифов как для производителей, так и для потребителей.

Система потребительских (розничных) тарифов на электроэнергию должна отвечать требованиям:

- устойчивого обеспечения энергокомпаний финансовыми ресурсами для покрытия текущих (эксплуатационных) и инвестиционных затрат;
- соответствия дифференцированной стоимости обслуживания разных категорий потребителей;
- стимулирования снижения издержек производства, передачи и распределения электроэнергии;
- рационализации режимов электропотребления и снижения потерь в электросетях;
- повышения эффективности энергоиспользования (стимулирования энергосбережения и электрификации);
- финансовой поддержки отдельных потребителей (крупных, энергоемких, градообразующих предприятий);
- социальной защиты (малообеспеченных слоев населения).

В промышленно развитых странах используются **три основные концепции формирования тарифных ставок:**

- тариф рассчитывается исходя из полного дохода, достаточного для покрытия издержек в течение периода эксплуатации энергоисточника и образования определённой прибыли;
- устанавливаются временные переменные тарифы (суточные, сезонные) на основе расчёта краткосрочных предельных (маржинальных) издержек, отражающие колебания в графике нагрузки и связанные с этим затраты энергокомпаний на маневрирование мощностью. Это позволяет балансировать спрос и предложение на рынке электроэнергии;
- цена на электроэнергию устанавливается на основе долгосрочных предельных затрат, учитывающих затраты на сооружение и ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей.

При формировании тарифов на электроэнергию можно выделить **три последовательные стадии:**

- определение совокупной стоимости обслуживания и среднего тарифа;
- дифференциация тарифных ставок по группам и категориям потребителей в соответствии с издержками электроснабжения и расчет базовых (прейскурантных) тарифов;
- разработка специальных тарифов, направленных на реализацию определенных целей и изменяющихся в связи с индивидуальными издержками электроснабжения.

При этом необходимо отметить следующее.

1. Совокупная стоимость обслуживания представляет собой необходимую валовую выручку энергокомпаний в расчетном периоде (например, за год); она включает суммарные текущие издержки и прибыль.

Стоимость обслуживания - это основа для определения среднего тарифа. Для его расчета следует разделить стоимость обслуживания на объем электропотребления за расчетный период. Средние тарифы дифференцируются в зависимости от условий энергетического производства и характера электрических нагрузок.

2. Дифференцирование тарифов на электроэнергию решает принципиально важные в рыночных условиях задачи:

- установление связи между её стоимостью и фактическими затратами на производство и распределение;
- ограничение монополии производителей и субъектов, предоставляющих услуги по передаче электроэнергии;
- повышение надежности электроснабжения;
- привлечение потребителей для управления собственной нагрузкой и графиком нагрузки энергосистемы;
- обеспечение социальной защищенности населения;
- стимулирование энергосбережения и др.

Использование дифференцированных тарифов обуславливает особый тщательный подход к мероприятиям по их внедрению, что требует:

- разработки механизма их внедрения на основе экономической и юридической баз, оперативно отслеживающих экономические и социальные последствия изменения тарифной политики;
- оценки условий оперативной и периодической корректировки вновь введенных тарифов;
- определения степени воздействия изменения тарифных ставок на электропотребление по дням недели и сезонам года;
- выявления предельных значений возможного и реального изменения электропотребления по предприятиям разных отраслей промышленности;
- разработку методики дифференциации тарифа по надежности электроснабжения и уровням напряжения;
- исследования возможностей применения системы тарифных кредитов.

Переход к дифференцированному тарифу, когда начисление платы за электроэнергию подобно начислению налогов - первая часть оплачивается по минимальной ставке, остальная энергия - по более высокой, требует серьезной правовой проработки, определения и утверждения социально-обоснованных норм электропотребления. В перспективе возможно использование дифференцированных тарифов как средства снижения негативного влияния льгот на общие показатели энергосистемы.

3. Суммарные издержки обычно включают затраты на производство, передачу и распределение электроэнергии и условно разделяются на **переменные и постоянные составляющие**. Переменная составляющая издержек зависит от объема производства (в основном затраты на топливо), а постоянная зависит только от установленной мощности энергоустановок и стоимости основных фондов компании. Постоянные издерж-

ки играют особую роль в электроэнергетике вследствие высокой капиталоемкости отрасли, необходимости создания пиковых и резервных мощностей, поддержания их в постоянной готовности к электроснабжению. В постоянных издержках иногда выделяют компонент, названный "издержками подключения потребителя" (затраты на установку и снятие показаний счетчиков; расходы на расчеты с потребителями; бухгалтерские расходы; издержки по распределению энергии).

Состав переменных и постоянных издержек должен устанавливаться нормативными калькуляциями, учитывающими удельные расходы топлива на электростанциях и потери в сети, отчисления на охрану окружающей среды, на создание резервов генерирующих мощностей и т.д.

Чтобы обеспечить стабильность тарифов, стоимостные показатели необходимо определять на основе не текущих, а перспективных оценок. С этой целью следует существенно усилить прогнозно-аналитическую деятельность как в энергокомпаниях, так и в регулирующих органах.

Решение этих задач невозможно без совершенствования существующих и использования новых систем учета и контроля режимов электроснабжения потребителей, маркетинговых исследований рынка производства, распределения и потребления электроэнергии, анализа условий и возможностей привлечения инвесторов.

В целом говорить о том, что тариф хороший или плохой, можно в зависимости от того, насколько он соответствует определенным критериям. Это особенно касается комбинированной выработки электро- и теплоэнергии. Но эти критерии, в свою очередь, зависят от местных условий, так что тариф, который подходит для одной компании в одной стране, может не подходить для другой, в другой стране.

Что подразумевается под **оптимальным тарифом**? Можно установить общие критерии для таких тарифов. Тариф должен:

- быть основан на учете расхода электрической и тепловой энергии;
- не требовать больших затрат при сборе платежей;
- прост для понимания потребителями и принимаемым ими;
- информировать потребителей о реальной структуре затрат поставщиков электроэнергии и тепла;
- поощрять потребителей эффективно потреблять электроэнергию и тепло с сохранением комфорта;
- стимулировать потребителей внедрять рентабельные энергосберегающие мероприятия.

Первые три критерия (для простых решений) находятся в некотором противоречии с последними тремя критериями (более сложными и требующими больших затрат), более того, затраты на учет и сбор платежей зависят от затрат и уровня доходов потребителей.

Существуют следующие основные виды тарифов на электро- и теплоэнергию, дифференцированные по времени суток:

- абонентский (плата за определенный уровень комфорта);
- одноставочный (оплата только потребленной электро- и теплоэнергии);

— многоставочный (кроме платы за электро- и теплопогребление включает плату за установленную мощность потребителя, а также при необходимости плату за подключение и обслуживание абонента).

Например, промышленные потребители и жилищно-эксплуатационные организации оплачивают теплоэнергию по одноставочному тарифу. Население платит за отопление и горячую воду по абонентским тарифам: за отопление - за квадратный метр отапливаемой площади, исходя из норм теплопотребления, за горячую воду - из расчета водопотребления на одного человека.

Себестоимость электрической и тепловой энергии является одним из важнейших показателей работы энергопредприятия и служит основой для ценообразования. В этом показателе получают свое отражение величина удельного расхода топлива и экономия эксплуатационных затрат на единицу продукции. От методологически правильного планирования и учета, использования обоснованных методов распределения затрат зависит конкурентоспособность ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии. Следовательно, экономическая эффективность функционирования электростанции во многом зависит от методики формирования себестоимости электроэнергии и тепла.

Какие же методы определения затрат закладываются в основу при формировании себестоимости выработки электро- и теплоэнергии?

Опыт стран, применяющих системы централизованного теплоснабжения (Дания, Швеция, Финляндия и др.), показывает, что при организации учета и регулирования расхода теплоэнергии потребителями по мере роста цены на топливо одноставочный и абонентский тарифы заменяются на многоставочные (комбинированные). Последние в большей степени учитывают противоречивые интересы производителей и потребителей при централизованном теплоснабжении: потребители стремятся снизить расходы теплоносителя, а производители - сохранить финансовую устойчивость, возместить издержки.

Таким образом, оптимальные тарифы централизованного электро- и теплоснабжения важны при предоставлении потребителям стимулов и возможностей принятия решений. Нет единого правильного решения, но есть ряд принципов, которые могут быть успешно использованы и могут регулироваться при наличии предпосылок в местных условиях. Если потребители понимают тарифы и могут влиять на них, то есть надежда более полной оплаты счетов за тепло.

Необходимо отметить, что несмотря на то, что вопросы формирования себестоимости электроэнергии и тепла являются предметом оживленных дискуссий, ученым до сих пор не удалось достигнуть единого мнения по вопросу разработки и внедрения методики распределения суммарных затрат ТЭЦ, отражающей коммерческую эффективность теплофикации /368-370/. Рассмотрим некоторые подходы к решению этой задачи.

При комбинированном производстве электро- и теплоэнергии затраты определяются по разному. В частности, используемый длительное время

"физический" метод, экономический эффект от теплофикации относит на счет электрической энергии, удешевляя её стоимость по сравнению с электроэнергией, полученной при раздельном производстве.

Поэтому необходимо в зависимости от рыночной конъюнктуры в данном районе теплоснабжения применять разные методы распределения косвенных затрат, а не ограничиваться каким-либо регламентированным методом, однозначно удешевляющим тот или иной вид продукции. При выборе метода следует ориентироваться на экономические подходы, отвечающие рыночным отношениям.

Метод исключения предполагает вычет из общей суммы затрат на производство всех видов продукции затрат на побочные виды, оцениваемые по их себестоимости или по ценам раздельного производства.

Таким образом, прежде всего необходимо определить, какой вид продукции для теплоцентрали основной, а какой - побочный. Себестоимость первого непосредственно зависит от себестоимости второго, которая задается как экзогенный показатель.

В ситуации, когда электроэнергия не производится, а отпуск тепла осуществляется редуцированием острого пара, все затраты относят на отпуск тепла.

В условиях конкуренции на рынках тепловой и электрической энергии метод исключения позволяет определить, при каких значениях тарифов на тепло и электроэнергию комбинированное производство является конкурентоспособным по сравнению с раздельной схемой (ТЭС и районная котельная).

Как уже указывалось, при распределении затрат ТЭЦ по данному методу один вид энергии считается основным, другой - побочным, хотя с точки зрения потребителей они равнозначны. Вероятно, в качестве основного будет выбираться тот вид энергии, на рынке которого имеет место более жесткая конкуренция.

Пропорциональные методы. Распределение общих затрат комбинированного производства можно осуществить пропорционально себестоимости раздельного производства электрической и тепловой энергии. При этом исходят из положения, что экономия затрат в комбинированной схеме. По сравнению с раздельной, она должна в одинаковой степени относиться к обоим видам энергии. Предполагается равенство полезного отпуска электроэнергии и тепла в комбинированной и раздельной схемах.

Распределение экономии топлива по данному методу снижает удельный расход топлива и топливную составляющую себестоимости тепла при соответствующем увеличении топливной составляющей себестоимости электроэнергии. В результате тепло, отпускаемое с ТЭЦ, становится более конкурентоспособным на рынке этого энергоносителя.

Метод конденсационной электростанции. Рекомендован Датским энергетическим агентством. ТЭЦ рассматривается как чисто конденсационная электростанция. Из общих издержек вычитается стоимость дополнительного оборудования, топлива и рабочей силы, необходимых для

отпуска теплоэнергии. Для крупных станций эти затраты составляю относительно небольшую часть полных издержек. Расчеты показывают, что для перевода конденсационной установки мощностью 350 МВ в теплофикационный режим требуются дополнительные капиталовложения в размере 13 долл. на 1 кВт установленной мощности. Получается, что все выгоды комбинирования относятся на производство тепло энергии.

В качестве примера и сравнения приведем принципы установления тарифов на электроэнергию в некоторых странах мира.

В США ещё в 1978 г. были установлены единые для всех компаний виды тарифов на электроэнергию:

- суточные тарифы;
- сезонные тарифы;
- тарифы по категориям потребителей (промышленные, сельскохозяйственные, бытовые и т. д.);
- тарифы по надёжности электроснабжения потребителей, согласных на прерывы в электроснабжении или значительное снижение объёма электропотребления в периоды максимальных нагрузок;
- социально ориентированные тарифы.

Коммерческие и промышленные потребители охвачены дифференцированными по времени суток тарифами более чем на 50%. В пиковые периоды снижение нагрузки достигает 9%.

Различие в сезонных тарифах для бытовых потребителей колеблется от 20 до 200%.

В Японии для промышленных потребителей тарифы дифференцированы по категориям и времени суток с учетом связи величины потребляемой мощности с величиной напряжения. В частности, промышленные потребители разделены на три категории: низкого, высокого и сверхвысокого напряжения. При этом к числу потребителей первой категории (200 В) относятся небольшие предприятия с контрактной нагрузкой до 50 кВт. Ток высокого напряжения (6 кВ) поступает на предприятия среднего размера с контрактной мощностью от 50 до 2000 кВт. Категория сверхвысокого напряжения (20-140 кВ) охватывает потребителей с мощностью свыше 2000 кВт.

Существенной особенностью электроэнергетического хозяйства Германии является переход от суточного к 100-часовому учёту электропотребления, что, по мнению разработчиков, существенно стабилизирует его средние оценки и повышает коэффициент использования мощности. В зависимости от объёма электропотребления, величины потребляемой мощности и числа часов использования максимума нагрузки, различия в тарифах разных энергоснабжающих компаний достигают двух и более раз.

Во Франции дифференциация тарифов традиционно состоит из "голубого тарифа" для потребителей с присоединённой мощностью до 36 кВА, "желтого тарифа" - для потребителей мощностью от 36 до 250 кВА, и "зелёного тарифа" - для потребителей с нагрузкой, превышаю-

шей 250 кВА. Контрактно фиксируется осенне-зимний период максимума и суточные зоны. В зависимости от вида используемого тарифа ставки в сезонной пиковой зоне для "голубого тарифа" примерно в 9 раз выше, чем в остальное время, в суточной - в 1,7 раза, а для "зелёного" в 4 и 1,4 - 1,8 раза, соответственно.

Соотношение между ставками пиковой и ночной электроэнергии в Великобритании составляет 5 : 1, а между тарифами разных рабочих дней недели - 3,5 : 1. За счёт управления электропотреблением и введения различной дифференциации тарифных ставок произошло снижение цен для бытовых потребителей с 8,9 пенсов за кВт·ч в 1992 г. до 8,25 в 2000 г., что составило около 7%, а для промышленных потребителей (малых, средних, крупных и очень крупных) это снижение составило от 1,7 до 2,3%. При этом число бытовых потребителей, отключённых за неуплату сократилось на 99%.

В Бразилии выполнены специальные расчёты для определения стоимости передачи электроэнергии по электрическим сетям разного напряжения в зависимости от времени суток. Например, для напряжения 500 кВ удельная стоимость электроэнергии составляет: в часы максимума 27,4 долл./МВт·км в год, в остальное время 14,5 долл./МВт·км в год, а для напряжения 345 кВ соответственно 40,2 и 31,5 и для напряжения 230 кВ - 67,5 и 51,2 долл./МВт·км в год.

Проблема формирования тарифов в секторе централизованного теплоснабжения является "горячим" вопросом, объектом интенсивных споров не только в странах, находящихся в стадии перехода от централизованной к рыночной экономике, но также в странах Западной Европы. Нет тарифа, который удовлетворял бы одновременно ряду критериев, важных и для компаний централизованного теплоснабжения, и для потребителей, и для национальной экономики.

Соотношение тарифов на электроэнергию населения (T_n) и тарифов для промышленности (T_w) в различных странах /178/

Таблица 6.17а

Страна	T_w / T_n	Страна	T_w / T_n
Швеция	2,0-3,3	Германия	1,75
Дания	3,0-3,2	Норвегия	1,73
Франция	2,6	Польша	1,5-1,7
Бельгия	2,3	Венгрия	1,2-1,6
Великобритания	2,0-2,2	Швейцария	1,3
Испания	2,15	Турция	1,0
США	1,2-2,0	Индия	0,8
Нидерланды	2,0	Чехия	0,7
Греция	2,0	Россия	0,5
Португалия	1,85		
Финляндия	1,7-1,8		

В заключение можно отметить, что тарифы на энергию должны обеспечивать финансирование только экономичных вариантов производства, рациональных темпов прироста электро- и теплотребления в народном хозяйстве, максимально ориентируя все отрасли на энергосбережение.

Справка. Проблема тарифообразования для стран СНГ имеет свои особенности из-за перекрестного субсидирования - тарифы на электроэнергию для населения были значительно ниже, чем для промышленности. Льготные тарифы на электроэнергию для населения ложатся дополнительной нагрузкой на промышленность, что усугубляет, с одной стороны, проблему неплатежей, а с другой — делает её продукцию неконкурентоспособной, так как растет топливная составляющая себестоимости продукции. В развитых странах дело обстоит как раз наоборот, что видно из табл.6.17а.

Если же потребители увеличивают свое электро- и теплотребление в объеме, превышающем минимально обоснованный уровень, то привлечение их средств в условиях регулирования тарифов можно считать экономически обоснованным.

В качестве основного критерия при оценке эффективности участия потребителей в инвестиционном процессе может быть использован минимальный прирост тарифа на энергию.

Важным преимуществом участия потребителей в инвестиционных проектах совместно с иностранными инвесторами, в программах энергокомпаний является контроль со стороны потребителей за экономической эффективностью инвестиционных решений, способствующий внедрению прогрессивных видов техники и технологий в энергетическом производстве.

Долевое участие потребителей энергоресурсов в финансировании объектов энергетики распространено в странах Европы и США, где регулируемые тарифы не в полной мере обеспечивают развитие отрасли. В частности, предоставление целевого займа и приобретение целевых облигаций энергокомпаний осуществляются потребителями, остро нуждающимися в увеличении поставок энергии, на льготных для энергокомпаний условиях.

6.7. Типы рынков электроэнергии /295-298,295-298,335,347-355/

Как отмечается в /297/, модель полностью либерализованного рынка электроэнергии может не обеспечить привлечение инвестирования в отрасль, что подтверждается и западным опытом реформирования отрасли за последние годы. Поэтому данное обстоятельство необходимо учесть при разработке перспективной модели полностью конкурентного

рынка электроэнергии для каждой страны, с учетом сложившихся социальных, технологических, финансовых и других факторов.

Ожидается, что по мере развития рынка электроэнергии и перехода к предполагаемой модели полностью конкурентного рынка сектор свободной торговли полностью заменит регулируемый и превратится в основную площадку торговли электроэнергией.

Вместе с тем, необходимо отметить, что в данном случае обострится проблема ввода новых генерирующих мощностей: сектор свободной торговли оптового рынка не способен обеспечить долгосрочное вложение значительных финансовых средств в развитие мощностей электростанций. Рассмотрим варианты рынков электроэнергии и решаемые ими различные задачи.

В электроэнергетике по временному принципу можно выделить три разновидности рынка.

Текущий рынок - рынок, на котором торговля электроэнергией осуществляется в режиме реального времени. Его разновидностью является спотовый рынок, или рынок "на сутки вперед" (от англ. on the spot - "торговля на месте", "со склада"). Данный рынок характерен только для электроэнергетики.

Считается, что предполагаемая модель полностью конкурентного рынка - это, по сути, спотовый рынок электроэнергии. Однако полностью конкурентным он не является потому, что цена на нем ограничена величиной, устанавливаемой государством в случае его регулирования. По завершении формирования спотового рынка (при полном прекращении регулирования его предельной величины) производители электроэнергии станут предлагать свои цены, которые представляют собой

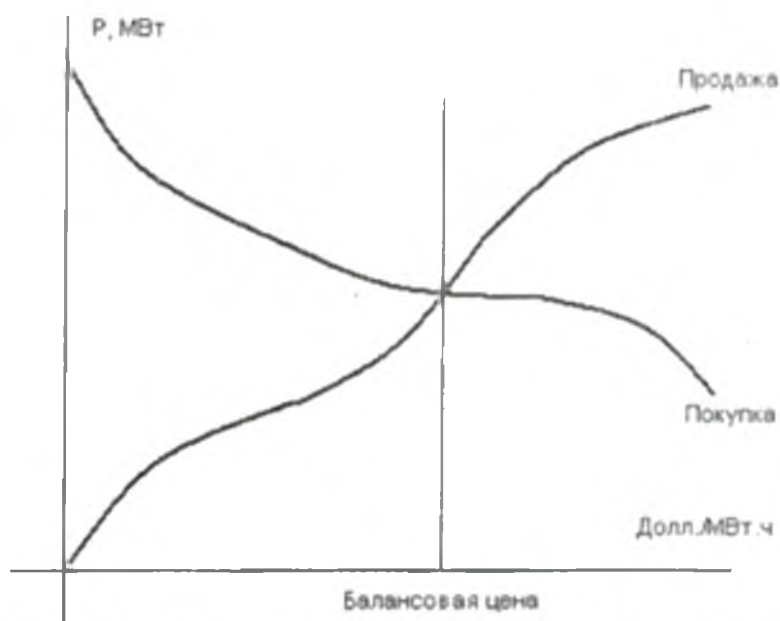


Рис.6.4. Теоретическая коммерческая характеристика для энергосистемы

зависимости предельных (приростных) цен от рабочей мощности (часовой выработки электроэнергии). Цена электроэнергии на текущем рынке в каждый час суток будет выравниваться по соотношению кривых предложения производителей и спроса потребителей (рис.6.4).

Но у полностью либерализованного рынка электроэнергии есть два **важных недостатка**, которые в конце концов приведут к невозможности использовать его для справедливой конкурентной торговли электроэнергией

— равновесная (балансовая) цена спроса и предложения на спотовом рынке - это всегда цена электростанции, замыкающей баланс электроэнергии (в регулируемом секторе оптового рынка цена для потребителей складывается как средняя по производителям электроэнергии). Существует возможность производителей электроэнергии использовать негласный сговор для завышения цены электроэнергии на замыкающей электростанции. Таким образом, потребители электроэнергии могут быть исключены из процесса формирования цены;

— текущий рынок электроэнергии не может давать ценовые сигналы для развития генерирующих мощностей вследствие краткосрочности этих сигналов. Поэтому при торговле электроэнергией только через спотовый рынок нельзя обеспечить справедливую конкуренцию. По этой же причине со временем обострится проблема развития генерирующих мощностей и создания достаточных резервов.

Краткосрочный рынок электроэнергии - рынок, на который производители электроэнергии выходят со своими предложениями по ценам на электроэнергию, рассчитанным на основе годовых издержек (средних или предельных) и прибыли в зависимости от годового производства электроэнергии. В данном случае равновесная цена на электроэнергию устанавливается по соотношению планируемых средних или предельных цен производителей электроэнергии и расходов потребителей на ее покупку, рассчитанных в зависимости от годового производства и потребления энергии.

На краткосрочном рынке используется постоянная равновесная цена продукта или ее средневзвешенное значение за расчетный период. Краткосрочные цены производителей на единицу продукции устанавливаются в зависимости от годового объема производства данной продукции при фиксированной мощности производителя. Именно на основе средних годовых затрат и прибыли, планируемых производителями электроэнергии, государственные органы регулирования устанавливают для производителей электроэнергии цены продажи электроэнергии на оптовых и розничных рынках. В этом **основное отличие цены**, регулируемой государством (устанавливается средняя за расчетный период), от цены конкурентного рынка без участия государственного регулирования (устанавливается на уровне предельной в зависимости от платежеспособного спроса потребителей). Прибыль или убыток производителя на конкурентном рынке определяются как разность между равновесной (предельной) ценой и средними затратами производителя. Таким обра-

зом, если тариф не регулируется, то производитель электроэнергии на спотовом рынке получает монопольную прибыль. Обеспечение этой прибыли целиком ложится на потребителя.

В электроэнергетике краткосрочный рынок может быть реализован в форме **форвардных** (двусторонние договоры между производителем и потребителем на период будущей поставки на заранее оговоренных условиях) и **фьючерсных** (взаимная передача прав и обязанностей при работе со стандартными договорами на поставку электроэнергии) сделок.

И если двусторонние договоры купли-продажи в секторе свободной торговли уже начинают заключаться, то фьючерсные контракты сейчас даже не обсуждаются. Текущий рынок электроэнергии также не дает ценовых сигналов на развитие мощностей.

Долгосрочный рынок электроэнергии предполагает возможность расширения производства электроэнергии. В данном случае мощности производителей не фиксируются, и производители выступают со своими долгосрочными предложениями по ценам (средним или предельным). Долгосрочная цена на таком рынке определяется как **равновесная на пересечении долгосрочных кривых спроса и предложения**.

Долгосрочный рынок рассматривает период в 10-15 лет и более, в течение которого новые электростанции могут быть построены и купиться. Поэтому данная разновидность рынка должна учитываться при анализе развития генерирующих мощностей производителей в условиях конкурентного рынка, в то время как спотовый рынок отражает только текущую ситуацию с рабочими мощностями, а краткосрочный работает с уже действующими электростанциями. Для обеспечения строительства новых электростанций договоры должны заключаться на длительный период (10-20 лет) и предполагать более высокие цены на электроэнергию, обеспечивающие окупаемость инвестиций. Однако в период реструктуризации отрасли нельзя заключать долгосрочные договоры, поскольку не могут быть установлены долгосрочные тарифы, так как организация долгосрочного рынка электроэнергии и перспективы его существования не ясны.

Рассмотрим в качестве примера работу рынка электроэнергии в некоторых странах.

6.7.1. Схема функционирования рынка Германии

За день до начала операционных суток все менеджеры балансовых групп, крупные и средние потребители и операторы станций обязаны предоставить системному оператору соответствующей зоны управления информацию об объеме своих контрактных обязательств /354/. Станции, установленная мощность которых превышает 100 МВт, за неделю до операционных суток передают системному оператору сведения о возможности оказания ими вспомогательных услуг, в первую очередь по

формированию резервов мощности. С электроэнергетической биржи системному оператору передаются данные о результатах торгов "на сутки вперед", а также результаты дневного аукциона (Cross-Border Exchange) с учетом ранее проданной пропускной способности (годовой, месячный аукционы). Таким образом, обладая информацией об объемах торговли по двусторонним договорам, результатах биржевой торговли и величине проданной пропускной способности, системный оператор формирует суммарный суточный график поставки/потребления, при необходимости производя дополнительные согласования.

В операционные сутки системный оператор осуществляет общий контроль над энергосистемой. При адресном выявлении дисбаланса он извещает об этом потребителя или менеджера соответствующей балансовой группы, а в случае дисбаланса по энергосистеме в целом - вводит в действие необходимые резервы мощности. Если же возникла аварийная ситуация, системный оператор вправе изменить график поставок в целях обеспечения надежной работы энергосистемы. Издержки, вызванные таким вмешательством, несет сторона, по чьей вине был изменен график.

По окончании операционных суток системный оператор собирает информацию о фактических объемах поставки и потребления участников рынка, определяет дисбалансы и организывает взаиморасчеты за них.

Регулирование баланса активной мощности и поддержание частоты в энергосистеме осуществляется путем ввода/вывода резервов мощности. Все станции, мощность которых превышает 100 МВт, обязаны предоставлять системному оператору информацию о возможности оказания ими возмездных вспомогательных услуг.

При балансировании энергосистемы используются следующие резервы мощности с рынка вспомогательных услуг:

1. Первичный резерв вводится автоматически и формируется путем заключения системным оператором договоров с владельцами электростанций, отвечающих установленным требованиям, в частности:

- диапазон автоматического регулирования мощности равен не менее 2% от номинальной мощности генератора;
- время набора необходимой мощности не превышает 30 с;
- длительность регулирования составляет не менее 15 мин.

Выбор поставщиков производится по принципу наименьшей цены на оказание данной услуги.

2. Вторичный резерв вводится по команде системного оператора; принципы его формирования аналогичны вышеназванным. Требования к генераторам в данном случае таковы:

- мощность генератора равна не менее 100 МВт или по усмотрению системного оператора;
- время набора необходимой мощности не превышает 5 мин;
- длительность поддержания заданной мощности составляет не менее 1 часа;

3. Аварийный резерв вводится по команде системного оператора в случае недостаточности вторичного резерва для балансирования его зоны

ответственности и при угрозе системной аварии. Поставщиками аварийного резерва являются энергоисточники, вся или часть мощности которых была зарезервирована системным оператором на основании соответствующего договора.

В зависимости от ситуации, складывающейся в операционные сутки, системный оператор балансирует энергосистему, загружая или разгружая станции, готовые по его команде изменить генерацию "вниз" или "вверх".

Взаиморасчеты системного оператора с поставщиками вспомогательных услуг производятся по ценам, указанным в их заявках, а с субъектами рынка, допустившими дисбаланс, - по ценам, определяемым по фиксированному графику.

В случае если субъект, допустивший дисбаланс, способствовал балансированию энергосистемы в целом, системный оператор платит субъекту, в противном случае субъект платит оператору.

6.7.2. Опыт использования спотового рынка в Великобритании

В 2001 г. в Великобритании была введена новая система организации рынка электроэнергии NETA (New Electricity Trading Arrangement), в соответствии с которой порядок торговли электроэнергией принципиально изменился. Рассмотрим процесс формирования рынка электроэнергии более подробно /353/.

Все производители электроэнергии должны были продавать свой продукт на оптовый рынок (в пул) по устанавливаемой рынком покупной цене пула, которая определялась каждые полчаса и на основе которой велись расчеты с производителями электроэнергии.

Отбор поставщиков электроэнергии на оптовый рынок осуществлялся в следующем порядке. Оператор рынка отбирал генерирующие компании в порядке увеличения заявленных ими цен на электроэнергию, т. е. в первую очередь принимались заявки на поставку электроэнергии по самым низким ценам. В последнюю очередь принималась заявка от того поставщика, который предложил минимальную цену на замыкающую баланс электроэнергию и был способен выделить мощности для покрытия повышения электропотребления. В то же время данная цена - максимальная из всех уже отобранных до этого оператором рынка (замыкающая цена электроэнергии).

После нескольких лет функционирования рынка независимый регулятор (Ofgem) пришел к заключению, что работа через пул затруднена: электростанции, пользуясь тем, что в основу покупной цены пула положены замыкающие затраты, диктуют цены на электроэнергию, а потребители не способны влиять на ценообразование. Стремясь избавиться от диктата производителей электроэнергии, независимый регулятор разработал проект NETA.

Основным в Великобритании стал **форвардный рынок** электроэнергии, на котором заключаются двусторонние контракты на поставку электроэнергии сроком до 10 лет напрямую или через посредника (брокера). Торговые компании (трейдеры) оказывают посреднические услуги при заключении договоров между потребителями и поставщиками, страхуя при этом риски (при существовании пула риски не страховались). Длительные контракты со временем и по необходимости их физического исполнения дробятся на более мелкие, в итоге разбиваясь на получасовые интервалы и реализуясь через спотовый рынок без объявления цены электроэнергии.

Спотовый рынок перестал формировать цену на электроэнергию и остался в качестве вспомогательного рынка небалансов электроэнергии (**рынок отклонений**). Участие в спотовом рынке могут принимать также те потребители, которые по каким-либо причинам не заключили двусторонние договоры на покупку электроэнергии, а доверили эту проблему оператору. В данном случае цена на электроэнергию для них определяется системным оператором по результатам работы спотового рынка.

Торговля электроэнергией также стала осуществляться и на **фьючерсном (краткосрочном) рынке**. С фьючерсными сделками работает биржа, объем продажи электроэнергии через которую составляет только 5%, а 95% электроэнергии продается по двусторонним договорам (форвардным контрактам). Доля рынка отклонений совсем незначительна.

Даже при хорошо организованном рынке электроэнергии всегда будет существовать два типа торговых систем: торговля электроэнергией по договорам между производителями и покупателями (форвардные и фьючерсные контракты) и торговля через объединение субъектов оптового рынка (торговля на спотовом рынке). Переход на первый тип торговых систем технически невозможен, поскольку всегда будет существовать "остаточный" небаланс электроэнергии, который должен быть распределен оператором рынка (рынок отклонений). Однако рынок отклонений, работающий по принципу спотового, является только вспомогательным.

В случае торговли электроэнергией по договорам оператор объединения (пула) оценивает только техническую реализуемость уже заключенных договоров (пропускные способности ЛЭП, технические ограничения по загрузке электростанций и др.) и не знает цены электроэнергии. При работе на рынке отклонений оператор осуществляет экономическое распределение нагрузки в порядке возрастания цены заявок производителей электроэнергии, заранее заявивших о своем участии в покрытии небалансов. Таким образом, небаланс электроэнергии закрывается системным оператором пула с помощью заранее заказанных электростанций.

После того как торговля электроэнергией только через спотовый рынок пула оказалась неэффективной, в Великобритании была создана биржа электроэнергии, занимающаяся продажей лицензий на участие в

торгах и несущая расходы по их организации. Причем системный оператор не участвовал в ее создании. На бирже работают генерирующие и сбытовые, а также финансовые компании, которые покупают электроэнергию для своих клиентов. К ним относится и компания **Высоковольтные электрические сети (National Grid)**, приобретающая электроэнергию для своих нужд.

В настоящее время функционируют четыре биржи и целый ряд субподрядчиков. Они работают непрерывно, по тому же принципу, что и другие товарные биржи.

Отдельно торгуются контракты пиковой и базовой нагрузки: первые - с 7:00 до 19:00 кроме субботы и воскресенья, спотовые - в самостоятельном режиме. Механизм работы биржи состоит в следующем:

- на первом этапе функционирует фьючерсный рынок;
- за два дня до начала действия режима открывается спотовый рынок, на котором заключаются спотовые контракты;
- за 3,5 ч до начала действия режима **"ворога закрываются"** и агент собирает уже заключенные контракты. Одновременно выполняются клиринговые (расчетные) операции;
- затем оператор и National Grid исполняют режим.

В Великобритании системный оператор и National Grid объединены, так как контролируют и исполняют режим, задаваемый системным оператором. Задача последнего - следить за соблюдением баланса при ведении режима и выполнять договорные отношения, т. е. особой ответственности он не несет. Отдельного закона о системном операторе нет, все принципы его работы оговорены в лицензии на этот вид деятельности.

Ofgem регулирует тарифы на передачу электроэнергии по сетям, которые пересматриваются один раз в 4-5 лет. Инвестиции в централизованном порядке в тариф не включаются, поскольку тариф теперь не регулируется.

В заключение отметим: опыт работы рынка электроэнергии Великобритании показывает, что сейчас целесообразно более масштабно переходить на двусторонние договоры между производителями и потребителями на несколько лет вперед и готовить новую площадку для торговли фьючерсными контрактами на электроэнергию, на которой участники торговли, не нашедшие своих контрагентов, могут заключать сделки на поставку электроэнергии в будущем.

После прекращения государственного регулирования в (2008 г) сектор свободной торговли, построенный по принципу спотового рынка, может столкнуться с проблемой резкого роста тарифов вследствие их формирования по принципу цены замыкающей электростанции. Своевременное и масштабное развитие сектора двусторонних договоров и фьючерсных сделок поможет избежать этих негативных последствий.

Одновременно необходимо решать проблему развития генерирующих мощностей электростанций и поддержания необходимого резерва путем создания рынка долгосрочных контрактов.

6.7.3. Опыт создания розничного рынка электроэнергии в России /289,295,331,336/

В электроэнергетике России широко применяется система тарифообразования "затраты плюс" /289/. Суть этой системы заключается в обеспечении определенного уровня рентабельности (3-5%) для энергокомпаний. Данная схема ценообразования уравнивает экономические результаты деятельности предприятий электроэнергетики вне зависимости от их эффективности. Следовательно, снижается стимул к уменьшению затрат и повышению рентабельности деятельности компаний. Процесс же реформирования предприятий отрасли и формируемый конкурентный рынок электроэнергии должны решить данную проблему. Уход от существующей системы тарифообразования приведет к исчезнованию стимула завышения затрат и использования неэффективных мощностей. Приход эффективных частных собственников в электроэнергетику приведет к сокращению издержек.

В начале реформирования отрасли, до начала функционирования полноценного конкурентного рынка электроэнергии, тарифообразование в отрасли должно осуществляться по принципу "инфляция минус", когда утверждаемые темпы роста тарифов на электроэнергию не превышают планируемые темпы инфляции и теоретически являются стимулом к более эффективной работе предприятий. Тем не менее, реальные темпы роста инфляции на 1-2% превышают плановые, в результате чего энергетики вместо стимула к минимизации затрат получают фактор, тормозящий развитие отрасли.

В связи с планируемым привлечением инвестиций в электроэнергетику и необходимостью повышения инвестиционной привлекательности компаний отрасли, крайне целесообразно повысить допустимые темпы роста тарифов на электроэнергию до уровня не ниже темпов роста инфляции, что способствовало бы созданию более адекватной тарифной политики компании, способствующей росту интереса инвесторов к компаниям отрасли. В этой связи начиная с 2007 г. Правительство повысило допустимые темпы роста тарифов на электроэнергию до уровня не меньше уровня инфляции. Так, рост тарифов в 2007, 2008, 2009 гг. составил 10, 9 и 8%, соответственно.

Еще одна проблема тарифообразования в электроэнергетике России связана с **перекрестным субсидированием** - когда заниженные тарифы для одной группы потребителей (населения) компенсируются повышенными тарифами для другой группы потребителей (промышленность). С точки зрения экономической целесообразности, тарифы для населения должны быть больше, так как должны учитывать дополнительные затраты на понижение мощности при доставке электрической энергии потребителю.

Решение проблемы перекрестного субсидирования является важнейшей задачей процесса реформирования отрасли. Было предложено не-

сколько путей решения этой проблемы - начиная от постепенного повышения тарифов на электроэнергию для населения, до введения неналогового сбора, уравнивающего эти тарифы. Какое-то время удавалось решать проблему путем компромиссов, однако в настоящий момент в связи с либерализацией оптового рынка электроэнергии данный вопрос стоит довольно остро, а путей решения так и не было предложено. Между тем, эффективность работы конкурентного рынка в электроэнергетике во многом зависит от решения данной проблемы.

В сентябре 2006 г. рынок электроэнергии перешел в новую фазу - регулируемый рынок трансформировался в сектор регулируемых двухсторонних договоров, заключаемых напрямую потребителем и поставщиком энергии. Также новая модель предусматривает наличие других конкурентных механизмов торговли электроэнергией: торговли по свободным нерегулируемым ценам, которая осуществляется посредством свободных двусторонних договоров, и краткосрочного конкурентного рынка с поставкой на следующие сутки, т.е. рынка "на сутки вперед", а также рынка реального времени или "балансирующего рынка".

Предполагается, что объемы продаж электроэнергии в регулируемом секторе оптового рынка (рынок регулируемых двусторонних договоров) будет снижаться на 5-15% ежегодно, что, вкупе с расширением конкурентного рынка, позволяет надеяться на темпы роста конкурентного сектора до 15% ежегодно. Способ фиксирования долгосрочной цены, заложенный в модели долгосрочных двусторонних договоров, на переходном этапе позволит участникам реформы адаптироваться к рыночным отношениям. В дальнейшем планируется расширить конкурентный рынок электроэнергии и на регулируемый сектор оптового рынка электроэнергии. Тем не менее, полностью либерализованным рынок электроэнергии в России станет только к 2012 гг.

Структура оптового рынка. Важным элементом реформирования отрасли является изменение субъектной структуры оптового рынка электроэнергии переходного периода. Здесь ключевой аспект - определение различия между участниками рынка и его инфраструктурой. Участники рынка - продавцы и покупатели - понятие, известное из практики функционирования других рынков. Понятие инфраструктуры несколько более сложное: под инфраструктурой понимают некоторые общие, необходимые функции, которые позволяют всем участникам работать на конкретном рынке.

В процессе реформирования обособление инфраструктурных функций и возможность свободного доступа к услугам инфраструктуры можно назвать основными элементами разделения по видам деятельности.

Секторы оптового рынка. Оптовый рынок электроэнергии предполагает разделение его на несколько секторов: **регулируемый сектор, сектор свободной торговли и сектор отклонений.**

Основанием для такого разделения являются принципы, заложенные в основе модели оптового рынка электроэнергии переходного периода:

- введение конкурентной торговли в ограниченных объемах;
- изменение системы планирования и переход на почасовое планирование поставки/потребления электроэнергии.

Первый из перечисленных принципов привел к разделению оптового рынка на этапе краткосрочного планирования на регулируемый сектор и сектор свободной торговли, на котором ценообразование происходит по принципам свободной конкурентной торговли.

Ценообразование в регулируемом секторе остается фактически неизменным. Сохраняется система составления годового планового баланса производства/потребления, утверждаемого государственными организациями, а также система установления тарифов для производителей и потребителей электроэнергии на оптовом рынке.

Введение **сектора свободной торговли** изменяет систему краткосрочного планирования. До введения сектора свободной торговли планирование основывалось на прогнозируемых энергокомпаниями сальдо-перетоках, которые составлялись исходя из критерия необходимости выдерживать баланс, поскольку отклонение от баланса наказывалось. Такая информация последовательно проходила через диспетчерскую цепочку и превращалась в плановые, диспетчерские графики на каждый час. На этом процесс краткосрочного планирования заканчивался.

С введением сектора свободной торговли в процессе краткосрочного планирования появляются новые элементы.

Во-первых, участники начинают самостоятельно формировать прогнозы своего потребления на каждый час следующих суток. Для производителей плановый **диспетчерский график загрузки (ПДГ)** формируется Системным оператором исходя из необходимости покрытия полного заявленного потребления электроэнергии в каждый час.

Производителям гарантирован объем производства в регулируемом секторе в объеме не более 85% ПДГ, запланированного для него Системным оператором. Производители имеют право продать в секторе свободной торговли до 15% от установленной мощности. Заявка производителя означает его готовность произвести указанное в заявке количество электроэнергии по цене не ниже указанной в заявке. При этом необходимо учитывать, что участвуют в рынке (подают заявки) только генерирующие объекты, заранее внесенные Системным оператором в состав работающего оборудования (включенные в график производства на данные сутки). В этом проявляется одно из серьезных ограничений рынка переходного периода, поскольку ограничивается потенциальная конкуренция только станциями, заранее включенными в производство не на рыночных принципах.

Второй принцип привел к необходимости выделить **сектор отклонений**. Дело в том, что в прежней системе регулирования отклонения участника, равные разнице между фактическими и плановыми данными, штрафовались только лишь в месячном разрезе: самое важное было выдержать плановый годовой баланс, разбитый по месяцам. Кроме того, для участников оптового рынка электроэнергии и мощности устанавли-

ливались так называемые контрольные часы, по которым отслеживались отклонения участников по заявленной мощности. В результате такая система приводила к искажению реальной картины производства и потребления: генератор мог не исполнять план в течение месяца, но под конец месяца "подогнать" свою выработку под план, а потребители, как правило, завышали свою заявленную мощность, чтобы не получить отклонения по мощности, т.е. системный оператор получал множество искаженных сигналов о краткосрочных планах участников и вынужден был использовать методы регулирования, основанные на внеэкономических параметрах.

Ситуация меняется, когда участники больше не штрафуются за отклонения по мощности и все внимание сосредоточено на почасовых отклонениях участников от их почасовых же плановых графиков. Дополнительно вводится новая система стимулирования. Теперь участники "премируются" за точное и своевременное исполнение плановых графиков и команд Системного оператора и, наоборот, штрафуются за неисполнение этих планов. Таким образом, происходит смена критериев работы и Системного оператора - становится важным не просто надежное функционирование Единой энергетической системы России, а экономичное, с минимизацией стоимости загрузки генерирующего оборудования.

Инструменты торговли на рынке. Определив основной сектор оптового рынка, необходимо обратиться к инструментам работы на нем. В регулируемой части рынка никаких существенных изменений не произошло - договорная система закрепления участников продолжает функционировать, при этом продолжает действовать и так называемая "оперативная комиссия", которая до сих пор является мощным инструментом снижения риска неоплаты поставленной электроэнергии. В секторе свободной торговли появляются, как минимум, два инструмента торговли:

- участие в торговле "на сутки вперед" (спот-торговле) через подачу ценовых заявок покупателями и поставщиками электрической энергии;
- заключение двусторонних договоров между покупателями и поставщиками.

Спотовая торговля по своей сути сродни торговле на любом другом товарном рынке с одной принципиальной особенностью: электроэнергия - это тот товар, который невозможно ни запастись, ни хранить. Произвел - надо сразу продать. Что не продал - потерял. Подавая заявки на следующие сутки, участники могут осуществлять более точное планирование своего потребления и производства электроэнергии, так как обладают достаточно достоверной информацией о запасах топлива, параметрах работающего оборудования, погодных условиях и о ситуации на рынке. Отсюда возникает важное ограничение, которое накладывается на этапе подачи ценовых заявок: участник продает и покупает на рынке только то количество электроэнергии, которое он может реально произвести или потребить. Такая тесная увязка процессов функционирования энергосистемы и торговой площадки позволяет гарантировать, что результаты торгов могут быть реально исполнены.

Двусторонние договоры являются более долгосрочным инструментом, чем спотовые сделки. Договоры могут быть заключены как на неделю, так и на несколько лет вперед (в Англии, например, существуют даже 15-20-летние контракты). В результате становится возможным планировать финансовые потоки, связанные с производством и потреблением, для всех участников на будущие периоды. Это особенно важно для крупных потребителей, которым зачастую необходимо зафиксировать платежи за электроэнергию на год вперед.

Важной особенностью конкурентного рынка является возможность свободного выбора цены, по которой участникам выгодно покупать и продавать электроэнергию. Таким образом, участники торгов сами могут выбирать тот инструмент торговли, который отвечает их целям: либо это просто **хеджирование** ценовых рисков с возможностью покупки электроэнергии на более выгодных условиях, чем в регулируемом секторе ("консервативная стратегия"), либо "игра" на рынке - использование трейдинговых технологий работы для получения максимальной прибыли ("спекулятивная стратегия"). Собственно говоря, эти две **основные стратегии** - "консервативная" и "спекулятивная" - и являются основополагающими для участников конкурентного рынка.

Следующий важный аспект, изучение которого необходимо для понимания функционирования оптового рынка, - это временной срез. Выделяют следующие основные этапы, хорошо знакомые всем энергетикам: долгосрочное и среднесрочное планирование, краткосрочное планирование и реальное время (этап исполнения плана).

На этапе долгосрочного планирования участники оптового рынка подают информацию о своем планируемом потреблении (для потребителей) и возможностях генерации (для поставщиков) на год вперед. Эти документы в конечном счете попадают в орган государственного регулирования, осуществляющий долгосрочное планирование в рамках макроэкономического прогноза развития страны на год. Пройдя несколько этапов согласования, заявки превращаются в годовой баланс производства/потребления электроэнергии и мощности. На этом же этапе производители электроэнергии получают свои индивидуальные тарифы таким образом, чтобы совокупные поступления от плательщиков/покупателей покрывали совокупные требования поставщиков электроэнергии.

Что касается свободных отношений на долгосрочном и среднесрочном этапах, поставщики и покупатели имеют возможность спланировать загрузку, заключая долгосрочные двусторонние договоры, и таким образом частично хеджировать ценовые риски.

На этапе краткосрочного планирования годовой баланс приобретает вид конкретных графиков загрузки генераторов - плановый диспетчерский график загрузки. Несмотря на то что Системный оператор должен стараться выдерживать годовой баланс, как правило, при составлении ПДГ реальная ситуация в электрической сети, а также экономическая конъюнктура отличаются от запланированных и ПДГ не соответствуют балансу.

Розничный рынок электроэнергии - это сфера продажи электроэнергии конечным потребителям вне оптового рынка. Практически все объемы электроэнергии, продаваемые на розничном рынке, приобретаются на оптовом рынке, за исключением небольшой доли, производимой на электростанциях, не являющихся участниками оптового рынка.

Посредниками между оптовым и розничным рынками являются энергосбытовые компании, которые не имеют собственных сетей, но при этом обязаны доставить электроэнергию потребителям, для чего они должны заключить договор об оказании услуг по передаче электроэнергии с сетевыми организациями. Потребитель может и сам заключить договор с сетевой организацией при наличии договора купли-продажи с энергосбытовой компанией. В этом состоит одно из главных отличий нового розничного рынка электроэнергии от старой системы отношений. Раньше потребитель мог обслуживаться только той энергоснабжающей организацией, к сетям которой он был присоединен. Фактически это препятствовало развитию конкуренции в сфере сбыта электроэнергии.

В соответствии с новыми правилами работы розничных рынков в числе энергосбытовых компаний появилась особая категория - **гарантирующие поставщики (ГП)**, которые обязаны заключить договор с любым обратившимся к ним потребителем. Все остальные энергосбытовые компании заключают договоры с потребителями добровольно - если стороны не договорятся между собой по всем условиям, в том числе по цене поставки, то договор заключен не будет.

Каждый гарантирующий поставщик имеет четко определенную территорию деятельности, и каждый потребитель может узнать, кто является для него гарантирующим поставщиком.

Справка. Поскольку электроэнергия - это товар первой необходимости, на розничном рынке возник институт гарантирующих поставщиков. Институт гарантирующих поставщиков был введен как некий гарант надежного обеспечения электроэнергией, прежде всего, таких "проблемных" групп потребителей (с точки зрения платежеспособности), как бюджетные организации и население, а также мелкомоторных потребителей. В некоторых странах, где проводилась реформа электроэнергетики, такой субъект розничного рынка называется "поставщик последней надежды". Если потребителя не устраивает его действующий продавец электроэнергии или ему не удалось договориться с другими энергосбытовыми компаниями, он в любой момент может обратиться к гарантирующему поставщику. Это не означает, что гарантирующий поставщик примет любые условия потребителя, так как публичный договор, по которому он работает, предусматривает одинаковые условия для всех потребителей и прозрачные принципы ценообразования. Поэтому, выбирая для себя энергосбытовую компанию, потребитель будет сравнивать ее условия с условиями обслуживания гарантирующего

поставщика. Получение статуса ГП для многих потенциальных претендентов было весьма привлекательно, поскольку можно иметь гарантированный сегмент рынка электроэнергии. Статус ГП и делает возможным на период реформы электроэнергетики менее болезненно втянуться в рыночные отношения. Основным условием является обязательность наличия или создание полноценной автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), чтобы выйти на оптовый рынок электроэнергии.

Несмотря на то что понятие "рынок" ассоциируется в первую очередь со свободными ценами, в переходный период - на этапе реформирования отрасли - большая доля электроэнергии как на оптовом, так и на розничном рынке будет поставляться по тарифам. Тарифы для розничных потребителей по-прежнему утверждают региональные государственные органы власти.

Исключение составляют энергосбытовые организации, которые не осуществляют поставку электрической энергии непосредственно населению либо тем компаниям, которые обслуживают население. Они вправе поставлять весь объем электроэнергии по договорным ценам. Их потребителями в первую очередь будут крупные предприятия, которые заключают договор с такой энергосбытовой компанией по собственному желанию и всегда могут оценить, насколько им этот договор выгоден в сравнении со стоимостью поставки электроэнергии гарантирующим поставщиком.

Какие именно условия поставки имеются в виду? Каким образом гарантирующий поставщик будет определять цену? Постепенное увеличение доли торговли электроэнергией по свободным ценам на оптовом рынке будет оказывать влияние на уровень цен на розничном рынке, который должен отражать конкурентные цены на оптовом рынке. Конкурентный оптовый рынок определяет правильные ценовые ориентиры как для производителей, так и для потребителей, даже если они покупают электроэнергию при посредничестве гарантирующего поставщика или энергосбытовой компании.

Чтобы определить цену электрической энергии для конечного потребителя, нужно к цене электроэнергии на оптовом рынке или цене ее розничного производства прибавить стоимость услуг по передаче, иных обязательных услуг, сопровождающих процесс поставки электроэнергии, и сбытовую надбавку гарантирующего поставщика, которая отражает его расходы по обслуживанию потребителей и допустимый уровень прибыли. Цены на все эти составляющие являются регулируемыми, поэтому у потребителя есть уверенность в том, что к оптовой цене гарантирующий поставщик не добавит ничего лишнего, кроме тех расходов, которые он в действительности понес. Эти регулируемые расходы учитываются также при установлении регулирующими органами тарифов на электроэнергию.

Таким образом, теперь на розничном рынке часть объемов электроэнергии (в 2007 г. около 95%, впоследствии эта доля станет постепенно уменьшаться) будет поставляться по тарифам, а остальные объемы - по цене, не превышающей конкурентную стоимость электрической энергии на оптовом рынке с учетом стоимости перечисленных услуг. В соответствии с переходом к открытому рынку доля электроэнергии, приобретаемой по свободным ценам (на спот-рынке или по свободным договорам), к концу 2007 года составила 10%, в 2008 году - 25%, а в дальнейшем ожидается динамика изменения этих долей: в 2009 году - 50%, к концу 2012 года - до 100%.

Начиная с сентября 2006 г., потребители розничного рынка получают счета, в которых отдельно указаны объемы поставки по тарифам и по цене, отражающей конкурентную цену оптового рынка. Кроме того, для крупных предприятий эта цена будет указана для каждого часа отдельно, сначала справочно, а после установления ими почасового учета электроэнергии - для расчетов.

Организатором торговли на оптовом рынке является некоммерческий "Администратор торговой системы" (с 2008 года преобразован в Некоммерческое партнерство "Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергии и мощности" НП "Совет рынка"). Зная цену на оптовом рынке, которая меняется с каждым часом, крупные потребители смогут управлять своим потреблением с целью снижения расходов на электроэнергию. В основном это касается тех потребителей, которые тратят существенные средства на электроснабжение.

Применение данной системы ценообразования будет осуществляться в отношении всех групп потребителей, за исключением населения, которому гарантируется поставка всего фактически потребленного объема по тарифам. Также по тарифам электроэнергия будет поставляться тем организациям, которые у гарантирующего поставщика покупают электроэнергию в целях ее дальнейшей продажи потребителям-гражданам или в целях оказания потребителям-гражданам коммунальной услуги электроснабжения: товариществам собственников жилья, жилищным кооперативам, управляющим компаниям, товариществам индивидуальных застройщиков, садоводческим товариществам и гаражным кооперативам.

Гарантирующие поставщики и энергосбытовые компании могут осуществлять поставку электрической энергии только тем потребителям-гражданам, которые проживают в частных жилых домах или которые выбрали непосредственный способ управления многоквартирным домом. В остальных случаях потребители-граждане получают коммунальную услугу электроснабжения, поэтому они не могут заключить договор с гарантирующим поставщиком или какой-либо энергосбытовой компанией. Однако жильцы многоквартирного дома могут поручить управляющей компании заключить договор на поставку элек-

троэнергии для оказания коммунальных услуг с той организацией, чьи условия им кажутся более выгодными.

Другие потребители могут расторгнуть договор с предыдущим поставщиком в любой момент времени при соблюдении установленных в договоре условий. Энергосбытовым компаниям придется самим определять, в каких случаях потребитель может расторгнуть договор. Также важно серьезно относиться к предлагаемой цене продажи электроэнергии. Как гарантирующий поставщик, так и энергосбытовая компания покупают электрическую энергию на организованном оптовом рынке, и цены их покупки не могут значительно отличаться друг от друга. Кроме того, если энергосбытовая компания не участвует в оптовом рынке, то она будет вынуждена покупать электроэнергию у того же гарантирующего поставщика. Следовательно, не цена поставки, а качество обслуживания будет основой конкуренции на розничном рынке в ближайшее время. Формирование оптимальной цены будет обеспечиваться конкуренцией на оптовом рынке.

Справка. Необходимо еще раз отметить, что суть конкурентного ценообразования на оптовом рынке заключается в том, что цена определяется для каждого часа и отражает стоимость производства электроэнергии для покрытия всего потребления в этот час. В первую очередь загружаются самые "дешевые" станции. Чем меньше потребление, тем ниже цена. Именно поэтому в ночное время цена существенно ниже, чем утром и днем - в часы пикового потребления. Такое ценообразование позволяет потребителям розничного рынка, заинтересованным в сокращении расходов на электроснабжение, лучше понимать, когда им потреблять электроэнергию, чтобы получить экономию. Именно такой сигнал дает конкурентная почасовая цена оптового рынка, и именно поэтому она должна быть известна конечному потребителю. Чтобы воспользоваться возможностью оплачивать электроэнергию по часам суток, потребитель должен обеспечить почасовой учет. Однако даже наличие зонных счетчиков (день-ночь) позволяет получить определенную экономию.

Практика внедрения конкурентного рынка в других странах показывает, что при правильном построении моделей оптового и розничного рынков происходит снижение цен под давлением конкуренции. Однако этот механизм действует при отсутствии дефицита мощностей по производству электрической энергии в часы пикового спроса. В случае не выполнения этого условия подключаются наиболее "дорогие" и наименее эффективных из существующих станций, а эффективные станции будут вынуждены использовать резервное топливо, стоимость которого, как правило, очень высока. В конечном итоге уровень цен в эти часы возрастет по сравнению с теми периодами, когда спрос ниже. При этом средний уровень цен будет изменяться равномернее.

Это объективно с точки зрения экономики, поскольку высокая цена, во-первых, дает сигнал к снижению потребления и энергосбережению (что имеет существенное значение для крупных предприятий), а во-вторых - к привлечению инвестиций в генерирующие мощности. Таким образом, рынок является эффективным инструментом борьбы с дефицитом мощности, и такие проблемы, как выбытие и старение мощностей будут решены, когда он заработает в полную силу.

6.8. Состояние и тенденции реформирования электроэнергетики развитых стран

/302,305-313,315-322,326-338, 347, 351, 349, 355/

Реформирование электроэнергетики является важнейшим элементом структурных реформ в экономике любого государства. Введение конкурентных отношений в энергетике - это мировая тенденция, проводимая в каждой стране по собственной модели. Как было отмечено выше, не существует универсальной модели реформирования электроэнергетики пригодной для всех стран, однако учесть опыт и ошибки других стран в этом важнейшем мероприятии в жизни государства будет весьма полезно и позволит избежать катастрофических ошибок.

В большинстве случаев, несмотря на весьма существенные различия в экономических предпосылках и макроэкономических условиях, стремление каждого государства, предпринимающего попытку реструктурировать отрасли, относимые к сфере естественных монополий, прежде всего, продиктовано требованиями повышения эффективности функционирования каждой составляющей всего экономического комплекса, защиты интересов потребителей, то есть промышленности и населения. Именно низкая эффективность и конкурентоспособность собственной промышленности заставили правительства большинства стран решиться на проведение серьезных реформ в сфере естественных монополий, к которым относится и сектор энергетики.

Понимание и практическое представление о механизмах и результатах реформирования электроэнергетики в странах, успешно реализующих концепцию дерегулирования топливно-энергетической отрасли, во многом поможет экстраполировать вектор развития взаимоотношений рыночных субъектов и формализовать новые бизнес-процессы, обеспечивающие эффективное функционирование энергосбытовой компании в условиях либерализации рынков энергии.

Необходимость перемен в электроэнергетике стала очевидной в конце прошедшего столетия. До 1990х годов в большинстве стран мира эта отрасль относилась к естественным монополиям. Вертикально-интегрированные компании (совмещающие производство, передачу и сбыт электроэнергии) имели узаконенную монополию в национальных масштабах или в масштабах отдельных регионов. Тарифы на их услуги обычно устанавливались или ограничивались государством. Такая система дол-

гое время вполне удовлетворительно обеспечивала нужды экономики. Однако в условиях значительного удорожания углеводородного топлива (с 1970х годов) и опережающего роста потребления электроэнергии прежние монополии оказались недостаточно эффективными. Они часто не успевали реагировать на изменение спроса, им слишком дорого обходилось поддержание существующих мощностей и ввод новых. При этом любые дополнительные расходы таких компаний включались в их тарифы и автоматически ложились на потребителей. Положение осложнялось тем, что во многих странах было ужесточено экологическое законодательство, что требовало ускоренной модернизации энергетических мощностей - едва ли не главных загрязнителей окружающей среды.

Либерализации электроэнергетики способствовали различные процессы, в том числе:

- развитие газотурбинных технологий, наряду с увеличением объема добычи природного газа и снятием в некоторых странах ограничений на его использование для производства электричества, привело к распространению высокoeffективных и относительно недорогих технологий генерации;

- возросшие требования к энергоэффективности и "экологической чистоте" производства подталкивали к модернизации энергетических мощностей;

- развитие сетей, и прежде всего межсистемных связей (магистральных линий высокого напряжения между ранее замкнутыми энергосистемами), а также информационных технологий, средств учета и контроля способствовало увеличению и усложнению энергопотоков, создавало новые возможности для конкуренции между оптовыми поставщиками энергии;

- все увеличивающаяся экономическая интеграция регионов и соседних стран (в Европе, Северной и Южной Америке) способствовала развитию оптовых рынков электроэнергии.

В результате некоторые государства начали пересматривать свое отношение к естественной монополии в электроэнергетике, стали допускать в этой отрасли элементы конкуренции. Это достигалось либо разделением монополий, с выделением из них конкурирующих компаний, либо допуском в отрасль новых участников - независимых производителей электроэнергии, либо и тем и другим. Новая структура отрасли требовала и новых правил игры. Чтобы независимый производитель был действительно независимым и имел возможность продавать свою электроэнергию, ему был необходим доступ к инфраструктуре транспортировки электроэнергии, возможность самостоятельно устанавливать цены. Необходимые для этого нормы были предусмотрены в законодательстве ряда государств. В результате в некоторых странах появился свободный рынок электроэнергии, цены на котором устанавливались на основе спроса и предложения. Впервые конкурентный рынок заработал в 1990 году в Англии и Уэльсе, а режим неограниченной конкуренции на оптовом рынке электроэнергии впервые в истории был введен в 1991 году в Норвегии.

При всем различии моделей отрасли и путей ее реформирования, в Европе, США и ряде других регионов мира осуществляются схожие шаги по либерализации электроэнергетики: разграничение естественно монопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (генерация, сбыт) видов деятельности, демонополизация отрасли с параллельным развитием анти-монопольного регулирования, введение для независимых поставщиков электроэнергии недискриминационного доступа к инфраструктуре, либерализация рынков электроэнергии. Государств, полностью открывших рынок для конкуренции, становится все больше, к ним относятся Швеция, Норвегия, Финляндия, Великобритания, Новая Зеландия и ряд других. К подобным же стандартам стремится Европейский Союз в целом, законодательство которого требовало полного открытия к 2007 году национальных рынков электроэнергии большинства стран членов этой организации. Развитие конкурентных оптовых рынков на всей территории страны также является одним из приоритетов энергетической стратегии США. В ряде регионов этой страны уже действует конкурентный оптовый рынок электроэнергии, во многих штатах осуществляется либерализация розничной торговли электроэнергией.

Необходимо отметить, что к настоящему моменту реформирование в электроэнергетике продолжается более чем в 20 странах мира, таких как Великобритания, США, Германия, Финляндия, Норвегия, Швеция, Дания, Италия, Бразилия, Новая Зеландия, Россия, Украина и многих других (табл. 6.18).

Перед тем как разрабатывать собственную концепцию реформирования электроэнергетики, необходимо тщательно изучить то, что было сделано в других странах: как проходило реформирование, какие были выбраны модели рынков, каковы результаты их функционирования и последствия для экономики, участников рынка и потребителей и многое другое. Важно все - и успехи, и неудачи в странах, где проведены реформы, главное - учесть и положительный опыт, и отрицательный, одновременно внимательно следя за развитием реформирования электроэнергетики в других странах и в настоящий момент.

В чем же главные причины и цели реформирования электроэнергетики? Как отмечается в /298,355/, главным направлением реформ электроэнергетики за рубежом следует считать внедрение конкуренции в области производства электроэнергии, чему способствовало признание в начале 90-х годов того, что электроэнергетическая отрасль перестала быть неделимой естественной монополией.

Существует несколько причин такого изменения отношения к электроэнергетике. Прежде всего, экономия от масштаба, которая долгое время играла роль основного аргумента в пользу естественно-монопольной структуры отрасли, потеряла свою актуальность. Новые технологии привели к тому, что электростанции среднего размера оказываются вполне конкурентоспособными по сравнению с более крупными станциями.

Это позволило менее крупным инвесторам, чем существующие вертикально интегрированные комплексы (ВИК), строить независимые от них электростанции.

Можно выделить следующие цели, которые первоначально указывались при проведении реформ в различных странах:

- снижение стоимости электроэнергии для потребителей за счет повышения эффективности работы отрасли (Великобритания, Аргентина, Австралия);

- привлечение иностранных инвестиций для повышения эффективности работы отрасли (Бразилия, Аргентина);

Либерализация электроэнергетики: год начала радикальных преобразований в различных странах мира /355/

Таблица 6.1.

Страна	Год
Великобритания	1990
Аргентина	1991
Норвегия	1991
США	1992
Австралия	1994
Новая Зеландия	1994
Канада	1995
Финляндия	1995
Казахстан	1996
Швеция	1996
Украина	1997
Бразилия	1998
Испания	1998
Индия	1998
Германия	1998
Дания	1999
Италия	1999
Люксембург	1999
Нидерланды	1999
Португалия	1999
Австрия	1999
Ирландия	1999
Бельгия	2000
Франция	2000
Россия	2000
ЮАР	2000
Япония	2000
Греция	2001
Китай	2002

- внедрение конкуренции для предоставления потребителям права выбора поставщика (ЕС, Бразилия);
- сглаживание разницы в ценах на электроэнергию в различных регионах страны (Норвегия, США);
- повышение эффективности инвестирования в развитие инфраструктуры электроэнергетики и отрасли в целом с целью повышения конкурентоспособности национальных производителей (Австралия).

На сегодняшний день страны, осуществляющие и завершившие реструктуризацию электроэнергетики, можно объединить в несколько групп по степени близости к конкурентному рынку. Так, например, в Европе наиболее глубоко продвинулись в создании конкуренции на рынке электроэнергии Великобритания, Финляндия, Германия, Норвегия, Швеция, Испания.

В процессе преобразований находится Австрия, Нидерланды, Бельгия, Дания, Италия, Португалия, Швейцария.

В Латинской Америке наибольший прогресс в формировании конкурентного рынка достигнут в Чили, Аргентине и Бразилии.

В Австралии конкуренция на рынке электроэнергии получила наибольшее распространение в штате Виктория, на который приходится 23% национального электропотребления.

Долгосрочная программа преобразований электроэнергетики в Китае, принятая еще в 1988 году, предполагает ее поэтапное реформирование и рост инвестиций в отрасль с внедрением конкуренции после 2010 года.

Поворотным моментом в развитии конкуренции на рынке электроэнергии Европы стала директива Европейского Союза (ЕС), принятая в 1996 году, которая определила пути перехода к свободному рынку, означающему свободу для потребителя в выборе продавцов электроэнергии.

Данный документ поставил целью увеличить рынок электроэнергии и к 1999 году предоставить свободу выбора потребителей с годовым объемом потребления до 40 ГВт.ч, и соответственно, означал предоставление свободы выбора поставщика электроэнергии с годовым объемом свыше 40 ГВт.ч. Этот показатель должен был достичь 30% к 2003 году для потребителей с годовым объемом потребления более 9 ГВт.ч. Фактически процесс либерализации рынка развивался гораздо быстрее, и к концу 2000 года уже рынок электроэнергии ЕС на 80% оказался открытым для конкуренции. В результате перетоки электроэнергии между странами ЕС значительно выросли.

Наиболее либерализованными являются рынки электроэнергии в Германии, Великобритании, Норвегии, Швеции и Финляндии. Наименее открытыми для конкуренции остаются Франция, Италия, Португалия и Греция, в которых около 30% потребителей имеют свободу выбора поставщика.

Вышеуказанной директивой ЕС были предложены две модели доступа производителей к сетевой инфраструктуре рынка электроэнергии: доступ сторонних участников (ДСУ) (Third Party Access) и модель единого закупочного агента (Single Buyer).

Модель ДСУ предполагает свободный доступ в сеть регламентированных категорий покупателей и продавцов электроэнергии. При регулируемом ДСУ доступ предоставляется по открытым публикуемым тарифам (большинство стран ЕС). В случае договорного ДСУ стоимость доступа является предметом отдельных соглашений. Последний вариант нашел свое применение в Германии, Португалии, а также при экспорте/импорте электроэнергии в Бельгии и Дании.

При использовании модели единого закупочного агента потребители электроэнергии покупают электроэнергию либо у этого покупателя, либо у зарубежных производителей. Португалия и Италия внедрили комбинированную модель ДСУ и единого закупочного агента.

В организационной структуре электроэнергетики в разных странах, осуществляющих реформирование этой отрасли, существуют большие различия.

Одним из наиболее часто применяемых инструментов реструктуризации является так называемая **вертикальная дезинтеграция компаний (unbundling)**. Этот подход позволяет разделить компании по видам деятельности (генерация, передача, распределение и сбыт), обеспечить их финансовую прозрачность, а также применять различные виды регулирования к различным видам деятельности.

Такую модель применили, например, Англия и Уэльс - пионеры в области дерегулирования электроэнергетики. Первоначальное разделение отрасли предполагало разделение компаний по видам деятельности. Участниками рынка стали производители электроэнергии National Power, Power Gen и British Energy, сетевая компания National Grid и 12 сбытовых компаний. Однако уже в самом начале формирования оптового рынка инженерная топология отрасли привела к сохранению вертикальной интеграции в лице Scottish Power. Дальнейшее развитие привело к тому, что генерирующие компании приняли участие в приватизации 12 сбытовых компаний и практически восстановили ВИКи, ликвидированную в процессе реструктуризации вертикальную интеграцию в отрасли.

Директива ЕС 1996 года предполагала возможность сохранения ВИКов с обязательным ведением раздельного финансового учета. По этому пути, в частности, пошла Германия. Вертикальная интеграция сохранилась также во Франции и Швейцарии.

6.8.1. Модели рынка электроэнергии /291,351,352-355/

В странах с рыночной экономикой неизбежна организация в той или иной форме рынка и в электроэнергетике. Известны **четыре основные модели организации электроэнергетического рынка/291,352/**.

Модель 1. Регулируемая естественная монополия (отсутствие конкуренции). Это -вертикально-интегрированные энергокомпании, охватывающие все сферы производства, транспорта, распределения и сбыта электроэнергии.

Модель 2. Единственный покупатель (Закупочное агентство): сфера производства разделяется на несколько электрогенерирующих компаний (ЭГК), которые начинают конкурировать друг с другом за поставку электроэнергии общему Закупочному агентству. Последнее охватывает сферы транспорта, распределения и сбыта электроэнергии, оставаясь монополистом по отношению к потребителям, вследствие чего должно регулироваться государством.

Модель 3. Конкуренция на оптовом рынке: сфера транспорта электроэнергии выделяется в самостоятельную регулируемую транспортно-сетевую компанию (ТСК), сферы распределения и сбыта электроэнергии дробятся по территориальному признаку с образованием нескольких распределительно-сбытовых компаний (РСК), монопольно снабжающих потребителей на своей территории. Организуется оптовый рынок электроэнергии с Администратором торговой системы, на котором конкурируют ЭГК и РСК и прекращается регулирование оптовых цен. Создается также независимый Системный Оператор (СО), осуществляющий оперативно-диспетчерское управление.

Модель 4. Конкуренция на оптовом и розничных рынках: дополнительно разделяются сферы распределения и сбыта электроэнергии с образованием регулируемых распределительных компаний (по территориям) и множества независимых сбытовых компаний. Организируются розничные рынки электроэнергии, на которых конкурируют друг с другом сбытовые компании (покупающие электроэнергию на оптовом рынке) и потребители. Прекращается регулирование розничных цен.

Следует подчеркнуть, что все перечисленные модели - это модели рынка, так как часто рынком называют только последние две модели. Первые две модели представляют собой регулируемые рынки, остальные - конкурентные рынки. Регулируемые рынки хороши для потребителей электроэнергии, так как в них, с одной стороны, не допускается использование производителями "рыночной власти", а с другой - тарифы устанавливаются на уровне средних (по энергосистеме) издержек производителей. Конкурентные рынки, наоборот, выгодны производителям электроэнергии, которые освобождаются от регулирования. Одновременно на оптовом конкурентном рынке формируются равновесные цены, которые выше средних издержек производства по системе в целом.

В разных странах мира в тех или иных разновидностях реализованы все виды рассмотренных рынков, например:

- регулируемая монополия - в Японии, Франции, некоторых штатах США;
- рынок "Единственный покупатель" - в Южной Корее, Китае, Северной Ирландии, Мексике;
- конкурентные рынки - в Англии, Скандинавских странах, Австралии, ряде штатов США.

Таким образом, радикальные преобразования в электроэнергетике стали мировой тенденцией, загронувшей большинство развитых и ряд

развивающихся государств мира. При этом очевидно, что либерализация отрасли и ее технологическое развитие приводят к качественному расширению рынков: в Европе и Северной Америке они уже перешагнули границы отдельных энергосистем и даже национальные границы и приобретают межрегиональный и международный масштаб.

Рассмотрим условия, ход и результаты проведения реформирования в области электроэнергетики в некоторых странах мира, включая таких гигантов производителей и потребителей энергии, как США, Китай и Индия. Приведены различные точки зрения на внедряемые модели реформирования электроэнергетики в разных странах, отличающиеся прямой противоположностью, так как, учитывая исключительную важность реформирования, каждая страна должна разработать собственную модель с учетом бесценного опыта других.

6.8.2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ

6.8.2.1. Топливо-энергетический комплекс США

Основные показатели топливно-энергетического комплекса США /337/ приведены в табл.6.19.

Запасы нефти. Собственные подтвержденные запасы нефти составляют 3,6 млрд. тонн, из которых 80% сосредоточены в четырех штатах: Техас (около 25%), Аляска (24%), Калифорния (21%) и Луизиана (14%).

Добыча нефти. Около 75% эксплуатационного фонда составляют низко-дебитные и малорентабельные нефтяные скважины (продуктивностью 750-800 тонн в год). В добывающем секторе более 50% добычи нефти на территории страны приходится на мелкие и средние нефтяные компании, которые эксплуатируют в среднем не более 10 нефтяных и 5 газовых скважин.

Потребление нефти. США - крупнейший потребитель нефти в мире. В 2005 году в стране потреблено более 750 млн. тонн нефти.

Основу нефтеперерабатывающей промышленности составляют 152 НПЗ, расположенные непосредственно на территории страны, а также в Пуэрто-Рико и на Виргинских островах. Суммарная мощность действующих НПЗ по первичной переработке нефти оценивается в 862,6 млн. тонн в год.

Годовой объем переработки нефти (без учета газового конденсата) составляет в среднем 750 млн. тонн и имеет тенденцию к увеличению. Однако в 2005 году в результате разрушений, вызванных ураганом "Катрина", НПЗ Мексиканского залива были выведены из строя, что привело к сокращению суммарных объемов переработки по итогам года на 1,8% по сравнению с 2004 годом.

Доля нефти в общем объеме потребления первичных энергоносителей составляет 39,1%. Совокупный годовой объем переработки нефтяного сырья (нефть, газовый конденсат и сырьевые компоненты) на НПЗ

США с использованием мощностей вторичных и углубляющих процессов в 2005 году составил 873 млн. тонн.

Импорт нефти. С учетом сокращающейся внутренней добычи и роста объемов нефтепереработки, зависимость страны от импорта нефтяного сырья возрастает. Если в 2000 году доля импорта в структуре потребления нефти составляла 53%, то в 2004 году она увеличилась до 58%; а к 2025 году по оценке ЕИА (Агентство энергетической информации Минэнерго США) импортная составляющая может возрасти до 68% совокупного объема потребления нефти.

Растущая зависимость от импорта нефти делает страну крупнейшим импортером нефтяного сырья в мире, непосредственно влияющим на состояние мирового нефтяного рынка и формирование мировых цен на нефть.

Запасы газа. Доказанные запасы природного газа на территории США по состоянию на конец 2005 года составляли 5,45 трлн.м³ или 3% от совокупного объема мировых запасов. По объему запасов природного газа США находятся на 6 месте в мире.

Добыча газа. Несмотря на принимаемые меры по интенсификации добычи газа, средняя степень выработанности месторождений в стране увеличивается, а добыча газа ежегодно сокращается. В 2005 году объем добычи газа на территории США сократился по сравнению с предыдущим годом на 2,5%; по сравнению с 2000 годом - на 4,5%.

Ведущими компаниями на газовом рынке США являются Exxon Mobil, добывающая 118 млрд. м³ газа, и ChevronTexaco с добычей в 45 млрд. м³ газа в год.

Производство и потребление энергоресурсов в США /337/

Таблица 6.19

Годы	2001	2002	2003	2004	2005
Мероприятие					
Нефть, млн. тонн					
Добыча	289,0	286,3	283,0	269,9	255,1
Потребление	753,7	744,7	762,5	771,0	757,5
Импорт	464,7	455,4	481,5	502,6	501,0
Природный газ, млрд.м³					
Добыча	565,8	544,3	549,6	536,4	525,7
Потребление	641,4	661,6	645,3	645,0	633,5
Импорт	111,4	112,2	107,6	120,6	120,1
Уголь, млн.тонн					
Добыча	1022,9	992,8	972,3	1008,3	1028,1
Потребление	961,4	966,8	976,8	1004,5	1010,0
Экспорт	44,4	36,2	38,0	43,5	45,3
Электроэнергия, млрд.кВт.ч					
Производство	2885,8	3970,4	3943,0	3971,0	4002,0
Потребление	3906,2	3989,5	3954,5	3717,0	3807,0

Потребление газа. Потребление природного газа остается высоким - в диапазоне 630-660 млрд. м³ в год. По объему потребления США являются мировым лидером - около 25% мирового потребления. В последние три года потребление газа в стране несколько снизилось в связи с ростом цен на энергоносители и спадом промышленного производства.

Для устранения сезонных перебоев в потреблении газа и в оборонных целях в 32 штатах страны имеется свыше 450 газохранилищ общей емкостью 215 млрд. кубометров.

Однако, в соответствии с долгосрочными прогнозами, в течение ближайших 20 лет спрос на газ в США будет увеличиваться в среднем на 1,5% в год, что приведет к увеличению зависимости страны от импортных поставок газа.

Импорт газа. Основным поставщиком природного газа в США является Канада, которая поставляет американским потребителям более 100 млрд. м³ газа ежегодно. Кроме того, страна импортирует более 18 млрд. м³ сжиженного природного газа, в основном из Тринидада и Тобаго - 13 млрд. м³.

Запасы угля. Запасы угля в США составляют 246,6 млрд. тонн. В общем объеме мировых запасов на долю США приходится 27,1%, страна занимает по этому показателю первое место в мире.

Добыча и потребление угля. Основные компании угольной отрасли США: Peabody Energy, Kennecott Energy и Arch Coal. Более 90% добываемого в стране угля потребляется в электроэнергетике.

США занимают четвертое место в мире по экспорту угля. Уголь импортируется в незначительных объемах (около 25 млн. тонн в год).

Генерирующие мощности. Суммарная установленная мощность электростанций составляет 905 ГВт. Географически распределены следующим образом:

- атомные станции - преимущественно в Новой Англии;
- угольные ТЭС - в центральных районах США;
- ТЭС на природном газе - в южной части страны;
- ГЭС - на территориях, граничащих с Канадой на севере и с Тихим океаном на западе.

Производство и потребление электроэнергии. США - крупнейший в мире производитель и потребитель электроэнергии. До 52% вырабатываемой в стране электроэнергии производится на ТЭС, работающих на



Рис.6.5. Структура мощности по видам генерации электроэнергии в США. Суммарная мощность 905 ГВт, 2006 год /337/

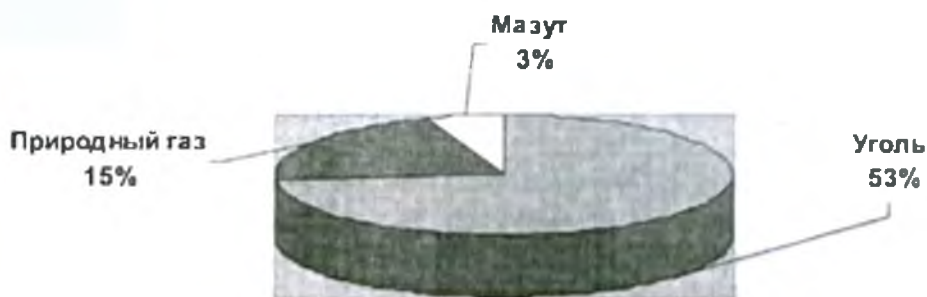


Рис.6.6. Структура топлива при выработке электроэнергии на ТЭС США, 2006 год /337/

угле, 15% - на природном газе и 4%-на мазуте. Около 21% электроэнергии производится на 104 действующих в стране АЭС, 7% - на ГЭС и около 1% получают с использованием возобновляемых источников энергии, включая геотермальную (рис.6.5, 6.6).

Деятельность компаний, работающих в отрасли, тщательно контролируется федеральными ведомствами и исполнительными органами власти штатов.

Экспорт и импорт электроэнергии. Канада и США осуществляют встречные поставки электроэнергии, хотя экспорт электроэнергии в Канаду из США незначителен. Импорт из Канады составляет 35-45 млрд. кВт ч электроэнергии в год.

6.8.2.2. Реформирование электроэнергетики США

До начала девяностых годов прошлого века в большинстве стран мира электроснабжение рассматривалось как деятельность, которую должно осуществлять государство (подконтрольные государству структуры). Исключение составляли Соединенные Штаты и Япония, в которых электричество генерировалось преимущественно частными вертикально-интегрированными энергетическими компаниями. Однако и в США существенная часть энергетических активов была и продолжает оставаться в государственной, муниципальной и кооперативной собственности. Среди них такие крупные генерирующие компании как Bonneville Power Administration (BPA) и Tennessee Valley Authority (TVA), вертикально интегрированные муниципальные предприятия, например Seattle Power and Light и Los Angeles Department of Water and Power, тысячи муниципальных предприятий электроснабжения и сельских электроэнергетических кооперативов, созданных в период глобальной электрификации Америки при президенте Рузвельте. Создание последних в период New Deal и выхода Соединенных Штатов из Великой экономической депрессии 1929 года финансировалось за счет чрезвычайно льготных государственных кредитов, а зачастую и грантов.

Несколько десятилетий электроэнергетика США развивалась в целом стабильно. В 1970-х годах условия развития отрасли существенно изменились, что потребовало изменений в ее регулировании и способствовало началу реструктуризации /355/.

А. Субъекты электроэнергетики США

Субъекты электроэнергетики США делятся на коммунальные и некоммунальные энергетические компании /355/.

Коммунальные энергокомпании - это частные, государственные, муниципальные компании или кооперативы, которые могут заниматься производством, передачей и сбытом электроэнергии в общественных целях. Как и во многих других странах, в США коммунальные энергокомпании нередко являются локальными монополиями в своем географическом регионе. В обмен на права локальной монополии коммунальная компания обязана оказывать услуги потребителям в объеме их спроса, при условии, что потребители готовы платить по регулируемому государством тарифу.

Лишь около 27% из более чем 3000 таких компаний занимаются производством электроэнергии. Порядка 2/3 коммунальных компаний заняты исключительно передачей и (или) розничным сбытом электроэнергии. Однако многие коммунальные компании являются вертикально-интегрированными структурами, совмещающими все перечисленные виды деятельности.

Территориальные границы деятельности коммунальных компаний не совпадают с административно-территориальным делением США.

Их деятельность регулируется властями штатов (в частности, вопросы утверждения розничных тарифов) и федеральными властями (в части поставок электроэнергии через границы штатов).

Все коммунальные энергокомпании можно разделить на следующие группы в зависимости от формы собственности.

На **частные коммунальные энергокомпании** приходится 3/4 всей установленной мощности генерации коммунальных энергокомпаний и при этом:

- большинство таких компаний предлагает комплекс услуг по производству, передаче электроэнергии по магистральным и распределительным сетям, ее сбыту;

- будучи частными, локальные монополии тем не менее обязаны оказывать услуги всем потребителям.

Федеральные коммунальные энергокомпании. Целью их деятельности не является извлечение прибыли, в основном они производят электроэнергию и(или) продают ее оптом.

Целью **коммунальных энергокомпаний**, контролируемых региональными, муниципальными и районными властями, не является извлечение прибыли, в основном они управляют распределительными сетями, хотя некоторые подобные энергокомпании занимаются и другими видами деятельности в электроэнергетике.

Кооперативы находятся в кооперативной собственности у сельских сообществ, фермеров, они обеспечивают электроэнергией главным образом членов кооператива и не извлекают прибыли из своей деятельности.

Некоммунальные энергокомпании - частные компании, специализирующиеся на производстве электроэнергии для продажи или собственного потребления. Исходя из классификации **Федеральной комиссии по регулированию энергетики ((Federal Energy Regulatory Commission- FERC)**, коммунальные энергокомпании делятся на следующие категории.

Квалифицированные энергокомпании (Qualifying Facilities - QF) - компании, отвечающие определенным требованиям Закона о регулировании коммунальных энергокомпаний к структуре собственности и эффективности и соответствующие функциональным критериям, установленным FERC. Квалифицированные энергокомпании получают существенные преимущества перед остальными, в частности, производимую ими электроэнергию коммунальные энергокомпании обязаны покупать по ценам, основанным на оценке **устраненных затрат (avoided cost)**. В данном случае **устраненные затраты** - расходы на обеспечение потребителей электроэнергией (мощностью), которых коммунальной компании удастся избежать, благодаря покупке электроэнергии (мощности) у независимого производителя. Квалифицированные энергокомпании делятся на:

- квалифицированных когенерирующих производителей, вырабатывающих как электрическую, так и другие виды энергии (тепловую, паровую) из одного и того же вида топлива;

- квалифицированных малых производителей, использующих в качестве основных (не менее 75% производства) возобновляемые и нетрадиционные источники энергии (энергию воды, ветра, солнечную, геотермальную энергию, биологические отходы и т.д.).

Исключаемые оптовые производители (exempt wholesale generators - EWG) могут самостоятельно устанавливать цены исходя из конъюнктуры рынка, в то же время коммунальные энергокомпании не обязаны покупать у них электроэнергию.

Не квалифицированные производители. Не отвечают требованиям, установленным в Законе о регулировании коммунальных энергокомпаний. Часто производят электроэнергию для собственного потребления. Делятся на:

- производителей электроэнергии;
- когенерирующих производителей, вырабатывающих как электрическую, так и другие виды энергии.

Б. Развитие регулирования электроэнергетики США

Первые энергетические компании возникли в США в начале двадцатого века. К середине 1930-х годов функционировало уже свыше ста энергокомпаний, однако более половины всей электроэнергии производилось тремя крупными холдингами. Будучи жестко централизованными

иерархическими структурами, эти холдинги имели неограниченное влияние и злоупотребляли им, часто необоснованно взвинчивая цены.

Финансовые проблемы, возникшие у этих монополий, привели к кризису всей отрасли, который протекал на фоне Великой американской депрессии 1930-х годов. После краха нескольких крупнейших энергетических компаний Федеральная торговая комиссия провела крупное расследование, в результате которого было предложено пересмотреть законодательное регулирование отрасли.

В 1935 году в США были приняты Закон о коммунальных энергокомпаниях холдингового типа (Public Utility Holding Company Act of 1935 - PUHCA) и Закон об электроэнергетике (Electricity Act) - базовые правовые акты, которые (с внесенными в них изменениями и дополнениями) до сих пор регулируют многие аспекты функционирования отрасли.

Закон об электроэнергетике регламентирует разделение полномочий между уровнями власти (Федеральным центром и штатами), а также сферу компетенции и деятельность регулирующих органов, к каковым на федеральном уровне относится, прежде всего, FERC.

Законом о коммунальных энергокомпаниях холдингового типа была установлена система контроля и регулирования крупных вертикально-интегрированных холдингов и определена необходимость их постепенного разделения - демонополизации отрасли. Для этого закон предписывал регулирующему органу установить ограничения на совмещение различных видов деятельности в рамках одной компании (группы компаний), если это не является необходимостью для функционирования единой энергосистемы данного региона.

В результате проведенных преобразований в течение длительного времени - вплоть до начала 70-х годов прошлого века - отрасль развивалась весьма стабильно: удовлетворялся растущий спрос на электроэнергию, цены постепенно снижались. Это достигалось за счет наращивания мощности генерирующих агрегатов электростанций, совершенствования технологий и систем управления и, не в последнюю очередь, за счет дешевизны топлива.

В тот период все без исключения предприятия электроснабжения в США имели монопольное право на деятельность в пределах определенной территории и регулировались государством. Принцип такого регулирования заключался в том, что энергетическая компания в обмен на монопольное право поставлять электроэнергию на своей территории принимает на себя обязательство снабжать своих потребителей в объеме их спроса (obligation to supply) при условии, что потребители готовы оплачивать электроэнергию по регулируемому государством тарифу.

Для того чтобы компания могла выполнять это обязательство (как в оперативном режиме, так и в долгосрочной перспективе), она должна была инвестировать в новые мощности, основываясь на прогнозе объема спроса. Создание новых мощностей частично финансировалось за счет накопленной прибыли, но в основном из заемных средств (разме-

шения на рынке облигаций, реже - банковских кредитов). В особенности это относилось к кооперативным предприятиям, в тарифы которых не включалась составляющая прибыли. Для включения этих займов и кредитов в тарифы инвестиционные планы компании требовали утверждения регулирующим органом. С момента ввода новых объектов в эксплуатацию они включались в реестр активов компании (rate base), на основе которого рассчитывался тариф (rate). В тарифе, помимо расходов, связанных с покрытием долгов компании и операционных издержек, предусматривалась составляющая возврата вложенного капитала и нормированная прибыль на вложенный капитал (rate of return).

Такой принцип тарифообразования приводил к тому, что энергокомпании стремились инвестировать как можно больше средств, так как чем больше было объектов в реестре активов компании и чем они дороже, тем выше была сумма возврата на вложенный капитал. Это явление получило название эффекта Аверча-Джонсона (Averch-Johnson effect). Риск, связанный с инвестициями, ложился на потребителя. При росте энергопотребления в соответствии с прогнозом инвестирование в новые объекты приводило к небольшому и контролируемому росту тарифов. Однако в случае непрогнозируемого снижения потребления или темпов его роста, требовалось существенное увеличение тарифов для сохранения способности энергокомпании рассчитаться по долгам. Последствиями такой цепи событий могло стать замораживание строительства новых объектов, дефолты и банкротства.

Подобная ситуация стала складываться с конца 60-х годов XX столетия на фоне ряда неблагоприятных для энергокомпаний факторов:

- массовые отключения в Северо-восточном регионе в 1965 году повысили требования к надежности энергосистем;

- принятый в 1970 году Закон о чистом воздухе установил новые экологические ограничения, которые потребовали от энергетических компаний дополнительных расходов;

- нефтяное эмбарго, установленное в 1973 году Организацией стран-экспортеров нефти (ОПЕК) с введением запрета на продажу нефти Соединенным Штатам, вызвало резкое повышение цен на топливо;

- на фоне высокой инфляции процентные ставки повысились в несколько раз.

В результате затраты энергокомпаний возросли (в особенности их топливная составляющая), в то время как рост спроса на электроэнергию прекратился, а в некоторых регионах спрос стал снижаться, ввиду удорожания электроэнергии.

К перечисленным добавились и другие факторы, которые в конце концов подтолкнули руководство страны к корректировке энергетической политики, так как:

- из прогнозов мировых запасов ископаемого топлива следовало, что повышение цен на энергоносители продолжится (в конце 1970-х гг. долгосрочный прогноз цен на нефть составлял 70-80 долларов за баррель);

— все большее значение приобретали вопросы охраны окружающей среды;

— во второй половине 1970-х гг. последовал новый нефтяной кризис, вызванный событиями в Иране.

В итоге Конгресс США принял в 1978 году **Национальный энергетический акт (National Energy Act of 1978 - NEA)**, который был призван стимулировать изменение структуры энергобаланса в пользу альтернативных и возобновляемых источников энергии с целью снижения зависимости США от зарубежных энергоносителей и повышения энергетической устойчивости экономики.

Акт включал пять законов:

- О регулировании коммунальных энергокомпаний;
- О налогообложении в энергетике;
- О национальной политике в сфере энергоснабжения;
- Об электростанциях и промышленном использовании топлива;
- Об использовании природных газов.

С точки зрения реформирования отрасли из них наибольший интерес представляет Закон о регулировании коммунальных энергокомпаний (**Public Utility Regulatory Policies Act of 1978 - PURPA**). Закон позволил новым независимым производителям электроэнергии – квалифицированным производителям (QF) – продавать оптом электроэнергию местной коммунальной энергокомпании по цене, рассчитываемой на основе устраненных затрат.

Так, в результате опасений по поводу дефицита углеводородов и усилий экологического движения возникли первые независимые производители электроэнергии (**Independent Power Producers - IPP**), которые, как правило, использовали альтернативные источники энергии для генерации электричества (тепло от технологических процессов, возобновляемые ресурсы или уголь, запасы которого в США велики). Позднее Конгресс снял ряд ограничений, затруднявших выход независимых производителей на рынок, в том числе бухгалтерские и финансовые. Кроме того, полномочия регулирующих органов в отношении независимых производителей были значительно урезаны.

Последующие изменения в регулировании были во многом вызваны развитием технологий выработки электроэнергии. Прогресс в области газотурбинной генерации существенно удешевлял строительство и эксплуатацию высокоэффективных генерирующих объектов. Достижение достаточно высокого уровня эффективности при традиционных технологиях требовало сооружения огромных электростанций, что было под силу только государству или очень крупным вертикально-интегрированным энергокомпаниям. Теперь же альтернативные источники электроэнергии могли создаваться самыми разными частными компаниями. Таким образом, развитие технологий дало дополнительную возможность стимулировать изменение структуры энергобаланса: новые газотурбинные технологии позволяли создавать конкурентоспособные альтерна-

тивные источники энергии даже без тех льгот, которые предоставляли независимым производителям Закон о регулировании коммунальных энергокомпаний и ряд других правовых актов.

Справка. Квалифицированный производитель электроэнергии (QF) обычно представлял собой компанию, которая заключала договор продажи электроэнергии (Power Purchase Agreement - PPA) с местной коммунальной энергокомпанией по цене, рассчитанной на базе устраненных затрат этой компании. В отличие от традиционного ценообразования, основанного на издержках реального производства, устраненные затраты определяются на основе расходов, которые потребовались бы в случае создания и функционирования новой генерирующей мощности, работающей, как правило, на мазуте.

Ряд особенностей этих договоров делал их очень выгодными для QF:

- цена договора нередко была завышена, поскольку, как отмечалось, прогнозы цен на топливо были слишком пессимистичными;
- договоры заключались на длительные сроки (десять лет и более);
- закон обеспечивал независимым производителям гарантии сбыта;
- договоры основывались на принципе "take or pay": местная энергетическая компания обязывалась платить за определенное договором количество электроэнергии вне зависимости от того, нуждалась она в нем или нет;
- при столь выгодных условиях было относительно легко получить заемные средства: банки охотно ссужали под эти проекты деньги на выгодных условиях. По этой причине в структуре уставного капитала вновь создаваемых QF, как правило, не менее 80% составлял заемный капитал.

В результате независимое производство электроэнергии стало необычайно прибыльным бизнесом, на базе которого возник ряд крупных энергетических компаний.

Технологический прогресс был удачно дополнен изменениями в регулировании. К началу 1990-х гг. произошла переоценка запасов природного газа вследствие открытия и начала промышленного освоения ряда крупных месторождений в разных регионах мира, что способствовало либерализации цен на газ и снятию запрета на его использование для генерации электроэнергии.

Следующим важным шагом стало принятие в 1992 году Закона об энергетической политике (Energy Policy Act of 1992-EPAAct). Этот закон ввел новую категорию исключаемых оптовых производителей (EWG), которые не владеют сетями, не занимаются розничной продажей электроэнергии и исключаются из сферы действия Закона о коммунальных энергокомпаниях холдингового типа в части географических, корпоративных и иных ограничений, то есть не считаются коммунальными компаниями. Закон разрешил EWG продавать электроэнергию напрямую энергокомпаниям или крупным промышленным потребителям по

договорным ценам. Закон также обязывает владельцев сетей предоставлять EWG доступ к ним по разумным ценам с тем, чтобы EWG могли реализовывать свою продукцию лицам, с которыми они заключили договор продажи электроэнергии.

Таким образом, EWG стали субъектами конкурентных отношений: они получили право устанавливать рыночные цены на свою электроэнергию и в то же время лишились гарантированного сбыта своей продукции (коммунальные энергокомпании не были обязаны покупать у них электроэнергию).

В результате трансформации подходов государства к регулированию электроэнергетики сформировались современные задачи ее реформирования - изменения структуры отрасли и взаимоотношений между ее субъектами. Реформа заключается прежде всего в развитии конкурентных отношений в электроэнергетике, в связи с чем решаются задачи формирования межрегиональных конкурентных рынков, разделения видов деятельности, формирования единого оперативно-диспетчерского управления и управления сетями передачи электроэнергии в пределах регионов и на межрегиональном уровне.

Справка. Перемены в регулировании отрасли дополнялись технологическими изменениями, которые также способствовали структурной перестройке электроэнергетики.

Закон об энергетической политике 1992 года стимулировал развитие конкурентных отношений и нового сектора отрасли - независимых производителей электроэнергии.

Существенный технологический прогресс газотурбинной генерации был достигнут за счет использования новых материалов и технологий, разработанных в авиационной и космической промышленности. Усовершенствованные газовые турбины стали более экономичным источником электроэнергии, нежели традиционные конвенциональные паросиловые установки. Вскоре после этого появились еще более экономичные установки комбинированного цикла, использующие тепло, вырабатываемое газовой турбиной для производства пара, вращающего дополнительную паровую турбину.

Для традиционных паросиловых установок капитальные и эксплуатационные расходы на единицу установленной мощности тем меньше, чем больше мощность генератора (так называемый "эффект масштаба"). Для газовых турбин этот эффект выражен гораздо слабее, при этом газотурбинные установки оказались конкурентоспособными даже с теми традиционными генераторами, которые на порядок превосходят их по объему выработки электроэнергии. То есть появилась возможность строить небольшие газотурбинные генераторы, коэффициент полезного действия которых существенно превосходит огромные паросиловые установки, а удельные затраты и финансовые риски намного ниже.

Подобный подход к преобразованиям обусловлен несколькими причинами:

- во-первых, особенностями электроэнергетики США: недостаточным числом межсистемных связей, сложившейся географией отрасли и рынков сбыта;

- во-вторых, законодательство США накладывает существенные ограничения на требования, которые могут предъявляться к субъектам отрасли: невозможно принудительно осуществить полное разделение видов деятельности, изменить структуру собственности, безусловно подчинить субъектов рынка единому системному оператору, даже стандарты надежности лишь с недавних пор стали носить обязательный характер;

- в-третьих, трудно реализовать единую концепцию реформы в силу ограниченности сферы компетенции федерального центра при существенно различной позиции властей разных штатов в отношении реформирования.

По этим причинам государственные регулирующие органы достаточно ограничены в своих действиях: вынуждены проводить преобразования постепенно, задавая для них широкие рамки и различные варианты реформирования, в зависимости от местных условий. При этом структурные изменения в отрасли и формирование рынков происходит постепенно, в течение длительного времени.

В США к основным государственным регулирующим органам в электроэнергетике относятся:

- Министерство энергетики;
- Федеральная комиссия по регулированию энергетики;
- Комиссии штатов по коммунальному обслуживанию.

Министерство энергетики США обладает общими полномочиями - разрабатывает общую энергетическую политику, осуществляет надзор в области электроэнергетики и отвечает за поддержание надежности энергосистем, их экономической устойчивости и обеспечение экологической безопасности.

В сферу полномочий **Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC)** входит регулирование торговли электроэнергией на межрегиональном уровне (между штатами), а также услуг по передаче электроэнергии по высоковольтным сетям. С момента создания в 1977 году основные усилия FERC были направлены на развитие оптовых рынков электроэнергии, а также на повышение надежности и эффективности систем электропередачи.

Перед FERC стоят следующие задачи:

- регулирование цен на оптовых рынках электроэнергии;
- обеспечение недискриминационного доступа к магистральным сетям;
- разработка методики возмещения связанных затрат. (Связанные затраты представляют собой издержки коммунальных энергокомпаний, связанные с введением конкуренции в электроэнергетике);
- обеспечение раскрытия информации о системах передачи электроэнергии и порядке доступа к ним;
- развитие региональных сетевых организаций.

Регулирование электроэнергетики на уровне отдельных штатов осуществляется **Комиссиями по коммунальному обслуживанию**, официальное название которых и полномочия различаются по штатам. В сферу компетенции региональных властей входит, как правило, регулирование розничной торговли (в пределах штата) и распределения электроэнергии, вопросы организации и деятельности в пределах штата коммунальных энергокомпаний.

Помимо государственных органов, важную роль в отрасли играет **Североамериканский совет по надежности (North American Electric Reliability Council - NERC)**. Совет представляет собой саморегулируемую некоммерческую организацию, включающую десять Региональных советов по надежности, в которые входят представители всех сфер отрасли: коммунальных и некоммунальных энергокомпаний, государственных органов, потребителей. К основным функциям NERC относится выработка, согласование и контроль за соблюдением стандартов надежности функционирования энергосистем, мониторинг и анализ проблем, связанных с надежностью. Если прежде стандарты надежности носили, как правило, рекомендательный характер и не подкреплялись действенными санкциями, то с недавних пор они стали обязательными для субъектов отрасли.

В. Структурные изменения в отрасли

Важнейшим средством достижения стратегической цели развития отрасли - развития конкуренции - является разделение видов деятельности на естественно-монопольные и потенциально конкурентные. Однако, учитывая упомянутые ограничения (распределение полномочий между властями федерального и регионального уровней, сложившуюся структуру отрасли), разделение видов деятельности в США происходит постепенно на протяжении уже трех десятилетий и до сих пор носит ограниченный характер.

Разделение видов деятельности фактически берет начало со второй половины 1970-х гг. - с принятия Закона о регулировании коммунальных энергокомпаний 1978 г. Этот закон, наряду с последующими нормативно-правовыми актами, включая Закон об энергетической политике 1992 г., стимулировал развитие независимых производителей электроэнергии - частных компаний, которые, в отличие от традиционных для американской отрасли вертикально-интегрированных структур, специализируются на генерации электроэнергии и не занимаются ее передачей, распределением и розничным сбытом. В результате в электроэнергетике США стал расширяться новый сектор оптовых поставщиков электроэнергии: только за одно десятилетие - на протяжении 1990-х гг. - доля некоммунальных производителей электроэнергии в установленной мощности генерации увеличилась с 6% до 30%, и этот процесс продолжается. Тем самым происходит обособление генерации в самостоятельный вид деятельности, которое осуществляется эволюционным путем.

Похожий процесс постепенного расширения затрагивает другой потенциально конкурентный вид деятельности - сбыт электроэнергии, который также развивается вместе с оптовыми рынками. В течение последних десяти лет объем торговли, осуществляемой специализированными сбытовыми компаниями, увеличился на несколько порядков.

Большинство новых мощностей, введенных в строй независимыми генерирующими компаниями, были газотурбинными или парогазовыми установками, которые сооружались, как правило, с привлечением существенной доли банковских кредитов. Эти кредиты были получены под гарантии долгосрочных договоров с энергокомпаниями или крупными промышленными потребителями. По мере развития конкурентных энергорынков появилась также категория так называемых "коммерческих электростанций" (merchant plant). Они не заключали долгосрочных контрактов и получали прибыль за счет краткосрочных сделок на конкурентном рынке. Таких структур было сравнительно мало, а после Калифорнийского кризиса и скандального банкротства компании Enron инвесторы и вовсе потеряли интерес к такого рода проектам.

Другой стороной того же процесса разделения видов деятельности стало функциональное обособление и централизация (на уровне отдельных регионов) таких естественно-монопольных функций, как передача электроэнергии и оперативно-диспетчерское управление. Среди важнейших аспектов этого процесса - обеспечение недискриминационного доступа субъектов отрасли к инфраструктуре передачи электроэнергии.

С самого момента появления независимых производителей электроэнергии получение доступа к магистральным сетям было одной из основных проблем их деятельности. Коммунальные энергокомпании всячески пытались ограничить такой доступ, например, при наличии ограничений пропускной способности сети они отдавали предпочтение собственной электроэнергии, а не энергии независимых генераторов, несмотря на приказы от FERC. С принятием Закона об энергетической политике FERC получила право накладывать на коммунальные энергокомпании, владеющие магистральными сетями, обязательства по транспортировке электроэнергии в рамках исполнения оптовых сделок купли-продажи электроэнергии другими энергокомпаниями. Однако этого оказалось недостаточно, и в 1996 году FERC подготовил документ, регламентирующий условия открытого доступа к услугам по передаче электроэнергии и к информации, необходимой для использования инфраструктуры.

Отмеченный документ затрагивал и иные вопросы, в частности, определил порядок возмещения энергокомпаниям расходов, связанных с введением конкуренции в электроэнергетике. Эти расходы получили название **связанных затрат или издержек переходного периода (stranded costs)**. Они включают в себя капитальные вложения коммунальных энергокомпаний, которые невозможно окупить в связи с переходом к конкурентному рынку. Были определены условия, создающие возможность

возмещения энергокомпаниям связанных затрат. К числу таких условий относится, прежде всего, непосредственная связь между введением открытого доступа к сетям и потерей энергокомпаниями своих оптовых клиентов. Возмещение таких затрат возлагалось на потребителей.

Отныне все коммунальные энергокомпании, владеющие магистральными сетями, должны были установить стандарты предоставления таких услуг, включая следующие:

- стандартные для различных субъектов отрасли условия доступа к магистральным сетям;

- определенный тариф на услуги. Ранее расчет тарифа производился отдельно в отношении каждой заявки на предоставление услуг по передаче электроэнергии, на что требовалось значительное время. Регламентировался порядок установления единого тарифа для всех потребителей услуг по передаче электроэнергии, включая генерирующие мощности, принадлежащие коммунальной энергокомпании - владельцу магистральной сети;

- каналы предоставления потребителям услуг информации о ценах (тарифах), пропускной способности сетей и т.д. - эти сведения предписывалось поставлять через единую электронную информационную сеть. В 1997 году была введена в действие Информационная система открытого доступа в режиме реального времени (Open Access Same-Time Information System - OASIS) - Интернет-база данных, содержащая полную, регулярно обновляемую информацию об имеющейся пропускной способности сетей, ее резервах, дополнительных услугах и тарифах на услуги по передаче электроэнергии.

Другим средством, способствующим недискриминационному доступу к передающей инфраструктуре, стало обособление передачи электроэнергии от прочих функций. Меры, принятые FERC в этой связи, можно условно разделить на несколько этапов. В 1993 году было опубликовано заявление FERC, рекомендующее собственникам сетей, организациям, пользующимся услугами по передаче электроэнергии, и иным заинтересованным сторонам создавать на региональной и межрегиональной основе сетевые группы для согласованного планирования развития сетевого хозяйства.

Вторым этапом реализации положений вышеупомянутых документов стала возможность добровольной передачи коммунальными энергокомпаниями управления передающими сетями независимым системным операторам - НСО (Independent System Operator - ISO). Предполагалось, что НСО смогут осуществлять эффективное управление сетевым хозяйством и станут гарантами свободного, недискриминационного доступа к сетям, установят единый тариф в отношении всех участников рынка. При этом право собственности на сети по-прежнему сохранялось за коммунальными энергокомпаниями. Требовалось также установление вертикально-интегрированными коммунальными компаниями отдельных тарифов на электроэнергию, услуги по передаче электроэнергии и системные услуги.

В 2000 году FERC принял решение, которое предусматривало функциональное разделение видов деятельности, точнее — выделение передачи электроэнергии в самостоятельную структуру, управляющую магистральными сетями данного региона - Региональную передающую компанию - РПО (Regional Transmission Organization - RTO). Предполагалось сделать это по инициативе самих коммунальных энергокомпаний, которые должны представить предложения по формированию РПО или отчеты о ходе формирования таких сетевых организаций. При этом принцип добровольности заключался в том, что FERC сама не очерчивала географические границы регионов функционирования РПО.

К основным требованиям, предъявляемым к РПО, относятся:

- независимость от субъектов рынка;
- региональный масштаб деятельности;
- наличие реальных полномочий по управлению инфраструктурой;
- ответственность за надежность энергосистемы в краткосрочной перспективе.

Среди основных функций РПО:

- установление тарифов на передачу электроэнергии;
- управление нагрузкой сетей;
- предоставление системных услуг;
- обеспечение функционирования системы OASIS;
- осуществление мониторинга рынка электроэнергии;
- планирование и развитие инфраструктуры;
- координация перетоков электроэнергии между регионами.

В дальнейшем требования о разделении видов деятельности и обеспечении недискриминационного доступа дополнялись и ужесточались.

Важнейшей мерой по обеспечению недискриминационного доступа к сетям стала регламентация условий подключения к передающей сети, принадлежащей коммунальным энергокомпаниям. В 2003 году FERC предложила условия подключения к передающей сети небольших генерирующих структур (установленной мощностью до 20 МВт) и утвердила Стандарт подключения крупных генерирующих мощностей (свыше 20 МВт). Эти документы дополняли положение о недискриминационном доступе к передающей инфраструктуре требованием к владельцам этой инфраструктуры установить стандартную процедуру подключения генерирующих мощностей к сети на базе стандартного договора, утвержденного FERC. Тем самым дополнительно ограничивалась возможность коммунальных компаний использовать свое право собственности на передающие сети в интересах отдельных субъектов отрасли или против них.

В том же 2003 году было утверждено решение, регламентирующее взаимоотношения собственников передающих сетей (коммунальных компаний) со своими аффилированными структурами в энергетике. Приказ по сути перекрывает сохранявшиеся "лазейки" для злоупотреблений коммунальными компаниями своим контролем над сетями передачи, в частности - возможности предоставлять преимущества собственным генерирующим структурам. В последние годы принимались и другие документы, усилившие антимонопольные ограничения.

Таким образом, модель разделения видов деятельности, принятая в США, допускает совмещение оперативно-диспетчерского управления с управлением магистральными сетями (в этом случае НСО передаются функции РПО), а также функциями оператора оптового рынка. В результате возможны следующие варианты разделения (совмещения) функций, которые осуществляются в рамках отдельных энергосистем.

1. Модель ISO (модель независимого системного оператора). Частичное разделение: магистральные сети остаются в собственности энергокомпаний, но передаются в управление независимой организации, осуществляющей диспетчерское управление (НСО).

Вертикально-интегрированная коммунальная энергокомпания		Вертикально-интегрированная коммунальная энергокомпания
Генерация		Генерация
Единый независимый системный оператор (диспетчирование и управление магистральными сетями)		
Передача		Передача

2. Модель Gridco. Полное разделение: энергокомпании продолжают заниматься генерацией, магистральные сети передаются в собственность и управление независимой сетевой организации (РПО); диспетчирование осуществляется независимым Системным оператором (НСО).

Вертикально-интегрированная коммунальная энергокомпания		Вертикально-интегрированная коммунальная энергокомпания
Генерация		Генерация
Единый независимый системный оператор (диспетчирование)		
Единая независимая сетевая организация		

3. Модель Transco. Полное разделение: энергокомпании продолжают заниматься генерацией, магистральные сети передаются в собственность независимой организации, которая также осуществляет диспетчирование, объединяя таким образом функции системного оператора и сетевой организации (РПО-НСО).

Вертикально-интегрированная коммунальная энергокомпания		Вертикально-интегрированная коммунальная энергокомпания
Генерация		Генерация
Единая независимая организация, владеющая и управляющая сетями и осуществляющая диспетчирование		

Долгосрочная цель государства - преодолеть исторически сложившуюся раздробленность региональных энергосистем, объединив их в несколько межрегиональных РПО с единым для каждой энергосистемы диспетчерским управлением.

РПО были задуманы как выход из правового тупика: законодательство США не позволяет принудить собственников инфраструктуры продать свою собственность. РПО призваны добиться от вертикально-интегрированных энергокомпаний фактического разделения по видам деятельности и реального недискриминационного доступа к сетям.

РПО представляет собой юридическое лицо, которому дано право использовать сети, не принадлежащие ему на правах собственности. Это означает управление пропускной способностью сетей для осуществления сделок между контрагентами как внутри территории РПО, так и за ее пределами. РПО не владеет энергетическими активами, за исключением тех, которые предназначены для оперативно-диспетчерского управления. Функции РПО наиболее близки к тем, которые в других либерализованных рынках присущи независимым системным операторам, но в дополнение к ним РПО осуществляет перспективное планирование развития сетевого хозяйства, причем предписания РПО в отношении инвестиций в сети являются обязательными для тех компаний, которые в нее входят. Подобные особенности РПО являются важнейшим условием развития межсистемных связей.

Долгосрочным намерением FERC является постепенное объединение всего сетевого хозяйства на территории США в четыре мега-РПО путем последовательного слияния отдельных РПО, которые формируются на нынешнем этапе.

Г. Формирование рынков электроэнергии США

Наиболее серьезными проблемами энергоснабжения последних десятилетий, которые стимулировали корректировку энергетической политики США, стали кризис в Калифорнии в 2000-2001 г. и массовые отключения (Blackout) в августе 2003 г в Северо-восточных районах США. Калифорнийский кризис привел к росту оптовых цен почти до 40 центов за кВт ч, периодическим отключениям электроэнергии, финансовым проблемам крупнейших коммунальных компаний региона. К причинам кризиса относились недостатки регулирования и модели регионального рынка, недоинвестирование энергосистемы (с 1990 года совокупная установленная мощность энергосистемы снизилась на 2%, в то время как потребление выросло на 11%), недостаточный объем выработки электроэнергии вследствие вывода из эксплуатации ряда мощностей и снижения объема генерации на гидроэлектростанциях из-за низкого уровня воды.

14 августа 2003 г. произошла крупнейшая в истории энергоснабжения США авария. Массовые отключения электроэнергии затронули мегаполи-

сы в штатах Нью-Йорк, Огайо, Мичиган, Пенсильвания, Коннектикут, Нью Джерси, а также в Канаде (Торонто, Оттава). Общая потеря нагрузки составила 61 800 МВт. В процессе развития аварии отключились 263 электростанции, включая 10 АЭС. Без электроснабжения остались 50 миллионов человек. Энергоснабжение Нью-Йорка было восстановлено за 24 часа, а в течение 44 часов было подано энергопитание всем потребителям. Среди основных причин аварии - совпадение ряда сбоев в оперативном функционировании энергосистемы (сбой в компьютерной системе предупреждения аварийных ситуаций, замыкания линий электропередачи на деревья, ошибки персонала), которые осложнялись системными особенностями электроэнергетики США (недостаточное развитие межсистемных связей, несоответствие масштабов оперативно-диспетчерского управления масштабам коммерческих операций и перетоков электроэнергии, необязательный характер (на момент аварии) стандартов надежности и др.)).

После аварии правительства США и Канады создали совместную рабочую группу для анализа причин аварии и выработки рекомендаций. Уроки Калифорнийского кризиса и выводы рабочей группы по итогам массовых отключений в 2003 г. были использованы при выработке государственной политики в сфере электроэнергетики, что нашло отражение в Стратегиях Минэнерго США и FERC и других документах, принятых после данных событий. Последние способствовали, в частности, ужесточению антимонопольного регулирования, разработке системы мер по стимулированию инвестиций в инфраструктуру, пересмотру стандартов надежности, которые стали обязательными к выполнению субъектами отрасли.

В соответствии с Законом об электроэнергетике FERC наделена полномочиями по регулированию оптовой торговли электроэнергией (за исключением торговли, осуществляемой структурами федеральной и региональных властей, а также кооперативами). На практике FERC допускает свободное ценообразование на оптовом рынке в случае компаний, деятельность которых не требует антимонопольных ограничений. Ограничивающих требований к условиям оптовых сделок купли-продажи электроэнергии FERC, как правило, не предъявляет. Чтобы использовать механизм свободного ценообразования, компании должны подавать заявки на такое право в FERC. К середине 90-х Комиссией были одобрены заявки около ста оптовых поставщиков. К началу следующего десятилетия уже 866 компаний получили от FERC право осуществлять оптовые продажи электроэнергии по рыночным ценам, при этом крупнейшей группой поставщиков были независимые генерирующие компании. Дополнительным фактором развития конкурентных рыночных отношений стал Закон об энергетической политике 1992 г., который стимулировал расширение сектора независимых (некоммунальных) производителей электроэнергии. Таким образом, рыночное ценообразование на оптовом рынке быстро развивалось и в течение одного десятилетия

вытеснило ценообразование на основе издержек. (Необходимо отметить, что ценообразование на основе издержек предусматривает включение в тариф фактических расходов энергокомпаний. В отличие от этого на конкурентном рынке электроэнергии цены формируются на основе спроса и предложения и могут не учитывать фактических издержек производителя. Тем самым риски, связанные с неэффективной работой предприятия, лежат на продавце, а не на покупателе, как это происходит при ценообразовании на основе издержек.)

Распространение рыночного ценообразования способствовало развитию в США ряда оптовых рынков электроэнергии, которые существенно различаются по охвату (несколько соседних штатов или в пределах штата), структуре рынка, принятым стандартам и механизмам торговли, составу участников и другим показателям.

Сформированные и формирующиеся конкурентные оптовые рынки охватывают территорию, на которой проживает 70% населения страны.

Таким образом, в США сложился весьма разнообразный по устройству набор оптовых рынков, которые полярно различаются по условиям функционирования: от регулируемого тарифообразования и полной монополизации регионального рынка, например, на Юго-востоке США, до конкурентного рынка, включающего биржевую и дистанционную торговлю в режиме реального времени и нерегулируемые двусторонние контракты (Северо-восток США).

Нехватка единых требований и стандартов функционирования рынков приводила к тому, что в ряде регионов отсутствовали рыночные механизмы поддержания стабильности энергосистемы (балансирующий рынок), не было обязательных для выполнения требований по надежности и т.д. Также сильно различались и оптовые цены - в ряде случаев на порядок.

Такая ситуация, наряду с кризисами энергоснабжения, возникавшими в первой половине 2000-х гг. в электроэнергетике США (Калифорнийский и др), заставила федеральные власти искать пути унификации условий на оптовых рынках и ограничения монополизма.

В этой связи в 2001-2003 годах был утвержден целый ряд документов, задающих рамочные условия функционирования оптовых рынков, а также накладывающих дополнительные антимонопольные ограничения на их участников.

В апреле 2003 г. FERC выпустила Белую книгу - Платформу оптового рынка электроэнергии, которая представляла собой декларацию о намерениях регулирующего органа, обозначала направления дальнейшего совершенствования регулирования отрасли и прежде всего рынка электроэнергии. Положения Белой книги получили развитие в последующих документах FERC. К основным идеям данного документа относились следующие:

- вступление всех энергокомпаний в РПО/НСО;
- перспективное планирование развития региональной сетевой инфраструктуры, осуществляемое РПО, а не отдельными энергокомпаниями;
- справедливое распределение затрат на поддержание существую-

ших и новых сетевых объектов. Это означает, что пользователи сети в пределах РПО должны платить единую ставку за доступ к сетям по принципу "почтовой марки". Данный принцип заключается в том, что плата за передачу не зависит от расстояния между точкой продажи и точкой покупки электроэнергии. Кроме того, в тех случаях, когда контрагенты по сделке купли-продажи электроэнергии присоединены к сетям разных РПО, последние должны договариваться об упразднении дополнительных платежей за доступ к сетям. Подобные условия доступа к сетям принято называть "непрерываемой услугой" (firm service). Плата, взимаемая по принципу "почтовой марки", рассчитывается так, чтобы полученный доход обеспечивал возврат вложенного в сети капитала, нормированную прибыль, а также покрытие операционных и ремонтных расходов. FERC также допускает, что РПО с существенным положительным сальдо поставок электроэнергии другим регионам имеют право взимать дополнительную плату за доступ к сети с "экспортеров" в соседние регионы;

— унификация модели и структуры оптовых рынков, которые должны включать многостороннюю торговлю (аукцион ценовых заявок продавцов и покупателей) при допустимости двухсторонних договоров на поставку электроэнергии, балансирующий рынок, обязательные стандарты надежности и т.д. В настоящий момент в США уже существуют региональные рынки, близкие по своей конструкции к предложенной FERC. В 2003 году FERC предложила Стандарты рыночного поведения. Эти стандарты представляли собой набор ограничений антимонопольного характера, которые участники рынка должны были добровольно соблюдать, чтобы сохранить право торговать электроэнергией по рыночным ценам. Участники оптовых рынков, чье поведение противоречило этим стандартам, могли стать объектом применения антимонопольных санкций.

К началу 2005 года были также дополнены стандарты раскрытия информации участниками рынка. в частности, FERC обязала коммунальные компании оперативно сообщать регулятору о всех существенных изменениях в их статусе, поставив в зависимость от этого получение компаниями права осуществлять оптовую торговлю по рыночным ценам.

К этой же серии изменений в антимонопольном регулировании относятся уже упомянутые в предыдущем разделе документы, устанавливающие правила подключения к передающим сетям и регламентирующие взаимоотношения коммунальных компаний со своими аффилированными структурами.

Положения этих и других документов в последующем были воплощены и уточнены в долгосрочном Стратегическом плане FERC.

Основными отличительными чертами предложенной FERC Стандартной модели рынка являются:

— ценообразование на основе аукционов ценовых заявок продавцов и покупателей с использованием оптимизационных алгоритмов, учитывающих системные ограничения для планирования режимов на "сутки вперед";

— ведение режимов в реальном времени через спот-рынок, объединяющий "технологии и коммерцию" (системный оператор балансирует производство и потребление на основе заявок и оптимизационного алгоритма):

— почасовые узловые цены;

— допустимость двухсторонних физических договоров между продавцами и покупателями при условии оплаты ими разницы узловых цен между точкой отправки и точкой назначения "торгуемой" электроэнергии;

— требование к РПО - обеспечить участникам рынка возможность приобрести права на передачу (Firm transmission rights), ограждающие их от рисков, связанных с **разницей узловых цен**.

Д. Перспективы реформирования электроэнергетики США

Как следует из описанного выше, меры по реформированию электроэнергетики, осуществляемые федеральной властью, напрямую затрагивают лишь часть отрасли: оптовый сбыт и оптовые рынки электроэнергии, инфраструктуру межрегиональной передачи электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление, сектор некоммунальной генерации. Вне компетенции федеральной власти остаются вопросы розничной продажи электроэнергии и разделения видов деятельности в части обособления естественно-монопольной функции распределения электроэнергии от потенциально конкурентных функций (генерации, сбыта, ремонта и сервиса). Либерализация в этих сферах относится к компетенции властей штатов, и перспективы реформирования зависят прежде всего от позиции региональных властей. Следует также учитывать довольно пестрый состав субъектов отрасли как на уровне штатов, так и на федеральном, при том, что разные субъекты подпадают под юрисдикцию различных регулирующих органов. Например, на "уровне" оптовых рынков вне ведения FERC находится большинство аспектов функционирования компаний, регулируемых другими федеральными органами власти (в частности, федеральных генерирующих компаний, на которые приходится 8% установленной мощности электроэнергетики страны, или крупной вертикально-интегрированной государственной компании TVA). В это же время на розничном уровне вне юрисдикции регуляторов штатов и FERC находятся кооперативы, которые обслуживают 12% конечных розничных потребителей электроэнергии.

Такая сложная система регулирования в сочетании с ограниченностью полномочий государства по действующему законодательству дополнительно затрудняет унификацию планов развития отрасли.

Либерализация на региональном уровне реально осуществляется почти в половине штатов, еще около четверти штатов рассматривают такую возможность. Стимулом к дальнейшему расширению реформы на региональном уровне могут стать меры федерального центра, направленные на планирование и унификацию региональных стратегий развития отрасли,

сложившаяся инвестиционная ситуация в сфере распределения электроэнергии (последнее десятилетие характеризуется значительным недоинвестированием в распределительные сети) и другие факторы.

Более четкая картина сложилась в отношении перспективы реформирования сфер, относящихся к компетенции федеральной власти. Кризисы в электроэнергетике Калифорнии в 2000-2001 и северо-востока США в августе 2003 г. подтолкнули федеральную власть к выработке комплексной концепции дальнейшего развития отрасли. Такая концепция была воплощена в принятых в сентябре 2003 г. Стратегическом плане Министерства энергетики США и Стратегическом плане FERC на период 2003-2008 гг. Документ Минэнерго касается, в первую очередь, технологических аспектов дальнейшего развития отрасли, в то время как План FERC — институциональных и структурных преобразований. К намеченным направлениям и целям развития отрасли, касающимся реформирования электроэнергетики, относятся:

- создание Региональных государственных комиссий (РГК), в функции которых должно входить планирование развития энергосистемы (прежде всего — передающей сети) на уровне нескольких штатов, в том числе в рамках того или иного регионального оптового рынка. Создание данных структур позволит разработать единые, согласованные властями разных уровней планы развития отрасли в пределах макрорегионов. Планируется охватить подобным планированием все энергосистемы страны;

- совершенствование порядка возмещения издержек инфраструктурным организациям, включая долгосрочное планирование тарифов. Данная мера призвана повысить инвестиционную привлекательность инфраструктуры, решив проблему недоинвестирования в сетевую инфраструктуру;

- формирование РПО/НСО во всех регионах страны;

- формирование конкурентных оптовых рынков электроэнергии, охватывающих всю территорию страны и основанных на общих, унифицированных элементах (описанной в предыдущем разделе Платформе оптового рынка). Рынки, основанные на этих принципах, должны быть сформированы в каждом регионе в течение трех лет после утверждения РПО/НСО.

Основными чертам этих рынков, согласно Стратегическому плану FERC до 2008 года были:

- управление сетями передачи электроэнергии обязательно независимыми компаниями;

- планирование развития передающей сети;

- справедливое распределение затрат для передающих компаний;

- спот-рынок в режиме реального времени;

- прозрачная и эффективная система управления надежностью, прежде всего в условиях перегрузок;

- достижение совместимости моделей соседних рынков электроэнергии. При этом РПО/НСО соседних регионов (рынков) должны заклю-

чить соглашения о постепенной унификации рынков в своих зонах. Данная мера нацелена на укрупнение региональных рынков, чему должно способствовать и технологическое развитие инфраструктуры, и увеличение пропускной способности сетей, что предусмотрено Стратегическим планом Министерства энергетики США. Процесс "сближения" рынков уже происходит, например, в 2004 году подобные явления наблюдались между различными рынками США;

- унификация правил и условий ведения бизнеса на рынках электроэнергии, с выработкой общих стандартов, учитывающих опыт и специфику различных регионов. Планируется создать специальную структуру (Совет), отвечающую за подобную унификацию;

- модификация антимонопольного регулирования и практики регулирования цен, а также учет соображений ограничения монополизма при планировании и формировании модели рынка. В соответствии с этим в последние два года FERC существенно дополнила прежние антимонопольные требования и намерена впредь периодически пересматривать разрешения компаниям на торговлю по рыночным ценам, исходя из соблюдения ими установленных антимонопольных требований. Планы усиления антимонопольного регулирования также включают развитие мониторинга и анализа рынка (при раскрытии значительной части информации), в частности, FERC требует создания Подразделений мониторинга рынка, охватывающих зону функционирования каждой РПО/НСО;

- меры для повышения гибкости спроса на электроэнергию, обеспечение условий для оперативного (в каждодневном режиме) реагирования потребителей на изменение конъюнктуры. Возможность повлиять на спрос имеют в первую очередь власти на уровне штатов, и FERC намерена добиваться принятия от них соответствующих программ. Однако наряду с этим FERC предусматривает включение мер, способствующих реагированию спроса на конъюнктуру, в правила всех действующих рынков, работающих в режиме на сутки вперед. Комплексная программа подобных мер, охватывающая в том числе розничных потребителей, уже действует в шести штатах Северо-востока США;

- снижение расходов потребителей на электроэнергию в результате формирования оптовых рынков. При этом цены для потребителей будут сравниваться с оценочным уровнем, который сложился бы в отсутствие рынка. За счет фактора формирования оптовых рынков планируется ежегодно экономить порядка 2% суммы расходов потребителей.

Важнейшие тенденции дальнейшего развития оптовых рынков в США - унификация их модели и совершенствование структуры, что должно повысить надежность и позволит объединить некоторые рынки.

В заключение можно отметить, что на протяжении трех последних десятилетий в США происходила поэтапная трансформация традиционной модели электроэнергетики. При этом в последние десять лет наблюдалось бурное развитие конкурентных отношений, существенно менялись рынки электроэнергии.

Кризисные ситуации в электроэнергетике отдельных регионов, которые имели место в последние годы, послужили импульсом для корректировки подходов к развитию отрасли.

С одной стороны, они вызвали настороженность властей отдельных штатов, которые пока отказались от преобразований в отрасли, в части своей компетенции, или отложили их. С другой стороны, значительная часть регионов продолжает реформирование электроэнергетики, дополняя либерализацию оптового рынка, проводимую на федеральном уровне, либерализацией розничной торговли электроэнергией.

Что касается Федерального центра, то для него произошедшие кризисы послужили импульсом для выработки системного подхода к развитию отрасли, включающего несколько важнейших направлений:

- развитие инфраструктуры через долгосрочное планирование ключевых направлений развития энергосистем, межсистемных связей и стимулирование частных инвестиций;

- развитие конкурентных рынков электроэнергии по всей стране на базе унифицированных требований к их модели и к структуре отрасли;

- усиление защиты потребителей (как потребителей электроэнергии, так и субъектов отрасли, пользующихся услугами естественных монополий) прежде всего через усиление антимонопольного регулирования.

Меры, намеченные федеральным центром, фактически усиливают и делают более радикальными те ключевые направления реформы, которые до сих пор осуществлялись в отрасли - разделение видов деятельности, развитие конкурентной среды, расширение и функциональное усложнение оптовых рынков электроэнергии.

6. 8.3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ВЕЛИКОБРИТАНИИ

6.8.3.1. Топливно-энергетический комплекс Великобритании

Основные показатели топливно-энергетического комплекса Великобритании /337/ приведены в табл.6.20.

Запасы нефти. Подтвержденные запасы нефти страны оцениваются в 0,5 млрд. тонн. Большая часть ресурсов сосредоточена на шельфе Северного моря. Качество нефти достаточно высокое - нефть легкая, плотность 0,88 - 0,82 г/см³ при 15°C.

Одно из крупнейших и наиболее известное месторождение британского сектора Северного моря - Brent (Брент). Большая часть нефти этого месторождения экспортируется.

Часть месторождений располагается на суше. Наиболее значительное из них, оно же крупнейшее материковое месторождение Западной Европы, Wytch Farm содержит около 70 млн. тонн нефти.

Добыча нефти. Большая часть добычи - 98% от объема текущей добычи нефти - приходится на шельфовые месторождения и 2% - на континентальные. При этом добыча в Северном море ведется с больших

Производство и потребление энергоресурсов в Великобритании /337/

Таблица 6.20

Годы	2001	2002	2003	2004	2005
Мероприятие					
Нефть, млн. тонн					
Добыча	116,7	115,9	106,1	95,4	94,7
Потребление	78,8	77,8	78,9	81,7	82,9
Природный газ, млрд.м ³					
Добыча	105,8	103,6	102,9	95,9	88,0
Потребление	96,3	95,1	95,4	97,0	94,6
Экспорт	12,6	13,6	18,5	9,8	9,7
Уголь, млн.тонн					
Добыча	31,9	20,0	28,3	25,1	20,6
Потребление	37,9	38,5	37,2	40,1	н/д
Импорт	36,2	28,8	31,1	36,2	н/д
Электроэнергия, млрд.кВт.ч					
Производство	385	388	399	396	399
Потребление	396,2	393,6	360,6	377,1	н/д
Импорт	10,7	9,2	4,9	9,8	н/д

глубин, что требует применения сложных технологий добычи и транспортировки нефти.

Переработка нефти. Великобритания является одним из крупных потребителей нефти, занимая по этому показателю 15 место в мире. Доля нефти в объеме потребления первичных энергоносителей - 34%.

В стране действует 9 НПЗ суммарной мощностью первичной переработки 90,1 млн. тонн нефти в год. Крупнейший НПЗ мощностью первичной переработки 15,4 млн. тонн нефти в год расположен в Фаулей и принадлежит компании Exxon Mobil.

Крупнейшими операторами внутреннего топливного рынка являются компании Esso Petroleum Company Ltd. (корпорация Exxon Mobil), BP, Shell (Shell UK Ltd.), Total, Texaco и Conoco. На их долю приходится 58% всех розничных продаж бензина в стране.

Экспорт нефти. Большая часть добываемой высококачественной нефти британского сектора шельфа Северного моря экспортируется в США, Германию, Нидерланды, в то время как нефть более низкого качества импортируется (в среднем 50-60 млн. тонн в год) для обеспечения загрузки британских НПЗ.

Протяженность нефтепроводов страны составляет 933 км, продуктопроводов - 2993 км. Нефтяные морские терминалы оборудованы в 19 портах Великобритании.

Запасы газа. Запасы природного газа составляют 530 млрд. м³. По оценке Министерства торговли и промышленности Великобритании, газовые запасы могут возрасти к 2030 году до 3175 млрд. м³ за счет открытия новых месторождений.

Добыча газа. В настоящее время на континентальном шельфе Великобритании разрабатывается более 100 газовых и 20 газоконденсатных месторождений. Большинство разрабатываемых месторождений сосредоточено в Южном газовом бассейне, прилегающем к голландскому и датскому секторам Северного моря.

Пик добычи природного газа зафиксирован в 2000 году, когда было добыто 108,4 млрд. м³ газа, после чего объем добычи неуклонно снижается.

До 1995 года компания British Gas была монополистом на газовом рынке Великобритании. В настоящее время независимые поставщики газа занимают до 30% рынка.

Потребление и экспорт. Являясь самым крупным производителем природного газа в регионе Северного моря, Великобритания осуществляет также импорт газа. Начиная с 2004 года потребности Великобритании в природном газе превысили объем производства.

По оценкам экспертов, при дальнейшем снижении объемов добычи объем импорта природного газа будет увеличиваться. В 2007 году 15% потребностей британского рынка газа были покрыты за счет импорта. К 2010 году зависимость Великобритании от импорта может достигнуть более 55%.

За последнее время основными британскими компаниями было заключено несколько долгосрочных контрактов на импорт значительных объемов газа в Великобританию. В частности, подписаны контракты между компаниями: Statoil (Норвегия) и BP Gas сроком на 15 лет, объем поставок 1,6 млрд. м³ газа ежегодно; Statoil (Норвегия) и British Gas Trading сроком на 10 лет, объем поставок 5 млрд. м³; Gasunie (Нидерланды) и British Gas Trading сроком на 10 лет, объем поставок 8 млрд. м³.

Предполагается, что в число крупнейших поставщиков газа могут войти также Россия и Алжир.

Переработка газа. В Великобритании действуют 12 ГПЗ общей мощностью 138 млрд. м³ в год. Наиболее крупные заводы: два в Бэктоне (общая мощность 39,5 млрд. м³ в год) и один в Изингтоне (25,9 млрд. м³ в год).

Газовая инфраструктура. Великобритания располагает высокоразвитой газовой инфраструктурой с разветвленной газораспределительной сетью. Транспортировкой газа занимается компания Transco, входящая в холдинг Lattice Group. Протяженность магистральных газопроводов - 12,8 тыс. км (в т.ч. 7,5 тыс. км идут по дну моря).

Основными газопроводными системами Великобритании являются: SAGE (Scottish Area Gas Evacuation) - транспортировка из Шотландского газодобывающего района; CATS (Central Area Transmission System) - Газотранспортная система центрального района; FLAGS (Far North Liquids and Associated Gases System) - Северная система транспортировки конденсата и попутного газа; Shearwater Elgin Area Pipe Line - соединяет месторождение Elgin с Бэктоном на западном побережье Великобритании; SEAL - экспортные поставки в Европу (Бельгия) через отвод SILK (SEAL Interconnector Link).

Два газопровода связывают британскую газораспределительную сеть через Ирландское море с Северной Ирландией и Ирландией. Газопровод Interconnector мощностью 20 млрд. м³ в год - между Англией (Бэктон) и Бельгией (Зсебрюгге). Это первый газопровод, соединивший Великобританию с континентом.

На территории Великобритании располагаются четыре подземных газохранилища с общим объемом 10,2 млрд. м³.

Запасы угля. Запасы бурого угля оцениваются в 500 млн. тонн, каменного - 1 млрд. тонн. В стране действуют 64 угольных разрезов и 10 глубоких угольных шахт. Наиболее крупными шахтами являются Selby Complex, Berws, Tower и Coalpower Ltd. Угольные шахты в основном расположены в центральной и северной частях Англии, а также в южной части Уэльса.

Добыча угля. Начиная с конца 80-х годов 20 века в угольной промышленности наблюдается последовательный спад производства, однако Великобритания продолжает оставаться вторым по величине после Германии производителем каменного угля в Западной Европе. В 1994 году проведена приватизация угольной промышленности. Стоимость добычи угля значительно возросла, и с 2000 года для поддержания отрасли выделяются государственные субсидии. Крупнейшей компанией является British Coal.

Потребление и импорт угля. Несмотря на сокращение доли угля в структуре британского импорта энергоносителей, Великобритания остается крупным импортером и потребителем угля.

Генерирующие мощности. Установленная мощность генерации электроэнергии в Великобритании составляет 78,5 ГВт, в том числе на ТЭС приходится 80% мощностей, АЭС - 18% и ГЭС - 2% (рис.6.7). В эксплуатации находится 33 атомных реактора. С 1995 года ни одного нового реактора в действие не вводилось.

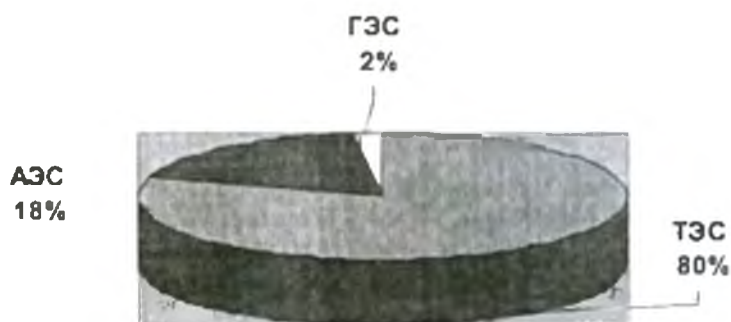


Рис.6.7. Структура мощности по видам генерации электроэнергии в Великобритании. Суммарная мощность 78,5 ГВт, 2006 год /337/

Производство и потребление. Ежегодный рост производства электроэнергии составляет 1,5%. По объемам производства атомной энергии Великобритания занимает четвертое место в мире после США, Франции и Японии.

Среднегодовое потребление электроэнергии снижается. Экспорт электроэнергии незначителен и составляет 1 -2 млрд. кВт.ч.

6.8.3.2. Реформирование электроэнергетики Англии и Уэльса

Электроэнергетика как отрасль возникла в Великобритании в конце XIX века /300,353,355/. Вплоть до 90-х годов XX века государство определяло развитие электроэнергетики. Первые электрические кабели в Великобритании были проложены в соответствии с Законом об электрическом освещении, принятом в 1882 году.

Следующей важнейшей вехой истории электроэнергетики Великобритании стало учреждение Правительством в 1926 году Департамента по производству электрической энергии. На него возлагались задачи по строительству национальной электрической сети, координации передачи электроэнергии и установлению единых технологических стандартов.

В 1947 году электроэнергетическая отрасль, наряду с другими ключевыми отраслями промышленности Великобритании, была национализирована. Отрасль полностью перешла в собственность и под управление государства. Тогда же был образован специальный регулирующий орган - Центральное электроэнергетическое управление (Central Electricity Generating Board - CEGB). В функции этого управления входил контроль над производством, передачей, диспетчеризацией и сбытом электрической энергии.

В Центральное электроэнергетическое управление (далее - ЦЭУ) вошла большая часть генерирующих мощностей Великобритании, национальные магистральные электрические сети, две вертикально интегрированные компании в Шотландии и одна - в Северной Ирландии. ЦЭУ продавало электроэнергию 12 региональным электроэнергетическим управлениям по утверждаемому государством оптовому тарифу. Региональные электроэнергетические управления поставляли электрическую энергию конечным потребителям по утверждаемым государством тарифам через свои распределительные сети.

Объем полномочий правительства в отрасли расширился с принятием Закона об электроэнергетике в 1957 году. В соответствии с Законом роль Регулятора исполнял Энергетический Совет. При расчете оптового тарифа, устанавливаемого ЦЭУ для распределительных компаний, применялся метод учета долговременных издержек.

До проведения реформирования электроэнергетики в конце XX века отрасль была естественно-монопольной с высокой степенью государственного регулирования (табл.6.21).

Энергетический совет		
Центральное электроэнергетическое управление	12 региональных электроэнергетических управлений	
Генерирующие мощности	Сбыт	
Национальные магистральные электрические сети	Распределительные сети	Конечные потребители
3 вертикально- интегрированные энергетические компании	Установление тарифов	
Диспетчерское управление	Поставка электроэнергии	

Предпосылки реформирования электроэнергетики. Британское правительство после Второй мировой войны на протяжении почти сорока лет поддерживало угольную промышленность, которая к началу 1990-х стала неэффективной, с экономической точки зрения. Начиная с 1957 года правительство Великобритании, стремясь поддержать угольную промышленность, обязало предприятия коммунального хозяйства непрерывно закупать определенное количество отечественного угля по установленным правительством ценам. Ввиду того что энергетическим предприятиям приходилось покупать уголь по ценам выше мировых, тарифы на электроэнергию стали чрезмерными (самыми высокими в Европе), а угольная промышленность Великобритании по существу оказалась зависимой от электроэнергетики.

Другой важной целью правительства Великобритании было развитие атомной энергетики как надежного и экономичного источника электроэнергии. Это обусловило огромные государственные инвестиции в атомную энергетику. Как и повсюду в мире, когда Великобритания приступила к реализации программы по развитию атомной энергетики, атомная генерация считалась экономически выгодной и надежной. Однако в 60-70 годах в Великобритании совокупные затраты на производство атомной энергии намного превышали уровень подобных затрат других генераторов.

К 1970-м годам Великобритания испытала несколько экономических спадов. Недовольство населения качеством услуг, предоставляемых государственными компаниями, росло. Госкомпании испытывали большие финансовые трудности. Это заставило британскую общественность сомневаться в жизнеспособности ряда государственных отраслей. В то же время многие государственные компании оказывались на грани банкротства, им требовалась все более значительная финансовая помощь.

Экономика Великобритании по важнейшим показателям стала отставать от мировых лидеров. Одной из причин, которые привели к такому положению, стало чрезмерное влияние государства на экономику страны. Правительство Великобритании вплотную подошло к осознанию необходимости проведения скорейших структурных реформ в естественно-монопольных отраслях, в том числе в электроэнергетике.

Реформирование электроэнергетики в 80-90-х годах. В ходе подготовки преобразования отрасли рассматривались различные концепции реформирования электроэнергетики и построения конкурентных рынков электроэнергии.

Правительство Великобритании сделало первые в мире практические шаги по апробации конкурентной модели электроэнергетики в масштабах большого рынка, охватывающего две наиболее промышленно развитые территории Соединенного Королевства - Англию и Уэльс.

Одним из первых шагов по реформированию электроэнергетической отрасли стала разработка Закона об электроэнергетике, который вступил в силу в 1983 году. В соответствии с Законом устранялись барьеры для вхождения на отраслевой рынок частных генерирующих компаний, обеспечивался свободный доступ независимых производителей электроэнергии к национальным электрическим сетям, что до принятия Закона было запрещено.

В начале 1988 года в Великобритании был опубликован Правительственный план приватизации электроэнергетического сектора (так называемая "Белая книга по приватизации электроэнергетики" - White Paper Privatising Electricity), в котором были закреплены следующие цели государственной политики в области электроэнергетики:

- разделение субъектов электроэнергетики по видам деятельности на отдельные компании -ликвидация вертикальной интеграции;
- либерализация генерации;
- реформирование региональной структуры распределения электроэнергии и розничного энергоснабжения;
- поэтапная либерализация розничного энергоснабжения.

В 1989 году был принят Закон об электроэнергетике (Electricity Act), который положил начало реструктуризации государственной монополии. Закон вступил в силу в марте 1990 года. Основные его положения были посвящены энергоснабжению и реорганизации электроэнергетической отрасли.

Закон об электроэнергетике закрепил основы и процедуры преобразования предприятий электроэнергетического сектора в ходе реформирования отрасли:

— Британская модель предусматривала отделение передачи и диспетчеризации электроэнергии, которые оставались естественно-монопольными секторами в электроэнергетике, от производства и сбыта, которые рассматривались как конкурентные сектора (табл.6.22);

Реформирование электроэнергетики Великобритании - разделение конкурентных и монопольных секторов /355/

Таблица 6.22

Дореформенное состояние	Постреформенное состояние
Электроэнергетика – естественная монополия Производство Передача Сбыт Диспетчеризация	Электроэнергетика Естественно- монопольные сектора: Передача; Диспетчеризация. Конкурентные сектора: Производство; Сбыт.

Реформирование электроэнергетики Великобритании - разделение центрального электроэнергетического управления /355/

Таблица 6.23

Дореформенное состояние	Постреформенное состояние
Центральное электроэнергетическое управление Генерирующие мощности Национальные магистральные электрические сети Диспетчерское управление 12 региональных электроэнергетических управлений	Частные генерирующие компании National Power Power Gen Nuclear Electric Государственная сетевая компания National Grid Company 12 региональных электроэнергетических управлений

- центральное электроэнергетическое управление было разделено на четыре компании, три из которых (National Power, Power Gen, Nuclear Electric) стали независимыми генерирующими компаниями и перешли в частную собственность;

- национальная сетевая компания (National Grid Company) оставалась первоначально в государственной собственности.

Вместе с тем существовавшие до начала 1990 года 12 региональных электроэнергетических управлений были преобразованы в 12 региональных электроэнергетических компаний, ответственных за сбыт и распределительные сети (табл.6.23).

Таким образом, Законом об электроэнергетике 1989 года было предусмотрено создание компаний-производителей электрической энергии, которые подлежали приватизации. На них возлагались обязательства по продаже электроэнергии через централизованный аукцион, определяющий цены и объемы поставки электроэнергии от отдельных продавцов на следующие сутки (рынок "на сутки вперед") или так называемый "оптовый энергетический пул". Подобная схема организации рынка предусматривала за региональными электроэнергетическими компаниями функцию покупки электроэнергии на энергетическом пуле и ее распределения конечным потребителям.

6.8.3.3. Производство и распределение электроэнергии

Как было отмечено выше, до начала проведения реформ управление электроэнергетикой в Великобритании, как и в странах СНГ, осуществлялось по жесткому вертикальному принципу. Отрасль, будучи государственной, состояла из центрального электроэнергетического управления (ЦЭУ) и 12 территориальных энергетических управлений (ТЭУ). ЦЭУ являлось монополистом и несло ответственность за производство электроэнергии и ее передачу по сетям высокого напряжения. Территориальные управления покупали электроэнергию у центрального по фиксированной цене и обеспечивали распределение электроэнергии на своей территории по сетям низкого напряжения. Хозяйственная деятельность ЦЭУ и ТЭУ целиком регулировалась государством. Тарифы на электроэнергию для конечных потребителей основывались на себестоимости производства, передачи и распределения электроэнергии с регулируемой добавкой на прибыль.

Приватизация британской электроэнергетики была начата в 1989 г. с целью повысить эффективность электроснабжения путем создания конкуренции среди производителей электроэнергии. Центральное электроэнергетическое управление было разделено на следующие организации:

- две генерирующие компании - National Power и Power Gen - стали обеспечивать производство электроэнергии электростанциями на органическом топливе;

- государственная компания Nuclear Electric взяла на себя ответственность за производство электроэнергии на АЭС;

— национальная сетевая компания National Grid стала оказывать услуги по передаче электроэнергии по высоковольтным сетям.

National Grid перешла в совместное ведение всех ТЭУ. Тарифы на услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям высокого напряжения определялись, как и раньше, государством, а регулирование деятельности по передаче электроэнергии осуществлял департамент регулирования электроэнергетики министерства экономики Великобритании.

Территориальные энергетические управления также были приватизированы и сохранили свои географические границы ответственности за электроснабжение потребителей. Теперь 12 частных распределительных компаний стали распределять электроэнергию по низковольтным сетям и снабжать ею потребителей.

Сначала был принят закон о разделении производства, распределения и сбыта электроэнергии на отдельные виды деятельности, а чуть позже - закон о либерализации коммунальных услуг. Монополия на бытовую деятельность также была разрушена. Было создано много сбытовых компаний, которые теперь конкурируют между собой. Однако вскоре вертикально интегрированные компании стали возникать сами собой, поскольку объединение отдельных видов деятельности в единой компании экономило средства и повышало надежность и управляемость электроснабжения. Так, генерирующие компании начали покупать распределительные сети и сбытовые организации, а распределительные компании - строить собственные электростанции.

В 1991 г. генерирующие компании National Power и Power Gen были проданы. Таким образом, тепловая энергетика оказалась приватизирована, а атомная (Nuclear Electric) осталась в государственной собственности. Государство прекратило регулировать тарифы на производство электрической энергии.

В течение нескольких лет на основе трех генерирующих компаний - National Power, Power Gen и Nuclear Electric - возникли, каждая самостоятельно, 25 генерирующих компаний. Атомная энергетика в настоящее время представлена двумя генерирующими компаниями, одна из которых частная, а вторая - государственная.

Производство электроэнергии признавалось максимально дерегулируемой сферой, в которой конкуренция между участниками рынка развивается наиболее успешно. Единственным ограничением, наложенным на созданные частные электроэнергетические компании, было то, что компании National Power и Power Gen должны были продавать свою электроэнергию на национальном оптовом энергетическом пуле. Для остальных генерирующих компаний это было необязательно, они могли продавать свою электроэнергию по двусторонним контрактам со сбытовыми компаниями по ценам, установленным договаривающимися сторонами. Специального ценового регулирования для генерации не предусматривалось, на энергетическом пуле действовали рыночные механизмы ценообразования. Регулятор Великобрита-

нии - Служба по регулированию электроэнергетики (Office of Electricity Regulation - Offer) не имела права устанавливать цены на энергетическом пуле. Однако она оказывала значительное влияние на компании National Power и Power Gen, поскольку имела полномочия уведомлять Комиссию по монополиям и слияниям (Monopoly and Mergers Commission) о фактах монополистического поведения на рынке. Служба по регулированию электроэнергетики могла вмешиваться в отношения купли-продажи электроэнергии в процессе функционирования энергетического пула.

В 1993 году резкий скачок цен на электроэнергию заставил Службу по регулированию электроэнергетики принять меры по снижению монополистической концентрации на оптовом рынке электроэнергии.

В 1994 году британский Регулятор предложил ввести верхний предел цен на электроэнергию, формируемых на энергетическом пуле. Эти цены действовали с 1994 по 1996 годы. Подобный шаг был продиктован тем, что обе генерирующие компании оказывали чрезмерное влияние на электроэнергетический рынок.

В конце 1995 года британское правительство снова было вынуждено вмешаться в деятельность энергетического пула и принять соответствующие нормативно-правовые акты, препятствовавшие процессам вертикальной интеграции электроэнергетических компаний. Подобная интеграция проявлялась в активизации слияний и поглощений генерирующих и распределительных компаний Англии. Например, компании National Power и Power Gen предприняли попытки поглотить две региональные электроэнергетические компании. Таким образом, если в начале реформирования в 1990 году на National Power, Power Gen и Nuclear Electric приходилось 90% всей генерации в Великобритании, то к 2000 году доля этих компаний снизилась до 49%. В мае 2001 года генерирующих компаний было более 50.

После приватизации в марте 1990 года правительство сохранило за собой контроль в отрасли через использование "золотой акции", дающей решающий голос государству на собрании акционеров в обеих генерирующих компаниях и во всех двенадцати региональных электроэнергетических компаниях, наложив одновременно запрет на продажу более 15% их акций в одни частные руки.

В региональных электроэнергетических компаниях действие государственной "золотой акции" закончилось в марте 1995 года. В генерирующих компаниях ее действие было продлено в марте 1991 года, а в мае 1996 года правительство заявило о намерении сохранить "золотую акцию" на неопределенное время.

После реструктуризации электроэнергетической отрасли в 1990 году функция распределения электроэнергии в Англии и Уэльсе перешла к 12 региональным электроэнергетическим компаниям, ставшим правопреемниками бывших 12 региональных электроэнергетических управлений. Согласно правительственному плану реформирования электро-

энергетики распределительная деятельность должна была находиться под государственным контролем и регулированием, в то время как сбытовая - постепенно выходить из-под государственного контроля.

После реструктуризации распределительным компаниям было разрешено приобретать генерирующие мощности, но с ограничением. Объем электроэнергии, вырабатываемой региональными электроэнергетическими компаниями, не должен превышать 15% от совокупного объема продаж электроэнергии. Основная цель подобного ограничения - содействовать повышению конкуренции в секторе производства электроэнергии.

***Справка.** Увеличение производительности труда и переход на более дешевый вид топлива (с угля на газ) привели к значительному сокращению совокупных производственных издержек. Капитальные затраты на строительство новых мощностей сократились на 40%. На рынке наблюдалось снижение цен на уголь и газ. Так, цена на газ для промышленных потребителей в период с 1990 по 2000 года снизилась на 41 %, а цена на уголь - на 40%.*

Получив возможность самостоятельно производить электроэнергию, региональные электроэнергетические компании стали активно инвестировать в независимых производителей электроэнергии, которые отдавали предпочтение газовым турбинам комбинированного цикла, что безусловно поднимало эффективность производства электрической энергии.

6. 8.3.4. Передача и диспетчеризация электроэнергии

В английской модели реформирования электроэнергетической отрасли предполагается совмещение функций диспетчеризации и передачи электроэнергии по магистральным сетям. В ходе реформирования электроэнергетики Англии и Уэльса была сохранена действовавшая система централизованной диспетчеризации.

Все высоковольтные линии электропередачи Англии и Уэльса передавались в собственность Национальной сетевой компании - National Grid Company, которая была основана в 1990 году и входит в сотню крупнейших компаний Соединенного Королевства.

В ведении Национальной сетевой компании находится передача электроэнергии по магистральным сетям, остающаяся естественной монополией. Кроме того, Национальная сетевая компания осуществляет оперативно-диспетчерское управление, разрабатывает стратегию развития высоковольтных линий электропередачи в коммерческом и технологическом аспекте, способствует развитию рынка электроэнергетического оборудования и технологий.

В начале приватизации, стремясь не допустить ограничения конкуренции в электроэнергетике, британский Регулятор обязал Региональные электроэнергетические компании приобрести акции Национальной сетевой компании. В настоящее время Национальная сетевая компания

является полностью частной акционерной компанией, а региональные электроэнергетические компании не имеют в ней крупных пакетов акций. Закон об электроэнергетике закрепляет, положение о том, что энергетические компании и другие члены энергетического пула или их аффилированные лица не могут иметь в акционерном капитале Национальной сетевой компании более 1% акций.

Согласно статьям внутренних документов компании, физическим лицам, связанным с генерирующими и распределительными компаниями, запрещается участвовать в управлении Национальной сетевой компанией. Акции компании распределены в настоящий момент среди мелких держателей акций - физических и юридических лиц, однако значительная часть акций находится в управлении специально уполномоченных компаний.

Национальная сетевая компания имеет в собственности линии электропередачи общей протяженностью около 7 тыс. км и подземные кабели длиной 650 км в Англии и Уэльсе, а также около 300 подстанций напряжением 400 и 275 кВ. Компании принадлежат также межсистемные электрические сети с Шотландией и Францией.

Единственным источником финансирования является тариф на передачу электроэнергии. До принятия Нового порядка торговли электроэнергией для регулирования услуг по передаче при расчете данного тарифа использовался метод ценовых ограничений. Этот метод состоял в периодическом пересмотре цен и тарифов при изменении уровня инфляции, определяемого на основе индекса розничных цен, за минусом ожидаемых доходов от производства.

Первоначально Национальная сетевая компания владела двумя гидроаккумулирующими электростанциями, переданными ей для регулирования режимов работы в рамках диспетчеризации электроэнергии. Однако в 1995 году Регулятор обязал сетевую компанию продать две своих ГАЭС с целью исключения любой возможности для Национальной сетевой компании как оператора рынка воздействовать на формирование цен на энергетическом пуле. В декабре 1995 года Национальная сетевая компания продала свои генерирующие мощности американской компании Mission Energy (дочерняя компания Edison International). Тем самым услуги ГАЭС по регулированию баланса энергосистемы покупаются Национальной сетевой компанией на договорной основе.

Основным документом, определяющим правила подключения к высоковольтным сетям, является Сетевой кодекс (Grid Code), обязательный для исполнения всеми субъектами рынка электроэнергии.

Будучи собственником магистральных сетей и технологическим оператором, осуществляющим диспетчирование в ходе энергоснабжения, Национальная сетевая компания и ее дочерние фирмы были наняты энергетическим пулом Англии и Уэльса для управления торговой деятельностью пула и для ведения расчетов между его участниками.

6.8.3.5. Сбыт электроэнергии и энергетический пул

Сфера сбыта в электроэнергетической отрасли, наряду с производством электроэнергии, рассматривается в английской модели реформирования электроэнергетики в качестве потенциально конкурентной сферы бизнеса. Открытие конкурентного розничного рынка электроэнергии осуществлялось поэтапно. С первых дней функционирования энергетического пула (1 апреля 1990 года) крупным потребителям электрической энергии с присоединенной мощностью более 1 МВт было разрешено самим выбирать продавцов электроэнергии. В данную группу потребителей входило лишь небольшое число довольно крупных промышленных компаний. С апреля 1994 года на рынок электроэнергии были допущены потребители с присоединенной мощностью от 100 кВт до 1 МВт, то есть малые промышленные и торговые компании. И только с сентября 1998 года конкуренция была введена для потребителей с присоединенной мощностью до 100 кВт.

Потребители электроэнергии, допущенные к работе оптового рынка, могли покупать электрическую энергию либо самостоятельно, став участником пула, либо через одну из сбытовых компаний. В рамках пула происходило формирование цены на каждые полчаса предстоящих суток на основе конкурентного механизма отбора наиболее дешевых предложений на поставку электрической энергии. На пуле сутки были разбиты на сорок восемь получасовых отрезков времени. Системный оператор (подразделение Национальной сетевой компании) прогнозировал спрос на каждый получасовой отрезок. За сутки до этого генерирующие компании вносили заявки на те объемы электроэнергии, которые они собирались поставлять по определенной цене и на определенный период времени с разбивкой по каждому получасовому отрезку. Системный оператор ранжировал заявки по ценовой шкале, от самой дешевой до самой дорогой, а также подсчитывал минимальные объемы генерирующих мощностей, необходимых для удовлетворения спрогнозированного спроса, и составлял диспетчерские графики работы электростанций. В процессе работы в реальном времени оператор отбирались ценовые предложения на поставку электроэнергии, начиная с самых дешевых заявок. Закупочной ценой пула для всех поставщиков являлась самая высокая цена, предлагаемая последней генерирующей компанией для удовлетворения последней единицы спроса.

При формировании цены электроэнергии, продаваемой из пула, помимо закупочной цены пула дополнительно учитывались затраты, связанные с ограничением пропускной способности сети, а также оплата дополнительных услуг, оказываемых субъектам рынка, в том числе:

- поддержание системного резерва;
- регулирование частоты и напряжения;
- обеспечение возможности восстановления энергосистемы после аварийных ситуаций.

Справка. Дополнительные затраты связаны с загрузкой из-за сетевых ограничений более дорогой генерации и недозагрузкой дешевой генерации. Схема построения рынка, закреплённая в Законе об электроэнергетике 1989 года, предполагала систему краткосрочных финансовых контрактов. Однако уже на первых этапах становления рынка электроэнергии все большее значение стали приобретать долгосрочные контракты на 15 и более лет, на основе которых реализовывались поставки электроэнергии.

Спотовый рынок наиболее часто определяется как рынок наличного товара, на котором цены формируются на основе конкурентного механизма отбора ценовых заявок, сообщаемых электростанциями оператору рынка за определённый период времени вперед до реальной поставки электроэнергии.

В целях управления рисками, возникающими в ходе функционирования энергетического пула, для покупателей электроэнергии (сбытовых компаний и конечных потребителей) существовала возможность заключения двусторонних финансовых контрактов с поставщиками электроэнергии, которые фиксировали на определённый период времени цену поставки (так называемые хеджировочные контракты). Фактически до 85% от общего объема поставки электрической энергии осуществлялось по таким договорам и только 15% - по ценам спотового рынка (пула).

Главным исполнительным органом энергетического пула Англии и Уэльса являлся Исполнительный комитет пула.

Проведенные в Великобритании исследования показали, что только за первые два года конкурентных отношений на электроэнергетическом рынке (1990-1992 годы) производительность труда в отрасли увеличилась более чем в два раза. Введение конкуренции в электроэнергетику не повлекло за собой системных сбоев, а также не ухудшило качества предоставляемых услуг.

6.8.3.6. Переход к новой модели организации рынка электроэнергии в Великобритании

Конец 90-х годов был ознаменован изменением подхода к функционированию оптового рынка электроэнергетики в Великобритании. Новая модель была закреплена в Законе о предприятиях общего пользования (Utilities Act), введённом в действие в 2000 году, на основе которого был принят **Новый порядок торговли электроэнергией (New Electricity Trading Arrangement - NETA)**. Одной из основных причин изменения государственной политики в отрасли стала негибкость управления энергетическим пулом, которая препятствовала осуществлению необходимых изменений в ходе функционирования рынка электроэнергии.

Принятие Нового порядка торговли электроэнергией направлено на отмену существовавшей практики единого ценообразования, в рамках ко-

торой производители, чьи заявки были приняты, обслуживались по максимальной цене предложения за определенный период времени. Это давало сильный стимул крупным производителям предоставлять завышенную цену в своих заявках. Таким образом, в ходе работы энергетического пула отмечалось весьма ограниченное участие спроса в механизме ценообразования, что привело к установлению равновесных цен преимущественно на основании заявок генерирующих компаний. В подобной ситуации цены на электроэнергию были выше экономически обоснованных.

Необходимо отметить, что в ходе реструктуризации электроэнергетики Великобритании с начала 90-х годов существенно изменилась структура использования топлива - все большее количество электроэнергетических предприятий стало переходить с угля на газ. Так, если в 1990 году доля угля в выработке электрической энергии составляла 67%, а газа - 0,5%, то к 2000 году доля угля в производстве электроэнергии была уже 31%, тогда как доля газа увеличилась и составила - 39%. В период с 1990 по 2001 год производство газа увеличилось с 45,5 млн. т.у.т. до 105,8 млн. т.у.т.. Производство угля, наоборот, снизилось с 56,4 млн. т.у.т. в 1990 году до 20,0 млн. т.у.т. в 2001 году.

Для поддержания отечественной угольной промышленности, наряду с введением NETA в 2001 году, британское правительство разрабатывает впервые за много лет новую энергетическую стратегию, в которой предусматриваются специальные меры, стимулирующие строительство угольных электростанций.

Основной принцип NETA - все лица, желающие купить или продать электроэнергию, имеют право вступать в любые договорные отношения между собой. Новые формы торговли базируются на двухсторонних торговых отношениях между производителями электроэнергии, поставщиками (сбытовыми организациями), трейдерами и потребителями. Они включают в себя:

- форвардные и фьючерсные рынки, на которых заключаются контракты на период от трех с половиной часов до нескольких лет;
- краткосрочные биржи, позволяющие участникам пересмотреть свои контракты незадолго до наступления реального времени в соответствии с текущей информацией (например, погодными условиями);
- балансирующий механизм, посредством которого системный оператор, являющийся структурным подразделением Национальной сетевой компании, принимает заявки на продажу и покупку энергии в периоды, близкие к реальному времени (за три с половиной часа) для того, чтобы обеспечить баланс спроса и предложения.

Согласно правилам NETA производителям электроэнергии платят сумму, указанную в их ценовой заявке, если она принята. Подобное правило призвано снизить стремление крупных продавцов завышать цену на предельную единицу продукции (электроэнергии), поскольку в противном случае они берут на себя риск того, что установленная единица не будет продана.

NETA представляет собой механизм для близких к реальному времени расчетов за небалансы. В процессе расчета небалансов сравниваются объемы электроэнергии, купленной или проданной по контракту, с результатами коммерческого учета физических объемов производства и потребления. В результате такого сравнения рассчитывается величина небаланса. Вместе с расчетом объемов небалансов определяется и набор цен для того, чтобы производить расчеты. Поскольку результаты коммерческого учета по генерации и потреблению на оптовом рынке в Англии определяются за каждые полчаса, расчет небалансов в рамках NETA также производится каждые полчаса. В дополнение к расчету небалансов NETA также призвана функционировать как механизм для корректировки желаемых уровней нагрузки генерирующих мощностей и спроса в реальном времени.

6.8.3.7. Регулирующие органы в электроэнергетике

Закон об электроэнергетике 1989 года закрепляет основы государственного регулирования электроэнергетики. Полномочия по государственному регулированию электроэнергетики, согласно данному закону, осуществлялись Государственным Секретарем по торговле и промышленности, Генеральным директором энергоснабжения, назначаемым на должность Государственным секретарем, а также Службой по регулированию электроэнергетики (Office of Electricity Regulation - Offer).

Закон закрепил следующие обязанности Государственного Секретаря по торговле и промышленности и Генерального директора энергоснабжения:

- обеспечение удовлетворения разумных запросов потребителей электроэнергии;
- обеспечение нормальной финансовой основы деятельности электроэнергетических предприятий;
- обеспечение соблюдения принципов конкуренции в генерации электроэнергии и сбыте;
- обеспечение защиты интересов потребителей электроэнергии в следующих сферах:
 - цены за электроэнергию и иные условия энергоснабжения;
 - непрерывность и устойчивость энергоснабжения;
 - качество услуг, предоставляемых энергоснабжающими организациями;
- содействие энергосбережению, эффективности и экономичности деятельности энергоснабжающих и сетевых организаций;
- содействие внедрению новых технологий и оборудования, проведению НИОКР;
- обеспечение безопасности общества и защита его от рисков, возникающих в связи с генерацией, передачей электроэнергии, а также с энергоснабжением;
- особый учет интересов отдельных групп потребителей - потребителей сельских местностей, лиц с физическими недостатками, лиц пенсионного возраста.

Государственный секретарь по торговле и промышленности и Служба по регулированию электроэнергетики обязаны защищать интересы потребителей, присоединенных к распределительным сетям, путем принятия мер, способствующих конкуренции между генерирующими компаниями и энергоснабжающими организациями.

Функции надзора над электроэнергетикой Великобритании осуществляет также Комиссия по монополиям и слияниям (Monopoly and Mergers Commission), которая имеет полномочия по проведению анти-монопольных расследований и по вынесению по ним решений, что обуславливает ее значительное влияние. Также определенный опосредованный надзор в электроэнергетике осуществляет Служба по справедливой торговле (the Office of Fair Trade), чьей задачей является поддержка и защита экономических интересов потребителей.

Основным инструментом регулирования в электроэнергетике Англии и Уэльса согласно Закону об электроэнергетике является лицензирование деятельности по генерации, передаче, диспетчеризации и сбыту электроэнергии. В некоторых случаях возможна отмена лицензирования на основании специального освобождения от получения лицензии. Лицензии и документы, освобождающие от лицензирования, выдавал Государственный секретарь по торговле и промышленности либо по его поручению Генеральный директор энергоснабжения. Они также изменяли условия лицензий, рассматривали все связанные с лицензированием споры. Права владельцев лицензии включают право на приобретение земли, водопользование.

Важнейшей составляющей частью лицензии на монопольные виды деятельности (услуги по передаче и распределению электроэнергии) является регулирование ценовых условий деятельности лицензиатов. При этом ценовое регулирование осуществляется путем фиксации формулы и параметров для расчета среднего уровня тарифов (Возможно также использование формул расчета, учитывающих как предельный уровень тарифа, так и предельный уровень дохода).

Закон о предприятиях общего пользования 2000 года (Utilities Act) вносит изменения в состав органов, осуществляющих регулирование в электроэнергетике: упраздняются такие институты как Генеральный директор энергоснабжения и Генеральный директор газоснабжения. Их функции переходят к Администрации газового и электроэнергетического рынков (the Gas and Electricity Markets Authority), Председателя и членов которого назначает Государственный секретарь по торговле и промышленности. Закон о предприятиях общего пользования 2000 года закрепляет также создание нового органа - Совета потребителей газа и электрической энергии (The Gas and Electricity Consumer Council), который был образован вместо Совета потребителей газа и Региональных комитетов потребителей электрической энергии. Основным регулирующим органом в электроэнергетической и газовой отрасли является, согласно Закону о предприятиях общего пользования, Служба по газовому и элект-

розэнергетическому рынкам (Office of the Gas and Electricity Markets - Ofgem), которая заменила существовавшую до сих пор Службу по регулированию электроэнергетики (Offer) и Службу по регулированию газовой промышленности (Ofgas). Служба по газовому и электроэнергетическому рынкам стала основным регулятором рынков газа и электроэнергии.

Закон о предприятиях общего пользования вносит также изменения в порядок лицензирования деятельности, связанной с энергоснабжением и газоснабжением. В частности, закон закрепляет право юридического лица владеть одновременно лицензией на поставку и на передачу электрической энергии.

С момента начала реструктуризации отрасли цели и задачи государственной политики в сфере регулирования электроэнергетики существенным образом менялись. На сегодняшний день первоочередными задачами британского Регулятора в области развития рынка электроэнергии являются:

- обеспечение более эффективной конкуренции в сфере газоснабжения и электроснабжения в интересах потребителей;
- содействие созданию на электроэнергетическом рынке в Шотландии условий формирования конкурентного ценообразования и недискриминационного доступа для всех производителей электрической энергии;
- содействие Правительству в принятии мер по охране окружающей природной среды с наименьшими издержками для потребителей электроэнергии;
- содействие процессу долгосрочного инвестирования в британскую электроэнергетическую промышленность.

В результате введения в электроэнергетику конкурентных отношений цены на электроэнергию для потребителей снизились, что особенно было ощутимо для крупных потребителей. Так, если в начале дерегулирования средняя рыночная цена на электроэнергию поднялась с 24 до 29 фунтов стерлингов (в 1991 году) за МВт.ч, то позже она снизилась до 25 фунтов стерлингов за МВт.ч (в 1992 году). Розничная цена на электрическую энергию снизилась для разных категорий потребителей на разную величину. Так, для домашних хозяйств розничная цена с 1990 года по 2000 год снизилась на 22%, для мелких промышленных потребителей за тот же период - на 39%

6.8.3.8. NETA - Новый порядок торговли электроэнергией в Англии и Уэльсе

I. Общее описание. Основной принцип NETA - все лица, желающие купить или продать электроэнергию, имеют право вступать в любые свободно заключенные договорные отношения между собой. Это, по мнению разработчиков NETA, должно будет привести к тому, что львиная доля торгуемой электроэнергии будет продаваться или покупаться через одну из биржевых площадок или через набор двусторонних или многосто-

ронных контрактов. В число тех, кто торгует электроэнергией, входят не только генераторы и сбытовые организации, которые непосредственно производят и поставляют электроэнергию конечным потребителям, но и нефизические трейдеры.

Роль NETA не в том, чтобы диктовать как электричество продается и покупается на биржевых площадках и/или через двусторонние договоры. Вместо этого NETA предоставляет механизм для близкого к реальному времени клиринга и расчетов за дисбалансы между контрактными и физическими позициями лиц, покупающих, продающих, производящих и потребляющих электроэнергию.

На практике трейдеры могут купить больше или меньше электроэнергии, чем они продали, генераторы могут физически произвести больше или меньше, чем они продали, и конечные потребители могут потребить больше или меньше электроэнергии, чем их сбытовые компании приобрели. Центральные системы NETA предназначены для того, чтобы измерять эти избытки и недостатки (дисбалансы) и определять цены, за которые они торгуются, а также рассылать счета за них. Процессы, с помощью которых рассчитываются объемы дисбалансов и плата за них, носят название "Расчет дисбалансов" (*Imbalance Settlement*). Задача расчета дисбалансов не в том, чтобы установить оптовые цены на электроэнергию, как это было ранее, а в том, чтобы определить цену и произвести расчет за отклонения между планом и фактом при сравнительно малой разнице между контрактными и физическими позициями участников рынка.

Процесс расчета дисбалансов требует сравнить объемы электроэнергии, купленной или проданной по контракту, с результатами коммерческого учета физических объемов производства и потребления. В результате такого сравнения рассчитывается величина дисбаланса. Также необходимо определить набор цен, чтобы производить расчеты за дисбалансы. Так как результаты коммерческого учета по генерации и потреблению на оптовом рынке в Англии имеются за каждые полчаса, расчет дисбалансов в рамках NETA также производится каждые полчаса.

В дополнение к Расчету дисбалансов NETA также призвана функционировать как механизм для корректировки желаемых уровней нагрузки генераторов и спроса в реальном времени. Существует двоякая необходимость в этом механизме. Во-первых, весьма возможно, что глобальный объем генерации, который генераторы намерены производить или физически производят, не будет равняться глобальному уровню потребления, который потребители намерены потребить или физически потребляют в любой заданный момент. Во-вторых, в связи с ограничениями пропускной способности сети иногда необходимо изменить объем производства или потребления индивидуальных генераторов или потребителей по сравнению с их желаемым объемом производства/потребления, чтобы предотвратить нарушение системных ограничений.

Повыше указанным причинам в дополнение к Расчету дисбалансов NETA также предусматривает создание "Балансирующего механизма" (*Balancing*

Mechanism). В рамках NETA системный оператор определяет, какие действия предпринять для поддержания баланса между потреблением и производством, как на национальном (стабильность частоты), так и на локальном (предотвращение нарушения системных ограничений) уровне. Правила, по которым рассчитываются дисбалансы и осуществляются действия по балансированию системы, содержатся в документе под названием Кодекс балансирования и расчетов (Balancing and Settlement Code).

Заккрытие ворот. Объемы электроэнергии, которые торгуются через биржевые площадки и на основе двусторонних контрактов, должны быть доведены до сведения расчетного центра, который осуществляет расчет дисбалансов, с тем, чтобы можно было определить величину дисбаланса для каждого участника. Далее, так как расчет дисбалансов проводится для каждого получаса, то и объемы электроэнергии, которые проторгованы на биржевых площадках, и в соответствии с двусторонними контрактами, должны быть доведены до сведения расчетного центра, проводящего расчет дисбалансов в отношении каждого получаса. Очевидно, это должно происходить с определенным упреждением до реального времени. Момент, после которого нельзя более сообщать о контрактных позициях в отношении определенного получаса, получил название "Заккрытие ворот" (Gate closure) и наступает за 3,5 часа до данного получаса. Это означает, что физическая торговля электроэнергией на определенный получас прекращается за 3,5 часа до него.

Балансирующий механизм. Генераторы и сбытовые компании отличаются от трейдеров тем, что они не только покупают и продают электроэнергию в соответствии с контрактами, но и производят ее или обслуживают потребителей, которые физически ее потребляют. В рамках NETA генераторы имеют право сами определять уровень производства принадлежащих им генерирующих агрегатов, а сбытовые компании имеют право заявлять объемы потребления обслуживаемых ими потребителей.

Весьма вероятно, что объем физического производства генератором будет взаимосвязан с его желаемым уровнем производства, что означает, что генератор предпочтет продать то количество электроэнергии, которое он планирует произвести. То же самое относится к сбытовой компании, которая будет стремиться купить то количество электроэнергии, которое ее потребители планируют потребить. Однако это не является требованием в рамках NETA.

Как только генераторы и сбытовые компании определяют объемы своего производства и потребления, они обязаны уведомить об этом системного оператора. Это требование распространяется только на те генераторы, установленная мощность которых превышает 50 МВт, и на те точки потребления, которые экспортируют из сети более 50 МВт. Вместе с доведением этой информации до сведения системного оператора генераторы и сбытовые компании могут также сообщить о своей готовности отклониться от запланированного уровня производства или потребления за соответствующее вознаграждение. С этой целью они мо-

гут подавать заявки на увеличение или уменьшение производства и потребление заявки на участие в Балансирующем механизме. Системный оператор волен принять такие заявки и воспользоваться ими с целью контроля над локальным или национальным балансом между производством и потреблением в реальном времени.

Генераторы и сбытовые компании, которые обязаны уведомлять системного оператора о намеченном производстве и потреблении, осуществляют это через подачу так называемых Предварительных физических уведомлений (Initial Physical Notifications) и Финальных физических уведомлений (Final Physical Notifications). Предварительные физические уведомления подаются системному оператору (СО) до 11.00 предыдущего дня, а финальные в отношении определенного получаса - не позднее Закрытия ворот. Финальные физические уведомления должны быть поданы в отношении индивидуальных генерирующих агрегатов и потребления по узлам сети, а точнее по точкам коммерческого учета. Они подаются в форме поминутного графика ожидаемого производства или потребления с точностью до одного МВт.

Единицы балансирующего механизма (BM units). Этот термин применяется, чтобы описать набор генерирующего оборудования и спроса, которые импортируют электроэнергию в сеть или экспортируют электроэнергию из нее. Для генераторов это обычно один турбогенератор, а для потребления - точка коммерческого учета. В идеологии создателей NETA присутствовал элемент отрицания всего того, что предшествовало этой системе или наминало терминологию, обычно применяющуюся в электроэнергетике. В связи с этим был изобретен и внедрен набор новых терминов.

Заявки на участие в Балансирующем механизме. Эти заявки указывают на готовность участника рынка на отклонение контролируемой им Единицы балансирующего механизма от производства или потребления, указанного в Финальном физическом уведомлении, в обмен на компенсацию. Цены, которые участник готов получить за отклонение от графика в Финальном физическом уведомлении, указываются в заявке.

Прием заявки на отклонение системным оператором становится его обязательством. Иными словами, по факту приема системный оператор покупает такую заявку. Если впоследствии системный оператор решает, что покупка заявки была необоснованной или не нужной, он не может эту покупку отменить. Чтобы уйти от своих обязательств перед лицом, чью заявку на отклонение системный оператор принял, он должен принять противоположную заявку, если это экономически более эффективно или физически более целесообразно. В связи с этим заявки на отклонение подаются участниками в парах с противоположными заявками. Им даются номера для идентификации. Если пара относится к отклонению от Финального физического уведомления вверх, то номер положительный, если вниз - отрицательный. Цены в заявках, принадлежащих одной паре, могут быть разными.

Работа Балансирующего механизма. Цель Балансирующего механизма - дать системному оператору возможность выполнять следующие функции:

- поддерживать частоту;
- корректировать потоки мощности, чтобы обеспечить надежность;
- дать возможность единицам Балансирующего механизма предоставлять дополнительные системные услуги.

Действия Балансирующего механизма для определенного получаса начинаются после подачи Финальных физических уведомлений и заявок на отклонения системному оператору на этот получас - то есть после Закрытия ворот. Системный оператор единолично ответственен за то, какие заявки приняты Балансирующим механизмом, и может принять заявку на отклонения полностью или частично в любой момент между закрытием ворот и реальным временем. Несмотря на то, что системный оператор волен выбирать любую заявку, он обязан обеспечить соответствие его команд техническим характеристикам Единицы балансирующего механизма (например, скорости набора нагрузки). Системный оператор также должен проинформировать участника об уровне производства или потребления контролируемой этим участником Единицы балансирующего механизма.

Платежи за заявки на отклонение. Принятые системным оператором заявки с поправкой на потери оплачиваются по ценам, указанным в этих заявках. Заявки на отклонение от Финального физического уведомления вверх оплачиваются участнику, подавшему эту заявку, по цене в заявке, умноженной на объем отклонения, с поправкой на потери. В случае заявок на отклонение от Финального физического уведомления вниз участник платит в Балансирующий механизм по цене в заявке, умноженной на объем отклонения, с поправкой на потери. Надо отметить, что цены в обоих типах заявок могут быть отрицательными. В этом случае оплата будет в обратном порядке, то есть за заявку на отклонение от Финального физического уведомления вверх платит участник, а за заявку на отклонение от Финального физического уведомления вниз плата положена участнику.

Арбитражные сделки системного оператора. В связи с тем, что расчеты с участниками за принятые заявки осуществляются по заявленным ценам, может возникнуть ситуация, когда цена в заявке на отклонение от Финального физического уведомления вверх, поданная одним участником, ниже цены в заявке на отклонение от Финального физического уведомления вниз, поданной другим участником, в то время как выполнение любой из них обеспечивает приемлемый с точки зрения системного оператора результат. В этом случае системный оператор может сэкономить деньги с помощью так называемой арбитражной сделки, которая заключается в том, что системный оператор принимает обе заявки. Это удовлетворяет обоих участников, так как они получают цены, которые требовали. При расчете цен за дисбалансы заявки, принятые системным оператором в рамках арбитражной сделки, обрабатываются несколько иным способом, чем обычные, что будет объяснено ниже.

Штрафы за невыполнение обязательств. Системный оператор может принять набор заявок на отклонение от Финального физического уведомления вверх и вниз в отношении индивидуальной Единицы балансирующего механизма в любой получас. Кроме того, как обсуждалось выше, принятая заявка может быть отменена с помощью принятия противоположной заявки. Суммарный набор принятых заявок (нетто) определит ожидаемый график работы данной Единицы балансирующего механизма в данный получас.

Если количество принятых заявок на отклонение от Финального физического уведомления вверх для определенной Единицы балансирующего механизма превышает количество принятых заявок на отклонение от финального физического уведомления вниз, то это равносильно тому, что в результате данная единица имеет заявки только вверх. В этом случае, если данная единица недовыполняет (т.е. или генерирует меньше, чем ожидалось, или потребляет больше, чем ожидалось), то на нее накладывается штраф. В противоположном случае (если можно сказать, что в результате есть заявка на отклонение вниз, а единица Балансирующего механизма либо генерирует больше ожидаемого, либо потребляет меньше ожидаемого) также накладывается штраф.

Таким образом, штрафы взимаются, если по результатам коммерческого учета единица Балансирующего механизма не выполнила своих обязательств с точки зрения следования ожидаемому поминутному графику работы.

Штрафы за дисбалансы информации. Штрафы за дисбалансы информации предназначены для того, чтобы заставить Единицы балансирующего механизма работать в соответствии с их Финальным физическим уведомлением, скорректированным на основании принятых заявок на отклонение.

Объем дисбаланса информации равен разнице между производством (потреблением) за получас по данным коммерческого учета и той величиной производства (потребления), которая должна была быть в соответствии с их Финальным физическим уведомлением, скорректированным на основании принятых заявок на отклонение.

Штраф за дисбаланс информации одинаков вне зависимости от алгебраического знака указанной выше разницы, т.е. один и тот же, как за недостаток, так и за избыток.

В начальный период после введения NETA штрафы за дисбалансы информации не взимались.

Дисбаланс энергии. В дополнение к Балансирующему механизму Кодекс балансирования и расчетов также определяет порядок расчетов за разницу между фактической и контрактной позицией участника рынка в каждый получас.

Как говорилось выше, предполагается, что оптовые покупки и продажи электроэнергии будут осуществляться на основе двусторонних контрактов и на различных биржевых площадках. Вдобавок к заключению контрактов генераторы и сбытовые организации также отвечают за физические объе-

мы производства и потребления электроэнергии. Расчеты за дисбалансы энергии необходимы для того, чтобы можно было рассчитаться за разницу между физическими и контрактными позициями участников. Для этого нужно сравнить данные коммерческого учета в отношении производства или потребления каждого участника с его нетто-контрактной позицией каждый получас. Кроме того, необходимо определить цены, по которым будут проводиться расчеты за дисбалансы. **NETA предусматривает двухуровневые платежи за дисбалансы, т.е. цена, по которой производится оплата участникам с избытком дисбалансной энергии, отлична от цены, которую платят участники с дефицитом дисбалансной энергии.**

Следующим свойством Расчета по дисбалансам в рамках NETA является то, что для каждого участника рассчитываются два дисбаланса электроэнергии - в отношении деятельности по производству и в отношении деятельности по потреблению. Каждый участник имеет два счета дисбаланса энергии - Счет производства и Счет потребления.

Объем дисбаланса энергии рассчитывается как разница между измеренными величинами генерации и потребления, относящимися к каждому из этих счетов, и контрактными величинами, относящимися к этим счетам.

Дисбаланс производства электроэнергии - это разница между суммарным объемом генерации данного участника по данным коммерческого учета и нетто его контрактных объемов. Аналогично дисбаланс потребления электроэнергии - это разница между суммарным объемом потребления данного участника по данным коммерческого учета и нетто его контрактных объемов.

Уведомление об объемах электроэнергии по контрактам. Для того чтобы учесть объемы электроэнергии, проданной и купленной по контрактам в каждый получас для расчета дисбалансов электроэнергии, необходимо уведомить центр расчетов об этих величинах.

Если два лица торгуют между собой электроэнергией (либо по двустороннему контракту, либо через биржевые площадки), то эти лица должны уведомить Центр расчетов об объеме контракта в кВт часах и указать лицо, которое будет покупателем, и лицо, которое будет продавцом. **Информация о цене контракта Центру расчетов не нужна.** Информация об объемах передается Центру расчетов Агентом по уведомлению объема контрактов, который действует от имени обоих лиц. Информация в отношении определенного получаса должна быть предоставлена этим Агентом до Закрытия ворот на этот получас. Каждая из сторон контракта может по договоренности с другой стороной сама выполнять функции Агента по уведомлению.

Кроме упомянутой выше информации, Агент обязан указать специфические счета сторон контракта, между которыми происходит торговля. Торговля может происходить со Счета производства одной стороны на Счет потребления другой стороны или наоборот. Также одно лицо может сделать уведомление о продаже электроэнергии со своего Счета производства на свой Счет потребления. Сделано это для того, чтобы дать участникам максимальную свободу заключения сделок.

Агрегирование объемов контрактов. После того, как информация об объеме контрактов поступила в Центр расчетов, последний агрегирует позиции на Счетах производства и потребления каждого участника рынка. Полученные нетто контрактные позиции будут в дальнейшем сравниваться с данными коммерческого учета в отношении каждого Счета производства и Счета потребления для определения величины дисбаланса.

Производство и потребление, экспорт/импорт. Чтобы определить данные коммерческого учета для расчета дисбалансов электроэнергии, их нужно собрать для каждой Единицы балансирующего механизма за каждый получас. Эти данные собираются разными способами, но, в конечном итоге, используются, чтобы определить измеренный объем для каждой Единицы балансирующего механизма за каждый получас.

В зависимости оттого, является ли данная Единица балансирующего механизма производителем или потребителем электроэнергии, измеренный объем будет считаться производством или потреблением и агрегироваться на соответствующем счете.

Определение типа Единицы балансирующего механизма (производитель или потребитель) зависит от того, будет ли в течение года максимум экспорта электроэнергии в систему в какой-либо получас выше или ниже, чем максимум импорта электроэнергии из системы в любой получас.

Измеренные объемы для определенной Единицы балансирующего механизма будут отнесены к Счету соответствующему типу данной единицы.

Возможно, что некоторые Единицы балансирующего механизма, определенные как **производители (генераторы)**, в отведенные получасы будут импортировать электроэнергию, а некоторые Единицы балансирующего механизма, определенные как **потребители (сбытовые компании)**, в отведенные получасы будут экспортировать электроэнергию. То, чем считается измеренный объем для определенной Единицы балансирующего механизма для целей расчетов (экспорт или импорт), зависит от того, была ли в этот период агрегированная величина для этой Единицы экспортом или импортом. Классификация экспорта и импорта влияет на то, как рассматривается измеренный объем для учета потерь и распределения избытка прихода средств. Как это делается, будет описано ниже.

Уведомление о перераспределении измеренного объема. В рамках NETA дается возможность распределить электроэнергию, текущую от отдельной Единицы балансирующего механизма или к ней, между двумя или более лицами с целью расчета дисбалансов электроэнергии. Эта возможность дается для того, чтобы не ограничивать коммерческую свободу участников, и позволяет, например, сбытовой компании, уведомить об объеме, относящемся только к части счетчика определенного потребителя, чтобы удовлетворить требования этого потребителя по частичному снабжению этой сбытовой компанией. Также возможно, чтобы лицо, ответственное за определенную Единицу балансирующего механизма, отнесло весь объем, относящийся к этой Единице, или его часть на имя

другого лица. Аналогично с уведомлениями о контрактных объемах, уведомления о перераспределении измеренных объемов также должны быть переданы в Центр расчетов до момента Закрытия ворот. Эти уведомления должны содержать или фиксированное число кВтч, которое нужно перераспределить, или фиксированный процент измеренного объема, который нужно перераспределить.

Объемы дисбалансов электроэнергии. Объем дисбаланса электроэнергии для отдельного счета - это нетто от всех измеренных величин и контрактных объемов, отнесенных к этому счету. Объем дисбаланса электроэнергии для отдельного счета может быть положительным или отрицательным. Это указывает на нетто избыток или недостаток электроэнергии на этом счету. Для агрегации измеренный экспорт принимается положительным, а измеренный импорт - отрицательным.

Возможна ситуация, когда у одного и того же лица будет избыток электроэнергии на одном счету и недостаток на другом счету в один и тот же полчас.

Расчет цен за дисбалансы электроэнергии. Цены за дисбалансы электроэнергии необходимы для того, чтобы рассчитаться за избытки или недостатки на энергетических счетах. Вводятся две цены за дисбалансы электроэнергии. Они носят названия Цена покупки системы (System Buy Price) и Цена продажи системы (System Sell Price).

Цена покупки системы - это цена, по которой оплачиваются недостатки. Она предназначена отражать среднюю цену, по которой система должна была покупать электроэнергию, чтобы восполнить недостатки на счетах участников. Таким образом, если на счету зарегистрирован отрицательный дисбаланс электроэнергии, то владелец этого счета должен заплатить за него по Цене покупки системы.

Цена продажи системы - это цена, по которой участники получают платеж за избытки. Она отражает среднюю цену, по которой система должна была продавать электроэнергию, чтобы избавиться от ее избытка. Таким образом, если на счету зарегистрирован положительный дисбаланс электроэнергии, владельцу этого счета положена плата по Цене продажи системы.

Цены за дисбалансы электроэнергии рассчитываются на основе цен в заявках на отклонение, принятых системным оператором в Балансирующем механизме. Цена покупки системы для определенного получаса рассчитывается как средневзвешенное по объему от принятых на этот получас заявок на отклонение вверх. Цена продажи системы для определенного получаса рассчитывается как средневзвешенное по объему от принятых на этот получас заявок на отклонение вниз.

На самом деле не все принятые заявки принимаются во внимание для расчета цен за дисбаланс. Те из них, которые относятся к арбитражным сделкам, исключаются. Арбитражные сделки легко отличить от обычных, т.к. в них цена на отклонение вверх меньше или равна цене на отклонение вниз.

Заявки, которые используются не для балансирования электроэнергии, а для балансирования системы, например, с целью предотвращения перегрузок сети или иных нарушений надежности также не принимаются во внимание для расчета цен за дисбаланс. Однако их сложнее идентифицировать. Они существуют, поскольку Балансирующий механизм предназначен не только для устранения дисбалансов электроэнергии, но и для того, чтобы дать системному оператору возможность поддерживать надежность системы. На сегодняшний день заявками на балансирование системы считаются Заявки на отклонение вверх с очень высокой ценой и Заявки на отклонение вниз с очень низкой ценой, но полностью эта проблема в NETA не решена.

В дополнение к изложенному выше в расчете цен за дисбалансы электроэнергии применяется еще ряд поправок с целью учета потерь и др.

Обычно цена покупки системы будет выше, чем цена продажи системы.

Денежные потоки, связанные с дисбалансами электроэнергии. В случае, когда счет имеет положительный дисбаланс электроэнергии, то его владельцу причитается платеж по цене продажи системы. В случае, если дисбаланс отрицательный, владелец счета должен оплатить по цене покупки системы. Системный оператор платит нетто стоимость всех принятых заявок минус штрафы за невыполнение обязательств.

Перераспределение избыточного дохода. В результате действия балансирующего механизма и расчетов за дисбалансы электроэнергии, в каждый получас возникает набор различных платежей, включающий в себя платежи за принятые заявки на отклонение и платежи за положительные и отрицательные дисбалансы электроэнергии. Кроме того, возможны штрафы за непоставку и штрафы за дисбаланс информации.

Нетто всех перечисленных платежей в любой получас не будет равняться нулю. Обычно возникает **избыток прихода над расходом**. Этот избыток перераспределяется между всеми счетами в пропорции к измеренным объемам импорта и экспорта.

Следует обратить внимание, что в случае, если лицо перераспределяет измеренные величины другому лицу, то соответствующая доля избытка прихода над расходом также причитается второму лицу.

II. Анализ и обсуждения. Основные причины замены прежней торговой системы на NETA. Можно привести следующие доводы, побудившие к переходу от Английского пула на NETA:

- негибкость управления Английским пулом препятствовала изменениям и тормозила реформы;

- очень ограниченное участие спроса в механизме ценообразования привело к ценам, выше экономически обоснованных;

- сложность и непрозрачность механизма ценообразования и ограниченная конкуренция задерживали развитие рынков финансовых производных инструментов и ограничивала ликвидность на рынке контрактов;

— пул давал возможность злоупотребления рыночной силой, в силу того, что всем генераторам платили по одной и той же цене, в то время как сама эта цена устанавливалась на основании заявок лишь немногих из них. Иными словами, существование единой цены пула вместо цен в договорах между индивидуальными продавцами и покупателями препятствовало оказанию давления спроса на уровень цен.

Правительство, поддерживая NETA, было убеждено, что таким образом создаются более благоприятные условия для продолжения жизни британской угольной промышленности. Однако, одного введения NETA было явно недостаточно для осуществления этой цели, свидетельством чему является факт разработки в настоящий момент впервые за много лет новой энергетической стратегии Великобритании, в которой предусматриваются специальные меры, стимулирующие строительство угольных электростанций.

Платежи по заявкам вместо платежей по единой цене двойного аукциона. На протяжении ряда лет Британский Регулятор (Ofgem) был убежден, что торговый механизм, на котором базировался английский пул, способствовал ценовому сговору между генерирующими компаниями, несмотря на то, что многочисленные попытки доказать это оказались безрезультатными. В двойных аукционах с единой ценой участники имеют больше возможностей использовать свои заявки, чтобы информировать других участников о своих намерениях. Так как участники знают, что они получают ту же цену вне зависимости оттого, какую заявку они подадут, это стимулирует иногда кооперативное поведение, а иногда угрожающее и дает возможность скрытого ценового сговора. В то же время, в дискриминационных аукционах, где участники получают оплату строго по своей заявке, использование заявок для сигнализации намерений значительно более опасно, так как заявка может быть принята, становясь обязательством. Это соображение легло в основу мотивировки конструкции NETA, первым ключевым элементом которой была отмена требования торговать только через пул. Такая отмена ведет к двухсторонней торговле с оплатой по заявкам в любом виде, как и в некоторых рынках других товаров.

Было показано, что переход к оплате по заявкам вместо универсальной цены двойного аукциона не усиливает конкуренцию, как ожидалось, а наоборот, снижает ее. Возникает существенный риск того, что базовые генераторы заявят цены выше, чем полупиковые, а участие базовых генераторов в установлении цен снижает давление конкуренции на полупиковые генераторы и ведет к общему росту цен. Результаты этого анализа были отвергнуты, т.к. они не вписывались в идеологию NETA, несмотря на то, что авторы анализа моделировали фактическую композицию генерирующих компаний в Англии и предположили, что крупные участники, в портфель которых входили также и полупиковые генераторы, располагали большей информацией, т.к. заключали сделки чаще. Их работа показала, что такие генерирующие компании не только выступают как ценовые лидеры, но и получают большую выгоду, чем

владельцы только базовых электростанций или мелкие участники. Это мнение разделяется также весьма авторитетной комиссией, которая была создана в Калифорнии с тем, чтобы ответить на вопрос, стоит ли переходить от двойного аукциона с универсальной ценой к оплате по заявкам. Эта комиссия пришла к выводу, что плата по заявкам негативно отразится на мелких участниках, т.к. принесет новые неопределенности и, в результате, будет препятствовать строительству новых мощностей, в особенности мелкими независимыми производителями. Комиссия также отметила, что эксперименты показали, что участники экспериментов научатся сговариваться как при одной, так и при другой системе ценообразования. Отмечено, что теория и экспериментальные результаты опровергают часто повторяемые, но необоснованные утверждения о том, что рынки электроэнергии должны оперировать так же, как и рынки других товаров, и что оплата по заявкам более совершенна, чем оплата по единой маржинальной цене системы.

Необходимо отметить, что в ходе событий, Британский Регулятор потерял веру в то, что система ценообразования с оплатой по заявкам предотвращает ценовой сговор. Доказательством этого является требование ввести в лицензию генерирующих компаний пункт, запрещающий злоупотребление рыночной силой, на котором Британский Регулятор настаивал на протяжении нескольких лет, в результате которого это требование было объявлено незаконным. Более того, в сентябре 2000-го года это требование было расширено и включает теперь также и сбытовые компании. В настоящий момент Правительство продолжает настаивать на включении в лицензии всех участников требования: не злоупотреблять рыночной силой.

Таким образом, основной довод в пользу перехода к оплате по заявке вместо оплаты по цене двойного аукциона исчез, а сам переход остался, что продолжает служить поводом для недоумения некоторых аналитиков.

Двойственные заявки и двойные цены в балансирующем механизме. Принцип двойных цен справедлив, так как генераторы, чье производство отличается от контрактного объема, являются источником дополнительных расходов для системного оператора, который поддерживает баланс системы в реальном времени. Поэтому важно отнести эти расходы на те генераторы, которые их вызывают, чтобы они не отклонялись от плана и таким образом возникали соответствующие стимулы для предсказуемости производства. Несмотря на то, что трудно оценить затраты, вызванные непредсказуемостью производства, лучше их оценивать хоть как-то, нежели считать нулевыми. Он далее проводит параллель с другими рынками, где всегда существует маржа между ценой спроса и ценой предложения, отражающая стоимость организации рынка. Более того, в рынке электроэнергии эта маржа должна быть выше, чем в финансовых рынках, в связи с тем, что затраты на поддержание балансов спроса и предложения выше. В этом анализе отсутствует фундаментальный и зна-

чительно более важный вопрос, почему вместо балансирующего рынка в реальном времени, как в большинстве современных рынков электроэнергии, NETA использует Балансирующий механизм.

Балансирующие рынки представляют собой нечто большее, чем просто механизм, позволяющий системному оператору балансировать систему. На самом деле, они являются краеугольным камнем эффективного рынка электроэнергии, т.к.:

- дают генераторам возможность продавать незаконтраktованное производство;

- дают потребителям возможность приобрести электроэнергию, чтобы удовлетворить их незаконтраktованный спрос;

- позволяют участникам избежать трудностей и расходов, связанных с точным или даже приблизительным контролем нагрузки. Несбалансы попросту производятся или потребляются в процессе ведения режимов в реальном времени, а расчеты между участниками ведутся на основании клиринговой цены спотового рынка, возникающей в результате ведения режима;

- дают базовую цену для заключения форвардных контрактов.

Однако спотовый рынок обязан быть построен на базе маржинальных цен, иными словами, использовать двойной аукцион и универсальные цены. Идеология NETA не допускала этого, поэтому взамен были введены двойственные заявки и двойные цены, в которых по необходимости перемешаны разные стоимости, чтобы обеспечить ценообразование на основе "двусторонних контрактов". Двойные цены штрафуют участников, позиции которых несбалансированы, и заставляют их заниматься микроторговлей, чтобы устранить штрафуемые дисбалансы. Любой порядок, обусловленный этой идеологией, по определению нерыночный.

Вводя Балансирующий механизм, Британский Регулятор даже не попытался количественно оценить ту выгоду, которую предполагалось получить, создавая механизм искусственных рисков, возникающих за счет штрафов за дисбаланс. Что весьма характерно в этом подходе, это непризнание необычности рынков электроэнергии, в которых потребители хотят наличия продукта в любой момент в необходимых им количествах. Как результат, у сбытовой компании практически нет контроля над тем, что она продает в какой-либо полчас, в особенности, если ее потребители не снабжены интервальными счетчиками.

Традиционно это свойство рынков электроэнергии учитывалось с помощью благоприятного статистического эффекта относительной предсказуемости потребления большого числа потребителей и центрального прогнозирования. NETA не только дизагрегирует прогнозирование на меньшие группы (что неизбежно влечет большие ошибки прогнозов), но и наказывает за неточности. Как результат этого, большие объемы нераспределенных денег наличествуют в системе без видимой пользы. В процессе создания NETA не было предпринято попыток проанализиро-

вать, с какой точностью сбытовые компании могут предсказать потребление своих потребителей. Как со стороны производства, так и со стороны потребления, NETA благоприятствует крупным участникам за счет мелких, как с точки зрения пропорциональности рисков, так и с точки зрения затрат, необходимых для управления этими рисками.

Двойственные заявки и двойные цены в принципе создают вредные стимулы. Точное балансирование с контрактной позицией в NETA теперь представляет ценность, т.к. дает возможность избежать платежей за дисбалансы. Это стимулирует экономически необоснованные действия, например, операции газовых турбин для подгонки результатов к контрактной позиции. Кроме того, пропадает стимул к участию в регулировке частоты, т.к. последнее обращается для генераторов потерей денег в результате платежей за дисбалансы.

Уведомление после фактов. Многие участники рынка в Англии в Уэльсе) требовали уведомления контрактных объемов после каждого получасового периода для того, чтобы они имели возможность торговать недостатками и избытками после их возникновения, и таким образом платить только за дисбалансы, которые не удалось переторговать. Причиной этого требования является слишком длинный период до Закрытия ворот, который надо рассматривать как искусственно встроенный источник ошибок. Известно, что не существует рынков, в которых контракты заключаются после физического производства и потребления.

Пропускная способность сети. Существование двусторонних физических договоров купли-продажи электроэнергии по определению требует, чтобы каждому такому договору сопутствовало обеспечение пропускной способности сети, необходимой для его осуществления, что неизбежно ведет к узловым ценам, а также требует соответствующего достаточно сложного механизма торговли этой пропускной способностью. К счастью, магистральная сеть Великобритании - достаточно мощная конструкция, но, тем не менее, в ней существует около двух десятков практически постоянных системных ограничений. В рамках NETA системный оператор вынужден заниматься микроторговлей с участниками при помощи заявок на отклонение для того, чтобы предотвратить перегрузки в сети и иные нарушения надежности. Поскольку без использования механизма узловых цен практически невозможно отнести стоимость этой микроторговли на тех участников, контракты которых вызывают ее необходимость. Данная стоимость распределяется между всеми участниками рынка. Ситуация также усугубляется тем, что чрезвычайно трудно разделить сделки системного оператора, связанные с необходимостью балансирования, и сделки, направленные на поддержание надежности. Большая часть сделок предназначена для обеих целей. На сегодняшний день Британский Регулятор склоняется к мысли, что пропускную способность сети надо аукционировать. Следуя своей логике о сходстве между рынками природного газа и электроэнергии и принимая во внимание, что дос-

туп к газопроводам в Великобритании уже аукционируется, он приходит к выводу, что то же самое нужно делать и в рынке электроэнергии. К сожалению, аукционы доступа к газопроводам весьма далеки от совершенства, а определить, что же на самом деле аукционировать в рынке электроэнергии, еще сложнее, чем в случае доступа к газопроводам.

6.8.4. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СТРАН СКАНДИНАВИИ

С 1870 года, когда происходило становление электроэнергетики в странах Скандинавии (Норвегия, Швеция, Финляндия, Дания), и до 1920 года электроэнергетика не была отраслью экономики: производство и передача электроэнергии носили локальный характер и сосредотачивались в крупных промышленных городах. В 20-е годы XX века были предприняты первые попытки установления государственного контроля над электроэнергетикой. Этот период характеризовался государственным финансированием строительства больших гидроэлектростанций, установлением государственного контроля над электроэнергетической отраслью в целом. Начали развиваться другие отрасли топливно-энергетического комплекса стран Скандинавии. Рассмотрим современное состояние ТЭК Скандинавских стран /302/.

6.8.4.1 Топливо-энергетический комплекс стран Скандинавии

Норвегия. Норвегия имеет 8.5 млрд. тонн доказанных запасов нефти (2005). Эти запасы являются крупнейшими в Западной Европе.

Норвежское правительство занимает лидирующие позиции в нефтяном секторе страны. 71% компании Statoil принадлежит государству, которое через эту структуру контролирует 60% всего нефтяного и газового рынка страны.

Норвежская нефтедобыча стремительно развивалась с 1980 г. до середины 90 годов. Сегодня уровни добычи удерживаются на уровне середины прошлого десятилетия. В течение 2005 года добыча нефти в Норвегии составляла 2.95 млн. баррелей в день.

В настоящее время насчитывается еще 60 открытых залежей нефти и газа, которые еще не разработаны, но считается, что они насчитывают 4.4 млрд. баррелей нефти.

Норвегия потребляет нефти на уровне 14 млн. тонн в год (2004 г.), что дает ей возможность осуществлять экспорт большей части этого сырья. В 2003 году страна являлась третьим в мире экспортером нефти после Саудовской Аравии и России.

В 2005 году мощность нефтепереработки Норвегии составляла 310 тыс. баррелей в день: в стране работают два крупнейших НПЗ мощностью 110 и 200 тысяч баррелей в день.

Норвегия имеет запасы природного газа на уровне 2080 млрд. м³ (2005). Она занимает восьмое место по производству природного газа в мире, добывая в год до 73 млрд. м³, при внутреннем потреблении 4 млрд. м³.

Норвегия является третьим в мире экспортером природного газа после России и Канады.

Норвежский экспорт газа покрывает примерно 15% потребностей ЕС. Поступает он в первую очередь в Германию, Францию и Великобританию. Норвегия в будущем будет продавать государствам ЕС ежегодно по 125-140 млрд. м³.

Электроэнергетика - одна из самых развитых отраслей промышленности Норвегии. В стране имеется разветвленная сеть напряжением до 420 кВ. Эта страна уникальна тем, что 99% производимой электроэнергии обеспечивают гидроэлектростанции.

В Норвегии работает 826 гидроэлектростанций общей установленной мощностью 27 ГВт. Производство электроэнергии на гидростанциях в полноводные годы может достигать 140 млрд. кВт.ч, а в засушливые - 115 млрд. кВт.ч. Оптимальный уровень производства, адекватный потребностям страны, соответствует 120 млрд. кВт.ч.

В 2003 году Норвегия генерировала 105.6 млрд. кВт.ч электроэнергии, в то время как потребление составляло 106.1 млрд. кВт.ч. Пик потребления электроэнергии попадает на зимний период. Недостаток электроэнергии Норвегия получает из России, Швеции, Финляндии и Дании.

Швеция. Энергетика страны примерно на 50% базируется на импортом минеральном топливе, среди которых главным является нефть, за ней следуют уголь и природный газ. Основные местные источники энергии - ядерное топливо, гидроэнергетические ресурсы, древесина.

Во второй половине XX столетия шведское правительство отпускало большие средства на развитие атомной энергетики: в стране действует 11 АЭС и по производству атомной энергии на душу населения Швеция является одним из лидеров в мире. Референдум, проведенный в 1980 г., подавляющим большинством голосов высказался за свертывание этой отрасли к 2010 г., однако изменение энергетической ситуации в мире в 2005-2008 годах заставляет правительство пересмотреть свою позицию по данному вопросу. В 2002 году доля атомной энергии в энергобалансе страны достигла 47%, причем стоимость ее была одной из самых низких в мире.

В 2002 году доля гидроэнергии в энергопотреблении Швеции составила 34%. По экологическим соображениям не разрешается строить плотины на реках, где сток до сих пор не зарегулирован. Структура энергобаланса приведена на рис. 6.8.

Финляндия. Топливно-энергетические ресурсы Финляндии незначительны. Единственными местными источниками энергии являются древесина, гидроэнергия и торф. В связи с этим страна в значительной степени зависит от импорта энергоносителей (нефть, газ, уголь, ядерное топливо).

Годовое потребление энергоресурсов Финляндии составляет 58 млн.т.у.т. Свыше 68% в общем энергобалансе приходится на импортиру-

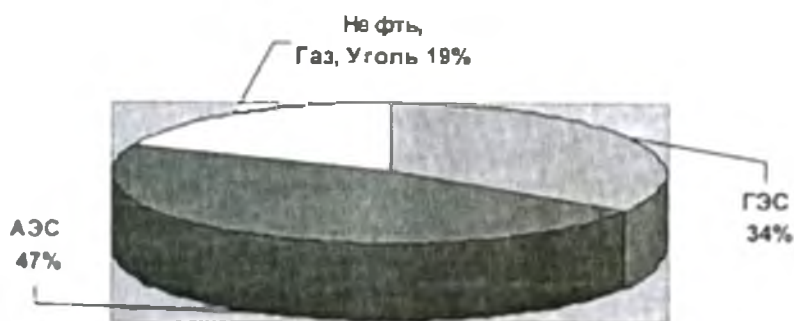


Рис.6.8. Структура энергобаланса Швеции, 2002 год /302/

емые источники энергии, при этом около 37% в импорте энергоносителей составляют нефть и нефтепродукты. Общее количество сырой нефти и нефтепродуктов, импортируемых в Финляндию, составляет около 16 млн. тонн в год.

Важным источником энергии для промышленности в последние годы стал природный газ, доля которого в общем потреблении первичных видов энергии в стране в 2005 году составил примерно 11% - около 5 млрд. м³. В ближайшие годы возможно увеличение потребления газа на 20%, что во многом будет возможно благодаря перепрофилированию устаревших угольных станций на использование природного газа.

Ядерная энергетика является важнейшим по значению источником энергии для Финляндии и используется промышленностью страны, в основном, для покрытия базовых нагрузок, имеющих место в производствах с непрерывными процессами. Ядерные энергоблоки АЭС вырабатывают в общей сложности более 20 млрд. кВт.ч. электроэнергии.

В 2003 году было принято решение о строительстве пятого атомного энергоблока мощностью 1600 МВт с началом промышленной эксплуатации в 2009 году. В настоящее время в Финляндии начата подготовка экономического обоснования и изучение вопроса целесообразности строительства шестого атомного блока. Рассматривается возможность начала его строительства в 2009 году и ввод в эксплуатацию в конце 2015 года.

Еще одним значительным импортным источником покрытия энергетических потребностей Финляндии является уголь, используемый для выработки электроэнергии и в металлургическом производстве. Годовая потребность Финляндии в среднем составляет около 5 млн. тонн угля. Многие тепловые электростанции Финляндии имеют возможность сжигания в энергетических котлах различных видов топлива, что определяет соответствующие колебания в динамике импорта энергоносителей, в том числе и угля. Финляндия импортирует около 7 млн. тонн угля в год.

Доля энергии, вырабатываемой на гидроэлектростанциях страны, составляет лишь около 4% от общего потребления энергоресурсов.

В последние годы финское правительство проводит целенаправленную политику, направленную на увеличение использования возобнов-

ляемых источников энергии (ВИЭ) к 2010 году до 30%. Финская промышленность является мировым лидером по изысканию способов использования возобновляемой биомассы для производства энергии. Особо следует отметить лесную промышленность, которая использует в большом количестве побочные продукты деревообработки для комбинированной выработки тепла и электроэнергии. Такие виды топлива на базе древесины, как черный шлох, кора и другие отходы, являются заметными источниками энергии для финской промышленности. Древесные отходы и жидкие отходы, имеющие древесное происхождение, покрывают до 25% потребности промышленности в энергоносителях.

На электростанциях Финляндии вырабатывается порядка 82 млрд. кВт.ч электроэнергии, при общем потреблении в 86-87 млрд. кВт.ч. Недостающие объемы электроэнергии Финляндия импортирует - порядка 11 млрд. кВт.ч. Вместе с тем часть электроэнергии - около 6,5 млрд. кВт.ч, экспортируется в другие страны, в основном, в Швецию.

По данным Министерства торговли и промышленности, в настоящее время в Финляндии работают около 300 электростанций различного типа с общим объемом установленных мощностей около 15 ГВт.

В целом Финляндия по потреблению электроэнергии на душу населения входит в пятерку ведущих западноевропейских стран, в которых уровень потребления в расчете на 1 человека в год превышает 10 тыс. кВт.ч.

Дания. В 2004 году всего в Дании было добыто энергоресурсов и выработано энергии в размере 45 млн. т.у.т.. Добыча нефти составила 22,5 млн.тонн. Природного газа было добыто свыше 8,3 млрд. м³, что на 17,9% выше показателя прошлого года. Значительный рост добычи газа произошел за счет его экспорта в Нидерланды /302/.

Общие разведанные запасы нефти и газа в датском секторе Северного моря составляют на данный момент 270 млн. тонн и 132 млрд. м³ соответственно. При уровне добычи 2004 года нефтяных запасов хватит на 12 лет, а природного газа - на 15.



Рис.6.9. Структура производства электроэнергии в Дании.
Суммарная выработка 43 млрд. кВт.ч, 2004 год /303/

Основная часть электроэнергии в Дании вырабатывается на центральных ТЭС. Электроэнергия производится также на децентрализованных станциях, при эксплуатации ветроэнергетических установок и в частном секторе. На крупных центральных ТЭС электричество производится как отдельно, так и совместно с выработкой теплоэнергии.

В 2004 году общее производство электроэнергии в стране составило около 43 млрд. кВт.ч, в том числе на ТЭС - 75% (рис.6.9). На центральные ТЭС приходится 62%, на децентрализованные станции - 6% и на частный сектор - около 7%. Выработка электроэнергии с использованием ВИЭ составила 25% от общего количества выработанной в стране электроэнергии, в том числе с использованием биомассы 39%, сжигание и переработка отходов - 31% и энергии ветра - 30%.

6.8.4.2. Реформирование электроэнергетики стран Скандинавии

В середине XX века в Норвегии, Дании, Швеции и Финляндии, как и в большинстве других европейских стран, устанавливается государственная монополия на производство и передачу электроэнергии, что сопровождалось обязательным государственным регулированием покупки, продажи и передачи электрической энергии и запретом на участие в них негосударственных организаций. Ввиду отсутствия конкуренции и, как правило, наличия региональной монополии на поставку электрической энергии, характерной чертой энергетического комплекса стран Скандинавии стали различия цен на электроэнергию в разных регионах.

Решение ряда проблем, накопленных в электроэнергетике Скандинавских стран, стало возможным лишь благодаря масштабным преобразованиям в отрасли посредством дерегулирования и реструктуризации энергопредприятий /355/. Это обусловило переход к конкурентным отношениям в электроэнергетическом секторе, что решило поставленные цели:

- повышение эффективности функционирования энергетических объектов;
- уменьшение нагрузки на расходную часть государственных бюджетов;
- привлечение дополнительных инвестиций в отрасль;
- достижение оптимального баланса между объемом производства и спросом на электроэнергию;
- уменьшение региональных различий цен на электроэнергию, предоставляемую конечным потребителям.

Конечной целью энергореформ правительства Скандинавских стран определили снижение тарифов на электроэнергию для конечных потребителей.

В основу реформы был положен принцип разделения вертикально-интегрированных компаний на естественно-монопольные и конкурентные виды деятельности с созданием эффективной инфраструктуры для функционирования рынка.

Реформирование электроэнергетического сектора сопровождалось изменением нормативно-правовой базы. Парламенты всех стран приняли ряд законодательных актов, определявших правовые основы преобразований электроэнергетики. Для реализации поставленных задач необходимо было разработать концепцию рынка, определить степень ответственности субъектов отрасли за обеспечение надежности и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В 1991 году в Норвегии был принят Закон об энергетике. Закон предусматривал разделение естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности. Согласно этому закону в 1992 году Национальная Энергетическая Компания была преобразована в основную национальную сетевую компанию Statnet, которая стала также системным оператором Норвегии, и производственную компанию Statkraft.

Следующим этапом развития рынка стал допуск на рынок мелких потребителей, которые не имели возможности для повременного учета потребления, - в 1995 году учет их потребления стали вести по характерному графику. Характерный график потребления составляется для небольших потребителей с целью облегчения учета и прогнозирования потребления электрической энергии по двухставочному тарифу, расчет которого основывается на статистическом методе экстраполирования с учетом ежесуточных и еженедельных экстремумов потребления. Оплата электрической энергии, наряду с оплатой по факту потребления, может осуществляться на основе характерного графика для каждого потребителя. Другой важной особенностью норвежского энергетического рынка стало то, что потребители электроэнергии получили возможность менять поставщика без каких-либо дополнительных расходов, что способствовало развитию конкурентных отношений.

Первый шаг реформы электроэнергетики в Швеции в 1991 году заключался в разделении производства и передачи электрической энергии. Закон об электроэнергетике, вступивший в действие с января 1998 года, внес также существенные изменения в регулирование торговли электроэнергией и правила по защите потребителей. Первоначально потребители получили право выбора поставщика электрической энергии при условии установки более сложных и дорогих счетчиков, которые обеспечивали почасовые замеры. Затем с 1 ноября 1999 года было отменено требование об обязательном почасовом учете (для небольших потребителей расчеты ведутся по характерному графику потребления), что обеспечило доступ на рынок всех потребителей.

Закон об энергетическом рынке в Финляндии был введен в действие в 1996 году. Первоначально участниками рынка стали производители электрической энергии объемом свыше 500 кВт. В полной мере формирование рынка было завершено в ноябре 1999 года, когда на рынок были допущены мелкие потребители, не ведущие почасовой учет.

В Дании Закон о поставках электроэнергии был принят в 1999 году. Доступ на рынок первоначально получили только крупные производи-

тели и потребители электрической энергии (с объемом производства/потребления свыше 100 000 кВт). В 2000 году минимальный объем производимой или потребляемой электроэнергии для разрешения доступа на рынок снизился до 10 000 кВт. В соответствии с законом полностью открытым для внутренней и внешней конкуренции датский рынок электроэнергии стал с 1 января 2003 года.

Нормативно-правовое и органы регулирования электроэнергетики в странах Скандинавии. Для реализации намеченной совместной электроэнергетической политики в скандинавских странах был принят комплекс нормативно-правовых актов, регулирующих отношения в электроэнергетической отрасли. В новом законодательстве были заложены правовые основы функционирования электроэнергетики, безопасности и надежности работы, повышения экономической эффективности, защиты окружающей среды.

Сфера действия принятых законов об электроэнергетике распространяется на отношения, связанные с генерацией, передачей и поставкой электроэнергии.

Общей чертой соответствующих законодательных актов Норвегии, Швеции, Финляндии и Дании является установление системы лицензирования в электроэнергетике. Лицензированию подлежат следующие виды деятельности:

- строительство и эксплуатация объектов, связанных с производством электрической энергии;
- сооружение и эксплуатация линий электропередачи;
- деятельность, связанная с генерацией, преобразованием, передачей и распределением электроэнергии;
- осуществление экспортно-импортных операций на рынке электроэнергии.

Порядок и условия выдачи, а также отзыва лицензии непосредственно разъясняются в актах органов исполнительной власти, осуществляющих регулирование электроэнергетики.

Нормативно-правовые акты скандинавских стран содержат нормы, обеспечивающие недискриминационный доступ к сетям. К сетям должны быть подключены любые обратившиеся потребители, оборудование которых соответствует установленным нормативным и техническим условиям подключения. Кроме того, организации, осуществляющие поставку электрической энергии, обязаны обеспечивать надежное и бесперебойное снабжение электрической энергией. В целях исключения манипулирования рынком и обеспечения прозрачности деятельности эти компании обязаны ежегодно публиковать финансовые отчеты о своей деятельности. Органы регулирования и действующие правово-нормативные акты по реформированию электроэнергетики в странах Скандинавии различаются. Рассмотрим их отдельно.

Норвегия. В Норвегии до начала реформ производство, передачу и распределение электроэнергии осуществляло государственное предприятие Statkraft (естественный монополист в масштабах государства), ко-

торое являлось частью Министерства водных ресурсов и энергетики. Тарифы на электроэнергию устанавливало государство на срок до десяти лет, что не позволяло учитывать в тарифе темпы инфляции и другие факторы роста затрат. Вследствие этого, к моменту начала преобразований в 1991 году действовавшие тарифы уже не покрывали затрат и Statkraft стал приносить убытки государству.

Чтобы компенсировать потери энергопредприятия, Правительство Норвегии вынуждено было увеличивать фискальную нагрузку на доходы крупнейших предприятий других отраслей: целлюлозной, деревоперерабатывающей, металлургической, станкостроительной. Это снижало конкурентоспособность норвежских товаров, как на внешнем, так и на внутреннем рынке. Кроме того, уменьшалась инвестиционная привлекательность промышленных предприятий Норвегии, что привело к значительному оттоку капитала из страны.

Кроме этого, отрасль характеризовалась существенной дифференциацией тарифов вследствие неравномерного расположения объектов генерации на территории страны.

Принятие в 1991 году Парламентом Норвегии Закона об энергетике повлекло за собой существенное изменение действующего законодательства. Изменения касались порядка использования гидроэлектростанций и предусматривали введение обязательного минимума поставки выработанной электроэнергии местным муниципалитетам.

Отличительной чертой нового законодательства Норвегии от законодательства других Скандинавских стран является совмещение регулирования электроэнергетики и теплоэнергетики.

Закон не применяется к отношениям, связанным с использованием водопадов и прочих водотоков, используемых для генерации электроэнергии. Эти отношения регулируются законодательными актами, принятыми ранее.

В каждой из рассматриваемых стран есть исполнительные органы государственной власти, наделенные регулирующими функциями, в том числе в ходе реформирования электроэнергетики.

В Норвегии Директорат по водным ресурсам и энергетике осуществляет надзор за выполнением субъектами электроэнергетического комплекса положений выданных лицензий и налагает штрафы на тех лиц, которые не выполняют нормы законодательства относительно производства, передачи, распределения и использования электроэнергии. Кроме того, Директорат наделен компетенцией по разрешению споров между субъектами электроэнергетической отрасли.

Швеция. Основой электроэнергетики Швеции была государственная компания Vatenfall, которая совмещала деятельность по производству и передаче электроэнергии. С конца 1940-х до 1991 года Vatenfall была государственной энергетической компанией - крупнейшим в стране генератором (до 50% годового производства электроэнергии), ей же принадлежала национальная электросеть 220 и 400 кВ. Электроэнергетика Швеции ни-

когда не была полностью централизованной. Региональные энергетические сети принадлежали государственной энергокомпании Vattenfall AB и еще десяти сравнительно крупным генерирующим энергокомпаниям.

Потребители имели право покупать электроэнергию только у своих местных перепродавцов, которые, в свою очередь, покупали электрическую энергию у региональной энергетической компании. Из-за такой сложной цепочки перекупки электрической энергии цена на нее включала все сбытовые надбавки, что приводило к ее увеличению.

Так как затраты на передачу рассчитывались в зависимости от расстояния между генератором и потребителем, в некоторых районах цены были необоснованно высокими. Помимо этого существовал еще ряд причин, которые привели к необходимости либерализации энергетики. На международном уровне шведская энергоотрасль подвергалась обоснованной критике из-за доминирующей роли крупной энергетической компании Vattenfall. Крупные генерирующие компании подозревали, что Vattenfall, как владелец национальной сети, использует ее в ущерб другим энергетическим компаниям. К тому же отсутствие у потребителей свободы выбора продавца электрической энергии делало невозможным включение электроэнергетического рынка Швеции в рынок.

Основным отраслевым законом в Швеции является Закон об электроэнергии 1996 года. Этот Закон устанавливает принципы работы энергопредприятий и организаций, осуществляющих торговлю электроэнергией, а также создает условия для безопасной и надежной поставки электроэнергии.

В Законе оговаривается порядок выдачи и получения лицензий на осуществление деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией электроэнергетических объектов. Кроме того, предусмотрены определенные требования относительно порядка проведения строительных и восстановительных работ, влияния строительства новых линий электропередач на окружающую среду.

Закон об электроэнергии расширяет понятие сетевой деятельности, к ней относится и в их функции теперь входит подключение энергопредприятий к сети.

Таким образом, под сетевой деятельностью понимается предоставление сетей высокого напряжения для передачи электричества, а также проектирование, строительство линий электропередач, подключение энергопредприятий к сети и иная деятельность, необходимая для передачи электроэнергии по энергосетям.

В Законе об электроэнергии закрепляется, что сетевая компания не имеет право осуществлять производство и продажу электроэнергии, за исключением следующих случаев:

- если это необходимо для компенсации потерь в сетях;
- в аварийных ситуациях - с использованием мобильных передвижных резервных электростанций.

Отдельные положения закона содержат нормы, регулирующие безопасность поставок электроэнергии и закрепляющие порядок привлечения к ответственности за причиненный в этой связи ущерб.

Закон предусматривает особые условия поставки и передачи электроэнергии потребителям - физическим лицам, использующим электроэнергию для личного потребления. Для защиты таких потребителей, в частности, предусмотрены специальные положения:

- исключаящие необоснованное отключение их от сети,
- закрепляющие порядок оплаты электроэнергии.

В Швеции основным регулирующим органом электроэнергетики является Национальное управление по энергетике, которое наделено следующими полномочиями:

- проводить инспекцию энергопредприятий по вопросам соблюдения нормативов и технических правил эксплуатации энергетических объектов;

- запрещать эксплуатацию энергетического объекта, если это может привести к материальному или физическому ущербу;

- вести расследования и разбирательства, связанные с нарушением положений действующего законодательства в сфере электроэнергетики.

Финляндия. В Финляндии вследствие традиционно неиндустриального характера ее экономики, энергетические технологии импортировались из других скандинавских стран. Благодаря этому, электроэнергетика Финляндии стала настолько же эффективной и дифференцированной, как и электроэнергетические сектора стран Скандинавии.

Производство электроэнергии в Финляндии всегда было представлено множеством генерирующих компаний с доминирующей ролью крупной государственной компании Imatran Voima Oy (IVO), вырабатывающей свыше 30% всей электроэнергии. Передачу осуществляли две вертикально-интегрированные компании: Imatran Voima Oy и Pohjolan Voima Oy (PVO), владеющие магистральными и распределительными сетями.

Реформы в электроэнергетике Финляндии были начаты в рамках формирования единого электроэнергетического рынка скандинавских стран.

Основой регулирования электроэнергетического комплекса Финляндии является Закон о рынке электроэнергии, вступивший в силу 1 июня 1995 года. Закон закрепляет нормативно-правовые требования к генерации, передаче и поставке электроэнергии, экспортно-импортным операциям.

В Законе оговаривается порядок заключения контрактов на поставку электроэнергии, условия компенсации за недопоставку или задержку поставки электроэнергии. Отдельные главы Закона о рынке электроэнергии закрепляют полномочия регулирующего органа, содержат положения о порядке привлечения к ответственности лиц, нарушающих технические и нормативные правила эксплуатации сетей.

В Финляндии основным органом, осуществляющим общий надзор за правильным применением Закона "О рынке электроэнергии", является Министерство торговли и промышленности. В случаях неисполне-

ния Закона Министерство может указать субъекту на нарушения, обязать их исправить, наложить штраф на виновное лицо.

В компетенцию данного органа также входят:

- контроль строительства новых электростанций;
- переход электростанций на иной вид топлива;
- регулирование условий импорта и экспорта электрической энергии;
- выдача лицензий на определенные виды деятельности в электроэнергетике.

Министерству торговли и промышленности подчиняется Управление энергетического рынка. Этот исполнительный орган осуществляет надзор за установлением недискриминационных и "разумных" цен по передаче и распределению электрической энергии сетевыми компаниями. Такой надзор осуществляется не постоянно, а лишь тогда, когда поставщик или потребитель электрической энергии обращается в суд с заявлением о соответствующем нарушении сетевой компанией правил ценообразования.

Дания. В Дании электроэнергетический комплекс имел свои особенности:

- монополия государства на основные объекты электроэнергетического комплекса;
- прямое регулирование хозяйственных отношений в электроэнергетике.

В Дании 2 июня 1999 года был принят Закон о поставке электроэнергии, который регулирует комплекс отношений, связанных с производством, передачей, поставкой электроэнергии.

Ключевой нормой Закона является закрепление права любого лица на получение электроэнергии за плату, включая право выбора соответствующего поставщика.

Первоначально свободный выбор поставщика электроэнергии был разрешен лишь крупным потребителям и только с 1 января 2003 года все участники рынка получили возможность свободного выбора энергоснабжающей компании.

В соответствии с Законом о поставке электроэнергии владельцы и операторы сетей осуществляют свою деятельность на бесприбыльной основе. Им запрещено совмещать свои функции с деятельностью по производству и продаже электроэнергии, за исключением установленных Законом случаев.

В Законе есть ряд норм, регулирующих деятельность сетевых компаний, например, порядок формирования уставного капитала. Кроме того, установлено, что в органы управления компаний по передаче электрической энергии должны входить как представители государства, так и представители потребителей электрической энергии. Членам совета директоров компаний по передаче электрической энергии запрещается занимать должности в органах управления генерирующих компаний.

Закон об электроснабжении Дании предусматривает лицензирование следующих видов деятельности:

— производство электрической энергии для предприятий с присоединенной мощностью свыше 25 000 кВА. Для получения лицензии заявитель должен подтвердить свою техническую готовность и финансовую состоятельность. В заявлении на выдачу лицензии должны быть указаны виды источников энергии, влияние производства на окружающую среду и другие условия, перечень которых определяется Министром окружающей среды и энергетики. Лицензия может быть выдана сроком до 20 лет. Законом предусмотрены дополнительные условия для получения лицензии на производство электроэнергии в территориальных водах и исключительной экономической зоне Дании. Из сферы действия лицензии исключено производство атомной энергии;

— деятельность по эксплуатации электроэнергетических сетей и передаче электрической энергии.

Обязательным являются следующие условия. Заявитель должен:

— подтвердить свою способность поддерживать сети в надлежащем состоянии и развивать их;

— обеспечить подключение производителей электроэнергии и конечных потребителей на недискриминационной основе;

— обеспечить учет объемов передаваемой по сетям электроэнергии.

Лицензия выдается сроком на 20 лет.

В Законе большое внимание уделено охране окружающей среды. Среди условий выдачи лицензии подчеркивается необходимость соблюдения экологических нормативов, поощряется использование экологически чистых источников энергии. Поставщики электроэнергии обязаны покупать определенные объемы электроэнергии у компаний, занимающихся ее производством из нетрадиционных источников. На производство электроэнергии из нетрадиционных источников необходимо приобретение специальных сертификатов, условия и порядок выдачи которых определяются Министром окружающей среды и энергетики Дании.

В Дании введен приоритет государства на покупку долей и пакетов акций в компаниях, являющихся владельцами сетей, и предприятий, предоставляющих услуги по диспетчерскому управлению. Сетевое или диспетчерское предприятие до направления предложения о покупке имущества частным лицам обязано предложить выкупить выставляемое на продажу имущество государству.

Министр окружающей среды и энергетики формирует Палату энергетического надзора. Палата осуществляет функции контроля финансового состояния электроэнергетических компаний, формирования доходной и расходной части бюджетов организаций, оказывающих диспетчерские услуги в электроэнергетике. Важным полномочием Палаты энергетического надзора Дании является утверждение тарифов на поставку электроэнергии.

И еще один орган, имеющий полномочия по регулированию электроэнергетики - Палата рассмотрения жалоб. Обращение с жалобой в Палату является обязательной досудебной процедурой при возникновении споров в электроэнергетике.

Таким образом, принятые в Скандинавских странах законодательные акты обеспечили плавный и безопасный переход к рыночным отношениям, а также создали основу для регулирования новых хозяйственных отношений в электроэнергетике.

В результате проведенной в 90-х годах XX столетия реформы электроэнергетической отрасли органы государственной власти стран Скандинавии были существенно ограничены в полномочиях на прямое вмешательство в деятельность, связанную с производством и продажей электрической энергии. В настоящее время в Норвегии, Швеции, Дании и Финляндии регулирование электроэнергетики в основном сводится к следующему:

- определение правовых основ деятельности в данной сфере;
- установление системы лицензирования, условий выдачи и аннулирования лицензий;
- формирование требований для доступа на рынок;
- регулирование системы оплаты услуг компаний – естественных монополий;
- определение условий доступа потребителей к услугам, оказываемым сетевыми компаниями;
- рассмотрение споров между субъектами отрасли;
- наложение штрафов и иных взысканий на субъектов рынка электроэнергии, не выполняющих нормативно-правовые предписания;
- поддержание стабильности функционирования отрасли в целом.

6.8.4.3. Общий рынок электроэнергии стран Скандинавии - NORD POOL

Страны Скандинавии в течение достаточно продолжительного времени сотрудничали с целью достижения действенного и надежного электроснабжения и оптимального использования суммарных энергоресурсов в рамках организации NORDEL (NORDEL – энергообъединение, включающее энергосистемы Дании, Финляндии, Норвегии и Швеции, созданное в 1963 году).

В ходе реформирования электроэнергетики Норвегия, Дания, Швеция и Финляндия создали не только внутренние рынки электроэнергии, но и объединили их, создав общий рынок электроэнергии стран Скандинавии.

В 1993 году на основе энергетического рынка Норвегии была учреждена первая в мире международная товарная биржа, специализирующаяся на торговле электрической энергией, – Nord Pool. Первоначально в торговле участвовали только Норвегия и Швеция. В 1998 году к Nord Pool присоединились Финляндия, а в 2000 – Дания (табл.6.24).

Важнейшим элементом в организованном рыночном электроэнергетическом пространстве Скандинавии является система ответственности участников биржи Nord Pool, системных операторов и владельцев сетевых компаний.

Страна	Вхождение в Nord Pool
Норвегия	1993
Швеция	1993
Финляндия	1998
Дания	2000

Nord Pool стал первой электроэнергетической биржей, объединившей рынки нескольких стран. Норвежская компания Statnett SF и шведская Svenska Kraftnat, осуществляющие функции системных операторов, владеют по 50% акций Nord Pool.

Установление правовых основ деятельности биржи осуществляется Парламентом Норвегии. Свою деятельность энергетическая биржа осуществляет на основе лицензии, выданной Норвежским Директоратом по водным ресурсам и энергетике, который является и независимым регулирующим органом биржи в соответствии с Законом об энергетике Норвегии 1991 года.

Органами управления биржи являются Совет директоров и Рыночный совет. Рыночный совет подотчетен Совету директоров по всем вопросам, связанным с организацией рынка, порядком торговли и другим.

Nord Pool работает в трех сферах бизнеса:

- организация рынка и торговли на нем;
- клиринг (расчеты);
- предоставление информации участникам.

Скандинавский рынок электроэнергии функционирует на основе модели остаточного пула.

Справка. В мире сложились две основные модели функционирования конкурентного рынка:

— модель обязательного пула или биржи, где продается практически вся производимая электрическая энергия;

— модель остаточного пула, при котором торговля на бирже происходит, как правило, после заключения двусторонних контрактов вне пула при условии недискриминационного доступа к сети.

Производители, поставщики и потребители электрической энергии получили возможность заключать контракты на покупку и продажу электрической энергии, как на самой бирже, так и вне её, - по двухсторонним контрактам.

Сейчас на бирже заключаются договоры на поставку примерно 30% электроэнергии. 70% электроэнергии поставляется в рамках прямых двусторонних договоров.

Важнейшим условием функционирования объединенного скандинавского электроэнергетического рынка стала унификация правил и условий деятельности субъектов рынка.

Общий скандинавский рынок электрической энергии имеет ряд характерных особенностей:

- унифицированы правила торговли;
- отсутствуют трансграничные пошлины на покупку и продажу электрической энергии;
- есть возможность совершать оплату за электроэнергию в валюте любой страны - члена общего рынка.

Торговля электроэнергией на бирже осуществляется в двух формах:

- физические поставки электроэнергии;
- финансовые инструменты.

Сначала на скандинавской бирже возник рынок физических поставок. Правовые основы функционирования этого сектора рынка были заложены в Положении Норвежского парламента, утвержденного в 1996 году. С 2002 года рынок физических поставок электрической энергии работает в рамках самостоятельного структурного подразделения биржи - Nord Pool Spot AS, которое зарегистрировано в Государственном регистре коммерческих предприятий Норвегии. Лицензия, выданная Nord Pool Spot AS Норвежским Директоратом по водным ресурсам и энергетике, предусматривает право на организацию рынка и надзор за торговлей электрической энергией.

Рынок физических поставок разделен на два сектора: **Elspot** и **Elbas**. Elspot является рынком электрической энергии и мощности, на котором торгуются контракты на физические поставки на сутки вперед. Цена на электроэнергию формируется на основе баланса спроса и предложения участников торгов.

На рынке физических поставок Elbas торговля осуществляется непосредственно перед поставкой с целью балансирования спроса и предложения электрической энергии. Эта часть рынка начала эффективно функционировать с 1998 года. Сегодня есть возможность сводить энергобаланс производства и потребления за 2 часа до момента поставки электроэнергии.

Торговля финансовыми инструментами Eltermin не предполагает поставку электроэнергии. Поскольку целью Nord Pool является создание эффективного рынка с хорошей ликвидностью и высоким уровнем надежности для участников, на рынке Eltermin обращаются **фьючерсные и форвардные контракты**, которые предназначены для хеджирования рисков участников торгов.

Сделки на фьючерсных и форвардных рынках заключаются на срок не более 3-х лет. Они отличаются по способу расчета в период торговли. Разница в торговле фьючерсными и форвардными контрактами заключается в расчете изменений в стоимости контракта. Для фьючерсных контрактов стоимость портфеля рассчитывается ежедневно

и суммы выигрышей и проигрышей определяются и перечисляются продавцам и покупателям ежедневно. Фьючерсы могут быть однодневными, недельными, блочными (4 недели) и квартальными. По мере приближения даты платежа квартальные сделки дробятся на блочные, недельные и суточные. Форвардные сделки являются исключительно квартальными.

По форвардным контрактам расчеты не производятся до начала периода поставки. Расчеты накапливаются ежедневно на протяжении всего периода торговли контрактами. Весь накопленный доход можно использовать на уменьшение гарантийных требований (требования складываются из минимальной страховки, маржи плюс нереализованные убытки (отрицательные разницы) минус нереализованные прибыли (положительные разницы).

Законодательные рамки торговли финансовыми инструментами установлены норвежским законодательством: Законом о торговле ценными бумагами (Norwegian Securities Trading Act) и Новым законом о биржах (The New Norwegian Exchange Act), принятыми в 1997 и 2000 годах соответственно.

Специально для торгов финансовыми инструментами были образованы 2 структурных подразделения биржи: Nord Pool ASA и Nordic Electricity Clearing house ASA (NECH). Регулирующим органом для NECH является Комиссия Норвегии по банковской деятельности, страхованию и ценным бумагам.

Если контракты регистрируются для клиринга, биржа становится дополнительной стороной в контрактах и гарантирует расчеты по ним. На сегодня примерно 90% двусторонних контрактов предусматривают клиринг. Кроме того, Elclearing оказывает услуги по снижению рисков участникам рынка.

6.8.4.4. Внутренние рынки электрической энергии Скандинавских стран

На внутренних рынках электрической энергии Скандинавских стран работают национальные производители, поставщики и потребители электрической энергии.

Так, рынок электроэнергии в Финляндии представлен 120 производителями электроэнергии, которым принадлежит около 400 электростанций. При этом на две крупнейшие генерирующие компании приходится более 50% производимой в стране электроэнергии. Генерирующие компании заключают договоры о поставке электроэнергии с оптовыми продавцами, которые, в свою очередь, поставляют ее либо крупным промышленным потребителям, либо розничным продавцам.

Передача электроэнергии осуществляется компанией Fingrid - оператором национальной энергосети, 10 операторами региональных энергосетей и более чем 100 распределительными компаниями.

В Норвегии производством электрической энергии занимаются государственная компания Statkraft и крупные муниципальные компании. Около 220 региональных поставщиков обеспечивают электроэнергией конечных потребителей. Передачу электроэнергии в стране осуществляет электросетевая компания Statnett, которая принадлежит государству.

В Швеции производство электрической энергии осуществляют несколько генерирующих компаний, государственных и частных. 50% рынка генерации принадлежит государственной компании Vattenfall. На компанию Sydkraft приходится 20% рынка и еще 15% занимает Stockholm Energi-Gullspang. На оставшейся части рынка присутствует 250 компаний, которые связаны с местными сбытовыми компаниями. Передачу электроэнергии осуществляет принадлежащая государству электросетевая компания Svenska Kraftnat. Многие локальные сбытовые энергетические компании постепенно стали общенациональными и даже международными.

Датский рынок электрической энергии также представлен производителями электроэнергии, региональными поставщиками и конечными потребителями. Передачей электроэнергии в стране занимаются две компании: Eltra - в западной области, Elkraft - в восточной.

6.8.4.5. Основные результаты реформ

Норвегия, Швеция, Финляндия и Дания были одними из первых стран в мире, либерализовавших производство и продажу электроэнергии. Сегодня все скандинавские страны, за исключением Исландии, имеют рынки, открытые для конкуренции.

К концу 2002 года во всех странах скандинавского региона сложились конкурентные рынки электрической энергии. В результате реформ произошло разделение вертикально-интегрированных компаний, увеличилась доля частной собственности в компаниях, занимающихся производством и продажей электрической энергии. В целях обеспечения контроля над субъектами электроэнергетики была введена система лицензирования некоторых видов деятельности.

В Швеции усилился интерес к электроэнергетическому рынку со стороны зарубежных фирм. Так, например, ряд зарубежных энергетических компаний Франции, Германии, Финляндии и Норвегии приобрели значительные пакеты акций шведских энергетических компаний. Аналогичные тенденции наблюдаются и в остальных странах региона.

Создание общего рынка электрической энергии позволило осуществлять обмен электроэнергией между странами региона, что повысило надежность энергосистем стран Скандинавии, сократило существенную разницу в ценах на электроэнергию в различных районах.

Сегодня Nord Pool демонстрирует эффективность и рациональность действий, что легко можно отследить, проанализировав динамику заключаемых контрактов на рынке на сутки вперед и контрактов в финансовых инструментах (табл. 6.25).

Таблица 6.25

Динамика изменения объемов заключенных договоров, млрд.кВт.ч /355/

Элементы рынка \ Года	1993	1995	1997	1999	2001
Спотовый рынок Elspot	10,2	20,0	43,6	75,4	111,9
Финансовые инструменты	2,6	15,4	53,6	215	909,9
Общее количество	18,4	40,9	243,9	974,9	2769,4

Так, объем торгов по физическим поставкам электрической энергии на Nord Pool существенно вырос (в октябре 2002 года объем проданной электрической энергии по сравнению с тем же периодом 1998 года вырос более чем в 9 раз), существенно увеличилось количество торговых операций (более чем в 5 раз).

Из табл. 6.25 видно, что объемы купли-продажи электроэнергии в рамках Nord Pool по мере проведения реформы в отдельных странах возрастали.

В то же время Nord Pool представляет собой совершенный живой механизм, способный достаточно точно оценивать факторы, влияющие на производство и потребление электроэнергии: структуру производственных мощностей, их загрузку, климатические и погодные условия, уровень водности рек.

Скандинавский рынок электроэнергии. В последнее время много говорилось о кризисе рынка Скандинавских стран из-за существенного роста цены на электрическую энергию. Nord Pool приводили в качестве примера структуру, которая не смогла ничего противопоставить росту цен в конце 2002 года, проявив, таким образом, свою нежизнеспособность.

На самом деле, если проанализировать обстоятельства, приведшие к росту цен, становится совершенно очевидным, что никакого кризиса скандинавского рынка не было, а имело место проявление рыночных механизмов, основанных на влиянии факторов внешней среды.

2002 год в Скандинавии был маловодным, в результате чего уровень воды в водохранилищах Норвегии и Швеции к концу года опустился ниже 12-летнего минимума. В этих условиях гидроэлектростанции (52,6% установленной мощности скандинавских стран) перешли от стратегии, направленной на работу в базовом режиме (в поданных заявках цена указывается немного ниже краткосрочных предельных издержек тепловых станций) к подаче заявок на уровне пиковых станций, что привело к повышению цены рынка (тепловые станции при этом переместились в базовую часть графика).

Следует отметить, что осенью были приняты некоторые меры, направленные на обеспечение загрузки электростанций (в частности, на период с 1 декабря 2002 г. по 28 февраля 2003 года в Норвегии были ужесточены требования по выводу электростанций из эксплуатации -

разрешался плановый вывод электростанции только в том случае, если был возможен обратный ввод в течение 12 часов). При этом за весь период не был введен потолок цен (хотя правила Nord Pool предусматривают возможность установления верхнего предела цены). Кроме того, за весь период не было начато расследований относительно нарушений правил рынка или неконкурентного поведения отдельных участников.

Хотя рост цен на спотовом рынке в конце 2002 - начале 2003 года был значительным, нельзя сказать, что в странах, участвующих в Nord Pool, принимались экстраординарные меры. Скорее, данная ситуация воспринималась как нормальная работа рыночных механизмов в условиях ограниченного предложения.

Структурные реформы, включавшие пересмотр системы государственного регулирования электроэнергетики, ликвидацию вертикальной интеграции, введение конкуренции в электроэнергетике стран скандинавского региона оказали существенное положительное воздействие на развитие экономики, усилили взаимную интеграцию хозяйственных отношений этих стран.

6.8.5. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЕРМАНИИ

6.8.5.1. Топливо-энергетический комплекс Германии

Основные показатели топливо-энергетического комплекса Германии /337/ приведены в табл.6.26.

Запасы нефти. Собственные запасы нефти страны незначительны и составляют 51 млн. тонн.

Добыча нефти. Добыча нефти в последние годы стабилизировалась и составляет по итогам 2005 года 3,6 млн. тонн. Из этого объема 1,7 млн. тонн добывается на месторождении Mittelplate в Северном море.

Крупнейшим нефтедобывающим предприятием является компания Veba Oel, работающая в 13 странах, включая Германию.

Потребление нефти. На долю нефти приходится около 36% от общего потребления энергоносителей в Германии, причем в последние годы этот показатель сокращается за счет увеличения потребления природного газа.

В стране действует 14 НПЗ суммарной мощностью первичной переработки 115,5 млн. тонн нефти в год. Крупнейшие предприятия отрасли: НПЗ Migo, г. Карлсруэ, 14,9 млн. тонн в год; НПЗ ВР, г. Гельзенкирхен, 12,9 млн. тонн в год; НИЗ РСК, г. Вохбург, 12 млн. тонн в год; НПЗ РСК, г. Шведт, 10,5 млн. тонн в год; НПЗ Mider, г. Шпергау, 10,3 млн. тонн в год; НПЗ Wilhelmshaven, г. Вильгельмсхафен, 10,3 млн. тонн в год. Крупные перерабатывающие мощности сосредоточены также в Кельне и Гамбурге.

Импорт нефти. Поскольку собственная добыча нефти в Германии незначительна, страна закупает большие объемы сырой нефти и нефтепродуктов. С начала 90-х годов зависимость от импорта нефти сохраняется на уровне 94-96%.

Производство и потребление энергоресурсов в Германии /337/

Таблица 6.26

Годы	2001	2002	2003	2004	2005
Мероприятие					
Нефть, млн. тонн					
Добыча	3,3	3,5	3,7	3,7	3,6
Потребление	106,5	106,8	109,1	111,7	113,9
Импорт	105,0	104,7	106,3	110,1	112,2
Природный газ, млрд.м³					
Добыча	17,7	17,8	17,7	16,4	15,8
Потребление	84,0	84,0	87,9	87,9	89,8
Импорт	83,9	87,1	90,7	96,4	97,3
Уголь, млн.тонн					
Добыча	202,7	211,0	210,1	211,1	206,7
Потребление	230,6	244,1	245,0	250,0	255,5
Импорт	32,3	33,1	34,9	44,0	40,0
Электроэнергия, млрд.кВт.ч					
Производство	582	581	604	616	619
Потребление	507,7	516,2	524,0	527,7	н/д
Импорт	43,5	46,2	45,8	44,2	н/д
Экспорт	44,8	45,2	53,8	51,9	н/д

По объемам импорта нефти Германия занимает третье место в мире. При этом в последние несколько лет импорт нефти имеет тенденцию к росту небольшими темпами (+2-3% в год). Одновременно изменяется структура импорта по странам-экспортерам: возрастает доля стран, не входящих в состав ОПЕК. Основными поставщиками являются Россия, Норвегия, Великобритания, Ливия.

Запасы газа. Запасы природного газа Германии оцениваются в 244 млрд.м³ на начало 2006 года. Большая часть ресурсов газа расположена на суше между реками Вессер и Эльба.

Единственное морское месторождение природного газа Германии находится в немецкой части Северного моря в 300 км от берега.

Добыча газа. Добыча природного газа на континентальных месторождениях в последние годы неуклонно снижается. Добыча газа в Германском секторе шельфа Северного моря была начата в сентябре 2000 года. Проект осуществляет консорциум Deutsches Nordseekonsortium ("Немецкий Консорциум Северного моря"). Возглавляет консорциум и является оператором проекта компания Wintershall AG (40% участия). В консорциуме также участвуют компании BEB Erdgas und Erdoel (40%), BASF (12%) и RWE-DEA (7%). Проект разработки месторождения рассчитан на 16 лет. Суточный уровень добычи составляет 3,3 млн.м³.

Потребление газа. Германия - второй по величине, после Великобритании, потребитель природного газа в ЕС. Вследствие недостаточного объема добычи, потребность в природном газе обеспечивается за счет импорта.

Импорт и экспорт газа. Импорт российского газа осуществляется с 1973 года компанией Ruhrgas по контрактам, подписанным в 1970-1980 годах. В мае 1998 года большая часть соглашений была продлена до 2020 года. В 2004 году Россия обеспечила 43,3% импорта природного газа в страну, Норвегия - 30,6%, Нидерланды - 22,1%.

Экспорт природного газа из Германии незначителен и составил в 2005 году 8,7 млрд. кубометров. Основными поставщиками природного газа на внутренний рынок продаж являются компании Ruhrgas (60%) и E.ON (35%). Конкурентом Ruhrgas и E.ON выступает компания Wingas, образованная в 1993 году, как СП между принадлежащей BASF компанией Wintershall (65%) и ОАО "Газпром" (35%). Всего в газовой отрасли работает свыше 700 газораспределительных компаний.

Германия является главным транзитным узлом природного газа в Европе. Газопроводная система страны включает пять наземных газопроводов:

- в MEGAL (22 млрд.м³ в год), направление: Чехия-Германия-Франция;
- TENP (7 млрд. кубометров в год), направление: Голландия-Германия-Швейцария-Италия;
- STEGAL (8 млрд. м³ в год), направление: Чехия-Германия;
- NETRA (20 млрд. м³ в год), направление: Этцель-Вильгельмсхл-фен-Штейниц-Бернау;
- MIDAL (13 млрд. м³ в год), направление: Эмден-Людвигсхафен.

Кроме того, имеются три морских газопровода, соединяющих месторождения в Северном море с побережьем.

Запасы и добыча угля. Германия занимает первое место в Европе и четвертое в мире по запасам угля - 6,7 млрд. тонн.

По добыче бурого угля (Кельнский и Саксоно-Тюрингский бассейны) Германия занимает одно из ведущих мест среди угледобывающих стран мира. Добыча каменного угля сосредоточена преимущественно в Рурском (около 80%), Ахенском и Саарском бассейнах.

Потребление и импорт. Уголь используется в основном для производства электроэнергии (75%). Каменный уголь Рура используется также для производства кокса (свыше 90% производства в стране).

После резкого снижения добычи в начале 1990-х годов и по мере роста внутреннего потребления угля Германия становится крупным импортером этого энергоресурса. С конца 80-х годов XX столетия импорт каменного угля, кокса и брикетов более чем удвоился. Основными поставщиками угля для Германии являются ЮАР, Польша, Россия, Австралия и Колумбия.

Генерирующие мощности. Установленная мощность генерации Германии составляет 118,9 ГВт, что значительно превышает потребности страны. Имеется 2,8 тыс. электростанций, две трети из них - ТЭЦ, большей частью угольных (66,8%). Мощность 19 АЭС составляет 28,7% от электрогенерирующих мощностей, на них вырабатывается около 30% электроэнергии (рис.6.10).

Производство электроэнергии. На энергетическом рынке действуют шесть главных производителей энергии. Крупнейшая энергетическая компания - RWE.

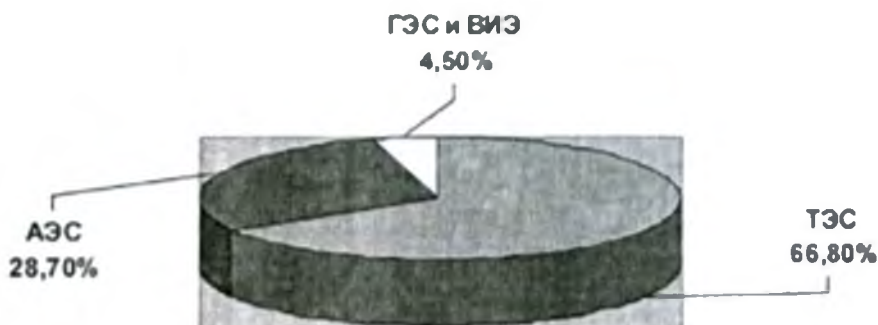


Рис. 6.10. Структура мощности по видам генерации электроэнергии в Германии. Суммарная мощность 118,9 ГВт, 2006 год /337/

Германия занимает четвертое место среди стран-производителей электроэнергии на базе АЭС, после США, Франции и Японии.

В июне 2001 года правительством было принято решение о закрытии двух АЭС, срок работы которых превысил 32 года.

Программа закрытия АЭС обосновывается высокими затратами на обслуживание АЭС в условиях растущего предложения рынка электроэнергии в Европе.

Согласно прогнозам немецких аналитиков, рост потребления электроэнергии к 2020 году составит 14%.

Германия экспортирует небольшие объемы электричества в Нидерланды, Швейцарию и Австрию.

6.8.5.2. Реформирование электроэнергетики Германии

Особого интереса заслуживает опыт реформ электроэнергетики Германии, что может быть объяснено несколькими факторами /355,350/.

Прежде всего Германия - это крупнейший производитель электроэнергии в Европе. По сравнению с другими странами электроэнергетика Германии, по управлению, функционированию наиболее близка к электроэнергетике стран СНГ. Более половины электроэнергии в ФРГ производится на электростанциях, работающих на угле, и около 30% - на атомных электростанциях, что в перспективе весьма близко к оптимальному соотношению с точки зрения обеспечения топливными ресурсами электростанций. К тому же в ходе реформ правительству Германии пришлось приспособлять к рыночной экономике электроэнергетику бывшей ГДР, которая была создана по принципам советской энергетики.

Сегодня в Германии наряду со всемирно известными энергокомпаниями (RWE, Preisen, Elecktra, Steag) действуют около 950 электроснабжающих компаний и более 1500 блок станций на промышленных предприятиях со всей сложной гаммой отношений как с энергокомпаниями, так и с потребителями.

Следует отметить, что электрические сети связывают Германию с десятком стран Европы, что чрезвычайно ужесточает требования к конкуренции внутри страны и изначально нацеливает реформы на противозатратный принцип. А он именно, кстати, является одним из важнейших приоритетов для реформирования электроэнергетики стран СНГ. Необходимо также учесть, что у немецких энергетиков было почти 7 лет для практического изучения реформ в других странах, чем они эффективно воспользовались.

Фактически реформы в электроэнергетике Германии начаты в 1996 году. Что характерно для стартовых условий перед реформированием электроэнергетики в Германии? Во-первых, была полностью принята необходимая законодательная и нормативная база по электроэнергетике. Во-вторых, цены на различные виды топлива для электростанций взаимоувязаны и находятся на уровне мирового рынка. В-третьих, суммарный резерв мощности энергосистемы, полностью обеспеченный топливом, после объединения с ГДР составил около 30%. При этом необходимо учитывать и тот факт, что Германия имеет мощные электрические связи с европейскими государствами и в любой момент может получить до 50 млн. киловатт.

При реформе электроэнергетики не было никакой радикальной ломки. Все изменения проводились буквально трепетно с точки зрения **сохранения хозяйственных связей**. В результате реформы ни одна из энергокомпаний не сменила свою организационную структуру. Если это была вертикально интегрированная энергокомпания, то она таковой и осталась. Если это была распределительная компания, то она не превратилась в вертикально интегрированную. Требование о дерегулировании и разделении бизнеса в электроэнергетике не привело к дроблению капитала, а **фактически было осуществлено за счет учета затрат**, так как прибыль всех выделенных по бизнесу дочерних компаний - транспорт, генерация, сбыт - объединяется в холдинге, который уже использовал ее в том направлении, где это давало наивысший эффект в повышении надежности и экономичности.

Характерна реакция германских компаний на свободный доступ поставщиков электроэнергии на европейский, а следовательно, и на внутренний рынок электроэнергии. До проведения реформ в Германии в семи крупнейших энергокомпаниях производилось более 90% электроэнергии. Оперативно проведенные несколько раундов переговоров привели к укрупнению этих основных компаний до четырех, в чем оказались прямо заинтересованы как акционеры, так и потребители (государство). Объединение как мощное противозатратное мероприятие привело к повышению курса акций, **снижению стоимости электроэнергии** и, как следствие, к повышению конкурентности немецких товаров в целом.

Кроме того, сотни мелких энергокомпаний стали дочерними компаниями этих гигантов, что также консолидировало капитал.

Необходимо отметить, что в Германии продекларировано и подтверждено соответствующими нормативными актами свободное ценообразование и для генерации, и для транспорта электроэнергии.

Однако это далеко не полная свобода цен для производителей и потребителей. И это, конечно, не калифорнийский вариант. Например, чтобы повысить тариф на электроэнергию, компаниям необходимо показать, насколько вырос уровень инфляции и цены на мировом рынке топлива. А обязательным условием повышения тарифа для населения должен быть соответствующий рост его доходов.

Для влияния и контроля за ростом тарифов в услугах электрических сетей успешно применяется метод эталонного сравнения, много лет используемый в сетевых компаниях Норвегии и ряда других стран. При этом по каждой статье затрат эталоном являются не только лучшие электросети Германии, но и сетевые компании других европейских государств, что существенно поднимает планку для сравнения. **То есть рамки свободного ценообразования жестко и экономически четко определены.**

Необходимо признать, что подобными мерами энергетикам Германии удалось избежать двух крайностей - бюрократического произвола и стихии рынка.

Во время реформ в Германии был отвергнут принцип выделения сетевого бизнеса для возможности создания единой национальной сетевой компании.

Причина понятна - любая монополия, тем более частная, - это достаточно закрытый бизнес, который без грамотного и действенного сравнения с аналогами не имеет стимула к снижению затрат. Ведь монополия транспорта это по сути не обремененная монополия.

В Германии по закону любой производитель имеет свободный доступ к сетям любой компании. А такие генерирующие компании, как Steag, даже при наличии долгосрочных договоров с вертикально интегрированной RWE всегда могут сравнить затраты на транспорт в других сетевых компаниях, что ставит в жесткие рамки работу RWE по сетевым затратам. **В Германии принцип конкуренции понимают как соревнование менеджерских команд в условиях жесточайшей борьбы на рынке, вызванной превышением предложения над спросом.** Монополизм одной менеджерской команды - это такой же путь к стагнации, как и натуральное хозяйство в потенциально конкретных работах и услугах.

При реформировании электроэнергетики все вышеперечисленные принципы должны учитываться: на рынке электроэнергии должны быть и избыток мощностей, и избыток топлива, работ и услуг.

При реформировании энергетики бывшей ГДР было обращено особое внимание на повышение финансовой устойчивости коммунальных хозяйств, которые катастрофически утяжеляют муниципальные бюджеты. Коммунальное хозяйство востока Германии, представленное в основном многоквартирными муниципальными домами, оставалось сектором рынка, где не удалось достигнуть полной оплаты энергии. Для

того чтобы исправить положение система тарифов на теплоэнергию была переведена на европейские методики распределения топливных затрат между тепло- и электроэнергией.

В бывшей ГДР в соответствии с так называемым физическим методом экономия топлива при комбинированной выработке на ТЭЦ относилась на электроэнергию, а расход топлива - на выработку теплоэнергии. Для единой государственной собственности и ответственности государства за энергоснабжение это не имеет принципиального значения. Однако в рыночной экономике это дает абсолютно ложный сигнал, результатом которого уже стало форсированное строительство котельных и снижение загрузки существующих ТЭЦ. Потери топлива составляют миллионы тонн в год. В энергетических методиках, принятых в Западной Европе, экономия топлива комбинированных циклов относится на тепло энергию, что повышает конкурентность ТЭЦ перед котельными.

В Германии в результате изменения методики почти на четверть снизился тариф на теплоэнергию от ТЭЦ. Каждый гражданин воспринял это нормально, так как расход электроэнергии всегда в руках потребителей, а расход тепла в конкретной коммунальной квартире на Востоке Германии не учитывается.

6.8.6. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА АРГЕНТИНЫ И ЧИЛИ

6.8.6.1. Топливно-энергетический комплекс Аргентины и Чили

Аргентина. Из топливно-энергетических составляющих наибольшее значение имеют нефть и природный газ /356/. Доказанные запасы нефти оцениваются в 1,2 млрд. тонн, природного газа - 780 млрд. м³ (2003).

Нефтеперерабатывающая - одна из наиболее развитых отраслей промышленности Аргентины. Общая мощность нефтеперерабатывающих заводов в Аргентине в 2000 г. составляла 661,8 тыс. барр. Продукция отрасли полностью обеспечивает внутреннее потребление страны по нефти и газу.

Электроэнергетика - одна из быстро развивающихся отраслей, её основу составляют ТЭС (50% производства электроэнергии). Имевшийся в Аргентине огромный гидроэнергетический потенциал (50 ГВт) способствует строительству в стране мощных ГЭС: Чокон-Серрос-Колорадо, Сальто-Гранде (1,9 млн. кВт), Ясирета-Апипе (1,3 млн. кВт) и др. Доля ГЭС в общей выработке электроэнергии 39%. Аргентина стала первой в Латинской Америке страной, производящей атомную энергию. В стране построено ещё две АЭС: "Рио-Терсеро" (640 МВт) и "Агуча-2" (600 МВт). Производство электроэнергии на АЭС - 11% общей выработки. Общее производство электроэнергии - 82,8 млрд. кВт.ч (2002), установленная мощность электростанций - 23032 МВт (рис.6.11) .

Сформирован стабильный оптовый рынок электроэнергии Mercado Electrico Mayorista (MEM), контроль и регулирование деятельности ко-

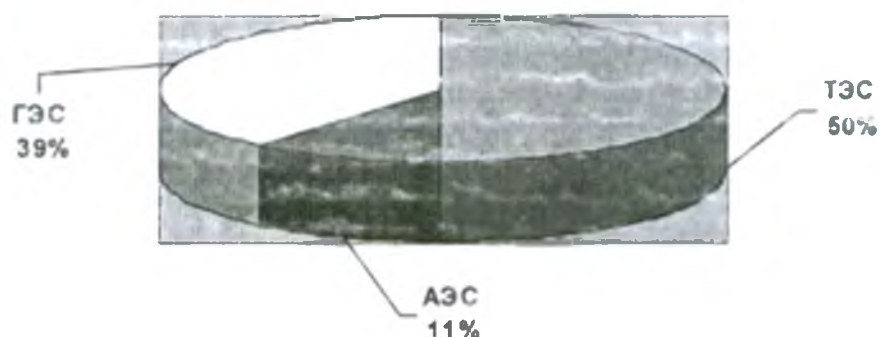


Рис.6.11. Структура выработки электроэнергии в Аргентине.
Суммарная выработка 82,8 млрд.кВт.ч, 2002 /356/

торого осуществляет компания CAMMESA. Общая координация в отрасли и проведение госполитики возложены на Секретариат по энергетике. В эксплуатации находятся 98 генерирующих электростанций. Помимо вышеупомянутых мощностей в Аргентине насчитывается 22 электростанции, вырабатывающие электричество с использованием ветра. Их вклад в общий энергоресурс страны является незначительным.

Единая энергосистема Аргентины (Sistema Interconectado Nacional - SIN) образуется из следующих основных компонентов: электростанции, генерирующие энергию, компании-операторы - распределители энергии, ЛЭП и инфраструктура (трансформаторы, разделители), потребители. Воздушные магистральные и локальные линии электропередач, соединяющие производителей электроэнергии с предприятиями-распределителями и крупными потребителями напрямую, используют напряжение 500, 230, 132 кВ. Тем не менее, одной из важных проблем в электроэнергетике Аргентины продолжает оставаться недостаточность структуры электропередающих сетей.

Аргентина является энергодостаточной страной. Наличие избытка генерируемой электроэнергии позволило реализовать масштабный проект по организации экспортных поставок в Бразилию, Парагвай, Боливию и Чили.

Чили. Месторождения нефти и газа расположены на Огненной Земле. Запасы по нефти - 51 млн.тонн, по природному газу - 90 млрд.м³ (2004 год). Нефтяные запасы, однако, не полностью удовлетворяют нужды самой страны. Общие запасы угольных месторождений составляет 3,9 млрд.тонн. Уголь преимущественно бурый, невысокого качества.

Производство электроэнергии составляет 42,3 млрд. кВт.ч (2002). 46% электроэнергии вырабатывается на ГЭС, 27% - на ТЭС, работающих на угле, около 22% приходится на парогазовые и 5%-на дизельные электростанции (рис.6.12). По объёму потребляемой энергии на душу населения Чили лидирует среди латиноамериканских стран - 2406 кВт.ч (2003 г.). До середины 90-го года производство и распределение электроэнергии были сосредоточены в руках частного национального капитала. Благодаря ран-

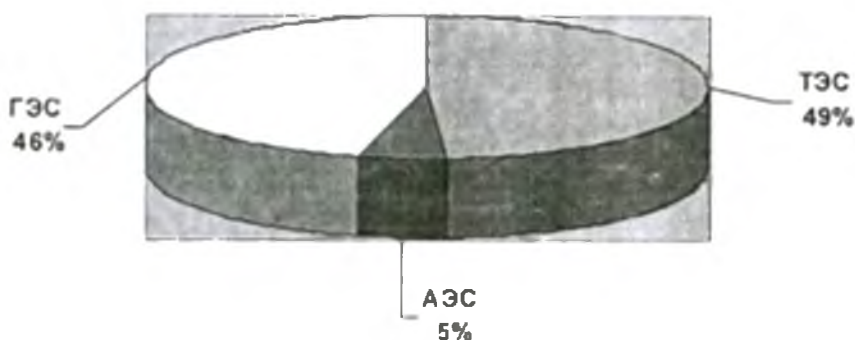


Рис.6.12. Структура выработки электроэнергии в Чили.
Суммарная выработка 42,3 млрд.кВт.ч, 2002 /347/.

ней приватизации (1986 год) и накопленному управленческому опыту чилийские предприниматели стали активными участниками программ разгосударствления электроэнергетики в других странах региона.

6.8.6.2. Реформирование электроэнергетики Аргентины и Чили

К числу государств, наиболее успешно реструктурировавших свои энергосистемы, чаще всего относят Чили и Аргентину /347,352/. Пионером реформирования стала Чили, которая уже к середине 70-х годов начала процесс общего реформирования экономики, разгосударствления и приватизации, которые спустя несколько лет после экономического хаоса, шоковой терапии и застоя привели, в конце концов, к экономическому росту. Уже почти два десятилетия экономика Чили, год за годом, характеризуется весьма обнадеживающим и стабильным ростом (рекордным стал 1992 год, когда прирост ВВП составил более 10 процентов). Чилийские экономисты стремятся обеспечить более сбалансированный ежегодный прирост на уровне 5-6 процентов, который считается оптимальным для сдерживания инфляции и других дестабилизирующих экономику факторов.

Отказ от государственного регулирования чилийского рынка электроэнергии пришелся не на первый этап экономической реформы, но был тщательно подготовлен и поддержан законом об энергетике 1982 года. Вслед за Чили отказалась от чрезмерного государственного регулирования и управления рынками электроэнергии и природного газа и Аргентина. Так как в этих двух государствах реформирование электроэнергетической отрасли шло примерно в одном направлении и проводилось в одних и тех же условиях, во избежания повторения более подробно рассмотрим Аргентину.

До отказа в начале 90-х годов от государственного управления энергетическим сектором в Аргентине существовало несколько государственных федеральных предприятий, функционировавших наравне с другими, принадлежавшими провинциям. В городских районах с высокой плотностью населения имелись собственные источники энергии, принадлежав-

шие кооперативам или муниципальным образованиям, но по сравнению с крупными госпредприятиями роль кооперативов была невелика. Почти все энергопредприятия были вертикально интегрированы, неся ответственность как за производство, так и за передачу и распределение электроэнергии. Следует при этом отметить, что транспортные сети Аргентины отличаются достаточно большой протяженностью, поскольку генерирующие мощности зачастую расположены на значительном удалении от крупных населенных пунктов, таких, как, например, Буэнос-Айрес, потребляющий почти половину электроэнергии, вырабатываемой в стране.

Экономический кризис, нехватка капитала, значительный прирост населения, вызвавший потребность в дополнительных объемах электроэнергии, малоэффективное управление отраслью, ценовая политика, определяемая более социальными запросами и политическими сиюминутными интересами, нежели реальным уровнем затрат, субвенции и дотации, развращающие отрасль, лишаящие ее стимулов для повышения собственной экономической и технологической эффективности, то есть в конечном счете, технического обновления, привели к тому, что правительство в 1991 году разработало и утвердило программу долгосрочного реструктурирования и приватизации в энергетическом секторе аргентинской экономики.

Основу аргентинского энергетического комплекса составляли гидроэлектростанции (около 40% в энергобалансе страны), некоторое количество атомных станций, а также станции, работающие на топливе. К началу 90-х годов Аргентина начала значительно наращивать сеть гидроэлектростанций. В последнее десятилетие количество вновь строящихся и сдающихся в эксплуатацию станций возросло. Немалую роль в этом играет приток зарубежных инвестиций.

Реформирование проводилось быстрыми темпами. Еще до того, как новое энергетическое законодательство вступило в силу в начале 1992 года, в самой отрасли уже начали происходить изменения. Среди прочего были созданы предпосылки для развития конкурентного рынка: крупные дистрибуционные компании и поставщики получили право подписывать прямые контракты с производителями электроэнергии. В начале 1992 года была принята поправка к Закону об энергетике, регулирующая конкурентные отношения на аргентинском энергорынке.

Аргентинцы достаточно радикально реформировали свой энергосектор, полностью отказавшись как от вертикальной, так и горизонтальной интеграции. Честная конкурентная борьба, по их мнению, требует полной разобщенности между участниками процесса. Таким образом, каждое подразделение субъекта энергорынка функционирует так, словно у него нет и не может быть ни одного союзника или партнера. Например, предприятие, отвечающее за передачу электроэнергии, не может участвовать в процессе ее производства или купли-продажи, но лишь несет обязательства по транспортировке и доставке потребителям электричества по принадлежащим компании ЛЭП. То же самое касается и производителей или поставщиков электроэнергии. Столь сильная разобщенность не раз становилась объектом серьезной критики.

По мнению оппонентов, отсутствие каких-либо партнерских отношений между субъектами рынка, разделенными по видам деятельности, ведет к серьезной разобщенности, чрезмерной для введения приватизации или честной конкуренции, лишь усугубляя раскол в секторе, делая всю систему трудно управляемой. Более того, по мнению критиков аргентинской модели, эта разобщенность позволяет участникам уходить от ответственности в своем секторе и приводит к еще большему дроблению системы. Тем не менее в Аргентине, как практически ни в одной другой стране, облегчен доступ всем желающим к транспортной сети на договорной основе, поскольку ни у транспортной компании, ни у дистрибьютора нет интересов в других областях - они не заняты ни генерацией, ни продажей, ни каким-либо иным видом коммерческой деятельности. А это уже достаточно большое достижение. Ведь без свободного доступа к транспортным и распределительным сетям не может быть честной конкуренции.

Ответственность за деятельность рынка ("MEM") лежит на акционерной компании "CAMMESA", которая принадлежит следующим владельцам: государству, крупным оптовым покупателям электроэнергии, транспортным предприятиям и дистрибьюторам. Государство, представленное в компании министерством энергетики, собирается в конечном счете, снизить принадлежащий ему пакет акции до 10%.

"CAMMESA" - это сетевая компания, управляющая национальной транспортной сетью ЛЭП и несущая ответственность за оптимизацию национального энергобаланса, функционирование спотового рынка электроэнергии, а также транспорт электроэнергии и доставку ее потребителям в строгом соответствии с заключенными договорами и контрактами и соблюдением всех требований по нормам безопасности и качества.

Государство регулирует рынок посредством "ENRE" ("Энте Насьональ Регулядор де Электрисидад") - органа, на который возложены функции по оказанию поддержки участникам рынка, контроля за соблюдением принципа равного доступа к сетям, а также надзора за соблюдением правил "честной" конкурентной борьбы. При этом Регулятор имеет право разрабатывать и совершенствовать нормы и правила функционирования энергорынка "MEM". Государство, сохранившее за собой часть генерирующих мощностей, использует собственных производителей электроэнергии для влияния на уровень рыночных цен, поскольку часть прибыли, получаемой госпредприятиями, идет в специально созданный для этого национальный фонд, служащий для регулирования, по необходимости, цен на рынке. То есть государство может в какой-то момент, дотируя свои станции из этого фонда, снизить уровень цен, котируемый госпредприятиями на рынке, тем самым принуждая к этому и других участников, желающих продать электроэнергию. В остальном же аргентинская модель рынка очень близка к той, которая была выработана в Скандинавии. Достаточно интересный факт: до отказа от государственного управления энергосектором аргентинская энергетика,

во многом базировавшаяся на устаревших и крайне неэффективных генерирующих станциях, представляла собой глубоко зарегулированную и ярко выраженную госмонополию с несколькими вертикально интегрированными предприятиями. Сразу же после отказа от государственного управления сектором электроэнергетики (уже к августу 1992 года) в Аргентине действовали 34 участника энергорынка - 19 дистрибьюторов, 13 производителей электроэнергии и 2 транспортные компании (в Аргентине изначально существовали две высоковольтные транспортные сети - одна в Патагонии и одна в остальной части страны). Спустя год, к августу 1993 года, количество субъектов рынка увеличилось до 70.

За несколько лет после реформы цены на электроэнергию упали почти втрое, объем инвестиций в энергосектор возрос на порядок. При этом, что изначально аргентинская электроэнергетика была избыточной, начали строиться новые электростанции, а старые, малоэффективные или убыточные начали выводить из эксплуатации. При этом достаточно успешно решались и сопутствующие социальные проблемы.

6.8.7. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА НОВОЙ ЗЕЛАНДИИ

6.8.7.1. Топливо-энергетический баланс Новой Зеландии

В основе энергетического состояния Новой Зеландии лежит использование нефте- и газопродуктов, электроэнергии и геотермальной энергии. В связи с безъядерным статусом страны, атомная энергетика в Новой Зеландии не используется и планов её появления не существует /303,304,357/.

Суммарные показатели добычи нефти составили около 1 млн. т.н.э. Добыча нефти в стране заметно снижается в последние годы и количество импортируемых нефтепродуктов неуклонно растёт, составив в 2006 году суммарно около 7 млн.т.н.э. Запасы природного газа находятся на уровне 70 млрд м³, при ежегодной добыче 5,6 млрд.м³.

Добыча угля в Новой Зеландии составляет в суммарных энергетических показателях ориентировочно 5 млн.т.у.т. (2006 г.). Около трети добываемого угля отправляется на экспорт.

Активно используется геотермальная энергия. Из 129 известных геотермальных зон в Новой Зеландии имеют промышленное значение 36 зон с температурами от 70 до 220 градусов. Геотермальный пар используется в целом ряде промышленных и сельскохозяйственных производств, но основной его объём используется для выработки электроэнергии. Такое его использование даёт не менее 8 % от общего объёма вырабатываемой в стране электроэнергии.

Общее производство электроэнергии в стране в показателях 2006 года составило 41,6 млрд. кВт.ч. При этом наибольшее количество электроэнергии - 56% - было произведено на гидроэлектростанциях. Газ и уголь стали следующими по важности в качестве источников получения электроэнергии, с их помощью было выработано соответственно 21.3 %

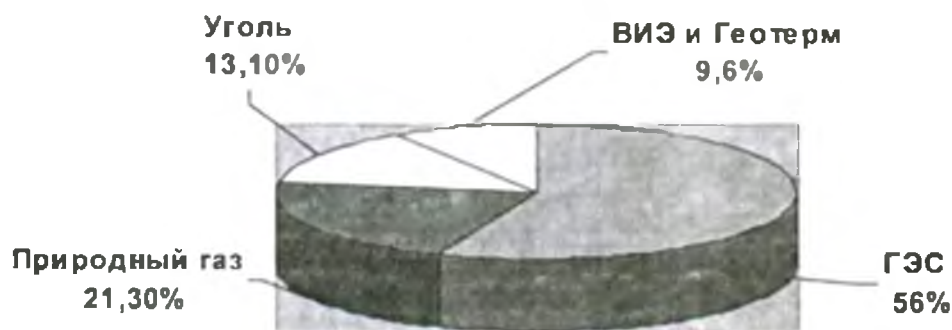


Рис. 6.12а. Структура выработки электроэнергии Новой Зеландии.
Суммарная выработка 41,6 млрд. кВт.ч, 2006 год /304/.

и 13.1 % от общего объёма электроэнергии. Альтернативные источники выработки электроэнергии представлены ветровыми станциями и в 2006 году они составили 1,6 % в общем энергобалансе страны (рис.6.12а).

6.8.7.2. Реформирование электроэнергетики Новой Зеландии /304,355,357/

Выше были рассмотрены несколько вариантов реформирования - успешного и относительно успешного. Теперь будет небезынтересно рассмотреть опыт страны, решившейся на проведение наиболее радикальной реформы и создание нерегулируемого (или, как полагали местные реформаторы, "саморегулируемого") рынка. Такой страной является Новая Зеландия. В начале 80-х годов XX века, следуя примеру Великобритании, новозеландские власти взяли курс на разгосударствление экономики страны и принялись реформировать госсектор. При этом темпы реформирования были высокими. Следует отметить: к началу реформирования Новая Зеландия, чья экономика считалась наиболее зарегулированной из всех стран Британского Содружества, стояла по сути на грани банкротства. Именно поэтому местные реформаторы полагали экономические реформы и приватизацию экономики единственной панацеей.

Они приватизировали целый ряд государственных предприятий. При этом правительство демонтировало одну из самых мощных в мире систем социального и медицинского страхования, поскольку в условиях рыночной экономики, как известно, "ответственность должна делегироваться из центра на уровень отдельных граждан, ибо каждый должен нести ответственность и в полной мере оплачивать объем предоставляемых ему услуг". Безработица в это время возросла до 15%. Однако власти с реформированием электроэнергетики особенно не торопились.

Исторически права на энергопроизводство и энергоснабжение в Новой Зеландии принадлежали с 1884 года "ECNZ" ("Электрисити Корпорейшн ов Нью Зиланд"), которая производила 95% всей электроэнергии в стране. Более половины всего объема производства приходится на гид-

рогенерацию, причем большая часть генерирующих мощностей располагается на южном, наименее населенном, острове новозеландского архипелага. Электроэнергия передается на северный остров, в столицу Новой Зеландии Веллингтон по подводным кабелям в виде постоянного тока. Изначально как за производство, так и передачу электроэнергии отвечала "ECNZ", но вскоре транспортные и диспетчерские функции были переданы государственной компании "Транс Пауэр". Нужно отметить, что имевшийся в стране потенциал для наращивания объемов генерации был практически исчерпан (экологические законы не позволяют строить новые станции).

Кроме гидроэлектростанций, обеспечивавших более половины производства национальной электроэнергии, в стране действовали 2 крупных геотермических и 3 устаревших тепловых станции (в стране имеются запасы угля и ограниченные запасы газа на шельфе). Учитывая изолированное географическое положение Новой Зеландии, не приходится говорить о возможности поставок электроэнергии из-за рубежа. В довершение ко всему новозеландская энергосистема весьма серьезно зависит от засух, поскольку резервуары гидроэлектростанций позволяют накопить не более 12% требуемого годового гидроресурса.

К началу реформирования госсектора единственной надеждой для национального энергосектора был приток инвестиций со стороны частного капитала. Еще в 1986 году правительство заявило о своих намерениях реформировать энергосектор и к 1987 году провело первый этап, выделив транспортные функции и передав из компании "Транс Пауэр", оставив за "ECNZ" только производство электроэнергии.

Следующий шаг был самым радикальным. Правительство объявило новый курс на построение нерегулируемого энергорынка, то есть рынка, который, как надеялись его создатели, будет саморегулироваться. Довольно долго велись дебаты о судьбе государственного предприятия "ECNZ", но в 1995 г. настал и его черед. Предприятие сначала разделили на две государственные компании, затем продали часть генерирующих станций, включая тепловую станцию в частные руки. При этом, учитывая все еще доминирующее положение "ECNZ", на компанию возложили ряд ограничений.

Транспортная же компания "Транс Пауэр" всецело зависела от государства, устанавливавшего тарифы на передачу электроэнергии. Сама структура новозеландского рынка мало отличалась от скандинавского или аргентинского. Главным же отличием было отсутствие государственного регулирования. Предполагалось достаточно сознательное саморегулирование субъектами рынка.

В результате Веллингтон остался без электроэнергии, а в Новой Зеландии появился Регулятор с достаточно широким кругом полномочий.

Такие вот уроки "свободного конкурентного рынка". Необходимо еще раз отметить, что прежде всего, любая реформа требует тщательной и серьезной предварительной проработки. Ни одна реформа не проводит-

ся вне разработанного заранее правового поля. Реформа как таковая не является панацеей и не гарантирует немедленного притока инвестиций ни извне, ни со стороны местного капитала, без соблюдения основных требований - прежде всего четкого налогового законодательства и законов, гарантирующих сохранность инвестиций. Реструктурирование и повышение эффективности в отрасли отнюдь не означает проведение повальной приватизации.

6.8.8. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

6.8.8.1. Топливо-энергетический комплекс России

Основные показатели топливо-энергетического комплекса России /337/ приведены в табл.6.27.

Запасы нефти. Россия располагает значительными ресурсами углеводородов. Прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 44 млрд. тонн, из которых четверть располагается на континентальном шельфе. На долю двух федеральных округов - Уральского и Сибирского приходится примерно 60% всех ресурсов нефти. Из остальных регионов выделяется Дальний Восток - около 6% прогнозных ресурсов нефти.

Доказанные запасы нефти в России составляют, по оценкам ВР, 10,2 млрд. тонн.

Производство и потребление энергоресурсов в России /337/

Таблица 6.27

Годы	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Мероприятие						
Нефть, млн. тонн						
Добыча	323,5	348,1	379,6	421,3	459,3	470,0
Потребление	173,0	178,9	185,1	190,1	195,3	207,4
Экспорт	144,4	162,2	189,7	227,8	257,6	252,5
Природный газ, млрд.м ³						
Добыча	583,9	581,2	594,9	620,2	633,5	641,0
Потребление	398,2	404,7	415,9	430,0	440,6	441,6
Экспорт	194,1	181,2	185,5	190,0	200,4	207,3
Уголь, млн.тонн						
Добыча	258,4	269,3	256,1	276,7	284,4	299,9
Потребление	239,5	241,2	210,1	225,9	211,0	217,2
Экспорт	35,5	41,4	47,9	58,1	78,2	80,1
Импорт	25,9	26,3	20,6	24,3	21,7	21,1
Электроэнергия, млрд.кВт.ч						
Производство	877,8	891,3	891,3	916,3	931,9	953,1
Потребление	863,7	875,4	878,4	902,9	924,2	940,7

Добыча нефти. Добычу нефти в стране осуществляют более 240 нефтегазодобывающих организаций, из которых 11 нефтедобывающих холдингов, включая ОАО "Газпром", обеспечивают более 95% всего объема добычи.

Основной объем и прирост добычи нефти в настоящее время обеспечиваются западносибирскими месторождениями, на долю которых приходится 68,1% совокупной годовой добычи. В 2005 году добыча нефти в Уральском федеральном округе выросла на 3,3%, превысив тем самым среднеотраслевой показатель прироста добычи по России и аналогичные показатели по другим регионам страны.

Второй в стране по объему добычи нефти Волго-Уральский регион находится в поздней стадии разработки продуктивных месторождений и характеризуется затухающей добычей, которая в ближайшие несколько лет начнет сокращаться. Замедление темпов роста нефтедобычи в этом регионе частично компенсируется наращиванием добычи в перспективных нефтегазоносных районах - Тимано-Печорской, Северо-Кавказской и Прикаспийской нефтегазовых провинциях.

Переработка нефти. Суммарная мощность нефтеперерабатывающих предприятий России по первичной переработке сырья по состоянию на начало 2006 года составляет 266 млн. тонн. Переработка нефти осуществляется на 27 крупных НПЗ, суммарной мощностью первичной переработки 252,7 млн. тонн нефти в год. Кроме этого, нефтяное сырье перерабатывается на 5 заводах ОАО "Газпром" общей мощностью по сырью 7,7 млн. тонн в год, а также на 40 малотоннажных установках (мини-НПЗ) общей мощностью по сырью 5,6 млн. тонн в год.

Доля нефти в общем объеме потребления первичных энергоносителей в России в 2005 году оценивается в 19,6%.

Экспорт нефти. Основными покупателями российской нефти являются страны Западной и Восточной Европы, страны Балтии и ближнего зарубежья. В структуре экспорта нефти на долю дальнего зарубежья приходится около 85%.

Запасы газа. На территории России сосредоточены самые крупные в мире запасы природного газа. Прогнозные газовые ресурсы оцениваются 127 трлн.м³, подтвержденные запасы составляют около 48 трлн. м³. 60% запасов газа в России контролирует ОАО "Газпром",

Добыча газа. Основной объем и прирост добычи газа в России обеспечиваются западносибирскими месторождениями Уральского федерального округа, на долю которого приходится 91,4% годовой добычи газа в стране. В 2005 году добыча газа в регионе возросла на 1,2%, обеспечив тем самым основной прирост в целом по стране. На предприятия и дочерние общества ОАО "Газпром" приходится 85% добываемого в стране газа, 15% производится независимыми производителями газа и компаниями нефтяной отрасли.

В период с 2000 по 2005 г. совокупная добыча природного газа в России увеличилась на 9,8%. Доля природного газа в структуре потребления первичных энергоносителей в России в 2005 году составила 51,1%.

Экспорт газа. Основными покупателями природного газа, добываемого в России являются страны Западной и Восточной Европы - 77,9%, страны Балтии и ближнего зарубежья - 22,1%.

Запасы угля. Разведанные запасы угля в России, учитываемые Государственным балансом по категориям А+В+С, составляют 193,8 млрд. тонн, в том числе 44,0% - каменные угли, 3,5% - антрациты, 52,5% - бурые угли. Балансовые запасы коксующихся углей составляют 20,4% от всех запасов. Из общих балансовых запасов пригодны для открытой разработки 118,1 млрд. тонн (60,9%).

Основные объемы балансовых запасов приходятся на Кемеровскую область, где сосредоточено более 60% запасов каменных углей, 72% коксующихся углей, в том числе 60% особо ценных марок.

Добыча и поставки угля. На начало 2006 года в угольной промышленности действовало 97 шахт и 143 разреза с общей производственной мощностью 330,7 млн. тонн. Переработка угля велась на 41 обогатительной фабрике. Основной объем добычи угля приходится на предприятия Западно-Сибирского и Восточно-Сибирского регионов, обеспечивающих соответственно 55,9% и 24,5% от совокупной добычи угля в стране.

Доля угля в структуре потребления первичных энергоносителей в России в 2005 году составила 15,0%. Основная причина уменьшения объемов поставки угля на внутренний рынок в 2000-2005 годах - сокращение потребления твердого топлива в электроэнергетике при одновременном увеличении потребления природного газа.

Экспорт угля. Отмечаемый в 2000-2005 годах рост добычи и поставок российского угля достигнут, в первую очередь, за счет увеличения объемов экспорта (+125,6%) при одновременном сокращении поставок угля на внутренний рынок (-7,9%). Удельный объем экспорта в общем объеме поставок составил по итогам 2005 года 29,4%. В структуре экспорта угля 8,5% приходилось на страны ближнего зарубежья и 91,5% - на дальнее зарубежье.

Генерирующие мощности и производство электроэнергии. Электроэнергетическая отрасль России занимает 4 место в мире по установленной мощности после США, Китая и Японии. Общая установленная мощ-

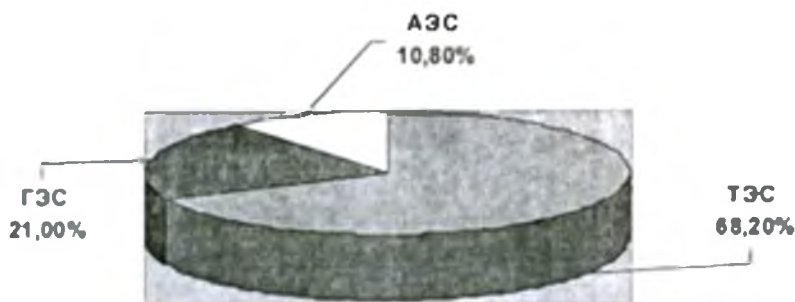


Рис.6.13. Структура мощности по видам генерации электроэнергии в России.

Суммарная мощность 219,2 млн. кВт, 2006 год /337/.

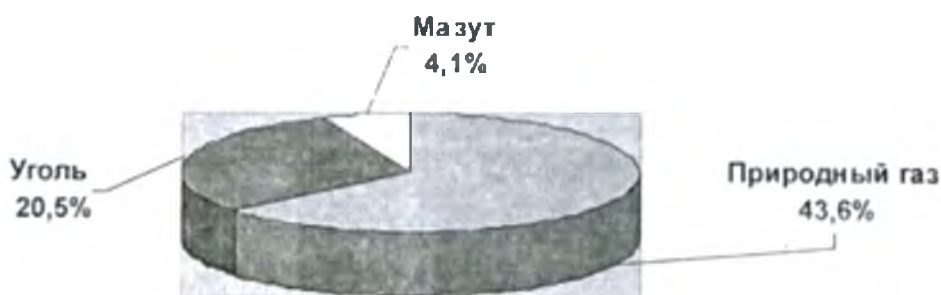


Рис.6.14. Структура топлива при выработке электроэнергии на ТЭС России, 2006 год /337/.

ность российских электростанций на начало 2006 года составила 219,2 ГВт. В структуре мощности по видам генерации на долю ТЭС приходится 68,2%, ГЭС - 21,0%, АЭС - 10,8% (рис.6.13, 6.14).

Крупнейшим производителем электроэнергии в стране являлся РАО "ЕЭС России", располагавшее до 73% российских мощностей.

В структуре потребления котельно-печного топлива в электроэнергетике доминирующее положение занимает газ - 64%, на уголь и мазут приходится 30% и 6% соответственно.

Наибольшее развитие и распространение получили тепловые электростанции общего пользования, работающие на органическом топливе (газе, угле, мазуте, торфе), преимущественно паротурбинные. Роль дизельных электростанций в основном ограничивается сельскохозяйственным и транспортным секторами.

Россия располагает большим гидроэнергетическим потенциалом - на территории страны сосредоточены 9% мировых запасов гидроресурсов. По обеспеченности энергетическими гидроресурсами Россия занимает второе, после Китая, место. Общий теоретический гидроэнергетический потенциал России составляет 2900 млрд. кВт ч выработки электроэнергии или 170 тыс. кВт ч на 1 кв. км территории. Однако преобладающая его часть размещена в удаленных восточных районах страны. Доля ГЭС в структуре выработки электроэнергии в 2005 году составила 18,3%.

В 2005 году на долю АЭС пришлось 10,7% от совокупного производства электроэнергии. В стране функционирует 10 АЭС с установленной мощностью атомной генерации 23,7 ГВт.

Потребление электроэнергии. В 2000-2005 годах потребление электроэнергии в России увеличилось на 8,8%, в первую очередь, в промышленности и на транспорте за счет повышения производственной активности; роста объемов железнодорожных перевозок - увеличения доли электропоездов в структуре подвижного железнодорожного состава. В 2005 году наиболее высокие темпы прироста электропотребления по сравнению с 2004 годом отмечались в энергосистеме Урала - 2,4% и в энергосистеме Юга - 2,3%.

6.8.8.2. Реформирование электроэнергетики России /294,296,297,347-349,352,355/

Идея реформирования российской электроэнергетики возникла из ответов на самые простые и очевидные вопросы - кто, сколько, кому и за что платит. РАО "ЕЭС России" являлся монополистом в сфере энергоснабжения и представлял собой финансово-производственный холдинг, в состав которого входят региональные энергокомпании, крупные федеральные электростанции, а также межсистемные электрические сети. Контрольный пакет акций (52%) РАО "ЕЭС России" принадлежал государству. Государство регулировало деятельность энергохолдинга и устанавливало цены на его услуги и продукцию.

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей экономики России и одной из нескольких естественных монополий. В настоящее время в России функционируют более 700 тепловых и гидравлических электростанций и 10 атомных. Имеющийся производственный потенциал полностью обеспечивает тепловой и электрической энергией промышленные предприятия и население России.

Установленная мощность электростанций холдинга РАО ЕЭС составляла 155,1 млн. кВт (72,5% от общей установленной мощности электростанций России). Основными видами топлива, используемыми при производстве электроэнергии, являются газ, уголь, мазут. В настоящий момент доля газа в общей структуре топливного баланса России составляет более 60%, около 35% - уголь и 5% - мазут.

В ближайшие годы продолжится сокращение поставок газа тепловым электростанциям, соответственно будет увеличена доля угля в топливном балансе.

Начиная с 1998 года, наблюдается прирост производства электроэнергии после восьмилетнего снижения.

Формально региональные энергетические компании являются независимыми, фактически регулирование тарифов происходит под влиянием региональных органов власти. Местные органы власти имеют право, действуя в интересах потребителей, рекомендовать региональным комиссиям запретить резкое повышение тарифов.

На сегодняшний момент очень остро стоит вопрос состояния основных производственных мощностей в электроэнергетике. По данным РАО ЕЭС России, в 2001 году износ производственных мощностей достиг 40%, в том числе линий электропередачи - 35,6%, подстанций - 63,1%, зданий и сооружений - 23,1%, устройств релейной защиты и автоматики - 44%. Практически выработали свой ресурс 25% энергоблоков и более 40% не блочного оборудования. Почти треть электроэнергии в стране вырабатывается на оборудовании, технические нормы которого закладывались в 30-40-е годы XX века. Срок службы целого ряда генерирующих объектов находится в пределах 50 - 60 лет. При существующих темпах замены и реновации свойств металла к 2005 году парковый ресурс

выработал 38%, или 74,4 млн. кВт генерирующего оборудования. Оставшиеся мощности смогут обеспечить только внутренние потребности страны в электроэнергии при сохранении ее на уровне 1998 года.

К 2020 году средняя наработка теплосилового оборудования высокого давления составит 85% от паркового срока службы. Оборудование среднего давления к этому сроку отработает 90% срока службы.

Сохранение в работе устаревшего оборудования увеличивает количество аварийных ситуаций, отражается на надежности работы электрических станций, приводит к повышению расходов топлива и затрат на ремонты оборудования, росту потерь электроэнергии в сетях.

По мнению реформаторов, препятствием к улучшению состояний электроэнергетики является государственное регулирование тарифов на тепло и электроэнергию.

Низкий уровень собираемости платежей с потребителей, низкий процент расчетов денежными средствами приводит к нехватке оборотных средств энергопредприятий, к образованию задолженностей перед поставщиками топлива и работниками предприятий отрасли.

6.8.8.3. Причины необходимости реформирования электроэнергетики

Развитие промышленности и потребление энергии в частном секторе потребуют увеличения имеющихся мощностей, что немедленно приведет к разрыву между генерирующими мощностями и потребностями экономики.

Для решения этой проблемы нужны средства, причем немалые. В бюджете таких средств не имеется. Между тем в стране есть свободный внутренний частный капитал, в мире существуют финансовые институты и компании, занимающиеся инвестированием в энергетику. Но привлечение этих инвестиций в российскую энергетику невозможно из-за отсутствия необходимых условий, прежде всего законодательной базы, энергопредприятия не являются бизнес-структурами, так как не отвечают даже минимальным требованиям финансовой прозрачности и прибыльности, которые предъявляют инвесторы.

В сложившейся ситуации можно оставить все как есть и заложить деньги на инвестиции, например, в тариф. Наверное, таким образом можно решить проблему инвестиций в энергетику, но решить ее крайне неэффективно: энергетики будут требовать все больше и больше денег на свои нужды, а тариф будет расти еще более быстрыми темпами, чем сейчас. Полученные таким образом средства, как любые деньги не заработанные, а "подаренные" сверху, расходоваться будут неэффективно. К тому же износ фондов вовсе не является единственной проблемой отрасли. Есть ещё оптовые перепродавцы, фактически представляющие собой лишнее звено между поставщиком и потребителем электроэнергии и задолжавших энергетикам сотни миллионов рублей. До сих пор сохраняется практика перекрестного субсидирования, когда промышленные потребители

вынуждены дотировать население и переплачивать за электроэнергию, что в ряде случаев делает их продукцию не конкурентоспособной. Наконец, у энергетиков отсутствует реальная мотивация сокращать издержки, а у потребителей – ценить и экономить электричество, а значит, более бережно относиться к природным ресурсам, которые являются топливом для электростанций.

Следовательно, необходима была структурная перестройка всей работы энергетической отрасли.

Первый этап рыночных реформ в электроэнергетике России был проведен в начале-середине 90-х годов и его результатами стало введение в отрасли новой системы хозяйственных отношений, адекватных рыночной экономике.

До 2004 года каждое региональное АО-энерго было разделено на генерирующую компанию, сетевую компанию, куда вошли распределительные сети и сбытовые компании.

Коммерциализация и корпоратизация предприятий отрасли привели к созданию рынка электроэнергии, внедрению экономических принципов ценообразования, формированию рыночных субъектов – энергетических компаний, а их частичная приватизация открыла возможности для прихода частного капитала в электроэнергетику.

Вместе с тем, на начальном этапе реформирования было сохранено доминирующее влияние государства на функционирование и развитие отрасли, которое осуществлялось как через имущественные механизмы (контрольные пакеты акций энергокомпаний), так и через систему тотального регулирования цен на оптовом и розничных рынках электроэнергии. Существенный дисбаланс между интересами государства и бизнеса в этой ситуации был вынужденной мерой в первые годы формирования новой экономической среды, однако его сохранение в дальнейшем привело к появлению целого ряда негативных тенденций в электроэнергетике:

- необоснованный рост производственных и инвестиционных затрат при отсутствии реальных антизатратных стимулов на рынке;

- ухудшение финансового состояния компаний из-за политики государственного регулирования (сдерживания цен электроэнергии, перекрестного субсидирования), а также неплатежей;

- сохранение низкой инвестиционной привлекательности отрасли и отсутствие значительных внешних инвестиций.

Началом второго этапа в реформировании стал 1997 г. Однако необходимость интенсификации процесса преобразований потребовала разработки детальной программы реформирования электроэнергетики, основные положения которой были одобрены Правительством РФ летом 2001 г.

Необходимость второго этапа реформирования связана с совершенствованием существующей системы хозяйственных отношений, которая должна обеспечить повышение эффективности работы электроэнергетики, а также инвестиционной привлекательности бизнеса, создать благоприятные условия для развертывания масштабного инвестиционного процесса в отрасли, жизненно необходимого в условиях начавшегося экономического роста.

На втором этапе реформирования региональных энергосистем на смену процессам разделения пришла межрегиональная интеграция: региональные генерирующие и сетевые предприятия начали объединяться. Территориальные генерирующие компании стали участниками рынка электроэнергии. Межсистемные и высоковольтные линии электропередач были объединены в Федеральную сетевую компанию, которая впоследствии полностью перейдет в собственность государства. Государство, как наиболее беспристрастный участник процесса – возьмет на себя обязательство гарантировать равный доступ к сетям каждому производителю и потребителю энергии. Диспетчеризацию потоков электроэнергии будет осуществлять также подконтрольная государству ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС". Наконец, площадкой, на которой будут происходить торги, формироваться цены и заключаться контракты на покупку и продажу электроэнергии, станет некоммерческое партнерство. Администратор торговой системы (как было отмечено выше, с 2008 года преобразован в Некоммерческое партнерство "Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергии и мощности" – НП "Совет рынка").

Цены на электроэнергию для покупателей оптового рынка складываются под воздействием спроса и предложения и определяются по результатам сопоставления ценовых заявок поставщиков и покупателей электроэнергии. Предусмотрено введение лицензирования деятельности энергосбытовых организаций и установлена их ответственность перед потребителями.

С 1 июля 2005 года введены в действие положения, регламентирующие функционирование оптового и розничного рынков энергии, порядок купли-продажи части электроэнергии по нерегулируемым тарифам, вопросы прекращения поставки, электроэнергии потребителям-нарушителям, а также проблему недискриминации поставщиков и потребителей.

Установлен запрет на всерные отключения должников вместе с добросовестными потребителями; введено понятие "гарантирующего поставщика", обеспечивающего дополнительную надежность энергоснабжения для населения: субъекты федерации сохранили ряд полномочий по регулированию региональных рынков электроэнергии, в том числе и тарифов.

Государство будет устанавливать цены на услуги диспетчеризации и транспортировку электроэнергии по межсистемным и распределительным сетям, а цена на электроэнергию, выработанную на отдельных электростанциях, будет формироваться на основе соотношения спроса и предложения на рынке. Именно этот рыночный сектор энергетики в ближайшие годы ждут перемены.

Тариф, устанавливаемый региональной энергетической комиссией, не покрывает всех затрат региональных энергокомпаний, многим из них не хватает средств даже на то, чтобы поддерживать систему в рабочем состоянии. А региональные энергосистемы действительно не заинтересованы сокращать свои издержки.

В новых условиях генерирующие предприятия, превратившиеся в самостоятельные компании, станут финансово прозрачными и привлекательными для инвесторов. Способствовать инвестиционной привлекательности будет и понятный способ формирования цен на электроэнергию. В условиях жесткого конкурентного рынка производители электроэнергии в борьбе за потребителя будут вынуждены сокращать издержки, вводить новые технологии, снижать себестоимость электричества за счет внутренних резервов. Таким образом, конкуренция станет естественным стимулом для стабилизации и снижения цен.

Конкуренция появится и в сфере сбыта электроэнергии: в каждом регионе будет действовать несколько сбытовых компаний, специализирующихся на работе с разными группами потребителей. Они будут бороться за этих потребителей, снижая цену на свои услуги и предлагая более выгодные и удобные условия энергообеспечения. Оптовым перепродавцам в этой схеме просто не будет места, они войдут в состав региональных сетевых компаний.

6.8.8.4. Основные направления реформирования электроэнергетики России

В условиях рыночной экономики управление функционированием и развитием электроэнергетики должно строиться с учетом особенностей отрасли. Электроэнергетика является:

- важнейшей инфраструктурной частью экономики, обеспечивающей производство электроэнергии (которая практически незаменима другими энергоносителями), а также значительной части централизованного тепла;
- крупнейшим потребителем топливных ресурсов с наибольшими возможностями их взаимозамещения, играющим ведущую роль в формировании топливно-энергетического баланса страны и регионов;
- сложнейшей технической системой с жесткими законами функционирования и высокой централизацией оперативно-диспетчерского управления процессами производства и передачи электроэнергии;
- большой экономической системой, объединяющей множество хозяйственных субъектов различных форм собственности, которые осуществляют коммерческую деятельность на рынках электрической и тепловой энергии, являющихся одними из крупнейших по объему реализации.

Таким образом, для эффективной работы электроэнергетики необходимо обеспечить оптимальный баланс межотраслевых (народнохозяйственных), системных и корпоративных требований, в полной мере отражающих интересы двух основных сторон, вовлеченных в процесс управления: государства и бизнеса (в широком смысле этого слова, включая менеджмент энергокомпаний, их собственников, а также прочих частных инвесторов). При этом необходимо учитывать значительные различия между требованиями государства и бизнеса к управлению функционированием и развитием отрасли, которые предполагают разные подходы к организации оперативно-хозяйственной и перспективной деятельности в электроэнергетике.

Оперативно-хозяйственная деятельность охватывает весь спектр технико-экономических вопросов текущего функционирования электроэнергетики, включая эксплуатацию существующих производственных фондов для выработки электроэнергии и тепла (генерация), их передачи по сетям (транспорт и распределение), а также реализацию потребителям (сбыт). Ключевыми элементами системы оперативно-хозяйственной деятельности являются рынки энергетической продукции, функционирование которых обеспечивает передачу электроэнергии и тепла от компаний-производителей перепродавцам и конечным потребителям.

Основным требованием государства к функционированию электроэнергетики является надежность энергоснабжения экономики, которая в значительной степени зависит от управляемости технологических процессов производства и передачи электроэнергии, обеспечения баланса производства и потребления в каждый момент времени на каждом участке сети. Исходя из этого, контроль за системами диспетчеризации, транспорта и распределения электроэнергии является приоритетным для обеспечения государственных интересов в рамках оперативно-хозяйственной деятельности. Важно отметить, что данные секторы отрасли относятся к сфере естественной монополии, что также требует участия государства в их экономическом регулировании.

Основным критерием оперативно-хозяйственной деятельности с точки зрения бизнеса является максимизация коммерческого эффекта, прибыли и доходности собственных генерирующих и транспортных активов. В то же время внешнее (государственное) регулирование рынка, как правило, создает жесткие ограничения на прибыльность компаний. Поэтому интересы бизнеса в электроэнергетике естественным образом ориентированы на ту часть оперативно-хозяйственной деятельности, в которой принципиально возможно сокращение государственного регулирования экономических процессов. Прежде всего, это относится к секторам генерации и сбыта электроэнергии, которые не являются естественными монополиями, и их функционирование может быть организовано на дерегулированной, конкурентной основе.

Перспективная деятельность в электроэнергетике ориентирована на решение стратегических задач развития производственной базы отрасли, модернизации существующих и создания новых фондов (генерирующих и транспортных мощностей) в соответствии с тенденциями спроса на электроэнергию и тепло. Основными составляющими перспективной деятельности являются:

- формирование правильных инвестиционных приоритетов на основе прогнозирования отрасли и отбор инвестиционных проектов;
- организация и управление инвестиционным процессом, включающие в себя аккумулирование необходимых инвестиционных ресурсов, их распределение по объектам капитальных вложений, контроль эффективного использования средств при сооружении объектов и эффективную реализацию созданных производственных фондов.

На развитие электроэнергетики в рыночной среде влияют долгосрочные интересы государства и бизнеса, которые определяют масштабы их участия в перспективной деятельности и распределение функций в сфере планирования и финансирования инвестиций.

Так, вне зависимости от особенностей хозяйственной среды, основным требованием, определяющим развитие отрасли, является обеспечение стратегической устойчивости электроснабжения, то есть гарантированное в долгосрочной перспективе надежное и эффективное удовлетворение растущего потребительского спроса. Это условие составляет основу государственной энергетической политики и, таким образом, усиливает степень влияния государства в управлении развитием электроэнергетики.

Требование стратегической устойчивости формирует четкую систему государственных инвестиционных приоритетов, которая не ограничивается сетевой инфраструктурой, но также с необходимостью предполагает реализацию целого ряда инвестиционных решений в секторе генерации, включая:

- развитие крупных объектов межсистемного значения (в том числе объектов, участвующих в регулировании режимов), которые вместе с системообразующими ЛЭП высокого напряжения формируют интегрирующую технологическую основу отрасли;

- развитие технологий, обеспечивающих рационализацию структуры потребления первичных энергоресурсов, предусмотренную энергетической стратегией (снижение доли газа) за счет развития угольных ТЭС, АЭС, а также объектов нетрадиционной энергетики;

- рост производственной эффективности отрасли за счет масштабного внедрения прогрессивных технологий производства электроэнергии и поддержки НТП;

- повышение экологической безопасности отрасли путем внедрения улучшенных способов очистки выбросов, особенно на угольных ТЭС, и использования экологически "чистых" производственных технологий (например, котлы с ЦКС).

В отличие от государственных приоритетов, предпочтения бизнеса в перспективной деятельности продиктованы корпоративными стратегическими интересами. В их основе лежит максимизация ожидаемого дохода за счет увеличения доли рынка, снижения затрат и т.д., а формирование инвестиционных приоритетов прямо связано с коммерческой эффективностью развития бизнеса.

Задача обеспечения устойчивого баланса между требованиями государства и бизнеса является центральной в процессе рыночного реформирования электроэнергетики. Необходимо отметить, что ее решение представляется особенно сложным в сфере организации перспективной деятельности, где интересы государства существенно выше и гораздо сильнее пересекаются с бизнесинтересами компаний и инвесторов, прежде всего, в секторе генерации, порождая потенциальные конфликты и требуя создания эффективных механизмов их урегулирования.

Либерализация оперативно-хозяйственной деятельности в секторе производства электроэнергии неизбежно отразится и на условиях организации перспективной деятельности по развитию генерирующих мощностей, которая также будет в значительной мере переориентирована на обеспечение долгосрочных интересов бизнеса:

- рост числа хозяйственно-самостоятельных поставщиков электроэнергии: генерирующих компаний (ГК), образованных в ходе реструктуризации РАО "ЕЭС России" и АО-энерго, а также независимых производителей электроэнергии (НПЭ) приведет к усилению децентрализации в принятии инвестиционных решений, которые будут опираться на параметры корпоративных стратегий развития бизнеса компаний;

- необходимость масштабного привлечения частных инвестиций и соответствующее усиление позиций частного капитала в управлении генерирующими компаниями приведет к росту коммерческой мотивации в принятии инвестиционных решений, доминированию критериев коммерческой эффективности проектов при формировании корпоративных стратегий развития ГК и тем более НПЭ;

- с прекращением регулирования цен на рынке государство лишается мощного рычага управления инвестиционным процессом через регулирование тарифов электроэнергии, включая размер целевых инвестиционных средств для производителей электроэнергии. Кроме того, последовательное снижение доли участия государства в капитале генерирующих компаний существенно сокращает потенциал использования имущественных механизмов влияния на стратегию развития бизнеса генерирующих компаний. Таким образом, в результате реформирования произойдет существенное ослабление возможностей прямого государственного влияния на инвестиционные решения генерирующих компаний.

Новые тенденции в управлении развитием отрасли, формирующиеся при дерегулировании инвестиционного процесса, объективно затрудняют реализацию государственных приоритетов в секторе генерации, направленных на обеспечение стратегической устойчивости электроснабжения. Большинство проектов, отвечающих стратегическим интересам государства, будут иметь более низкие показатели коммерческой эффективности и конкурентоспособности по сравнению с инвестиционными альтернативами, рассматриваемыми компаниями при формировании своей инвестиционной программы и, следовательно, могут иметь небольшие шансы быть реализованными с точки зрения бизнеса.

Для того чтобы обеспечить согласование долгосрочных государственных и корпоративных интересов при реорганизации перспективной деятельности в секторе генерации необходимо создать условия, при которых государство и частный капитал будут выступать как равноправные участники инвестиционного процесса. Это потребует формирования новой системы управления развитием генерирующих мощностей, состоящей из двух уровней:

— корпоративного, который будет образован самостоятельными хозяйственными субъектами (генерирующими компаниями, независимыми производителями электроэнергии). Основными задачами на этом уровне станут обеспечение устойчивого развития бизнеса и повышение его долгосрочной эффективности в соответствии с корпоративными стратегиями;

— системного, задачей которого станет обеспечение требуемого влияния государства на координацию инвестиционного процесса в соответствии с требованиями стратегической устойчивости и экономической эффективности электроснабжения, прежде всего, за счет поддержки государственных инвестиционных приоритетов в развитии генерирующих мощностей.

Корпоративный уровень управления возникнет естественным образом параллельно с формированием новых генерирующих компаний и появлением НПЭ. В то же время для реализации государственных интересов в перспективной деятельности потребуется создание нового специального органа - Инвестиционного Оператора (ИО), на который будут возложены функции системного управления инвестиционным процессом. Безусловным требованием является обеспечение полного государственного контроля за деятельностью ИО.

Задача координации планирования и финансирования инвестиций, выполняемая ИО, органично связана с обеспечением надежности функционирования электроэнергетики, так как сбалансированное развитие производственной базы создает необходимые условия для бесперебойной работы отрасли в перспективе. Поэтому при организации системного уровня управления развитием потребуется обеспечить тесное взаимодействие между ИО и сетевой компанией (СК), а также Системным Оператором, осуществляющим системное управление функционированием отрасли.

Возможным вариантом представляется также передача функций ИО дочернему подразделению сетевой компании. Это решение в условиях конкурентного рынка позволит сформировать единый центр ответственности как за оперативную, так и за перспективную надежность электроснабжения, а также достичь безусловного контроля со стороны государства (как главного собственника и регулятора СК) за деятельностью ИО. В то же время такая схема позволит обеспечить организационное и финансовое разделение деятельности Инвестиционного Оператора и остального бизнеса сетевой компании, позволяющее избежать конфликта интересов и сохранить прозрачность регулирования естественно-монопольных транспортных услуг.

Взаимодействие между двумя уровнями управления должно быть организовано на всех этапах перспективной деятельности, включая планирование, финансирование и реализацию инвестиционных проектов. Для координации корпоративных инвестиционных решений и их согласования с общесистемными приоритетами в развитии генерирующих мощностей ИО должен обеспечить решение следующих задач:

— организацию непрерывного процесса общесистемного (отраслевого) стратегического планирования, выполняемого в рамках разработки схем развития единой энергосистемы, а также долгосрочной стратегии развития отрасли;

— отбор конкретных инвестиционных проектов электростанций, имеющих высокий общесистемный или общеэкономический приоритет, и определение их основных параметров, включая месторасположение, установленную мощность, возможно - тип электростанции и вид проектного топлива;

— организацию финансирования для данных проектов, ориентированную на максимальное привлечение генерирующих компаний и внешних инвесторов к их реализации; в отдельных случаях ИО должен обеспечить также самостоятельное финансирование проектов.

Следует отметить, что важной составляющей стратегической устойчивости энергоснабжения является стабильность инвестиционных потоков в отрасли. Переход к новой системе финансирования инвестиций, особенно на начальных этапах становления конкурентного рынка, **будет сопровождаться появлением целого ряда рисков**, которые могут создать серьезные препятствия для стабильного и достаточного самостоятельного финансирования программы развития генерирующих мощностей ГК и НПЭ. Поэтому еще одной задачей Инвестиционного Оператора в период реформирования станет **управление данными рисками**, прежде всего, за счет страховой поддержки проектов, включенных в корпоративные бизнес-планы, в случае недостаточности собственных инвестиционных ресурсов компаний, получаемых из основных источников: прибыли и внешних частных инвестиций.

Согласование государственных и корпоративных интересов в условиях либерализации инвестиционного процесса потребует дополнительных механизмов, которые позволят эффективно выполнять функции системного управления. При этом необходимо, чтобы действия Инвестиционного Оператора оказывали минимальное воздействие на конкурентоспособность, финансовое состояние и привлекательность ГК и НПЭ для частного капитала и, таким образом, не вызывали серьезных конфликтов с бизнес-интересами производителей электроэнергии.

Финансовые механизмы управления, естественные для конкурентного рынка, должны стать основными и в деятельности ИО, а применение методов административного принуждения компаний должно быть ограничено, и допускаться только в крайних ситуациях. В этой связи для эффективной работы Инвестиционного Оператора потребуется обеспечить централизацию достаточных финансовых ресурсов, при помощи которых он будет способен влиять на инвестиционные решения компаний. Наличие таких ресурсов также является необходимым условием поддержания стабильности инвестиционного процесса в конкурентной среде и снижения рисков недофинансирования корпоративных программ развития.

Необходимо создать **централизованный страховой фонд**. Целевое использование средств фонда на продвижение государственных интересов предопределяет необходимость активного участия государства в его финансировании. В то же время страховая поддержка инвестиционных проектов ГК и НПЭ делает оправданным также долевое участие компаний в его формировании.

Государственное финансирование фонда может производиться за счет комбинирования ряда источников:

- дивиденды, начисляемые на государственные пакеты акций РАО "ЕЭС России" и компаний, формируемых в ходе реструктуризации холдинга (в частности, федеральной сетевой компании);

- дополнительное налогообложение электростанций при потреблении газа для производства электроэнергии, которое позволит уравнивать конкурентные позиции (обеспечив равноэффективность) газовых и альтернативных технологий. Использование данных налоговых поступлений может носить целевой характер финансовой поддержки инвестиционных проектов угольной и атомной энергетики;

- бюджетные средства, выделяемые в порядке исключения на особо социально значимые проекты в энергетике, в рамках бюджета развития, целевых федеральных и региональных программ и т.д.

Финансирование фонда может быть также организовано через мощностную компоненту цены электроэнергии, формируемую **на рынке резервной мощности**. Для этого наряду с платежами за различные виды оперативного резерва для субъектов рынка может быть предусмотрена плата **за стратегический резерв**, которая будет действовать с целью предотвращения резкого снижения располагаемой мощности против существующих нормативов.

Корпоративное финансирование фонда со стороны компаний может быть организовано в форме обязательного резервирования части выручки или ежегодных страховых взносов. Важно обеспечить, чтобы отчисления компаний в централизованный фонд стали не только способом формирования финансовых резервов для страхования рисков недофинансирования инвестиций, но также создавали бы серьезные экономические препятствия для не инвестиционного и не целевого использования свободных собственных средств и, соответственно, предлагали стимулы для повышения эффективности сделанных капиталовложений.

В соответствии с этой задачей размер отчислений в страховой фонд должен ежегодно определяться индивидуально для каждой компании с учетом целого ряда показателей инвестиционной активности: величины инвестиций, сделанных в прошлом году, вводов новой мощности, динамики объемов незавершенного строительства, доли непроизведенных активов и т.д. Страховой взнос, взимаемый в такой форме, позволит снизить риск "проедания" прибыли, получаемой на конкурентном рынке: деньги, не инвестированные самой компанией, все равно будут частично направлены на нужды развития отрасли. В качестве компенса-

ции на последующих этапах компаниям должен быть обеспечен возврат сделанных компаниями отчислений в виде долевой собственности в объектах, сооруженных за счет средств страхового фонда или после распределения выручки от их продажи.

Эффективность работы Инвестиционного Оператора по управлению развитием на системном уровне в значительной степени зависит от разработки четких механизмов использования данных средств централизованного страхового фонда для реализации государственных инвестиционных приоритетов, а также обеспечения стабильности финансирования инвестиций. При этом необходимо выполнить следующие мероприятия.

1. Осуществление проектов, отвечающих межотраслевым требованиям развития отрасли или имеющих высокое системное значение, но недостаточные коммерческие показатели, потребует дополнительной финансовой поддержки, независимой от компаний, которая должна быть предоставлена Инвестиционным Оператором. В начальный период реформирования, в условиях становления генерирующих компаний и ограниченности их инвестиционных возможностей, Инвестиционный Оператор должен будет осуществлять самостоятельную реализацию данных проектов, полностью обеспечивая их финансирование из централизованного фонда.

После завершения строительства и ввода в эксплуатацию данные генерирующие мощности будут оставаться в собственности ИО. Так как производство электроэнергии не является сферой деятельности Инвестиционного Оператора необходимо обеспечить эффективную организацию управления активами, созданными с участием ИО, например, путем их передачи в оперативное управление специальной генерирующей компании, созданной с участием Инвестиционного Оператора и государства.

Таким образом, в электроэнергетике постепенно будет формироваться "системное генерирующее ядро", находящееся под государственным контролем, основной задачей которого будет обеспечение совместно с сетевой инфраструктурой текущей надежности энергоснабжения. На начальном этапе в его состав будут включаться все крупные объекты, сооружаемые с участием ИО.

В перспективе его размер будет последовательно сокращаться за счет продажи на торгах или сдачи в аренду станций, способных работать в режиме конкурентного рынка и не несущих специальных системных функций (то есть, не связанных напрямую с обеспечением надежности энергоснабжения).

С развитием конкурентной среды, увеличением частного капитала в секторе генерации, укреплении финансового положения компаний, масштабы централизованного финансирования, осуществляемого Инвестиционным Оператором для проектов, имеющих высокий государственный приоритет, могут быть постепенно сокращены за счет привлечения для их реализации генерирующих компаний и независимых внешних инвесторов. При этом в сфере безусловной ответственности ИО останутся про-

екты системной важности, имеющие существенные технические или иные ограничения на участие в режиме конкурентной торговли и выполняющие системные функции по обеспечению надежности.

Для всех остальных проектов Инвестиционным Оператором организуется тендер между ГК и независимыми инвесторами на право их сооружения. Формальная процедура предложения о строительстве должна сопровождаться со стороны ИО специальными финансовыми схемами поддержки данных проектов, обеспечивающими их достаточную коммерческую привлекательность для будущих собственников (например, льготными кредитами из средств страхового инвестиционного фонда или кредитными гарантиями).

2. Разработка механизмов обеспечения стабильности инвестиций в секторе генерации должна быть основана на традиционных для рыночной экономики принципах финансирования коммерческих проектов. Страховая поддержка инвестиционных программ компаний должна носить адресный характер, поэтому ее предпочтительно организовать в форме проектного, а не корпоративного финансирования, с обязательным отбором проектов на конкурсной основе. Компании самостоятельно формируют и представляют ИО с необходимым экономическим обоснованием заявки на финансовую поддержку проектов, на основе которых Инвестиционный Оператор организует тендер на финансирование. Решение о выделении страховых инвестиций должно приниматься с учетом системных приоритетов развития, но главным критерием отбора должен стать коммерческий эффект инвестиций. Для развития конкурентной среды представляется важным обеспечить равный доступ к централизованным инвестиционным ресурсам как ГК, так и НПЭ.

Наиболее приемлемой формой страховой поддержки компаний, особенно на начальных этапах реформирования, является непосредственное участие ИО в проекте в качестве стратегического инвестора. Применяемые при этом схемы проектного финансирования должны обеспечить:

- эффективный контроль ИО за целевым использованием выделенных средств в рамках согласованного графика работ;
- права собственности ИО на активы, созданные за счет централизованных инвестиций.

По завершении проекта ИО, не имеющий интересов в эксплуатации, может переуступить права собственности на объекты, сооруженные с его участием, данной компании в обмен на эквивалентный по рыночной стоимости пакет ее акций. Использование схемы "активы в обмен на акции" связано с изменением в структуре акционеров компании-производителей и, в частности, с ростом пакета акций, контролируемых Инвестиционным Оператором (то есть, фактически государством). Рост доли государства в капитале генерирующих компаний на начальном этапе реформирования представляется обоснованным, так как создает дополнительные механизмы влияния на политику компаний в условиях либерализации рынка. Однако по мере развития конкурентной

среды в генерации данная тенденция будет создавать конфликт с долгосрочной задачей повышения привлекательности сектора для частного капитала, поэтому на следующих этапах реформирования необходимо обеспечить постепенное сокращение пакета, находящегося в собственности ИО за счет их продажи на рынке.

По мере улучшения финансового состояния и инвестиционного рейтинга компаний Инвестиционный Оператор может также перейти к использованию кредитных схем проектного финансирования, в рамках которых требуемые средства из централизованного фонда предоставляются компаниям на возвратной основе при обеспечении платы за использование капитала (возможно, льготной по сравнению с условиями банков) и соблюдении жестких обязательств прозрачности проекта.

Наконец, кроме прямого участия в финансировании ИО может использовать иные схемы поддержки инвестиционных проектов, направленные на снижение рыночных рисков вложений в данные проекты собственного капитала компаний или привлеченных средств частных инвесторов за счет:

- предоставления гарантий по вложенным средствам и кредитам и страхования рисков проекта на стадии сооружения;

- заключения долгосрочных контрактов на гарантированную покупку энергии от новой станции. После ввода объекта в эксплуатацию Инвестиционный Оператор может осуществить перепродажу энергии на бирже.

Необходимо отметить, что поспешность в принятии решений в ходе реформирования электроэнергетики может привести к кризису, который по своим последствиям будет весьма тяжелым, ярким свидетельством чему может служить ситуация в энергетике Калифорнии, где было принято решение о либерализации рынка. В противном случае имеется большая вероятность оставить потребителей без тепла и электричества и нанести отрасли почти непоправимый финансовый урон и вообще может встать вопрос об утере энергобезопасности страны.

Роль государства, как регулятора рынка, важна не только в период, предшествующий реформам, но и в процессе их проведения, и в пореформенный период. Особенно серьезную роль Регулятор - представитель государства и "проводник" генеральной государственной линии в отрасли - будет играть в переходный период. Именно поэтому столь важно обеспечить независимость органов госрегулирования. И, наконец, никакой универсальной модели реструктурирования не существует. Однако, по-видимому, следует научиться, наконец, пользоваться плодами богатого чужого опыта.

Только финансовая независимость органов регулирования от естественных монополий может обеспечить сохранность интересов государства и потребителей в процессе реструктурирования любой отрасли энергетики.

Необходимо создать привлекательные условия для инвестиций в электроэнергетику. Поэтому государству необходимо создать ясные и открытые системы распределительных сетей, государственного регулирования тарифов, а также прозрачные финансовые потоки. В этом случае инвесторы смогут рассчитывать на возврат своих средств и получение прибыли от вложения в электроэнергетику страны.

Потенциальные инвесторы не готовы вкладывать средства в создание новых генерирующих мощностей, ожидая дополнительных гарантий, в первую очередь, от государства и потребителей. Наиболее серьезным препятствием для привлечения инвестиционных средств остается тарифная политика. Отсутствие четких ориентиров и прозрачности, обеспечивающей ясность для всех участников российского энергорынка, тарифы, не учитывающие реальный уровень затрат, наличие перекрестных субсидий, как социального характера, так и внутренних, продиктованных интересами энергопредприятий, – все эти факторы сдерживают развитие честной конкуренции и снижают интерес инвесторов к отрасли.

Достаточно серьезна проблема производства тепловой энергии с когенерацией электроэнергии. Отсутствие объективного разделения затрат на производство тепловой и электрической энергии приводит к серьезным искажениям в отчетности и делает закупку тепла ТЭЦ довольно часто невыгодным для основных промышленных потребителей. Последние сейчас предпочитают строить свои собственные котельные, ставя под вопрос необходимость содержания и целесообразность эксплуатации крупных ТЭЦ. При этом кризис усугубляется плачевным состоянием распределительных теплосетей.

Кстати, о том, что перспективы развития энергетики как ведущей отрасли экономики за внедрением рыночных отношений, свидетельствует и мировой опыт. За последние десятилетия в этом направлении развивается энергетика всех экономически развитых стран Европы и Америки.

Таким образом, программа преобразований ориентирована на ликвидацию существующего дисбаланса интересов государства и бизнеса, повышение роли последнего в управлении функционированием и развитием отрасли. Важнейшим результатом планируемых реформ станет возможность урегулирования существующих конфликтов между государством и бизнесом за счет организационной и имущественной "привязки" их интересов к отдельным секторам в электроэнергетике. В соответствии с этой основной целью реформирования сфера доминирующего влияния бизнеса постепенно охватит все виды оперативно-хозяйственной деятельности, которые могут осуществляться в условиях конкуренции, в то время как сфера влияния государства будет ограничена управлением естественно-монопольным сегментом отрасли (сети и диспетчеризация), обеспечивающим надежность функционирования энергосистемы.

В заключение необходимо отметить, что реорганизация перспективной деятельности в электроэнергетике в целом и, в частности, в

секторе генерации должны учитывать последовательный и постепенный характер реформирования и быть четко согласованными с этапами преобразований на рынке электроэнергии и в организационной структуре отрасли. В этой связи для каждого этапа реформ необходимо обосновать состав текущих изменений в системе управления развитием, распределение функций государства и бизнеса при формировании инвестиционных приоритетов, организации финансирования и реализации проектов, а также механизмов их взаимодействия.

Реформирование энергетики означает серьезное изменение менталитета народа. Успех реформы будет во многом зависеть от того, сможет ли потребитель понять, что электроэнергия - это не социальное благо, а товар, за который нужно платить, а энергетика - это, прежде всего отрасль народного хозяйства, которая требует экономического прагматического подхода.

6.8.8.5. Краткие сведения о предварительных результатах реформы электроэнергетики России

ОАО РАО "ЕЭС России" - Открытое акционерное общество энергетики и электрификации "Единая энергетическая система России" - РАО "ЕЭС" было создано 31 декабря 1992 года в результате приватизации отдельных объектов, используемых для выработки, передачи и распределения электроэнергии, до этого находившихся под контролем Министерства топлива и энергетики Российской Федерации. Атомные электростанции были переданы не РАО "ЕЭС", а "Росэнергоатом".

Компании группы РАО "ЕЭС" владели 72,1 % установленной мощности или 69,8 % электроэнергии, 32,7 % теплоэнергии и транспортировали практически всю (96 %) электроэнергию (2005 г.). Установленная мощность компаний группы превышала 156 ГВт, что делало её по этому показателю крупнейшей энергокомпанией мира. Ближайшие конкуренты - SPCC (Китай), у которой установлено 151 ГВт и EDF (Франция) - 121 ГВт. Цены на услуги компании устанавливались Федеральной службой по тарифам.

РАО "ЕЭС" прекратило свое существование 30 июня 2008 года. На её месте возникли государственные естественно-монопольные компании, а также приватизированные генерирующие и сбытовые компании.

Краткий смысл реформы. В процессе реформы РАО "ЕЭС" ликвидирована вертикальная интеграция генерирующей и сетевой деятельности. Сетевая, распределительная, а также диспетчерская деятельность остается в руках государства. Тарифы на неё устанавливаются Федеральной службой по тарифам. Генерирующая и сбытовая деятельность будет открыта для частных компаний и в течение 2005-2011 года подлежит дерегуляции и переходу в режим свободной конкуренции на основе биржевой торговли через НП "Администратор Торговой Системы" (с 2008 года преобразован в Некоммерческое партнерство "Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергии и мощности" - НП "Совет рынка").

Генерирующие компании, за исключением ОАО "Гидрогенерация" и "Росэнергоатом", были приватизированы в течение 2006-2008 гг.

Изолированные АО-энерго реформируются по отдельному плану, временно не предусматривающему разделение по видам деятельности.

В течение 2007 года почти половина электростанций и 22 сбытовые компании страны перешли в частные руки.

С 1 июля 2008 года РАО ЕЭС распадется на 23 независимые компании, лишь 2 из них – государственные.

Структура группы.

1. ОАО "ФСК ЕЭС России". Сетевая компания, оператор единой национальной электросети России.

2. Гидрогенерация (ГидроОГК). "Федеральная гидрогенерирующая компания" объединяет ключевую часть гидроэнергетики страны. После завершения реформы контрольный пакет планируется сохранить в федеральной собственности.

3. Тепловые ОГК. Генерирующие компании оптового рынка электроэнергии (ОГК), созданные в 2004-2006 годах, включают в себя крупнейшие тепловые ТЭС России. С целью минимизации возможности монопольных злоупотреблений, каждая ОГК объединяет станции, находящиеся в разных регионах страны. Тепловые ОГК подлежат приватизации в ходе реформы.

4. Системный оператор (СО ЕЭС). ОАО "СО ЕЭС" ("Системный Оператор") выполняет услуги по диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

5. Территориальные генерирующие компании (ТГК). Территориальные генерирующие компании объединяют электростанции нескольких соседних регионов (за исключением электростанций федерального значения, вошедших в ОГК). В основном это теплоэлектроцентрали, ориентированные на выработку не только электричества, но и тепла. Компании будут продавать электроэнергию, а также снабжать теплом потребителей своих регионов. ТГК подлежат приватизации в ходе реформы.

6. Администратор торговой системы. Некоммерческое партнерство "Администратор торговой системы" (НП АТС) организует торги и расчеты на оптовом рынке электроэнергии (НП "Совет рынка").

7. Интер РАО ЕЭС является экспортным оператором РАО "ЕЭС".

На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

Электроэнергетика - важнейшая инфраструктурная часть экономики, обеспечивающая производство электроэнергии; крупнейший потребитель топливных ресурсов с наибольшими возможностями их взаимозамещения, играющий ведущую роль в формировании топливно-энергетического баланса страны и регионов; сложнейшая техническая система с жесткими законами функционирования и высокой централизацией оперативно-диспетчерского управления процессами производства и передачи электроэнер-

гии; а также - это большая экономическая система, объединяющая множество хозяйственных субъектов различных форм собственности. Любые просчеты в этой области имеют тяжелые, непоправимые последствия.

Государственное регулирование цен привело к необоснованному росту производственных затрат. Тариф не покрывает всех затрат энергокомпаний, многим из них не хватает средств даже на то, чтобы поддерживать систему в рабочем состоянии. А это, в свою очередь, приводит к низкой инвестиционной привлекательности. В результате - ухудшение финансового состояния компаний, технического состояния оборудования. Уже сейчас возникают проблемы из-за износа оборудования. В дальнейшем же деградация оборудования будет стремительно увеличиваться. Вследствие чего может возникнуть вопрос о энергобезопасности страны. Это также приводит к "отпугиванию" потенциальных инвесторов.

Текущее положение дел не устраивает ни одну из сторон - ни потребителей, ни энергетиков, ни государство. Потребители не довольны тем, что с каждым годом цена за электричество возрастает, а им никто не может гарантировать надежного и бесперебойного энергоснабжения. Государство же, в свою очередь, недоволено необоснованному росту издержек, которые им приходится покрывать.

Всё это указывает на то, что необходимо более настойчиво проводить структурную перестройку всей системы. Существует множество моделей реформирования, применяемые в разных странах. Но ни одна из моделей не может гарантировать успех.

Прежде всего, необходимо тщательно разработать законодательную и нормативную базу. Для эффективной работы электроэнергетики следует обеспечить оптимальный баланс межотраслевых, системных и корпоративных требований, в полной мере отражающих интересы двух основных сторон, вовлеченных в процесс управления: государства и бизнеса. При этом необходимо учитывать значительные различия между требованиями государства и бизнеса к управлению функционированием и развитием отрасли, которые предполагают разные подходы к организации оперативно-хозяйственной и перспективной деятельности в электроэнергетике.

В результате реформирования появятся свободный рынок и конкуренция в сфере генерации, транспортировки и сбыта электроэнергии. Цены будут устанавливаться на основе спроса и предложения на рынке, а конкуренция будет способствовать к сокращению издержек, вводу новых технологий (что приведет к снижению себестоимости электричества) и к стремлению предлагать более выгодные и удобные условия энергообеспечения.

Электричество - это товар, за который нужно платить и который надо ценить, при этом бережно относиться к природным ресурсам. К сожалению, мы привыкли к тому, что электричество - социальное благо, которое не обязательно беречь, и к тому, что отключение электричества - обыденное дело. Проводимая в настоящее время реформа электроэнергетики должна изменить эти представления.

6.8.9. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КИТАЯ

6.8.9.1. Топливо-энергетический комплекс Китая /323-327/

По мнению международных экспертов, рост потребления энергоресурсов в Китае будет определять стратегии развития мировой энергетики. Если в 2001 году Китай потреблял 9,8% мировой энергии (для сравнения, США - 24%), то к 2025 году эта доля вырастет до 14% (табл.6.28).

Развитие китайской экономики за последние 20 с лишним лет обусловило рост потребности КНР в энергетических ресурсах. Собственные энергоресурсы далеко не в состоянии удовлетворить растущий спрос, поэтому Китай с 1993 года стал импортером энергоресурсов.

Оптимизация топливо-энергетического баланса Китая продолжит ту тенденцию, которая развивалась в предшествующие десятилетия. С 1990 г. по 2002 г. темпы этого процесса были более быстрыми, чем предусмотрено на период до 2020 г.- доля природного газа, АЭС, ВИЭ возрастает, а угля снизилась с 76,2% до 66,1%. Эта тенденция ведет к тому, что Китай, наряду с внутренними источниками энергии, все более обращается к мировым ресурсам, одновременно уменьшая ущерб, наносимый природной среде.

Структура энергетики Китая существенно отличается от структуры западных стран - уголь дает 63% всей энергии, нефть - около 25%, а гидроэлектростанции - примерно 7%.

Бурный экономический рост ставит КНР во всё большую зависимость от импорта энергоресурсов. Это двусторонний процесс, в результате которого Китай всё больше влияет на мировые рынки энергоресурсов, энергетическую политику других стран, мировые цены на энергоресурсы, стимулирует прирост производства, а также перераспределение и создание новых каналов поставок. Так, в настоящее время доля импорта Китая на мировом рынке нефти - 8%, а в мировом росте спроса с 2000 г. - 30 % .

Из 1 390 млн. т условного топлива, произведенного в самом Китае в 2002 году, 71% приходится на уголь.

При решении проблемы энергетической безопасности делается упор на диверсификацию источников поставок. В первой половине 90-х годов XX века поставки в основном осуществлялись из 5 стран, а уже в 97 году их количество достигло 35. В 2000 г. импорт нефти из стран Ближнего Востока составляло 47%, из стран АТР - 18%, из Африки - 20%.

На долю Китая приходится 13,5% мировых выбросов углекислого газа и 15,1% -диоксида серы. Именно эти обстоятельства не в последнюю очередь побуждают разработчиков энергетической стратегии Китая добиваться снижения доли угля в топливо-энергетическом балансе страны. Рассмотрим топливную составляющую ТЭК Китая.

Уголь. Специфика структуры производства первичных энергоресурсов в Китае состоит в абсолютном преобладании угля, доля которого в настоящее время превышает 75% (2006 г.). По объемам добычи угля КНР занимает первое место в мире, однако в угольной промышленности накопилось множество проблем, в том числе низкий технический и технологический уровень угледобычи, несовершенная система управления отраслью, структурная диспропорция производства, значительная доля которого приходится на мелкие нерентабельные шахты. Вследствие этого имеют место неоправданно высокая себестоимость угледобычи, низкий коэффициент отдачи пластов, повышенная аварийность и сильное загрязнение окружающей среды.

Уголь всегда занимал значительное место в энергобалансе КНР. В связи с этим Китай был мало подвержен мировым колебаниям цен на энергоресурсы, осуществляя стратегию самообеспечения. В 2006 году объём добычи составил 2,6 млрд тонн, вдвое больше, чем в США (второго по величине производителя угля). Уголь - основной источник энергии в индустриальном секторе, в первую очередь - в производстве стали.

Высокие внутренние цены на уголь и проблемы транспортировки в сочетании с ростом потребления угля привели к тому, что впервые в первом квартале 2007 года Китай стал чистым импортёром угля.

Производство, потребление и импорт энергоносителей в Китае /323/

Таблица 6.28

Нефть, млн.тонн		
Годы	2000	2020
Мероприятие		
Производство	195	200
Потребление	252	450-610
Импорт	50	250-410
Природный газ, млрд.м ³		
Производство	30	120
Потребление	100	160-200
Импорт	70	40-80
Уголь, млрд.тонн		
Производство	1,19	2,74
Потребление	1,28	2,9-2,1
Импорт	0,002	2,1
Экспорт	0,08	-
Установленная мощность электростанций, ГВт		
ГЭС	228,5	580
ГЭС	52	300
АЭС	6,5	40
ВИЭ	3	30
Итого	290	950

Предельная годовая добыча угля в Китае, с учетом наличных водных ресурсов и ущерба, наносимого природной среде, не может превысить 2,8 млрд.т.

По мнению экспертов Китая, при сокращении доли угля в топливно-энергетическом балансе абсолютные объемы потребления угля к 2020 г. существенно возрастут - от 2,1 млрд. тонн до 2,9 млрд. тонн. Производственные мощности ныне действующих и строящихся шахт (с учетом выбывающих) составят к 2020 г. 710 млн. т. Даже если прибавить к ним 350 млн. т мощностей малых угольных разработок, то до 2020 года понадобится ежегодно дополнительно наращивать производственные мощности не менее чем на 50 млн. тонн.

В использовании угля в Китае существуют две главные проблемы. Во-первых, очень низка эффективность сжигания угля, и, во-вторых, доля непосредственного сжигания слишком велика. Путем обогащения угля можно понизить его зольность на 50-80% и удалить до 30-40% серы. А посредством дальнейшей очистки дымов можно устранить до 90% серы. Однако в 1999 г. в Китае обогащалось только 29% всего добываемого угля (в ФРГ - 95%, Великобритании - 75%, США - 55%), причем подвергается обогащению, главным образом, уголь, идущий на экспорт, уголь же, используемый на энергетические цели, обработки почти не проходит.

Перед угольной промышленностью КНР поставлена задача увеличить добычу угля при наименьших затратах, что предполагает значительное повышение эффективности освоения угольных месторождений. В целом доля угля в структуре производства и потребления энергоресурсов будет сокращаться.

В 2007 г. в стране объем расхода угля на выработку 1 кВт.ч электроэнергии составил 334 грамма, что на 9 граммов меньше по сравнению с аналогичным показателем 2006 года и стало самым ощутимым снижением в последние годы и реальным вкладом в реализации задач Киотского протокола.

Китай в настоящее время экспортирует 80 миллионов тонн угля в год, занимая по этому показателю третье место в мире.

Нефть. С 1993 года Китай переместился из первой группы поставщиков энергоресурсов во вторую, став нетто-импортёром нефти, а ещё через 10 лет - в 2003 г. он занял второе место в мире после США по импорту нефти.

К 2010 году доля нефти в структуре производства энергоресурсов снизится до 13,2% (в 1997 г. - 17,1%), а в структуре потребления - повысится до 19,4% (в 1997 г. - 17,5%). Потребности Китая в 2000 году в нефти составил 252 млн. тонн и по предварительным подсчетам в 2010 г. составят приблизительно 305 млн. тонн.

В 2003 году импорт нефти и нефтепродуктов превысил 100 млн. т, увеличившись по сравнению с 2002 годом сразу более чем на 30 млн. тонн.

Согласно прогнозам, потребление нефти к 2020 г. увеличится в 2-2,6 раза по сравнению с 2000 г. и составит примерно 450 - 610 млн. тонн,

что увеличит зависимость Китая от импорта нефти до 55 - 76%. Это примерно соответствует нынешнему уровню внешней зависимости США от нефти (58%). Предполагается, что импорт нефти в 2010 г. будет равен 135 млн. тонн, что составляет 38% потребляемой нефти.

Общие запасы нефти в КНР составляют 94 млрд. тонн, извлекаемые - 14 млрд. тонн, разведанные - менее 5,3 млрд. тонн (2,5% мировых разведанных запасов), причем темпы разведки остаются неудовлетворительными.

Природный газ. В целях диверсификации потребления энергетических ресурсов Китая необходимо увеличить долю потребления природного газа. На газ приходится лишь 3-4 % энергопотребления, в то время как в большинстве остальных стран эта цифра составляет 20-25%. В КНР в 1997 году добыто 22 млрд. м³ природного газа. По оценкам специалистов, потребление этого вида топлива, начиная с 2003 по 2030 год, будет расти в среднем на 9% ежегодно. К 2020 году Китай ежегодно будет потреблять 200 млрд. м³ природного газа и только 120 млрд. м³ из них будут покрываться за счёт внутренних источников.

Внутренние источники газа сильно ограничены, к 2010 году нехватка достигнет 20 млрд. м³, а к 2015 году - 40 млрд. м³. Планируется, что, начиная с 2000 года по 2020 год, спрос на сжиженный природный газ (СПГ) вырастет в 10 раз, поэтому изучается рынок импорта данного топлива.

Наращивание потребления природного газа имеет первостепенное значение для постепенного уменьшения роли угля как важнейшего источника энергии в стране. Правда, такую роль природный газ может сыграть только в том случае, если он станет в достаточной мере конкурентоспособным. В настоящее время формированию рынка газа в Китае мешают слишком высокие цены на газ.

К 2010 году Китай сможет ежегодно добывать 60-80 млрд. м³ газа, что позволит ослабить дефицит нефти, улучшить экологическую обстановку в крупных и средних городах. Предполагается, что расширение использования природного газа увеличит к 2010 году потребности КНР в этом виде углеводородного сырья до 100 и более млрд. м³, доведя долю природного газа в структуре потребления энергоресурсов до 5-8%. Недостающие объёмы природного газа будут импортироваться.

Общие запасы природного газа - 38 трлн. м³. Предполагается, что разведанные запасы природного газа достигнут к 2010 г. - 4,9 трлн. и к 2020 г. - 7,5 трлн. м³. Предполагается, что увеличение собственной добычи газа возрастет в 4-5 раза. Одновременно для расширения импорта понадобится строительство крупных газопроводов и иных базовых сооружений **Атомная энергетика.** Строительство новых атомных электростанций, начатое в 1997 г., было на шесть лет заморожено, а затем возобновлено в 2003 г., когда правительство утвердило проект сооружения четырех станций мощностью по 1 млн. кВт каждая. Установленные мощности на уже построенных и строящихся ядерных электростанциях в 2003 г. составляли 8,7 ГВт, что дает чуть больше 1% всей выработки электроэнергии в стране.

К 2003-2004 гг. в Китае введены в строй восемь энергоблоков на четырех новых АЭС совокупной мощностью 6,7 ГВт, в том числе 2 энергоблока по 700 МВт, 2 по 985 МВт и 2 по 1000 МВт.

К 2010 году мощность АЭС планируется довести до 20 ГВт (1997 г. - 2,1 ГВт).

До 2020 года в Китае большую долю составляют планы развития ядерной энергетики. Планируется вводить в строй не менее 1,8 ГВт ядерных генерирующих мощностей ежегодно, чтобы к 2020 году суммарная мощность китайских АЭС выросла до 40 ГВт, что к тому времени должно составлять около 4 % в общем энергобалансе страны. Китайская ядерная энергетика за предыдущие 20 лет развития построила АЭС с суммарной мощностью энергоблоков на уровне 6,7 ГВт.

Будет сооружено не менее 30 новых ядерных электростанций мощностью по 1 млн. кВт каждая. К середине 21 века долю АЭС в электроэнергетике КНР предполагается довести до 30%.

Электроэнергия. В 2000 году производство электроэнергии в Китае составило 1400 млрд. кВт.ч., а установленные мощности энергоустановок 290 ГВт и КНР вышли на второе место в мире, уступая лишь США. Структура энергобаланса и выработки электроэнергии приведены на рис. 6.15 и 6.16.

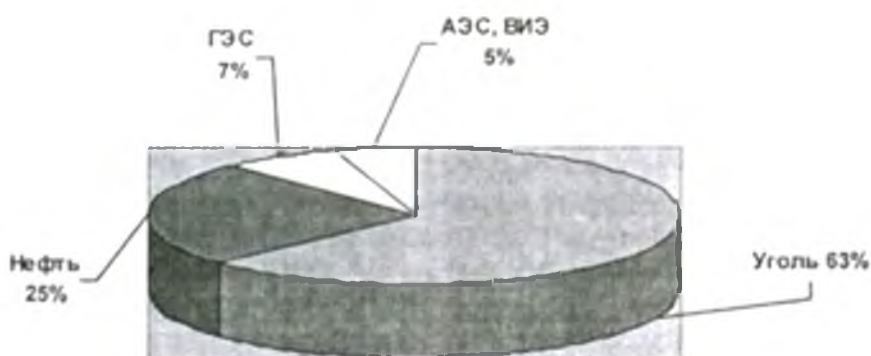


Рис.6.15. Структура энергобаланса Китая, 2005 год /323/.

Китай занимает первое место в мире по запасам гидроэнергетических ресурсов - 680 ГВт, из которых 378 ГВт подлежат использованию и приблизительно 52 ГВт освоено (13,7 % подлежащих использованию ресурсов, в промышленно развитых странах - 50-90 %). Поэтому более 3/4 выработки всей электроэнергии в Китае по-прежнему приходится на долю работающих на угле тепловых электростанций. Задача относительного увеличения доли ГЭС рассматривается китайским правительством в качестве приоритетной в плане совершенствования структуры энергетики.

В настоящее время по степени освоенности гидроэнергетических ресурсов Китай уступает Индии, Вьетнаму, Бразилии и ряду других развивающихся стран.

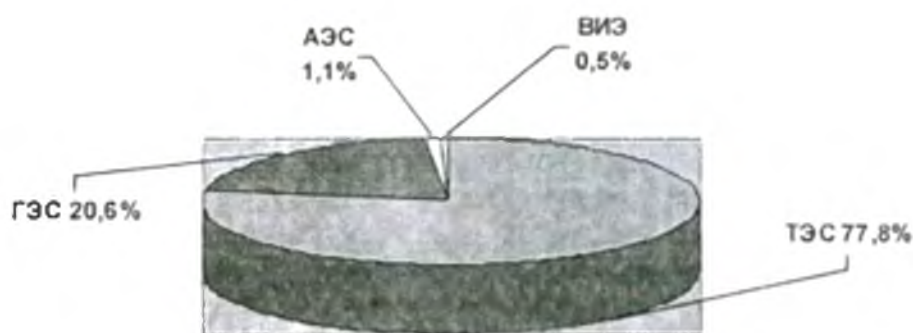


Рис. 6.16. Структура выработки электроэнергии в Китае, 2008 год.
Суммарная установленная мощность 792 ГВт, общая
выработка 3 трлн., 255 млрд. кВтч /323/.

В 2020 г. общие мощности по производству электроэнергии достигнут 860-950 млн. кВт (в 2003 году - 350 ГВт, в 2008 году - 792 ГВт). Удельный вес ГЭС в суммарной выработке электроэнергии повысится с 15,4% до 19-22%, что требует в среднем ежегодно вводить в строй на ГЭС по 6,4-9 млн. кВт генерирующих мощностей из общего количества ежегодно вводимых 29-33 млн. кВт.

В 2007 г. в стране объем выработки электроэнергии составил 3 трлн 256 млрд кВт.ч, что на 14,44 % больше по сравнению с 2006 годом. Только в 2007 г. были введены в эксплуатацию станции суммарной мощностью 100 ГВт. Среди сданных в 2007 году в эксплуатацию энергоблоков доля ТЭС достигла 88,2%.

Предполагается, что к 2010 году около 30% электроэнергии будет производиться на гидроэлектростанциях и 5% электроэнергии - на АЭС.

Электрические сети. Ускоренными темпами развивается строительство линий электропередач. К 2000 году протяженность ЛЭП напряжением свыше 220 кВ составляла 171,2 тыс. км., в том числе 220 кВ - 134,5 тыс. км., 330 кВ - 9353 км., 500 кВ - 27,2 тыс. км. Общая мощность подстанций напряжением 220-500 кВ составляла 398 ГВА, уровень потерь электроэнергии на линиях снизилась до 7,8%.

Столь масштабные задачи предполагается решить путем создания к 2020 году единой транснациональной энергосети. В качестве первого шага к ее созданию рассматривается недавнее объединение сетей Центрального и Восточного Китая. Второй шаг - объединение Северо-Восточной и Северной энергосетей.

6.8.9.2. Реформирование электроэнергетики Китая

Основными задачами реформирования и реструктуризации электроэнергетики Китая является привлечение инвестиций в основные фонды, повышение капитализации компаний, обеспечение надежности и бесперебойности поставок электроэнергии, стабильности снабжения электрической и тепловой энергией потребителей /323-327/.

Предполагается, что обеспечение выполнения указанных условий возможно в условиях конкурентного рынка, поскольку конкурентный рынок автоматически будет находиться в состоянии равновесия, как в краткосрочном, так и долгосрочном периоде, обеспечивая производителям стабильный доход, равный их средним издержкам.

В электроэнергетике еще только начато отделение сетевого хозяйства от производства электроэнергии. Как и в других областях, здесь предполагают создать условия для развития конкуренции и поощрить взаимопроникновение различных форм собственности, способствующее формированию смешанной экономики. Предполагается постепенно создать единый общенациональный рынок электроэнергии, стимулировать конкуренцию между производителями и продавцами электроэнергии с тем, чтобы обеспечить свободу выбора для конечного потребителя. Сетевое хозяйство, включая передающие и распределительные сети, по-прежнему воспринимается как естественная монополия, но первые будут постепенно отделены от вторых.

Ведущей силой в структурном реформировании электроэнергетики, преодолении ее монопольного характера и формировании конкурентного рынка электроэнергии, убеждены китайские эксперты, должно стать правительство. Такие реформы не способна осуществить сама монополия: нереально рассчитывать, чтобы преобразования реализовались теми, чьи интересы в их ходе могут пострадать.

Несмотря на существующий энергодифицит, в результате целенаправленных мер китайского правительства в КНР в сфере энергетики активно формируется "рынок потребителя", который характеризуется высоким уровнем конкуренции иностранных поставщиков энергоресурсов и энергетического оборудования. Рассмотрим какими методами и темпами идет реформирование электроэнергетики в Китае.

Реструктуризация отрасли. Основными задачами, стоящими перед китайской энергетикой, являются преодоление дефицита электроэнергии, который достигал в 2005 г. 35 ГВт в часы пиковых нагрузок, удовлетворение потребностей растущей экономики страны (в среднем, за последние пять лет ежегодные темпы прироста энергопотребления в Китае составляют 12,5%). В целях динамичного развития отрасли в стратегию реформирования электроэнергетики с 1997 г. заложен принцип участия частного, в том числе иностранного капитала в активах генерирующих компаний, что позволило привлечь значительные инвестиции в строительство электростанций (ежегодный ввод мощности в 2000-2007 годы составил в среднем 60-80 ГВт, а в 2007 году 100 ГВт) и привело к появлению и успешному развитию независимых производителей электроэнергии (НПЭ).

В соответствии с политикой правительства Китая - разделении правительственных и производственных функций - в январе 1997 года энергетическая отрасль страны претерпела реструктуризацию. Была создана

Государственная энергетическая корпорация (ГЭК), которая приняла в собственность генерирующие мощности и практически все линии электропередач и распределительные сети, которые ранее принадлежали Министерству электроэнергетики.

ГЭК стала ответственной за инвестиции, развитие, строительство, управление, эксплуатацию, владение крупными электростанциями, межпровинциальными и межрегиональными энергосистемами и передачу электроэнергии на региональном уровне.

В 1998 году Министерство электроэнергетики было расформировано, а его правительственные и административные функции были переданы Государственной комиссии по экономике и торговле (ГКЭТ). В рамках ГКЭТ было создано Бюро по электроэнергии, в задачи которого входило проведение в жизнь установок и решений проводимой реформы, формулирование стратегий развития, установление технических требований и правил и осуществление контроля над функционированием энергетической отрасли.

В результате дальнейшей реструктуризации в декабре 2002 года Государственная энергетическая корпорация была реорганизована в две сетевые компании, являющиеся отдельными юридическими лицами и пять крупных независимых генерирующих групп. Эти две сетевые компании: Государственная сетевая корпорация Китая (ГСКК) и Китайская южная энергетическая сетевая компания (КЮЭСК). КЮЭСК владеет и управляет передающими и распределительными сетями в провинциях Гуандун, Гуанси, Гуйчжоу, Юньнань и Хайнань. ГСКК владеет и управляет пятью региональными сетевыми компаниями: Северо-восточной, Северной, Восточной, Центральной и Северо-западной, которые, в свою очередь, владеют и управляют межпровинциальными высоковольтными трансмиссионными линиями и местными распределительными сетями. ГСКК также управляет Тибетской энергетической сетью (Синцзянская автономная региональная сеть).

Пять независимых генерирующих групп владеют и управляют примерно 45% от общей генерирующей мощности, 5% приходится на долю ГСКК и КЮЭСК, и остальные 50% находятся в собственности провинциальных и местных энергетических компаний. НПЭ были выделены из Государственной энергетической корпорации Китая таким образом, чтобы каждая из организованных компаний не контролировала более 20% генерирующих мощностей любого из региональных рынков.

В табл. 6.29 приведены генерирующие мощности, контролируемые пятью крупными независимыми генерирующими группами и другими после реструктуризации отрасли в декабре 2005 года.

Рейтинг китайских независимых производителей электроэнергии поднялся вверх, когда рынок осознал, что было сильно недооценено внутренний спрос на электроэнергию в 10-м пятилетнем плане.

Первоначально созданные как 100% государственные компании, НПЭ посредством дальнейшего выделения из своей структуры дочерних об-

Генерирующая группа	Контролируемая мощность (ГВт)	Собственная мощность (ГВт)
Huaneng Group	38,0	19,4
Datang Group	32,0	21,2
Huadian Group	31,3	21,2
Guodian Group	30,8	20,5
CPI Group	30,2	22,2
Другие	193,8	
ИТОГО	356,6	

шеств с возможным участием частного и иностранного капитала в активах и уставном капитале привлекают инвестиции в развитие электроэнергетики. Это позволило генерирующим компаниям развернуть масштабное строительство новых тепловых и гидроэлектростанций по всей территории Китая. Гидростанции в основном расположены в южных и юго-западных территориях с горным рельефом и высоким гидропотенциалом.

Большая часть новых тепловых электростанций, строящихся НПЭ, расположена в центральных и западных районах КНР. Для того чтобы привлечь компании к строительству или переносу своих производств в эти провинции, где строительные и операционные расходы меньше, центральное правительство и местная администрация предоставляют им льготы (меньшие налоговые ставки и оплата инфраструктуры).

Доля управляющих компаний в дочерних обществах колеблется от 40 до 90%. В 2003 г. более 193 ГВт установленной мощности приходилось на прочие компании, в том числе с участием частного и иностранного капитала.

Электрические сети. Основой сети магистральных линий электропередачи КНР являются линии переменного тока 500 кВ, по которым происходит транзит электроэнергии на межпровинциальном уровне от крупных электростанций, далее передача осуществляется по линиям электропередачи регионального и провинциального уровня напряжением 330 и 220 кВ. На более низком напряжении 110 кВ работает основная распределительная сеть городов и сельских районов. Сбыт электроэнергии осуществляется энергоуправлениями, являющимися дочерними обществами региональных сетевых компаний.

Подобная структура национальной магистральной сети лежит в плоскости разделения энергетики по видам деятельности и должна создать прочную основу для проведения дальнейших реформ по внедрению конкурентного рынка электроэнергии, укрепления стимулов по повышению эффективности использования и дальнейшему развитию сетевой инфраструктуры. В настоящее время участие иностранного капитала в сетях любого класса напряжения не допускается.

Связи между региональными сетевыми компаниями недостаточно развиты. Это выразилось в том, что в 2004 г. межрегиональный объем передачи электроэнергии составил менее 3% от суммарного объема производства электроэнергии в стране.

Стратегия электроэнергетических компаний. Стратегия компаний заключается в развитии гидроэнергетики и строительстве новых тепловых станций в регионах с низкими затратами.

Основные факторы ценообразования на электроэнергию в КНР. Сильный спрос на электроэнергию сохраняется. Дефицит электроэнергии в Китае пока не показывает признаков ослабления. В период с января по май 2005 года потребление, в годовом исчислении, возросло на 6%, а в 16 провинциях были перебои с подачей электроэнергии. За весь год рост составил 13%, что немного ниже показателя 2004 года -14,5%, но выше среднего показателя за последние пять лет -12,5%. Дефицит электроэнергии оценивается в 30 ГВт. В течение 2006-2007 годов рост спроса на электроэнергию выражался двузначными цифрами, хотя напряженность с предложением ослабла в связи с вводом в действие новых мощностей. Процесс внедрения генерирующих мощностей идет невиданными темпами. Как было отмечено выше, в 2007 году введено 100 ГВт мощностей. Ни одна страна мира не добивалась такого темпа.

Введение в действие новых генерирующих мощностей шло со средним общим темпом роста 14 %, который был выше, чем рост потребления - 11,8%. Среднее время использования энергетических мощностей начал сокращаться в национальном масштабе с 2005 года и стабилизировался - в 2008 году, когда спрос и предложение достигли относительного равновесия.

Механизмы образования тарифов. До 1996 года большая часть электроэнергии покупалась у электростанций по расценкам, установленным государственными органами.

Закон об электроэнергии Китая, который вступил в силу в 1996 году, установил основные принципы определения сетевых тарифов в Китае по модели "издержки плюс фиксированная прибыль", предусматривающей компенсацию затрат и разумную прибыль на инвестиции. По этому закону сетевые тарифы были сформулированы таким образом, чтобы обеспечить справедливое возмещение расходов производителя электроэнергии и приемлемую прибыль на инвестированный капитал.

В апреле 2001 года ГКРП ввела механизм образования сетевых тарифов, основанный на сроке эксплуатации электростанций, а также на средних затратах сравнимых электростанций с целью позволить независимым производителям электроэнергии получать приемлемую прибыль за плановую продукцию и более низкую - за сверхплановую. Такие средние затраты принимают во внимание различные факторы:

- затраты на строительство, которые различаются в зависимости от мощности конкретной электростанции;
- эксплуатационные и административные затраты, такие как зарплата и расходы на топливо;

- стоимость ремонта и обслуживания электростанции;
- процент на непогашенную задолженность.

Различные сетевые тарифы применяются по отношению к плановой продукции, сверхплановой продукции и продукции, обусловленной конкурсными торгами. Вообще, независимые производители электроэнергии ежегодно обращаются в региональные бюро по ценообразованию с просьбой об установлении для них сетевых тарифов на плановую и сверхплановую продукцию. Обычно тариф на плановую продукцию конкретных электростанций намного выше, чем на сверхплановую продукцию. Оба эти тарифа утверждаются НКРР.

Что касается тарифов для вновь построенных генерирующих блоков, то здесь независимым производителям электроэнергии приходится ждать от 3 до 24 месяцев, пока государство их утвердит. В ожидании этого решения они могут взимать временные тарифы, которые на 6-15% ниже средних сетевых тарифов для существующих электростанций в этом регионе. НКРР приняла унифицированный сетевой тариф для новых генерирующих блоков, который является средним тарифом для плановой продукции в каждом конкретном регионе. Это снижает риск попыток одобрения индивидуального тарифа.

Для определения планового объема электроэнергии, поставляемой электростанциями для региональной сети, соответствующие правительственные органы провинции должны прогнозировать спрос на электроэнергию и ее производство на основе проектируемого экономического роста. В соответствии с этими оценками каждая электростанция и покупатель электроэнергии должны достичь согласия по объему планируемого производства электроэнергии. Дополнительный объем электроэнергии продается по специальному тарифу. Однако в соответствии с объявленным механизмом сетевого тарифа центральное правительство отменило внеплановый тариф в большинстве провинций.

Цена, по которой генерирующие компании продают электроэнергию сети, известна как тариф отпуска электроэнергии в сеть (on-grid). В июне 2003 года Государственный Совет утвердил план по внедрению стандартизированного и прозрачного механизма продажи электроэнергии в сеть энергетическими компаниями. Прозрачная система тарифов является важнейшим фактором для определения производителями электроэнергии своей прибыли на новые инвестиции. Они также побуждают генерирующие компании работать более эффективно и строить больше электростанций.

В декабре 2004 года НКРР объявила о новой политике увязки цен на энергетический уголь с ценами на электроэнергию, позволяя производителям электроэнергии относить на конечных пользователей до 70% от добавочной стоимости топлива в связи с повышением цен на уголь через повышение тарифов. Первое такое повышение тарифов произошло в мае, после того как НКРР объявила о применении такого механизма.

Природоохранительное регулирование. В июле 2003 года правительство ввело в действие новый закон об охране окружающей среды для

всех электростанций в Китае, который значительно повысил штрафы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в течение трех лет, начиная с июля 2003 года. Теперь размер штрафов основан на действительном количестве всех выбрасываемых вредных веществ, а не превышении какого-либо установленного предела.

В соответствии с Новыми стандартами выбросов, начиная с января 2005 года, средняя концентрация сернистого ангидрида, выбрасываемого всеми тепловыми котлами электростанции, построенной до конца 1996 года, не должна превышать 2100 мг/м³. Для тепловых электростанций, построенных и введенных в строй в период между январем 1997 года и декабрем 2004 года, эта величина не должна превышать 2100 мг/м³ для каждого котла электростанции.

Правительство уделяет большое внимание вопросам охраны окружающей среды и предлагает различные стимулы для того, чтобы производители электроэнергии устанавливали десульфуризационные устройства. Прежде всего, правительство разрешает производителям электроэнергии использовать штрафы за вредные выбросы для установки систем десульфуризации. Кроме того, оно разрешает электростанциям, оборудованным такими системами десульфуризации, взимать более высокие тарифы.

6.8.10. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ИНДИИ **/314-322/**

Население Индии к 2007 году составило около 1,1 млрд. человек, рост ВВП приблизился к 9% в год. Ожидается, что к 2050г. спрос на энергоресурсы страны достигнет 1/3 от общемирового показателя. Для обеспечения экономического роста в 8-10% ежегодно к 2030 году, Индии надо будет увеличить поставки энергии в 5-7 раз, т.е. необходимо повысить генерирующие мощности электроэнергии с 130 до 900 ГВт. Уже сейчас Индия является шестой по величине энергопотребляющей нацией в мире. Поэтому энергетическая независимость является одним из важнейших приоритетов для Индии. Правительством были поставлены задачи по обеспечению энергетической безопасности к 2020 году и энергетической независимости к 2030 году. Рассмотрим основные составляющие ТЭК Индии.

6.8.10.1. Топливно-энергетический комплекс Индии

Угольная промышленность. Индия занимает 10-е место в мире по запасам и 3-е - по добыче угля. По данным Геологической службы Индии, доступные для разработки запасы месторождений каменного угля в стране оцениваются в 253,3 млрд. тонн и Индия среди развивающихся стран уступает лишь Китаю. Подтвержденные запасы - 95,8 млрд. тонн, предполагаемые - 119,8 млрд. тонн и возможные - 37,7 млрд. тонн. Из подтвержденных запасов коксующийся уголь составляет 16,5 млрд. тонн, некоксующийся (энергетический) - 79,3 млрд. тонн.

Структура потребления угля, сложившаяся в последние годы, выглядит следующим образом: энергетика - 77%, цементная промышленность - 4%, металлургия - 3%, другие отрасли - 16%.

Объем добычи угля в Индии в 2006 году вырос по сравнению с 2005 годом на 5,5% и составил 403 млн. тонн. Основным производителем угля является государственная корпорация Coal India Ltd., на долю которой приходится около 86% его добычи в стране. В связи с тем, что потребности в металлургическом коксе удовлетворяются местными производителями не более чем на 10%, страна ежегодно импортирует 11-13 млн. тонн высококачественного коксующегося угля и 2-2,5 млн. тонн кокса, а также до 10 млн. тонн энергетического угля.

С конца 90-х годов в Индии наблюдается замедление темпов роста добычи угля.

Дефицит потребностей индийской экономики в различных видах угля к 2011 г. достигнет 95 млн. т.

Нефтегазовый комплекс. Прогнозные запасы нефти и газа в Индии на 2004 год составили 29-33 млрд. тонн в нефтяном эквиваленте (из них подтверждены 7,9 млрд. тонн), извлекаемые запасы - 1,7 млрд. тонн, в том числе по нефти - 0,7 млрд. тонн, природному газу - 1 млрд. тонн.

Собственная добыча нефти в последние годы находится на максимальном уровне и составляет 33-34 млн. тонн в год при текущих потребностях примерно 120 млн. тонн в год. Таким образом, более 70% потребностей в нефти Индия вынуждена обеспечивать за счет импорта. Например, добыча нефти в Индии в 2005 году составила 37,4 млн. тонн, при потреблении 120,3 млн. тонн, что усиливает зависимость страны от поставок нефти из-за рубежа.

По оценкам экспертов, ежегодные потребности индийской экономики в нефти возрастут к 2012 г. - до 190 млн. тонн, тогда как собственных разведанных запасов при текущем уровне добычи хватит не более чем на 20 лет.

В 2007 году Индия потребляла около 153 млн. тонн нефти. И это количество потребуется удвоить к 2030 г., чтобы обеспечить растущую экономику.

Крайне неблагоприятно влияет на экономику страны рост мировых цен на нефть и нефтепродукты, являющихся крупнейшей статьей индийского импорта (27 - 29 % его стоимости). С 1999 по 2004 г стоимость импорта нефти и нефтепродуктов возросла в 3,2 раза.

Нефтеперерабатывающие мощности Индии составляют 132 млн. тонн нефтепродуктов в год и обеспечиваются 19 НПЗ государственного и частного секторов.

Обеспечение страны нефтью и газом является одной из важнейших проблем страны. Добыча нефти в Индии растет крайне медленно: в 2001 г. она составляла 32,43 млн.т, в 2004 г - 33,04 млн.т.

Собственная добыча природного газа в Индии составляет около 32-33 млрд. м³ в год, тогда как текущий спрос - около 55 млрд. м³. Медленно

растет и добыча природного газа: в 2001 г она составляла 29,48 млрд.м³, в 2004 г - 31,96 млрд. м³. Между тем, потребность в нефти и газе постоянно растет. В 2020 г. потребность в нефти составит до 245 млн.тонн, в газе - до 115 млрд. м³.

Эксперты прогнозируют, что при текущем уровне добычи разведанных запасов природного газа хватит на 25-28 лет.

Более 80% реализуемого в стране газа используется в качестве топлива на электростанциях, для производства удобрений и только 20% - для производства сжиженного и сжатого газов, используемых в бытовых целях, как автомобильное топливо и сырье для нефтехимической промышленности.

Спрос на сжиженный газ - сжиженного пропана и бутана, вырабатываемого из нефти и природного газа постоянно растет и к 2007 г. достиг 12 млн. т в год. Индия ежегодно импортирует сжиженный газ в размере до 5 млн. тонн и намерена довести эту цифру до 20 млн. тонн, начиная с 2010 года.

Атомная энергетика. Индия одной из первых среди развивающихся стран приступила к практическому применению ядерной энергии в мирных целях. В области атомной технологии был создан полный цикл, включающий разведку, добычу, очистку и переработку ядерных материалов, производство топливных элементов для реакторов.

К 2007 году в стране в эксплуатации находились 22 атомных энергоблока, суммарная мощность которых составляет 4120 МВт. Производство практически всех необходимых материалов, компонентов и оборудования осуществляется национальной промышленностью.

В 2005 году Правительством Индии одобрен план строительства 4 реакторов мощностью по 1000 МВт и по 2 энергоблока мощностью по 700 МВт.

Индийские эксперты считают, что запасы урана, имеющиеся в стране, составляют лишь 0,8% от мировых и этого будет недостаточно для обеспечения нормальной работы ядерных реакторов, которые строятся сегодня и будут построены в ближайшем будущем в различных штатах Индии.

С другой стороны, Индия располагает 290 тысячами тонн тория - 32% его мировых запасов. Долгосрочная программа развития индийской атомной энергетики предполагает строительство в стране реакторов на быстрых нейтронах, которые способны использовать торий в качестве топлива. (**Торий** - природный слабо-радиоактивный металл, встречается в скалах и грунте, и его содержание примерно в три раза превышает содержание урана).

Эксперты считают, что Индии нужно вывести свой парк энергогенерирующих мощностей до уровня примерно 900 ГВт - то есть увеличить его десятикратно, если страна намерена достичь умеренно-высоких темпов экономического развития. Даже при условии использования всех имеющихся мощностей в Индии, запасов углеводородов, гидроэнергии

и альтернативных энергетических ресурсов столь большой парк в перспективе не может быть создан без привлечения атомной энергии. Поэтому планируется увеличить суммарную установленную мощность атомных энергоблоков к 2030 году до 50 ГВт.

Возобновляемые источники энергии. На альтернативные источники в настоящее время приходится лишь 8 % генерирующих мощностей страны.

Рынок возобновляемой энергии в Индии растет со скоростью 15% в год. Индия занимает 5-ое место в мире по объему электроэнергии, генерируемой возобновляемыми источниками (4-ое место в мире на рынке ветряной энергетики), установленные мощности которых к 2007 году составили 10 ГВт - 8% от общей.

В Индии основной акцент делают именно на развитии альтернативной энергетики. Планы по развитию ВИЭ Индии до 2030 года впечатляющие, согласно которой предполагается довести их мощности до 199 ГВт, в том числе:

- гидроэнергетический - до 80 ГВт;
- солнечной энергетики - 55 ГВт;
- ветровой энергетики и переработки биомассы - 64 ГВт.

Специалисты считают, что развитие альтернативной энергетики будет идти в Индии бурными темпами.

В 2007 году Индия добавила 2 ГВт мощности от возобновляемых источников, в основном от ветра. На большей части территории страны скорость ветра составляет 12-13 м/с, а среднегодовая скорость ветра 6-7 м/с.

В 2007 году правительство Индии утвердило план развития ветряной энергетики до 2012 года, согласно которой за этот период в стране будет построено десять новых ветряных электростанций мощностью 5000 МВт.

Правительство Индии предоставит различные льготы коммерческим ветряным электростанциям, включая 10-летние налоговые льготы, отмену импортных пошлин на некоторое оборудование и т. д.

Развитие ветроэнергетики в Индии сдерживается неразвитостью электрических сетей - ограничение идет по пропускной способности линий электропередач.

Солнечная энергетика занимает незначительное место в стране, что связано с дороговизной технологии. Однако, в Индии сейчас производятся фотоэлектрические элементы, мощностью около 65 МВт и государством планируется в дальнейшем развивать это направление.

Правительство Индии приняло решение запустить Программу "Национальная миссия, касающаяся Солнечной энергии". В соответствии с этой Программой мощность фотовольтаических электростанций планируется довести до 2,125 МВт.

В Индии также развито производство биоэтанола (4-й по величине производитель в мире). Промышленность биодизеля еще в начальном этапе.

Индия также имеет значительный потенциал геотермальной энергии - согласно оценкам - 10 ГВт, однако, он практически не разработан.

6.8.10.2. Реформирование энергетики Индии

Широкомасштабные экономические реформы проводятся достаточно поэтапно, процесс перехода к рыночной экономике не форсируется /314-322/. Характер индийской экономической реформы - постепенность ее проведения и уменьшения протекционизма, сохранение базовых структур государственного сектора и государственного регулирования экономики.

Основными направлениями этих реформ являются:

- постепенное ослабление доминирующей роли госсектора в ряде отраслей промышленности;

- либерализация экспортно-импортного регулирования при сохранении жестких барьеров в импорте продукции, составляющей конкуренцию местным производителям;

- изменения в законодательстве страны, способствующие более широкому привлечению иностранного капитала и увеличению частных инвестиций.

Такой подход к процессу реформирования позволил индийской экономике перенести экономический кризис конца 90-х годов со значительно меньшими потерями по сравнению с соседями по региону.

Справка. Необходимо отметить, что существенные межгосударственные различия обнаруживаются для показателя потребления электроэнергии на душу населения. Так, в 2001 г, в среднем в мире он составил 2342 кВт.ч/чел. Самого большого значения этот показатель достиг в Норвегии (23332 кВтч/чел.). Средняя величина для группы промышленно развитых стран равна примерно 8000 кВтч/чел. В развивающихся странах усредненный показатель равен 850 кВтч/чел., причём в беднейших странах он снижается до 100 кВтч/чел. Для первой пятёрки мировых электропроизводителей данный показатель демонстрирует значительные колебания: США - 12596, Япония - 7436, Россия - 6186, Китай - 1298, Индия - 494 кВт.ч/чел (в 2005 г. - 606 кВт.ч).

Политика в отношении государственных предприятий будет состоять не в их приватизации (все прибыльные предприятия, как правило, останутся в государственном секторе), а в повышении их эффективности и адаптации к рыночной среде. Расширение частного сектора в экономике будет происходить, главным образом, путем стимулирования новых частных капиталовложений (прежде всего производственных) в реальном секторе экономики. Расширение свободы рыночных сил будет сочетаться с активной ролью государства в решении важнейших проблем социально-экономического развития. Годы реформы характеризуются положительной динамикой экономического роста. Если среднегодовой темп прироста ВВП в дореформенное десятилетие (1981 -1991 гг.) составлял 5,6%, то в последующие 10 лет он увеличился в среднем до 5,8 %, а в 2006 г - до 6,3%.

Важной задачей правительства является повышение капиталовложений в экономику. Оно намерено существенно увеличить государственные капиталовложения в развитие инфраструктуры с одновременным привлечением частных инвестиций в эту сферу, прежде всего в сферу энергетики. Одновременно государство намерено создавать благоприятный климат для частных инвестиций, включая иностранные.

Поэтому одним из главных направлений стратегии правительства является проведение политики, направленной на повышение эффективности как государственного, так и частного секторов энергетики, более полное использование существующих резервов мощностей и их модернизация.

Постепенное уменьшение доли государства в ряде отраслей промышленности проводится путем полной или частичной приватизации госпредприятий с целью повышения эффективности их деятельности и получения в бюджет дополнительных финансовых средств.

Предприятия государственного сектора занимают ведущие позиции в таких ключевых отраслях экономики, как энергетика, нефтегазодобыча и переработка, угольная и горнодобывающая промышленность и др.

Наряду с заметными достижениями экономики Индии, ее открытостью для инвестиций и технологий, необходимо отметить следующее:

- экономика страны зависит от импорта нефти и нефтепродуктов (более 70% потребностей удовлетворяется за счет импорта);

- весьма ограничены разведанные запасы коксующегося угля, низкое качество энергетических углей, дефицит электроэнергии в стране (7-11%) и хронические перебои с поставкой электроэнергии в крупнейшие промышленные центры.

Правительство Индии продолжает реформы по либерализации нефтегазового комплекса с целью создания благоприятных условий для развития отрасли и притока инвестиций. Отменен механизм госрегулирования цен на нефтепродукты. Государственные и частные нефтяные компании получили возможность самостоятельно осуществлять политику в области переработки и сбыта нефтепродуктов.

Для привлечения необходимых инвестиций, в том числе иностранных, в освоение ресурсной базы углеводородного сырья Индия в 1999 г. разработала и ввела в действие новую политику лицензирования поисково-разведочных работ (New Exploration & Licensing Policy - NELP), которая регулирует большинство поисково-разведочных работ в стране, а также все объявляемые правительством тендеры на получение лицензионных участков для разработки.

Вложенные средства уже дают положительный результат. Так, в 2000-2005 гг. в Индии было открыто 57 новых месторождений нефти и природного газа. Вместе с тем разведано не более 18% территории продуктивных бассейнов. При этом основной упор в дальнейшем бу-

дет сделан на разведочно-поисковых работах в прибрежных водах и на глубоководном шельфе.

Инвестиции в возобновляемые источники энергии поступают в основном из внутреннего рынка: со стороны отечественных банков, частных инвесторов и государства.

Правительство Индии реализовывает краткосрочные и долгосрочные программы развития электроэнергетики, а также программы по созданию единой энергетической системы, развитию гидроэнергетики, атомной, ветровой, солнечной энергетики и др. Основной целью этих программ является ликвидация дефицита электроэнергии, составивший, в частности, в 2006 году в среднем 7%, а в пиковые периоды - 11% и обеспечение электроэнергией постоянно растущих потребностей экономики.

Индия занимает 6-е место в мире по производству электроэнергии (3,6% мирового производства). Производство электроэнергии в 2007 году превысило 610 млрд. кВт.ч, с установленной мощностью электростанций 135 ГВт. Ожидается, что производство электроэнергии достигнет к 2012 г. - 950 млрд. кВт.ч, а к 2032 г. - 3 трлн. кВт.ч.

Государству принадлежит 89% установленных энерго мощностей (33% - корпорациям центрального правительства и 56% - энергетическим советам штатов и союзных территорий, а частным производителям - 11%.

В 2005 г. Правительство Индии одобрило Национальную электроэнергетическую политику (National Electricity Policy), которая ставит задачу обеспечить доступ к источникам электроэнергии для всех домохозяйств Индии.

Предусматривается, что к 2012 г.:

- производство электроэнергии полностью удовлетворит спрос и составит не менее 1 тыс. кВт.ч на душу населения;
- надежность и качество поставляемой электроэнергии будут соответствовать международным стандартам;
- тарифы на электроэнергию будут приемлемы для потребителей;
- будет обеспечена защита интересов потребителей электроэнергии.

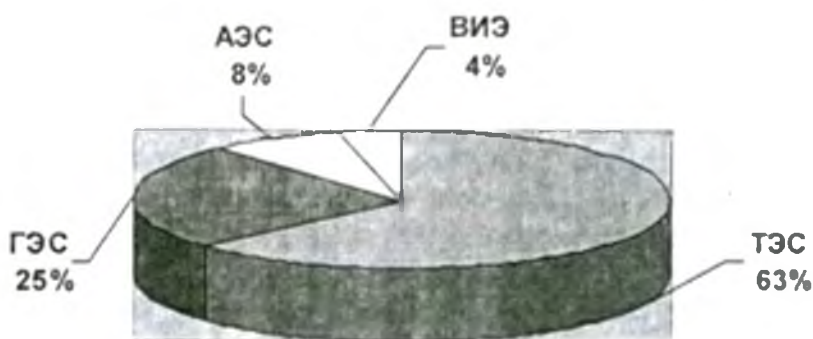


Рис.6.17. Структура выработки электроэнергии в Индии.
Установленная мощность электростанций 135 ГВт, 2007 год /319/.

Электрические сети страны имеют хорошо развитые сети линий электропередач напряжением 220 кВ и постепенно осваиваются ЛЭП напряжением 400 кВ. Правительством был одобрен Проект единой национальной энергетической системы, которая создастся путем дальнейшего развития региональных систем и их постепенного объединения. Это – одна из важнейших составляющих процесса производственно-энергетической интеграции на уровнях "крупные энергетические источники –

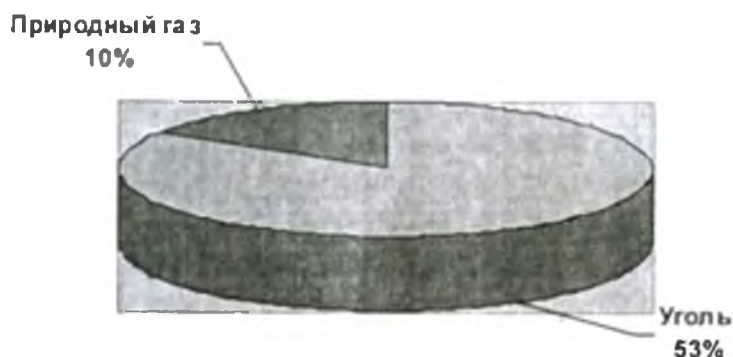


Рис.6.18. Структура выработки электроэнергии на ТЭС Индии (2007 год), /319/.

штаты – макро-регионы – государство в целом”, что содействует оптимизации использования имеющихся ресурсов страны.

По оценкам экспертов, ее гидроэнергетический потенциал Индии составляет примерно 150 ГВт, из которых только 23% задействовано.

Мощность гидроэлектростанции в стране к 2007 году составил 33,9 ГВт, из которых только около 5% (1,7 ГВт) состоит из малых станций. К 2020 году Индия рассчитывает увеличить гидрогенерацию на 50 ГВт.

Годовой экономический рост Индии составляет 6 – 8%, в то время как рост производства тепловой и электрической энергии не превышает 4% в год. Энергокризис, по имеющимся оценкам, начался в Индии еще четыре года тому назад и правительство было вынуждено ввести ежедневные 4-часовые принудительные отключения потребителей в часы пиковых нагрузок. В настоящее время потребности в электроэнергии на 14% превосходят ее поставки. При этом следует учитывать то обстоятельство, что в сельской местности, где проживают две трети населения, потребляется только 13% вырабатываемой в стране электроэнергии. Свыше половины населения страны вообще не имеют доступ к электричеству. Поэтому планируется до 2012 года ввести в строй 100 ГВт мощностей, чтобы решить задачу обеспечения электроэнергией всех потребителей страны.

К 2012 году все крупные потребители электроэнергии должны иметь доступ к поставщикам электроэнергии и, более того, фирмы должны иметь возможность покупать электричество на свободном конкурент-

ном рынке. К тому же электроэнергией должны быть обеспечены все домашние хозяйства страны. При этом Индия планирует, что до 60% всей индийской потребности в электроэнергии будет в перспективе покрываться за счет ТЭС, работающих на угле. Это связано с наличием больших запасов угля.

Как отмечалось выше, в 2007 году электростанции Индии имели суммарную установленную мощность в 135 ГВт. На ТЭС приходится 86 ГВт и они покрывают основную долю (63 %) электропотребления. Установленная мощность ТЭС, использующих уголь, составляет 72 ГВт (53 %), природный газ - 14 ГВт (10%). Установленная мощность ГЭС составила 34 ГВт (25 %). Они являются вторым по величине поставщиком электроэнергии. Установленные мощности ВИЭ и АЭС составили соответственно 10 ГВт (8 %) и 4 ГВт (4 %). Структура выработки электроэнергии приведены на рис.6.17 и 6.18.

Строящиеся ТЭС на угле должны работать с использованием новых технологий сжигания угля, чтобы уменьшить эмиссию CO₂. А из уже действующих угольных электростанций каждая пятая до 2012 года должна быть модернизирована, чтобы снизить выбросы двуокиси углерода.

К 2012 году ожидается резкое увеличение установленных мощностей электростанций Индии и поэтому идет целенаправленная работа по строительству и реконструкции линий электропередач - кольцевых и линейных.

По оценкам специалистов инвестиции существенно увеличатся - на развитие вырабатывающих мощностей, сетей передачи и распределения электроэнергии и электрификации сельских районов. Кроме того, имеются проекты ремонта и модификации существующих мощностей и сетей, а также телекоммуникационных систем.

Магистральные сетевые компании имеют разную структуру акционерного капитала. Некоторыми магистральными компаниями полностью владеют частные лица. У других контрольный пакет принадлежит государству. К последним относятся индийская Power Grid Corporation.

Диспетчеризация и продажа электроэнергии конечным потребителям являются лицензированным видом деятельности, которая в региональном уровне осуществляется на основе скоординированной многосторонней модели по источникам получения энергии. Как фиксированные тарифы на электроэнергию, так и свободные тарифы привязаны к графику нагрузки. Энергетические комиссии штатов самостоятельно устанавливают тарифы на электроэнергию, производимую из возобновляемых источников энергии. Например, в 2006 году был установлен тариф на электричество, произведённое ветряными электростанциями, в размере примерно 2,19 цент/кВт.ч. Максимальное расхождение в уровне цен регулируется государственной комиссией и разница между ценами незначительная.

6. 8.11. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ИРАНА /305-313/

Географическое положение и особенности территории ставят Иран в особое положение среди других стран и делают его региональным центром распределения не только электроэнергии, но и значительных запасов энергоносителей. В настоящее время Иран обменивается электроэнергией со многими странами региона.

Планы по масштабной приватизации экономики были объявлены правительством Ирана в 1988 году. В 2004 году правительство разрешило приватизировать до 80 % экономики. Тем не менее, все еще в 2007 году до 70 % промышленного производства находилось в руках государства. В государственной собственности остаются главным образом предприятия тяжёлой промышленности – энергетика, нефтехимия, чёрная и цветная металлургия, машиностроение.

Основным природным богатством Ирана является углеводородное сырьё – нефть и природный газ. Богат Иран также запасами угля.

Основные статьи экспорта: сырая нефть и нефтепродукты, руды металлов и др. Нефтяная (включая добычу и первичную переработку нефти и газа), обрабатывающая (включая нефтехимию) и горнодобывающая отрасли промышленности Ирана обеспечивают 30% ВВП (2001 г.).

Рассмотрим современное состояние ТЭК Ирана.

6. 8.11.1 Топливо-энергетический комплекс Ирана

Нефть. Иран входит в число пяти ведущих "нефтяных" держав мира, занимая по запасам нефти третье место, доказанные запасы нефти страны по состоянию на 2007 г. составляют 19 млрд. тонн.

Практически весь нефтяной сектор экономики Ирана полностью контролируется государственной Национальной нефтяной компанией. Организационно разведка, добыча и переработка нефти осуществляются через дочерние компании, в некоторые из которых разрешён доступ частного капитала, в том числе иностранного.

В Иране разведан и отрабатывается только верхний, мелкайнзойский этаж нефтеносности. Глубинные горизонты практически не исследованы и могут содержать крупные скопления углеводородов. Имеющиеся запасы при современном уровне добычи обеспечат страну нефтью на 95 лет.

Коэффициент извлечения нефти в Иране очень низкий: в среднем менее 30% и правительством поставлена задача к 2010 – 2012 годам довести коэффициент нефтеотдачи в среднем по стране по крайней мере до 35%.

Иранские нефти подразделяются на лёгкие (более качественные и малосернистые) и тяжёлые (средне- и высокосернистые). К первой группе относится нефть с плотностью 0,804-0,865 г/см³, ко второй с плотностью 0,910-0,876 г/см³. Встречаются и сверхтяжёлые нефти – с плотностью 0,928 – 0,940 г/см³.

Добыча нефти в Иране после 1996 года находилась на уровне около 180 млн. тонн в год, однако, начиная с 2005 года превысила 200 млн. тонн в год и, по прогнозам, сохранится на этом уровне по меньшей мере до 2010 года.

Потребление нефтепродуктов в Иране неуклонно растёт: в 2006 году оно достигло 78,93 млн. тонн, что составило 125% к уровню 2002 года.

В начале 2000-х годов национальных нефтеперерабатывающих мощностей стало не хватать для обеспечения экономики и Иран стал закупать бензин за границей. К 2007 году этот показатель достиг 40 % от всего потребляемого в стране.

Нефтеперерабатывающая промышленность Ирана обеспечивается 9 заводами с суммарной мощностью 78,3 млн тонн (2006 г.) и по уровню развития уступает нефтедобывающей. Все нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) принадлежат Национальной иранской нефтяной компании. Иран планирует к 2010 году увеличить ежегодное производство нефтепродуктов до 56 млн. тонн.

Иран ведёт строительство 7 новых НПЗ (2006). Иранские НПЗ традиционно производят много топочного мазута и средних дистиллятов (главным образом, дизельного топлива).

После перестройки и расширения НПЗ общий прирост перерабатывающих мощностей к 2012 году составит более 49 млн. тонн в год, причём новые установки будут производить автомобильный бензин высшего европейского качества.

Основная часть иранской нефти предназначена на экспорт. В последнее десятилетие объём нефтеэкспорта находится на уровне, в среднем близком к 120 млн тонн в год. По отношению к общему количеству добытой нефти доля экспорта постоянно снижается: в 1996 г. -72,4%, в 2000 г. -68,1%. В 2006 году вывезено 118,96 млн. тонн нефти, что составило 56,7% национальной добычи.

За последние годы существенно изменилась география иранского экспорта нефти и в 2006 году вырос, соответственно, в Японию с 25,3% до 28,8%, в Китай и Индию до 13,4%, в Италию с 9% до 12,3%, в Францию с 3,6 до 8,6% и др.

Состав экспортируемой нефти: 56% составляет тяжёлая нефть (плотность торговой смеси 0,871 г/см³, содержание серы 1,7%), 35% - лёгкая (плотность торговой смеси 0,852 г/см³, содержание серы 1,4%), остальное приходится на упомянутую тяжёлую нефть.

Согласно иранской конституции, запрещается продажа иностранным компаниям акций национальных нефтедобывающих предприятий или предоставление им концессий на добычу нефти.

Природный газ. Будущее Ирана в XXI веке связано с природным газом, так как в настоящее время в мировой системе энергообеспечения наблюдается устойчивая тенденция роста спроса на газ.

Иран обладает 16% мирового запасов природного газа, составляющий 27,6 трлн. м³ и страна занимает второе (после России) место в мире.

К 2010 году планируется довести добычу газа в Иране до 290 млрд. м³ в год. В это же время должен начаться полномасштабный экспорт газа.

Добыча газа в 2006 году составила 127 млрд. м³ (всего 4% мировой добычи). Почти весь добываемый газ потребляется в стране и экспортируется очень небольшое его количество.

Значительная часть газа, извлекаемого из недр, закачивается в нефтяные месторождения. В настоящее время в Иране повторно закачивается в пласт около 30 млрд. м³ добываемого газа (свободного и попутного) для повышения производительности нефтяных скважин. В процессе переработки теряется в год около 22 млрд. м³ природного газа, в том числе в факелах сжигается или выпускается в атмосферу около 12,6 млрд. м³ газа в год.

С 1990 по 2008 гг. товарная добыча газа в Иране увеличилась в 4,8 раза - выросла и её доля в валовой добыче (с 45% до 73%), что стало следствием, главным образом, сокращения нерациональных потерь.

Темпы освоения громадного газового потенциала страны могли бы быть гораздо значительнее. Однако получение необходимых для этого иностранных инвестиций и технологий серьёзно затрудняют реализации этого потенциала.

Газоперерабатывающие мощности страны рассчитаны на переработку более 80 млрд. м³. В настоящее время планируется построить несколько газоперерабатывающих заводов.

По объёмам потребления природного газа Иран находится на третьем месте в мире (после США и России). Потребление газа внутри страны постоянно растёт и в 2006 году, оно составило около 105 млрд. м³. Предполагается, что в ближайшее десятилетие этот рост продолжится и будет расти на уровне примерно 7% в год. Большое значение придаётся переводу объектов энергетики, промышленных предприятий и транспортных средств на использование газового топлива. Сегодня на газ приходится половина всего энергетического баланса страны. Цены на природный газ контролируются государством и находятся на очень низком уровне (не выше 10 долл. за 1000 м³). На сегодняшний день Иран фактически не является экспортёром газа.

В Иране рассматриваются два принципиально различных направления использования добываемого газа: одно из них предполагает экспортировать газ, для чего необходимо найти рынки сбыта, другое - использовать добываемый газ в основном на нужды нефтедобывающей отрасли страны, чтобы поддержать на должном уровне добычу и экспорт нефти.

Противники идеи наращивания экспорта газа подсчитали, что на сегодняшний день тридцать иранских нефтяных месторождений нуждаются в закачивании в пласт в общей сложности 125-145 млрд. м³ газа в год (это в 4-4,8 раза выше фактического уровня закачивания). К 2020 году, чтобы предотвратить масштабное снижение добычи нефти, потребуется закачка до 205 млрд. м³ газа в год. В этом случае рассчитывать на возможность существенного экспорта газа Ирану не приходится.

Однако в стране есть и защитники идеи наращивания экспорта. По расчётам компании National Iranian Gas Export Company (NIGEC), к 2010 году страна сможет экспортировать до 20 млрд. м³ газа, а к 2020 году - до 60-80 млрд. м³.

В соответствии со статьями Конституции Ирана в энергетическом секторе иностранцы не могут владеть собственностью в какой бы то ни было форме, исключается также и возможность долевого раздела продукции. Только с 1995 году зарубежным фирмам предоставлено право заключать сервисные контракты, получившие название "бай-бэк" ("buy-back"), при которых контрактор финансирует все работы по освоению месторождения или проведению разведки в обмен на определённую компенсацию. Эта компенсация, как правило, покрывает начальные капиталовложения (плюс банковский процент) и обеспечивает прибыль в течение нескольких лет после получения первой продукции или завершения проекта. Эта контрактная система не удовлетворяет ни одну из сторон. Тем не менее, и на этих условиях иностранные компании достаточно активно работают в нефтегазовом секторе Ирана.

Уран. Иранские источники сообщают о значительных запасах и ресурсах урана. По оценке МАГАТЭ, ресурсы урана разных категорий в стране составляют 5700 тонн. По последним данным на 2008 год суммарные ресурсы урана по сравнению с 2005 годом увеличились на 1750 тонн. По данным МАГАТЭ добыча урана в Иране за период с 2004 по 2007 гг. была очень незначительной и составила всего 25 тонн, из них 20 тонн получено в 2007 году.

К 2010 году Иран планирует довести мощности добывающих предприятий до 70 тонн, а к 2015 году - до 100 тонн урана в год.

Осуществлять ядерную программу Иран начал в 1974 году. В первую очередь это касалось развития ядерной электроэнергетики. По планам правительства установленные мощности атомных электростанций страны к 2010 году должны составлять 950 МВт, а к 2020 году - 6000 МВт.

В настоящее время с помощью России ведётся строительство первого реактора мощностью 1000 МВт на АЭС Бушере. Реактор будет работать на российском топливе.

Строится исследовательский реактор мощностью 40 МВт. Основное его назначение - производство радиоизотопов для нужд промышленности и медицины и проведения научных исследований.

Иранские специалисты основной целью считают обеспечение ядерным топливом части строящихся АЭС и поддержание независимости иранского ядерного энергетического сектора от зарубежных поставок.

Уголь. Предварительно оцененные запасы угля в Иране - 578 млн. тонн, а разведанные составляют 484 млн. тонн. Угольные месторождения Ирана сконцентрированы в нескольких угленосных районах на юге страны. Разрозненные угольные месторождения отмечаются и во многих местах на западе и северо-западе страны.

Качество углей меняется в широких пределах. Влажность колеблется от 0,14 до 1,5%, зольность - от 2 до 50%, содержание серы - от 0,1 до 7,44%. Теплота сгорания углей составляет 8000-8800 ккал/кг. Запасы коксующихся углей составляют около 270 млн. тонн.

Марочный состав углей, добываемый в Иране, относится к углям средnezольным 11,6-20,5%, содержание в них серы - 1 - 1,7%, теплота сгорания - 8455 - 8722 ккал/кг.

Основная часть добываемых углей используется на Исфаханском металлургическом заводе. Согласно плану правительства Ирана в перспективе предусматривается строительство угольных ТЭС.

6. 8.11.2. Состояние и перспективы развития электроэнергетики Ирана

Иран уделяет большое внимание развитию электроэнергетического сектора экономики страны, который в последнее время в связи с ростом потребления электроэнергии становится одной из важнейших отраслей промышленности.

Несмотря на свои колоссальные запасы углеводородов, Иран испытывает дефицит электроэнергии. Разработанная в этой связи национальная программа подразумевает введение в строй мощностей, позволяющих увеличить установленную мощность электростанций страны к 2012 году до 53 ГВт.

Управление энергоснабжением Ирана осуществляется диспетчерским центром объединенной энергетической системы страны. В 2006 году в структуре потребления электроэнергии преобладал коммунальный сектор - 35%, далее следует промышленность - 34%, государственные и коммерческие структуры - 23%, сельское хозяйство - 8%.

Потребности Ирана в электроэнергии растут от 6 до 8% в год. Такими же темпами растут установленные мощности и выработка электроэнергии, что позволяет обеспечивать достаточный уровень электрификации, как в городских, так и в сельских районах страны. В отдельных районах в пиковые периоды ощущается нехватка генерирующих мощностей и пропускной способности электрической сети.

Одной из важнейших особенностей надежной работы энергосистемы страны является перераспределение нагрузок в пиковый период. В 2003 году Иран подключился к энергосистемам Туркмении, Азербайджана, Турции, Пакистана.

Производство электроэнергии в 2002 г. превысило 125 млрд. кВт.ч (рис. 6.19, 6.20); её вырабатывают в основном электростанции, работающие на мазуте (18%) и природном газе (75%). Ежегодно электростанции расходуют более 44 млрд. м³ природного газа. (Для сравнения - в 1997 году природного газа в качестве топлива для электростанций использовалось вдвое меньше и его доля в потребляемом топливе составляла 70%).

Только в 2004 году в Иране введены в эксплуатацию электроэнергетические установки суммарной мощностью 7,7 ГВт, соответственно, на ТЭС - 3,7 ГВт и на ГЭС - 4 ГВт, что позволило довести установленную мощность всех электростанций в стране до 30,6 ГВт.

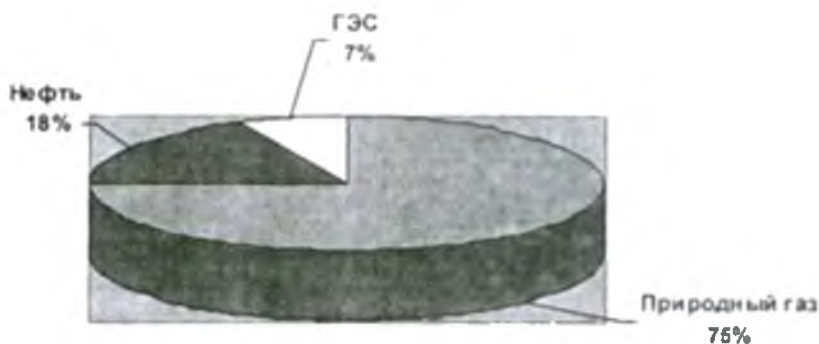


Рис. 6.19. Структура выработки электроэнергии в Иране (2006 год).
 Установленная мощность 31 ГВт, выработка 135 млрд. кВт.ч /313/.

К 2006 году объем потребления электроэнергии достиг 120 млрд. кВт.ч, а объем производства - 150 млрд. кВт.ч. Резерв мощностей производства электроэнергии планируется увеличить на 20%.

С 1978 по 2008 годы установленные мощности электростанций Ирана выросли с 7,7 ГВт до 51 ГВт, а протяженность линий электропередачи за указанный период выросла на 920%. При этом мощность тепловых электростанций составляет 44 ГВт, а гидроэлектростанций - 7 ГВт.

Постоянный демографический рост привел и к стабильному ежегодному росту потребности в энергии. К 2010 планируется довести установленную мощность электростанций Ирана до 53 ГВт. По оценке национального управления атомной энергетики к 2030 году выработка электроэнергии на АЭС достигнет 20 млрд. кВт.ч.

К 2013 году планируется построить 8 ТЭС суммарной мощностью 4 ГВт, что позволит увеличить производство электроэнергии в целом по стране на 13-14%.

Иран планирует довести к 2010 году общую установленную мощность гидроэлектростанций до 10 ГВт, а к 2021 году до 25 ГВт или 25% мощности всех видов электростанций.

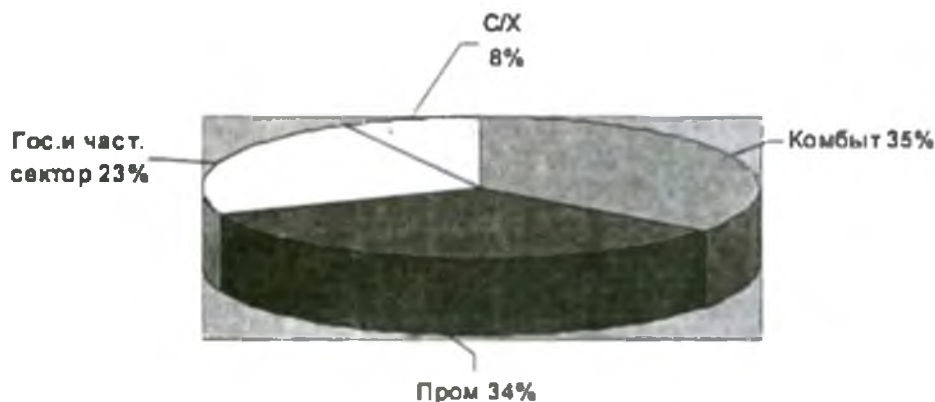


Рис. 6.20. Структура потребления электроэнергии в Иране (2006 год).
 Суммарное потребление электроэнергии 120 млрд. кВт.ч /313/.

Суммарные потери электроэнергии в передающей и распределительной сетях Ирана находятся на уровне 20%, что примерно в 2 раза выше общепринятых мировых стандартов.

Разнообразные климатические условия и географические особенности Ирана позволяют активно использовать для производства электроэнергии альтернативные виды энергии, такие как солнечная энергия, сила ветра, геотермальная энергия, гидроресурсы.

В конце 2003 года был введен в эксплуатацию завод по производству ветряных турбин, на котором изготовлены 143 турбин суммарной мощностью 90 МВт. В 2004 году в стране начали работать ветровые и геотермальные электростанции. В 2009 году планируется начать использовать солнечную энергию. К 2010 году установленная мощность ветряных электростанций достигнет не менее 100 МВт. (в 2003 году - 12 МВт).

В Иране к 2008 году имелась одна ТЭС, работающая на угле, с проектной мощностью 5 ГВт и в настоящее время ведутся исследования с целью строительства новых угольных ТЭС.

К 2030 году установленные энергетические мощности в Иране предполагается увеличить до 96 ГВт. Рост энергетических мощностей будет осуществляться преимущественно путем сооружения новых ТЭС, работающих на природном газе и угле. Предполагается также расширить строительство ТЭС с комбинированным циклом.

При сооружении энергетических объектов в Иране основное внимание уделяется расширению использования оборудования местного производства. Более 95% оборудования для линий электропередачи и более 70% оборудования для электроэнергетической отрасли производятся на отечественных предприятиях и созданы условия для экспорта товаров, оборудования и инженерно-технических услуг в области электроэнергетики.

В текущем десятилетии при содействии компаний "Siemens" и "ABB" созданы предприятия по выпуску трансформаторов и прерывателей. Компания "Siemens", австрийская "Elin Union" и предприятия КНР осуществляют сооружение в Иране мощностей по выпуску турбин и генераторов для ГЭС, а испанское отделение "Foster Wheeler" - котлов для ТЭС. В результате для энергетических объектов Иран сейчас импортирует лишь турбины и оборудование, изготавливаемые с использованием специальных материалов.

В 2008 году введена в эксплуатацию ТЭС смешанного цикла с проектной мощностью 1 366 МВт, спроектированная и построенная иранскими специалистами. Эта электростанция состоит из шести газотурбинных энергоблоков общей мощностью 886 МВт и трех паротурбинных энергоблоков общей мощностью 480 МВт. После ввода в эксплуатацию всех трех паротурбинных энергоблоков КПД электростанции повысился до 50%. Силовая часть оборудования электростанции была изготовлена на иранских предприятиях.

В Иране создан синдикат электроэнергетической промышленности страны, объединяющий 300 компаний, реализующие различные электроэнергетические проекты как в стране, так и за рубежом.

Приоритетами для энергетики Ирана являются проведение приватизации, использование потенциала частного и неправительственного сектора, а также создание условий для привлечения внутренних и внешних инвестиций в электроэнергетическую отрасль.

В целях динамичного развития электроэнергетики страны Ирану необходимо решить ряд проблем, связанных с заменой устаревших технологий, притоком инвестиций в отрасль, а также привести в соответствие тарифы на реализацию электроэнергии затратам на ее производство. Затраты национальной государственной электроэнергетической компании на выработку 1 кВт.ч электроэнергии сейчас составляют 170 риал (1,7 цент/кВт.ч), а для потребителей тариф равняется лишь 35 риал (0,28 цент/кВт.ч). В текущем десятилетии предполагается ежегодно повышать потребительские тарифы на 20%, однако, по мнению специалистов, успешное развитие национальной энергетики требует перехода на поставки электроэнергии по рыночным ценам.

6.8.12. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЯПОНИИ

/337,361-365/

6.8.12.1. Топливо-энергетический комплекс Японии

Основные показатели топливно-энергетического комплекса Японии /337/ приведены в табл.6.21.

Запасы нефти. Запасы нефти страны незначительны и сосредоточены в месторождениях Ивафуне-Оки, Хигаши-Ниигата, Минами-Нагаока.

Добыча нефти. По данным Petroleum Association of Japan, в 2004 году добыча нефти на территории Японии составила 716 тыс. тонн. Около 29 млн. тонн нефти в год добывается японскими нефтяными компаниями в зарубежных проектах.

Потребление и импорт нефти. Япония - третья в мире страна, после США и Китая, по потреблению нефти и вторая (после США) - по объемам импорта нефтяного сырья. Основными поставщиками нефти в Японию являются ОАЭ и Саудовская Аравия.

Доля нефти в общем объеме потребления первичных энергоносителей 49,6%. Переработка нефти осуществляется на 30 НПЗ общей мощностью 225 млн. тонн в год, принадлежащих 16 компаниям.

Запасы газа. Доказанные запасы природного газа Японии невелики и оцениваются примерно в 40 млрд. кубометров при возможном увеличении за счет континентального шельфа. Запасы природного газа находятся в префектурах Ниигата, Чiba и Фукусима.

Добыча газа. Собственная добыча находится в последние годы на минимальном уровне - 2-3 млрд. кубометров и обеспечивает потребности в газе лишь на 3%.

Потребление и импорт газа. Япония занимает шестое место в мире и первое среди стран Азии по потреблению природного газа. В последнее десятилетие его потребление возросло на 70% и увеличивается на 3-4% в

Годы	2001	2002	2003	2004	2005
Мероприятие					
Нефть, млн. тонн					
Потребление	Н.д	243,6	248,9	241,4	244,2
Импорт	Н.д	194,0	200,1	206,5	210,7
Природный газ, млрд.м³					
Добыча	2,5	2,6	2,8	2,0	Н.д
Потребление	79,0	71,9	76,5	78,1	Н.д
Импорт	77,7	70,5	76,2	76,9	Н.д
Уголь, млн.тонн					
Добыча	3,2	1,4	1,3	1,3	1,1
Потребление	150,5	155,9	159,3	Н.д	н/д
Импорт	147,5	157,8	162,6	174,0	н/д
Электроэнергия, млрд.кВт.ч					
Производство	1080	1083	1083	1108	1134

год. Около 97% объема потребляемого природного газа импортируется, причем, в основном, в сжиженном виде (СПГ). Япония - крупнейший в мире импортер СПГ, поставки которого осуществляются преимущественно из стран тихоокеанского региона - Индонезии и Малайзии (27,5% и 21,6% соответственно). Импорт СПГ осуществляется морским транспортом. Япония располагает сетью газопроводов, соединяющих терминалы с перерабатывающими предприятиями. Протяженность газопроводов западного побережья страны насчитывает более 2 тыс. километров.

Запасы угля. Подтвержденные запасы каменного угля в Японии незначительны и оцениваются в 359 млн. тонн.

Добыча угля. Угледобыча в Японии, несмотря на поддержку государства, неконкурентоспособна и в последние годы сократилась до минимума. Максимальная добыча была достигнута в 1940 году, когда она составила 56,3 млн. тонн.

Потребление и импорт угля. Несмотря на то, что собственная угледобыча в Японии свернута, уголь остается важнейшим ресурсом в энергетическом балансе страны. Его потребление имеет тенденцию к росту и по прогнозу правительства страны доля угля в обеспечении энергетических потребностей к 2010 году увеличится до 21%.

В настоящее время Япония является самым крупным мировым импортером угля. По данным Агентства по природным ресурсам и энергетике Японии, в страну ввозится порядка 30% мировой добычи коксующегося угля. Основные поставщики угля: Австралия - 60% всего импорта; Китай и Индонезия - 30%; Россия - 5%.

6.8.12.2. Современное состояние электроэнергетики Японии /362-365/

Энергосистема Японии имеет свою специфику: она состоит из двух частей. Регионы северо-востока страны (16 префектур), импортировавшие оборудование из Германии, работают с частотой 50 Гц, а энергопредприятия 29 юго-западных префектур, где установлено оборудование из США, - с частотой 60 Гц. Зоны влияния энергокомпаний четко разграничены по территориальному признаку.

В настоящее время обе части энергосистемы соединены посредством четырех частотно-преобразовательных подстанций, используемых для обеспечения большей надежности энергоснабжения, например, при проведении масштабных ремонтных работ, когда осуществляются перетоки.

Генерирующие мощности. Установленные мощности электростанций Японии составляют 237 млн. кВт. Япония занимает третье место в мире (после США и Франции) по установленной мощности АЭС. В Японии функционирует 53 АЭС, суммарная проектная мощность которых составляет 47 млн. кВт.

Производство электроэнергии. Основу электрогенерации страны составляют ТЭС, работающие на угле, нефти и газе. На их долю приходится 64% производимой электроэнергии. На долю АЭС - 23%, на долю ГЭС - 10%, а на геотермальные, ветровые и солнечные установки - около 3%. С 1985 года производство электроэнергии на атомных электростанциях практически удвоилось. Однако в последние годы усилилась общественная оппозиция программе развития атомной энергетики, что было вызвано рядом инцидентов на АЭС.

Япония реализует программу реформ, направленных на повышение эффективности энергетического сектора. В стране функционируют 10 вертикально интегрированных региональных энергетических компаний, каждая из которых работает в своем регионе. Начиная с 2000 года, крупные коммерческие и промышленные потребители электроэнергии, на

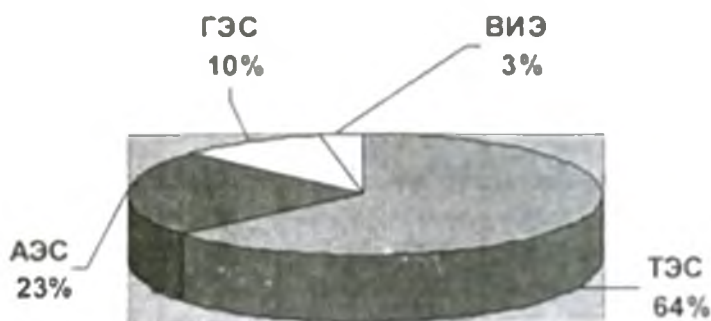


Рис.6.20. Структура мощности по видам генерации электроэнергии в Японии. Суммарная мощность 237 ГВт, 2006 год /337/.

долю которых приходится 1/3 электроэнергетического рынка Японии, получили возможность самостоятельно выбирать поставщика энергии. Региональные энергокомпании в свою очередь обязаны предоставлять поставщикам энергии свои сети для транзита электроэнергии крупным потребителям.

Регулирование пиковых нагрузок. В Японии весьма острой является проблема покрытия пиковых электрических нагрузок. Во всех региональных энергокомпаниях (ЭК) с каждым 10-летием усиливается контраст между сезонными объемами потребления мощности. Абсолютный максимум летней нагрузки в стране доходит до 90% общей установленной мощности электростанций.

В 1970 г. доля кондиционеров в суммарном потреблении электроэнергии не превышала 20%, к 1980 г. она увеличилась до 34%, в 1990 г. - до 38%, а с 2000 года эта доля достигает рекордного значения - 40% и более.

Неравномерность электропотребления в течение суток за весь период 1961 - 2000 гг. характеризовалась, согласно статистике, однотипностью суточного графика. Минимум нагрузки приходился на 3-4 часа ночи и составлял 44 - 45% максимального дневного потребления электроэнергии (14-15 часов).

В начале 2000-х годов превышение летнего максимума над зимним достигало 13,5%. Тогда было отмечено, что повышение температуры наружного воздуха на 1°C приводит к росту электропотребления, эквивалентному мощности 1,6 тыс. МВт.

В перспективе прогнозируется дальнейший рост нагрузки кондиционеров, отчего разрыв между зимним и летним максимумами нагрузки еще более увеличится. Не исключено и усиление неравномерности суточного графика нагрузки. Анализ динамики летней пиковой нагрузки по Японии в целом показывает, что нагрузка увеличилась к 2007 г. на 25,2%.

В Японии, чтобы покрывать электрические нагрузки потребителей и сглаживать сезонные пики электропотребления, в любое время суток в базовом режиме работают ядерные и угольные электростанции, а также ГЭС, не имеющие водохранилищ, и электростанции, использующие нетрадиционные виды энергии. Основное изменение нагрузки принимают на себя ТЭС, работающие на газе, а также ГЭС, имеющие водохранилища. Гидроаккумулирующие электростанции покрывают верхнюю часть графика нагрузки.

Сетевое хозяйство и подстанции. Государственно-частная энергокомпания EPDC эксплуатирует большую часть магистральных ЛЭП высокого напряжения, которые охватывают практически все региональные ЭК и все основные острова японского архипелага. Общие данные, характеризующие сетевое хозяйство японской электроэнергетики (без ЭК "Окинава Денрёку"), таковы:

— протяженность линий электропередачи: магистральных - более 90 тыс. км, распределительных - более 1,2 млн. км.;

— трансформаторные подстанции: число - более 6 000 шт, мощность - более 700 ГВА.

Необходимо отметить, что общая протяженность электрических сетей Японии за 27 лет увеличилась в 1,55 раза, тогда как протяженность сетей подземной прокладки увеличилась за тот же период почти в 2,5 раза. Объясняется это ограниченностью территории и высокой плотностью населения страны. Так, в районе Большого Токио доля подземных ЛЭП достигла 89,4 %.

Основную долю воздушных ЛЭП энергокомпании "Токио Денрёку" составляют линии напряжением 66 кВ и выше, а самый высокий класс напряжения, применяемый в ЭК, - это 500 кВ. В настоящее время ведутся работы (ЭК "Токио Денрёку") по освоению электрооборудования ЛЭП и подстанций нового класса напряжения - 1000 кВ.

Линия электропередачи постоянного тока напряжением ± 250 кВ протяженностью 167 км соединяет острова Хонсю и Хоккайдо по подводному кабелю. Построен также энергомоет постоянного тока напряжением ± 500 кВ между островами Хонсю и Сикоку, и другие.

О потерях электроэнергии в сетях Японии. Техническое совершенствование оборудования электросетевого хозяйства и повышение уровня его эксплуатации позволяют уменьшать потери электроэнергии, связанные с ее транспортом.

Динамика потерь при передаче и распределении электроэнергии в электроэнергетике Японии в целом показывает, что этот параметр с 1960 по 2000 годы уменьшился более чем в 2 раза и в настоящее время составляет 5,5% (Для сравнения: США - 5,4%, Канада - 8,4%, Англия - 8,8%, Франция - 7,4%, Германия - 5,0%, Италия - 6,4%). Другими словами, по этому показателю Япония занимает одно из первых мест, уступая лишь Германии и США.

Использование парогазовых технологий. Парогазовые технологии на тепловых электростанциях Японии получили широкое распространение с 1990-х годов. Стимулом послужило то обстоятельство, что закупаемый за границей в качестве топлива для ТЭС природный газ стал весьма дорог.

Чтобы снижать себестоимость выработки электроэнергии, необходимо применять такие технологии, которые позволяют добиться существенного повышения эффективности (КПД) топливоиспользования.

Известно, что ПГУ удельный расход топлива на производство одного и того же количества электроэнергии можно уменьшить на 20-30% по сравнению с традиционной паротурбинной установкой (ПТУ), работающей на природном газе. Пропорционально сокращаются также выбросы в атмосферу оксидов азота и диоксида углерода.

Первые парогазовые установки на ТЭС Японии, оснащались газовыми турбинами американской компании Джeneral Электрик.

Однако в 1990 годах значительный прогресс в разработке и производстве газовых турбин был достигнут японской машиностроительной

компанией "Мицубиси Хэви Индастри" (МХИ). Ее газовые турбины начали не только чаще применяться на многих отечественных ТЭС, но и поставляться в другие страны.

Широкое использование парогазовых технологий в электроэнергетике Японии позволяет получать высокий электрический КПД. Так, уже в 1996 г. КПД достиг 39,3%; для сравнения в том же году: в США - 33,5%, во Франции - 35,2%, в Великобритании - 37,4%.

Научная база отрасли. В Японии общая координация деятельности по научно-техническому развитию во всех отраслях промышленности, в том числе и в электроэнергетике, а также в сфере финансового содействия исходит от Организации по развитию технологий и новых источников энергии (NEDO). Эта организация была создана в 1980 г., вскоре после второго нефтяного кризиса, как полугосударственная организация в рамках Министерства внешней торговли и промышленности с целью активизировать научно-исследовательскую деятельность и разработку новых технологий, которые помогли бы национальной экономике существенно повысить свою эффективность. Финансовую помощь NEDO в осуществлении работ получают как общественные организации, так и предприятия частного сектора. Кроме того, NEDO выделяет средства для различных пилотных проектов в зарубежных странах.

Сферы научно-технических исследований, проводимых в Японии для решения проблем энергетики, сосредоточены в восьми отраслях: атомная электроэнергетика; электроэнергетика на ископаемом топливе; местная и глобальная экология; информатика и связь; нетрадиционные источники энергии; общезенергетические вопросы, в том числе сфера услуг; передача и аккумулирование электроэнергии, новые способы ее использования; социально-экономическая сфера. Из фундаментальных наук, поддерживающих высокий уровень исследований, отдается приоритет материаловедению, вычислительной технике и биотехнологии.

Правительство уделяет большое внимание проведению общей политики, включая разработку технологий, сбор информации по новым технологическим разработкам зарубежом, фундаментальным исследованиям, исследованиям прикладного характера в различных областях, от оборудования распределительных устройств электростанций до потребителя, анализу устойчивости работы энергосистемы, исследованиям по рациональному использованию электричества, строительству и материалам для электрооборудования, проблемам повышения энергоэффективности и защиты окружающей среды с учетом требований XXI века. Спектр этих проблем включает технологии накопления энергии и уменьшения стоимости ее посредством снижения максимального уровня нагрузки, а также природоохранные технологии, в том числе методы выделения и удаления диоксида углерода, и технологии эффективного использования возобновляемых источников энергии, развитию вычислительных систем на базе наиболее передовых компьютерных и телекоммуникационных технологий, широкий спектр проблем, относящихся

к ядерной энергетике, включая исследования работы реактора на легкой воде, с точки зрения улучшения эксплуатационных и экономических характеристик, исследования человеческого фактора, концентрируя внимание на облегчении взаимоотношений "человек - машина". Большое внимание уделяется вопросам полного использования потенциала ядерного топлива, в том числе разработкам реактора с расширенным воспроизводством ядерного топлива.

Каждая региональная энергокомпания имеет научно-исследовательские центры, которые работают над решением проблем, наиболее актуальных для данной компании. Затраты на НИОКР составляют от 1,3 до 1,6% всех расходов, связанных с реализацией продукции.

Научно-исследовательские центры имеют программы как краткосрочного (до 3 лет), так и долгосрочного характера. Основное тематическое содержание программ подчинено решению следующих задач:

- необходимость уменьшения стоимости производства и продукции;
- совершенствование базовых технологий, применяемых в энергопроизводстве;
- обеспечение устойчивого энергоснабжения с учетом внешних факторов.

Самые значительные работы относятся к области новых технологий сжигания угля.

С 1994 г. по поручению правительства Японии ведутся работы по технологии сжигания угля в псевдоожиженном кипящем слое под давлением. Комбинированная технологическая схема повышает КПД установки до 40 - 42%. Предполагается, что дополнительное применение частичного газификатора, повышающего температуру продуктов сгорания повысит КПД установки до 46%.

Продолжаются работы по усовершенствованию технологии внутрицикловой газификации угля на установке комбинированного производства электроэнергии, состоящей из газовой и паровой турбин. Задача заключается в повышении температуры газов перед газовой турбиной и получении коммерчески привлекательной энергоустановки. В планах исследователей - достижение к 2030 г. КПД такой установки до 54%.

В Японии интенсивно ведутся работы по созданию опытной установки по использованию угля для производства газа, различных жидких фракций и электроэнергии. Одновременно проводятся испытания топливных элементов на твердых оксидах (SOFC), которые разрабатываются по отдельной программе. В случае успеха эти НИОКР впервые в мировой практике приведут к созданию технологии газификации угля для топливных элементов.

Разрабатываются преобразователи переменного и постоянного тока и оборудования для опытной установки с целью отработки технологии сверхпроводящего магнитного накопления энергии. Аккумуляция энергии будет осуществляться в форме энергии магнитного поля.

Электроэнергетика Японии в условиях рынка. Решение об упразднении централизованной системы отрасли было принято правительством Японии после Второй мировой войны. Тогда же созданы девять частных региональных вертикально-интегрированных компаний со сбытовыми, генерирующими и сетевыми филиалами, которые функционируют по сей день /366/.

В генерации регламентирован только период между капитальными ремонтами котлов и турбин. Котлы подлежат ремонту каждые два года, турбины - через четыре. Объем и виды ремонтных работ определяются техническим состоянием оборудования.

Перед началом ремонтных мероприятий производится тщательное техническое диагностирование оборудования специалистами энергокомпаний, а также комиссией, состоящей из представителей ремонтной организации, фирмы-изготовителя оборудования и экспертов независимых компаний-оценщика технического состояния.

Японские электроэнергетики в своей деятельности отдают приоритет и передовым методам управления. Такой подход часто связан с увеличением капитальных затрат, издержек на подготовку руководящего состава и ключевых специалистов, но владельцы компаний осознанно идут на это.

Ведущая роль отводится управлению и прогнозированию рисков. Причем существует четкое разделение на управление, во-первых, проектной надежностью и рисками, во-вторых, эксплуатационной надежностью и рисками. Для обеспечения такого управления созданы: комитет при совете директоров, риск-центры в исполнительном аппарате, рабочие группы на электростанциях и в сетевых филиалах, используются мощные программные средства. Над повышением качества и безопасности труда, а также над совершенствованием технологий управления и производства в каждой компании работают: исследовательский центр, группы TQM (всеобщий менеджмент качества) и TQC (всеобщий контроль качества).

Проектирование станций, узлов и других сегментов в каждом случае индивидуальное, типовые проекты не используются. Выполняется большое количество дорогостоящих пилотных проектов, диапазон которых охватывает практически все перспективные технологии, известные в мире.

Система тарифообразования /364/. В процессе реформирования электроэнергетики Японии была проведена реформа тарифообразования (2000), в рамках которой были разработаны методика расчета и критерии оценки новых тарифов на электроэнергию. Суть реформы заключалась в увеличении самостоятельности участников рынка - энергокомпаний (ЭК) и потребителей. При этом ЭК и потребитель электроэнергии (ЭЭ) могли свободно выбирать друг друга, причём поставщики ЭЭ ничем более не ограничены, устанавливая тарифы на ЭЭ. С другой стороны, перед ЭК была поставлена задача поиска дополнительных путей повышения эффективности управления предприятием на основе обо-

юдного диалога с потребителями с целью снижения издержек производства. В результате в выигрыше оказывается та ЭК, чьи усилия по совершенствованию производства дадут максимальный результат. Со временем, среди ЭК - производителей стал наблюдаться рост скрытой конкуренции по внедрению новых, более совершенных методов управления производством. Эффективность деятельности каждой ЭК оценивалась по относительному изменению ее удельных издержек. Окончательный тариф формируется на основе производственных издержек той фирмы, у которой относительные удельные издержки минимальны. В тех случаях, когда имело место снижение величины тарифа у какой-либо ЭК, эта информация сразу же становилась достоянием общественности, что привлекало к данной ЭК новых потребителей. Ниже в табл. 6.22 приведены тарифы на электроэнергию по некоторым префектурам (22-23 иен/кВт.ч).

Средние тарифы для бытовых потребителей Японии, 2002 год /364/
Таблица 6.22

Город или префектура	Хок-кайдо	Тохоку	Токио	Тюбу	Кансай	Кюсю
Параметр						
Средний объем потребл. ЭЭ, кВт.ч/месяц	260	280	290	300	310	270
Тариф, иен/месяц	5980	6554	6721	6673	7040	6082

Принято считать, что высокие тарифы на электроэнергию в Японии связаны с большими затратами на покупку качественного импортного топлива. На самом деле топливная составляющая энерготарифа не превышает 13%. Основная часть издержек приходится на оборудование - 46% и прочие затраты - 31%. К последним относятся услуги сторонних организаций: ремонт, приобретение эксплуатационных материалов, водоснабжение, содержание территории, и др.

Таким образом, высокий уровень тарифов определяется, главным образом, стоимостью оборудования. Причем цена энергоснабжения приемлема для потребителей и не ведет к снижению конкурентоспособности производимых в Японии товаров и услуг. Это может объясняться тем, что удельное потребление электроэнергии в промышленности низкое. Соответственно, высокие тарифы вызывают не кризис производства, а скорее, стимулируют промышленников к энергосбережению.

Энергетические компании (их сейчас десять) хотя и являются монополистами в своих регионах, но при этом каждая несет ответственность и выступает гарантом надежного энергоснабжения объектов, расположенных на ее территории. Права и обязанности всех участников рынка электроэнергии закреплены законодательно. Правительство в лице ми-

нистерства торговли и промышленности - единственный государственный орган, который регулирует и контролирует работу отрасли, не допуская как убыточности энергокомпаний, так и обогащения их за счет потребителей. Разница между самым высоким и самым низким тарифами составляет около 12%. При этом в условиях развитого рынка электроэнергии у потребителей не возникает "рыночных" потребностей покупать электроэнергию, скажем, на другом секторе.

6.8.13. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ В РЕФОРМИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ /290-292,299,331,335,347,349,351,352/

На протяжении последних 20 лет в мировом сообществе ведется дискуссия о целесообразности и путях реструктурирования тех секторов национальной экономики, которые обладают в большей или меньшей степени признаками естественных монополий. При этом для сторонников так называемых "рыночных реформ" вопрос целесообразности представляется излишним. По мнению "рыночников", сохранение монополистических структур в том виде, в каком они существовали в послевоенное время в большинстве стран, то есть в виде вертикально интегрированных монополий с государственной или общественной формой собственности, ведет к неэффективному использованию финансовых средств и разбазариванию природных ресурсов, что, в конечном счете, сказывается и на ценах за предоставляемые "монополиями" услуги, и на снижении уровня самих услуг и приводит к ущемлению прав потребителей. Чаще всего "рыночники" спорят лишь о путях и методах реформирования секторов экономики, обладающих признаками естественных монополий.

Другая группа экономистов и политиков, защищающая идею усиления роли государства в управлении и регулировании национальной экономики, скептически относится к самой идее реструктурирования и реформирования естественных монополий, поскольку у этих специалистов вызывает сомнение именно целесообразность подобных перемен. Обе стороны приводят "весомые" аргументы в свою пользу, поскольку даже те страны, где реформирование "монополистических" секторов экономики прошло или проходит более или менее успешно, не могут похвастаться чрезмерными достижениями. Как правило, все это реформирование ведется методом "проб и ошибок", причем, как подтверждает практика, редко кому хочется учиться на ошибках других. Большинство реформаторов набивает свои собственные "шишки", а поскольку монополистические секторы экономики являются стратегически важными для страны в целом (это, прежде всего, энергетика, железнодорожный транспорт, телекоммуникации), то эти самые "шишки" появляются уже на лбу каждого ее жителя.

Ниже приведены мнения специалистов, имеющих противоположный характер и думается, что надо и их учесть при глубоком реформировании электроэнергетики Узбекистана.

Как отмечается в /290/, проблемы реформирования электроэнергетического сектора стали особенно актуальными и приобрели практическое значение во многих странах в середине 70-х годов, после нефтяных кризисов. Наиболее заметные изменения в системе регулирования электроэнергетики, в структуре собственности и структуре самой отрасли многих развитых и некоторых развивающихся стран происходили за прошедшее десятилетие. Например, после принятия Европейским сообществом решения о либерализации рынка электроэнергии, в процесс реформ втягиваются все больше стран.

Преобразования в электроэнергетике и процесс трансформации национальных энергетических рынков в открытую рыночную систему, наряду с очевидными позитивными результатами, которые они дали ряду европейских стран, одновременно выявили существующие проблемы и противоречия. Учет имеющегося мирового опыта помог бы избежать повторения ошибок и принятия непростительных по своим последствиям решений.

Исходные условия реформирования. Первые шаги на пути масштабного реформирования энергетического сектора за рубежом были сделаны во второй половине 80-х годов. За редким исключением, электроэнергетика в большинстве стран мира находилась не только под контролем государства, но зачастую представляла собой **вертикально структурированные государственные или общественные монополии**. Многие страны (Великобритания, Норвегия, Ирландия, Франция, Греция, Италия) консолидировали и национализировали электроэнергетику в государственные монополии, предполагая, что государственные компании будут действовать в общественных интересах, а не максимизировать прибыль, как частные компании. В электроэнергетике Германии доминировали региональные государственные монополии. Высокий уровень государственного участия позволил проводить реформы в этих странах, исходя из задач формирования оптимальной рыночной среды с учетом прав и интересов акционеров. В то же время, для ряда других стран, например, США и Японии, основу электроэнергетики составляют **частные компании, регулируемые государством**. Однако, независимо от типа энергокомпаний, в большинстве стран, основным **принципом их организационного устройства была вертикальная интеграция** (объединяющая функции генерации, передачи, распределения и сбыта).

Главными причинами, которые заставили правительства большинства стран решиться на проведение серьезных реформ в электроэнергетике являлись низкая эффективность и конкурентоспособность собственной промышленности, отсутствие инвестиций для развития энергетического сектора.

Поэтому **основные цели и задачи реструктуризации электроэнергетики** зависели как в целом от уровня экономического развития страны, так и от конкретных, во многом, специфичных, условий, в которых функционировала электроэнергетическая отрасль в той или иной стране. Например, в Великобритании, Австралии **основной целью было заявлено снижение стоимости электроэнергии для потребителей за счет повышения**

эффективности работы отрасли. В США и Норвегии главной задачей ставилось снижение разницы в тарифах в различных регионах страны, а в Бразилии и Аргентине - внедрение конкуренции для предоставления потребителям права выбора поставщика и привлечение иностранных инвестиций в развитие отрасли.

При этом характерно, что во всех странах, где реформы дали позитивные результаты, их проведению предшествовало принятие соответствующего законодательства, где четко определялись права и обязанности всех заинтересованных сторон. Так, в Великобритании еще в 1989 году через парламент был проведен Electricity Act (закон об электроэнергии), создавший правовое поле для приватизации государственного энергетического концерна "CEGB" и проведения рыночных реформ в секторе электроэнергетики. Норвегия после принятия в 1989 году Закона об энергетике в течение двух лет готовилась к проведению реформы в сфере производства и торговли электроэнергией.

Главная направленность реформ в электроэнергетике за рубежом связана с внедрением конкуренции в области производства электроэнергии. Однако подход и темпы проведения либерализации электроэнергетики значительно отличались в различных странах, проводивших реформы. На сегодняшний день наиболее глубоко продвинулись в создании конкурентного рынка электроэнергии Германия, Великобритания, Норвегия, Швеция, Финляндия и Испания. Конкурентный рынок электроэнергии функционирует также в Японии, Бразилии и Аргентине и ряде других стран. В Китае еще в 1998 г. также была принята долгосрочная программа реструктуризации электроэнергетики, предусматривающая рост инвестиций и введение конкурентных начал после 2010 г.

При этом в промышленно развитых странах конкуренция в сферах производства и сбыта электроэнергии уже привела к снижению цен. Если до начала реструктуризации энергетической отрасли монопольные цены были завышены, то впоследствии они упали до экономически обоснованного уровня: в Германии - на 50%, в Англии - на 25-30% (для разных групп потребителей), в Японии - на 15%. Однако в некоторых развивающихся странах, например, в Бразилии либерализация рынка напротив, привела к росту цен на 10%, что объяснялось необходимостью снизить степень инвестиционного риска и привлечь капиталы в развитие электроэнергетики.

Изменения в структуре собственности. Следует отметить, что либерализация рынка электроэнергии не означает необходимости столь же радикальных преобразований в структуре собственности. Так, в Норвегии, Швеции и США кардинальных изменений в структуре собственности не произошло, тогда как в Англии и Уэльсе приватизация являлась основным направлением реформ. Причем, если в Норвегии и Швеции в производстве и сбыте электроэнергии по-прежнему доминируют государственные компании, то в США и Японии большая часть производства и сбыта электроэнергии приходится на частные компании. В боль-

шинстве других стран осуществлялась приватизация генерирующих, распределительных и сбытовых компаний, однако **транспортировка электроэнергии, как правило концентрируется в единой компании и нередко остается в государственной собственности.** Так, в Великобритании, Швеции, Норвегии действуют единые транспортные компании.

Изменения в организационной структуре электроэнергетики. Одним из наиболее часто применяемых инструментов реструктуризации является **разделение вертикально-интегрированных компаний по видам деятельности.** Такая дезинтеграция по замыслу должна обеспечить финансовую прозрачность компаний, а также позволит применять для генерирующих, сетевых, распределительных и сбытовых компаний различные виды регулирования. Наиболее известным примером такого подхода является Великобритания, чей опыт во многом лег в основу российской концепции реформирования. Действительно, в результате радикальных организационных реформ и энергичной приватизации английской электроэнергетики на энергетическом рынке возникло несколько доминирующих энергетических генерирующих компаний, при том, что государство сохранило контроль над выработкой энергии атомными станциями ("Magnox"). Также была создана **единая сетевая компания ("NGC"), деятельность которой особо жестко контролируется государством, вплоть до принятия решений в области инвестиционной политики.** Проведенная реорганизация электроэнергетики во многом способствовала развитию рынка и снижению тарифов для конечных потребителей, привела к повышению конкурентоспособности национальной экономики, хотя эффективность реформ признается сейчас низкой.

Однако **прямое заимствование этого опыта для других государств вряд ли может быть эффективно, поскольку принципиально различны исходные позиции.** Так, свободное рыночное ценообразование в английской энергетике при проведении реформ было принято только для производства электроэнергии (генерации). При этом стоимость генерации составляет в Англии лишь 35% стоимости конечного тарифа для потребителей, тогда как в России тот же показатель составляет 60%. Кроме того, велики и различия в энергоемкости: стоимость электроэнергии составляет в Англии всего 1,4% в ВВП, тогда как в России - 4,5% в ВВП. В основе таких различий лежат не только отсутствие энергосберегающих технологий и энергетическое "расточительство", но и объективные причины. Поэтому необходим более тщательный учет институциональных и социальных ограничений, а переход от вертикально интегрированной модели сектора к конкурентной модели должен осуществляться через постепенную адаптацию различных элементов рынка.

Примером очень взвешенного подхода к реформе электроэнергетики может служить Германия, где не проводилось никакой радикальной ломки сложившихся структур как вертикально-интегрированных, так и распределительных компаний, и были максимально сохранены хозяйственные связи. Принципы дерегулирования и разделения бизнеса в электроэнерге-

тике фактически реализовывались за счет разделения учета и оптимизации затрат внутри холдингов, что не приводило к дроблению капитала.

Одним из наиболее острых сегодня вопросов реформирования российской электроэнергетики является проблема регулирования тарифов на электроэнергию. Несмотря на существенные различия в производственно-организационной структуре электроэнергетики различных стран, в принципах организации функционирования рынка электроэнергии и методах регулирования деятельности энергокомпаний и тарифов на электроэнергию, практически во всех странах с развитой экономикой государство в той или иной форме контролирует процессы принятия решений деятельности энергокомпаний. Так, в США применяется система "сильного" жестко регламентированного регулирования, в которой органы федерального и регионального регулирования взаимодействуют с энергокомпаниями практически на всех этапах планирования их текущей и перспективной деятельности и регулируют тарифы при существенном ограничении (сверху и снизу) размеров получаемой ими прибыли и при определенном сдерживании рыночной среды в электроэнергетике.

Следует отметить, что американская система регулирования базируется на полноценном и постоянно модернизируемом законодательстве, где четко определены права и обязанности Федеральной и региональных энергетических комиссий, обязательства энергетических компаний по обеспечению регулирующих комиссий отчетной и перспективной информацией.

Справка. В условиях столь отлаженной системы регулирования, тем более важным для анализа является неудачный эксперимент по либерализации рынка электроэнергии в Калифорнии, когда крупной энергокомпании "San Diego gas and Electric" было разрешено устанавливать свободные тарифы на розничном рынке электроэнергии и продавать оптовым покупателям энергию через аукционы, что, как ожидалось, должно было снизить цены. Однако, вопреки этому, свободные розничные тарифы этой компании возросли в разных районах штата в 2-4 раза, начались срывы в энергоснабжении, что на фоне резко возросшего в 2000 г. спроса на электроэнергию со стороны главного потребителя - "Silicon Valley", привело к полномасштабному энергетическому кризису (тогда как за 10 лет в штате не было построено ни одной современной станции).

Энергетический кризис в Калифорнии побудил многие американские штаты (в т.ч. Нью-Мексико, Оклахома, Арканзас, Западная Вирджиния, Невада и др.) немедленно приостановить процесс децентрализации энергетики, а некоторые эксперты в США объявили дерегулирование в принципе неприемлемым для такой важной отрасли, как энергетика. В настоящее время Федеральная Энергетическая Комиссия США предложила объединить энергетические компании в рамках Региональных сетевых компаний (RTO), это даст возможность обеспечить равный доступ к сети поставщиков и сократить издержки.

В качестве примера свободного нерегулируемого рынка часто ссылаются на Англию, где действует система "мягкого" регулирования, направленная на сдерживание роста тарифов на электроэнергию для потребителей. При этом важнейшим условием является обеспечение максимальной конкуренции производителей энергии и энергоснабжающих организаций на оптовом рынке электроэнергии. Тем не менее, и здесь две трети затрат на передачу и распределение электроэнергии регулируются государством.

Следует отметить, что сложившаяся в Великобритании за последние 10 лет система регулирования тарифов на электроэнергию в самой стране признается сейчас неэффективной, поскольку достигнутое снижение тарифов почти в 2 раза оказалось ниже произошедшего сокращения затрат на генерацию (за счет увеличения доли эффективных электростанций, роста использования газа и комплекса противозатратных мер). Кроме того, несмотря на все меры, принимаемые по развитию конкуренции, не удалось создать надежных гарантий от различных видов сговора энергокомпаний. В связи с этим принято принципиальное решение об изменении механизма работы рынка электроэнергии и в 2001 года был ликвидирован Энергопул, который все годы реформ является основой английского рынка. Вместо него организован Новый энергетический рынок (NETA), который переходит на работу непосредственно по прямым договорам в условиях, когда система контроля цен в соответствии с действующими и новыми нормативными актами становится более жесткой. Изменяется схема управления рынком.

Одним из наиболее либеральных считается рынок электроэнергии Германии, где свободное ценообразование и для генерации, и для передачи электроэнергии подтверждено соответствующими нормативными актами. Однако рамки свободного ценообразования экономически четко определены целым рядом жестких нормативных требований. Например, чтобы повысить тариф на электроэнергию, компаниям необходимо показать, насколько вырос уровень инфляции и цены на мировом рынке топлива, а для повышения розничного тарифа должен быть подтвержден соответствующий рост доходов населения.

В целом, опыт реформирования электроэнергетического комплекса в других странах показывает, что **важнейшим условием результативности реформ является предварительное принятие комплексной законодательной базы проведения намеченных преобразований.** В последние годы в мировой энергетике происходят процессы консолидации, диверсификации национальных энергокомпаний и нередко усиления присутствия государства на национальном энергорынке, что в немалой степени является отражением тех противоречий и трудностей, которыми сопровождается формирование единого европейского энергетического рынка. Кроме того, это связано с необходимостью крупных инвестиций в развитие инфраструктуры энергетического рынка, а также с защитой прав потребителей и вопросами контроля надежности и качества услуг энер-

госнабжения. Во многих странах реализуются национальные энергетические программы, предусматривающие развитие топливной базы, оптимизацию топливно-энергетического баланса, поддержку нетрадиционной энергетики и современных технологий.

Все больше затрагивают энергетический сектор и процессы глобализации (развитие единых энергорынков, формирование транснациональных корпораций в электроэнергетике). Так, в Великобритании, из 12 приватизированных компаний электроэнергетики 7 были приобретены американскими энергокомпаниями, а еще одна - французской энергетической монополией EdF. Прогнозируется, что в результате указанных процессов усилится тенденция формирования приоритетных мировых энергетических компаний.

Как утверждается в /291,292/, с 2001 года за рубежом произошел ряд событий, которые необходимо учитывать при реформировании электроэнергетики.

Во-первых, такие развитые страны, как Франция и Япония, фактически отказались от реформирования электроэнергетики (не предприняли реальных шагов в этом направлении), сохранив вертикально-интегрированные регулируемые монопольные компании (модель 1)¹. Во Франции - это государственная компания "Электрисите-дэ-Франс", которая монопольно снабжает электроэнергией всю страну. В Японии имеется около 10 частных компаний на соответствующих территориях. Аналогично, многие штаты США (примерно половина), в которых цены электроэнергии относительно низкие, не торопятся с реформированием, сохраняя у себя регулируемые монополии.

Итак, на сегодня, после серии системных аварий и энергетических кризисов в США и других странах, попробовавших построить либерально-конкурентную модель электроэнергетической отрасли, темпы реформ резко уменьшились, граничащих с отказом, это - Япония, Тайвань, КНР, Южная Корея.

Во-вторых, многие страны остановились при реформировании на модели "Единственный покупатель". Очень показателен в этом отношении опыт Южной Кореи, где в 1999 г. было принято решение о реструктуризации монопольной государственной компании "КЕПКО". Предусматривался поэтапный переход от модели 1 к модели 4. В 2001 г. из компании выделили 6 электрогенерирующих компаний (ЭГК), реализовав модель "Единственный покупатель". По имеющимся сведениям был получен значительный эффект, благодаря жесткой конкуренции, которая началась между ЭГК. Однако, дальнейшее реформирование застопорилось. Намечавшиеся на 2003 г. приватизация нескольких ЭГК и введение конкурентного оптового рынка (модель 3) не состоялись. Существенную роль в этом сыграла работа Тройственной комиссии (Правитель-

¹ Модели рынка электроэнергии приведены в 6.8.1.

ство, Бизнес и Профсоюзы) в 2003-2004 гг., которая признала, что дальнейшее раздробление КЕПКО (т.е. переход к модели 3) не дает реального эффекта. Продолжение реструктуризации КЕПКО отложено на неопределенный период.

Очень осторожно и обдуманно относится к реформированию электроэнергетики Китай. Сейчас там образовано 5 национальных ("всекитайских") ЭГК, каждая из которых владеет примерно 10 % генерирующих мощностей страны, расположенных в разных ее районах. Имеются также территориальные (муниципальные) компании и независимые частные производители электроэнергии. Сохранена Государственная энергетическая компания, выполняющая роль "Единственного покупателя", т.е. покупающая электроэнергию у ЭГК, продающая ее потребителям, владеющая электрическими сетями, осуществляющая планирование развития и оперативно-диспетчерское управление ЭЭС. Тарифы на покупаемую и продаваемую электроэнергию регулируются государственными органами. Они устанавливаются индивидуально для каждой электростанции, причем на неопределенно длительный срок (тарифы пересматриваются лишь по обращению самих производителей). Это создает стимул у производителя к снижению издержек и получению дополнительной прибыли. При такой модели рынка электроэнергетика Китая развивается невиданными темпами: в 2004 г. введено 50 ГВт новых мощностей, еще больше введено в 2005 и 2006 гг. по 60-70 ГВт соответственно, а в 2007 году 100 ГВт.

В-третьих, во многих странах, где был введен конкурентный рынок (модели 3 или 4), произошли кризисные явления или крупные системные аварии.

Широко известен Калифорнийский кризис в 2000-2001 гг., который вынудил вернуться там к регулированию тарифов и деятельности энергокомпаний. На северо-востоке США и прилегающих провинциях Канады, где конкурентный рынок, казалось бы, успешно развивался, летом 2003 г. произошла крупнейшая в истории системная авария. После этого процесс дальнейшей реструктуризации электроэнергетики в США фактически приостановлен. Аналогичные системные аварии, хотя и меньших масштабов, "прокатились" в 2003 г. по странам Западной Европы.

В Аргентине, Бразилии и Чили в последние два года отказались от конкурентного рынка и ввели регулирование тарифов ввиду образовавшегося дефицита и роста цен электроэнергии. В Чили конкурентный рынок был введен даже раньше, чем в США и Западной Европе, и первое время он давал положительный эффект в части снижения издержек производства и цен электроэнергии. Однако, электроэнергетика развивалась лишь за счет дешевых парогазовых установок на природном газе, импортируемом из Аргентины. Когда возможности импорта газа были исчерпаны, развитие генерирующих мощностей прекратилось, образовался дефицит (из-за роста электропотребления) и началось повышение цен. В Бразилии и Аргентине, где большую долю составляют

ГЭС (особенно, в Бразилии), их строительство прекратилось с переходом к конкурентному рынку, что также привело через несколько лет к образованию дефицита. Сейчас в Южной Америке не осталось ни одной страны с конкурентным рынком в электроэнергетике. Есть только несколько стран с моделью рынка "Единственный покупатель" (Мексика, Гондурас, Эквадор).

Отмеченный зарубежный опыт, несомненно, заслуживает самого серьезного внимания и изучения. Нельзя упорно продолжать реформу электроэнергетики, если опыт других стран, где она уже проведена, показывает серьезные ее недостатки и последствия. Это особенно важно, если ожидается дефицит генерирующих мощностей, при котором освобождение цен на электроэнергию будет просто невозможным.

В России в процессе акционирования электроэнергетики в начале 90-х годов была создана **двухуровневая рыночная структура регулируемых рынков**: РАО "ЕЭС России", выполняющее функции "Единственного покупателя", на федеральном уровне и 74 АО-энерго, представляющие собой регулируемые монополии, на уровне регионов. Наиболее крупные электростанции были выделены в самостоятельные компании (АО-электростанции) для продажи своей электроэнергии на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ, 2003г). Таким образом, предусматривалась реализация модели 2 на федеральном и модели 1 на региональном уровне. Этот этап реформирования проходил при активном участии специалистов-профессионалов, которым удалось спасти электроэнергетику от "повальной" приватизации и раздробления. Была сохранена административно-хозяйственная целостность ЕЭС России и региональных электроэнергетических систем (ЭЭС), организованы регулируемые рынки электроэнергии.

Можно было начинать **широкомасштабный процесс обновления и модернизации энергетических объектов**, завершения строительства ранее начатых объектов и др. Созданная двухуровневая структура регулируемых рынков вполне позволяла это сделать путем включения необходимых затрат в инвестиционную составляющую тарифов. Необходимая величина этой составляющей, как показали расчеты специалистов, равна около 0,5 цент/кВт.ч. При оптовых ценах 1,5 цент/кВт.ч, имевшихся в то время, это привело бы к их повышению примерно до 2 цент/кВт.ч. Зато уже в первые годы наступившего века развернулись бы обновление и строительство электрических станций и сетей, заработали бы энергомашиностроительные заводы, строительные и монтажные организации и др. Электроэнергетика начала бы выходить из кризисного состояния.

Вместо этого была выдвинута концепция перехода к конкурентному рынку в электроэнергетике. Концепция достаточно широко обсуждалась и вызвала серьезную критику.

В целом перевод электроэнергетики с централизованного планирования в рыночные условия был осуществлен **достаточно разумно за исключением приватизации**. Следовало бы сохранить электроэнергетику в

государственной собственности, как это сделано во Франции, Норвегии, Китае и многих других странах. Приватизация кардинально изменила цели и мотивацию в управлении энергокомпаниями. **В России главной целью реформирования электроэнергетики стало получение максимальной прибыли.** По своей сущности эта цель прямо противоречит задачам обеспечения надежности электроснабжения и его эффективности для потребителей (снижению тарифов). Ради максимальной прибыли занижаются и откладываются "на потом" расходы на ремонты и обновление оборудования, создание резервов и запасов и т.п. Ради этого же энергокомпании стремятся завышать тарифы на электроэнергию. Сохранение электроэнергетики в государственной собственности позволило бы избежать многих трудностей, которые сейчас имеются.

Необходимо отметить, что инфляция и неплатежи нарушили финансово-экономическую деятельность энергокомпаний России. Обесценивание основных фондов приводило к занижению амортизационной составляющей тарифов, которую, к тому же, приходилось расходовать не на обновление оборудования, а на другие насущные нужды. Прибыль у энергокомпаний практически отсутствовала, дивиденды акционерам не выплачивались, вследствие чего работники энергокомпаний, имевшие акции, продавали их за бесценок. Теперь эти акции оказались в собственности различных компаний и банков, в том числе иностранных.

Главной целью реформирования электроэнергетики (перехода к конкурентному рынку) в странах Запада ставилось повышение эффективности (снижение издержек) производства и уменьшение цен на электроэнергию. Показателен в этом отношении пример США, где цены (тарифы) на электроэнергию различаются по территории в несколько раз. Реформирование начали штаты с очень высокими тарифами (5-6 цент/кВт.ч на оптовом рынке и выше), а штаты, где тарифы относительно низкие (3-4 цент/кВт.ч), сохраняют до сих пор регулируемые вертикально-интегрированные монопольные компании.

Международный опыт и исследования последних лет показали, что конкурентные рынки (модели 3 и 4) обладают многими недостатками и могут привести к тяжелым последствиям. **Главным недостатком следует считать повышение оптовых цен электроэнергии до уровня маргинальных,** соответствующих издержкам наименее экономичных электростанций, востребованных на рынке. Это приведет к неоправданным дополнительным расходам потребителей и к образованию сверхприбылей (так называемого "излишка производителя") у более эффективных электростанций. Эта сверхприбыль не является заслугой производителей. Ее образование - одна из отрицательных особенностей конкурентного оптового рынка электроэнергии. **Маргинальные цены будут значительно выше регулируемых оптовых цен (тарифов),** устанавливаемых регулирующими органами на уровне средних (средневзвешенных) издержек по энергосистеме в целом.

Для смягчения положения, теперь, как было отмечено выше, в России предложена новая концепция оптового рынка (НОРЭМ). Концепция крайне сложная - она предусматривает переход на долгосрочные регулируемые двусторонние договоры потребителей (покупателей) с производителями электроэнергии, организацию рынка "на сутки вперед", балансирующего рынка и др. Ее цель, опять-таки, постепенное прекращение регулирования цен (с повышением их до маргинальных). Можно ожидать, что такое усложнение торговли электроэнергией не выдержат ни покупатели, ни регулирующие органы.

Серьезный недостаток российского реформирования - **появление трудностей со строительством новых электростанций**, обусловленных изменением механизма их финансирования и образованием ценового барьера для вхождения в рынок новых производителей. В условиях конкурентного рынка новые электростанции должны будут строиться частными инвесторами. Однако цены электроэнергии, при которых инвестиции могут окупиться, должны превышать издержки аналогичных-действующих электростанций на величину "инвестиционной составляющей", необходимой для окупаемости инвестиций. Это повышение оценивается в 2,0-3,0 цент/кВт.ч. Поэтому при ценах оптового рынка (даже маргинальных), формирующихся на уровне издержек действующих электростанций, будет существовать **ценовой барьер для строительства новых электростанций и они строиться не будут**. Это грозит образованием дефицита мощностей и неуправляемым повышением цен (сверх маргинальных).

Данное обстоятельство подтверждается кризисной ситуацией, сложившейся в последние годы в Чили, Аргентине и Бразилии. Конкурентный рынок электроэнергии был введен там еще 10-15 лет назад. После этого прекратилось строительство капиталоемких ГЭС, составляющих основу электроэнергетики Бразилии и Аргентины. В Чили строились лишь дешевые парогазовые установки на природном газе, экспортируемом из Аргентины. Когда возможности использования природного газа были исчерпаны, как было отмечено выше, во всех трех странах образовался дефицит электроэнергии и начали расти цены. Правительства были вынуждены отказаться от конкурентного рынка и ввести регулирование цен, т.е. вернуться к регулируемым рынкам.

Не менее серьезным недостатком является то, что **усложнится оперативно-диспетчерское управление** вследствие раздробления электроэнергетики на сотни независимых компаний с противоречивыми интересами и необходимости учета поставок электроэнергии по многочисленным двусторонним контрактам производителей и покупателей. Появляется, в частности, проблема перегрузки ветвей сети (congestion management). Системный Оператор фактически не сможет обеспечить в полной мере оптимальность режимов ЭЭС. Одновременно затруднится его деятельность в аварийных ситуациях. Системные аварии в 2003 г. в США, Канаде и ряде стран Западной Европы свидетельствуют об этом.

Потребуется также большие затраты на создание Торговой Системы, спотового (и балансирующего) рынка электроэнергии с автоматизированными системами учета заявок и поставок, взаиморасчетов и т.п. Все это должно сопровождаться разработкой соответствующих правил, процедур и программ расчетов и др.

Известно, что необходимость реформы в России обосновывалась кризисным состоянием электроэнергетики. Среди основных ее целей, помимо общих слов о повышении эффективности производства и использовании электроэнергии, называлось привлечение инвестиций. О снижении цен электроэнергии, что ставилось главной целью на Западе, умалчивалось, т.е. инициаторы реформы понимали, что в России она приведет к повышению цен. Между тем, для потребителей электроэнергии повышение эффективности производства может выражаться лишь в снижении цен на электроэнергию.

Выдвижение в качестве цели реформирования привлечения инвестиций следует считать недоразумением. С одной стороны, инвестиции вполне обеспечиваются в регулируемых рынках путем включения инвестиционной составляющей в тарифы для потребителей. В странах Запада до реформирования имелось даже "переинвестирование", т.е. избыточное развитие генерирующих мощностей с образованием излишних резервов (до 30-40%). С другой стороны, для привлечения частных инвестиций при конкурентном оптовом рынке необходимы очень высокие цены электроэнергии (4-6 цент/кВт.ч). При оптовых ценах 1,5-2,0 цент/кВт.ч, которые были в ЕЭС России в 2001-2006 гг., частных инвестиций, естественно, быть не могло.

Что касается повышения эффективности производства электроэнергии, то конкуренция действительно может дать такой эффект, т.е. снизить издержки производства. Однако, очень важно, кто получит этот эффект - производители или потребители электроэнергии. При регулируемом рынке "Единственный покупатель" (модель 2), когда конкурируют между собой производители электроэнергии, этот эффект можно рациональным образом распределить между производителями и потребителями, оставив первым часть дополнительной прибыли и снизив тарифы для потребителей за счет остальной части экономии издержек. При конкурентном рынке (модели 3 и 4), как уже говорилось, произойдет повышение цен электроэнергии до маргинальных и потребители не только не получают никакого эффекта от снижения издержек, но, наоборот, понесут прямой ущерб от повышения цен. Весь эффект от конкуренции достанется производителям, плюс сверхприбыль ("излишек производителя"), который они получают от повышения цен.

Таким образом, переход к конкурентному рынку в электроэнергетике России, во-первых, неминуемо приведет к повышению цен электроэнергии, т.е. нанесет ущерб всем остальным отраслям экономики, населению и социальной сфере. Такой переход выгоден лишь производителям электроэнергии (владельцам электростанций).

Во-вторых, такая реформа на 5 лет задержала обновление и модернизацию действующих и строительство новых энергетических объектов, т.е. выход электроэнергетики из кризиса. Эта задержка будет продолжаться, если концепция реформирования не будет изменена.

В-третьих, в ближайшие годы начнется "каскадный" выход из строя устаревшего оборудования электростанций и электрических сетей с многочисленными авариями и дефицитом электроэнергии. Московская авария в мае 2005 г. и ограничения потребителей прошедшей зимой в Москве, Санкт-Петербурге и других регионах являются первыми свидетельствами этого.

Наконец, **в-четвертых,** в стране вообще назревает дефицит мощности и электроэнергии. А в условиях дефицита введение конкурентного рынка (освобождение цен) просто недопустимо. Должно быть сохранено регулирование цен, т.е. регулируемые рынки электроэнергии.

Можно констатировать простой и очевидный факт - конкурентный рынок в электроэнергетике выгоден лишь производителям электроэнергии. Потребителям же он нанесет прямой ущерб в связи с повышением цен и возможным дефицитом электроэнергии. Следовательно, он вреден для всех остальных отраслей экономики, социальной сферы и населения страны. Более того, он вреден и самой электроэнергетике, которая раздробляется на сотни энергокомпаний с потерей целостности ЕЭС и единства административно-хозяйственного управления (с 01.07.2008 года РАО "ЕЭС России" ликвидирован), с необычайным усложнением оперативно-диспетчерского управления, повышением вероятности системных аварий и снижением надежности электроснабжения.

Выход из положения, сложившегося в электроэнергетике России, видится только один - скорейший возврат к двухуровневой структуре регулируемых рынков, созданной в начале 90-х годов, с учетом некоторых из проведенных преобразований.

Несмотря на грандиозные преобразования и при этом понесенные затраты, отказ от конкурентного рынка и корректировка концепции реформирования электроэнергетики предотвратят последующие затраты и последствия и будут действительным благом для страны и самой электроэнергетики.

Почему внедрение рынка в электроэнергетику повсеместно замедлилось, а в некоторых странах прекратилось? Оказалось, что рынок в электроэнергетике несовместим и с требованиями надежности энергоснабжения, и просто с техническими основами отрасли. Сегодня ненадежность электроэнергетики грозит стать спусковым крючком системного кризиса на Западе.

С 50-х годов XX века в мире сложилась надежная электроэнергетика на базе вертикально интегрированных (ВИК) компаний. Они, будучи государственными или частными, соединили в одних руках генерацию, управление, передачу и сбыт электричества. Причем тарифы таких ВИКов во всех странах регулировались государством.

Попытаться торговать электричеством как биржевыми товарами (наравне с нефтью, зерном или металлами) - это невероятное непонимание сущности и бизнеса и электроэнергетики, так как электроэнергетика - высокотехнологична. В отличие от зерна или нефти, электричество нельзя положить на склад или придержать: его нужно потреблять немедленно. При этом необходимо строго балансировать потребление и выработку тока: иначе система начнет разрушаться, начнутся массовые, катастрофические по последствиям отключения. Более того, генераторы силовых станций должны вращаться синхронно. Здесь нельзя вот так просто отключиться от одной электростанции, чтобы подключиться к другой: нагрузку нужно перераспределять и снова балансировать. Любая попытка привить вот сюда рыночные отношения в либеральном смысле выливается в создание громоздких регулирующие-торговых систем, что вздувают тарифы в несколько раз, во столько же раз снижая надежность электроэнергетической отрасли.

Далее, станции разных типов (атомные, тепловые, гидравлические) имеют разную себестоимость энергии не из-за плохого или хорошего менеджмента, а потому что у них разное "горючее" и самое главное - они очень дорогие. Станции строились, исходя из того, что есть на месте - уран, уголь или реки. И потому в прежней системе тариф усреднялся. Одним из необходимых требований было: каждая станция должна иметь запас мощности, чтобы в момент скачка потребления ответить резким ростом генерации. То есть, помимо трех энергоблоков на станции должен наготове стоять четвертый. Кто же будет строить новые станции, если есть риск того, что они не окупятся и даже могут разориться? В жизни будет так: "конкурирующие" компании тихо договорятся друг с другом и сообща поднимут тарифы, чтобы никто из них не разорился и окупил вложения. Зато, если надежность энергоснабжения уйдет на второй план, а на первый выйдет прибыльность, владельцы станций и сетей начнут эксплуатировать их на износ, снижая резервы мощности, так как их дорого содержать. А огромное число компаний на рынке приведет к неуправляемости и сбоям. Это положение, к сожалению, начинается в разных странах проявляться в сегодняшней электроэнергетике.

Попытка применить английскую модель в штате Калифорния (1999-2000 гг.) привела к настоящей катастрофе. В 1999 году там отказались от всякого государственного регулирования тарифов и впервые за сто лет сняли ограничения на прибыль энергокомпаний. В результате цены на электроэнергию на аукционах стали подскакивать в несколько раз, а в один из жарких дней августа 2000 года отмечен скачок тарифа в 5 тысяч процентов. Продавцы электроэнергии вместо того, чтобы конкурировать друг с другом, предпочли вести согласованную политику взвинчивания тарифов. В среднем они поднялись в три с половиной раза.

Наблюдатели отмечают, что калифорнийские коллизии произошли, несмотря на то, что в США трижды (в 1978, 1992 и 1996 гг.) принимались законы, направленные на уменьшение госрегулирования в электроэнергетике, и коллизии эти отбросили штат на двадцать лет назад.

В августе 2003 г. в США (восточное побережье и юг Канады) произошла крупнейшая в мире системная авария, затронувшая 50 миллионов человек. Причина - в неуправляемости "рыночно-конкурентной" энергетики. Тогда же системные аварии прокатились и по ряду стран Европы, страдавших либеральным реформированием электроэнергетической отрасли.

В том же 2003-м власти Америки признали провал либеральной реформы в электроэнергетике. Было признано, что электроэнергетика Америки уже никуда не годится и требует вложений сотни миллиардов долларов в ближайшие десятилетия. Синдромы болезни: изношенность оборудования и сетей, нехватка инвестиций в генерирующие мощности и системы передачи, аварийные отключения и ухудшение качества электрического тока (по частоте) - что особенно опасно для информационно-компьютерной экономики США. Также было отмечено, что усилия, направленные на ослабление регулирования и развитие конкурентных условий, вообще не обеспечили нужных результатов.

США сочли необходимым разрабатывать иную программу - "Сеть-2030". Была поставлена задача - к 2030 г. "разредить плотное скопление линий электропередач", кардинально перевооружив энергетику. Предусмотрено применить сверхпроводящие композитные материалы для уменьшения потерь в передающих линиях, создать накопительные батареи и маховики для "складов электричества", ввести более совершенное "распределенное управление", шире развивать местную маломасштабную генерацию. Поскольку земли для прокладки новых ЛЭП уже нет, американцы решили строить подземные супермагистраль для переброски энергии, увеличить пропускную способность уже существующих ЛЭП, решили делать ставку на будущие ядерные энергоблоки, а также - на новые технологии "чистого" сжигания угля, на технологии использования энергии солнца, текущей воды и ветра, на новую технику "распределенной" выработки электричества с помощью небольших установок, на новые способы запасаения энергии. Отмечена важность использования комбинированных установок генерации тепловой и электрической энергии, разработки Сетевого графика технологий Национальной системы электроснабжения - суперплан развития необходимых технических новинок. График должен использоваться для управления частными и общественными научными исследованиями, для разработки и выполнения пилотных программ. Сам график строится на основании исследований и разработок многочисленных научных и изыскательских организаций и ведущих специалистов в области энергетики. Более того, в круг разработчиков будущего электроэнергетики США приглашаются все заинтересованные лица и структуры, включается "коллективный разум". Особо подчеркнем: приоритет американцы отдают именно надежности энергоснабжения, а не дешевизне тарифов.

Вот пример Чили, бежавшей "вперед паровоза": она одной из первых перешла на "конкурентную" модель - но к 2007 г. ее энергетика оказалась без резервов мощности и не смогла угнаться за ростом потребления энергии в стране.

Французский "Электрисите де Франс" упорно сохраняет сети и электростанции в одних руках. В Японии Токийская электрическая компания также не разделяется. В Германии требования Евросоюза о либерализации энергоснабжения изящно обошли. Шесть энергокомпаний слились в три. Формально электростанции и сети электропередач работают отдельно друг от друга. Немцы снизили расценки на генерацию энергии, одновременно повысив тарифы на ее переброску и трансформацию. При этом доходы от вроде бы отдельных видов деятельности централизуются в компаниях, и деньги, полученные сетями, в любой момент могут быть вложены в новые станции.

Выясняется, что прежняя схема электроэнергетики - вертикально интегрированные компании с государственным регулированием тарифов и плановыми инвестициями - работает намного лучше и надежнее, чем либеральная (разделение энергетики на якобы конкурирующие частные компании-генераторы, сети, торговые фирмы и диспетчеров).

Каков результат реформ электроэнергетики в Англии? Они привели к тому, что старые угольные электростанции с высокими тарифами просто-напросто закрыли - хотя их можно было модернизировать, переведя на ВУТ - водоугольное топливо. Вместо них частный капитал стал бурно плодить силовые станции на газотурбинных установках, которые питались с британских газовых месторождений. В итоге тарифы на электричество даже снизились - на 10%. Но газа скоро перестало хватать, цены на него полезли вверх - и тарифы поднялись в краткие сроки на 20%, превзойдя дореформенный уровень. На рынке электроэнергии обнаружились дикие спекуляции и махинации частных фирм. Поэтому уже в 1997 г. британское правительство было вынуждено принимать чрезвычайные меры: ради подъема угольной промышленности - запрещать в стране строительство новых газотурбинных энергоблоков. А к 2000 году англичане запретили торговлю электроэнергией через оптовый рынок с маржинальной системой!

В сложное положение оказались норвежцы и шведы. Вслед за англичанами они тоже провели реформу электроэнергетической отрасли по самой радикальной модели - с разделением производства, передачи и сбыта электричества, хотя еще в 1980-е у них были нормальные централизованные, вертикально-интегрированные электрокомпании, что исправно снабжали Швецию и Норвегию электроэнергией, при 40% резерве мощностей! Как только скандинавы провели рыночную реформу электроэнергетики, они закрыли половину своих станций, как нерентабельные. В их странах тотчас же возник дикий дефицит электричества. Они кинулись закупать его во Франции и Германии - то есть в странах с "нерыночной", вертикально-интегрированной энергетикой. Сначала это даже позволило шведам и норвежцам понизить тарифы на 10-20%. Но рост потребления киловатт-часов привел к тому, что импорт из-за ограниченной пропускной способности ЛЭП перестал покрывать дефицит в часы, когда потребление в Скандинавии достигало пика. Тарифы в такое время

выросли вчетверо! Но энергии все равно не хватает - и шведам с норвежцами пришлось в часы пик прибегать к обесточиванию целых районов! Скандинавам пришлось прекратить либеральные эксперименты в электрической отрасли и **опять строить электростанции.**

К сожалению, природа бизнеса, внедренная в электроэнергетику, абсолютизирует коммерциализацию и быструю прибыль, не хочет ждать отдачи годами и отказывает государству в праве мобилизовать деньги для вложения в перспективные проекты.

А потому нет крупных внедрений энерготехнологий, хотя научный задел XX века, как отмечалось выше, позволяет существенно продвинуть новации в электроэнергетику. В условиях, когда нового в энергетике нет, американцы, европейцы и азиаты вынуждены возвращаться к старой, вполне индустриальной модели вертикально-интегрированной электроэнергетики. Лучше это, чем катастрофа с энергообеспечением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетика Узбекистана относится к развитым не только в СНГ, но и в мировом масштабе. Это объясняется уникальными запасами энергоресурсов, научно-техническим и кадровым потенциалом, развитостью соответствующей инфраструктуры. Самообеспеченность государства энергоресурсами весьма перспективна.

Основными целями дальнейшего развития топливно-энергетического комплекса Узбекистана являются:

- углубление экономических реформ, формирование и развитие рынка энергоресурсов и энергетических услуг;
- техническое перевооружение и модернизация добывающей и генерирующих мощностей с применением современных технологий энергопроизводства;
- расширение геологоразведочных и поисковых работ в целях увеличения запасов углеводородов;
- углубление переработки углеводородного сырья на основе современных технологий;
- диверсификация энергобаланса страны, позволяющая на основе современных технологий перейти от газового к газугольному укладу;
- энергосбережение – основа энергоэффективности экономики. В связи с этим необходима дальнейшая разработка правово-нормативных ее основ с учетом достижений других стран в этом вопросе;
- широкое применение возобновляемых источников энергии;
- снижение негативного воздействия энергопроизводства на окружающую среду;
- дальнейшее развитие интеграционных процессов в рамках Объединенной энергосистемы Центральной Азии и активный выход на международный рынок энергоносителей.

В целях реализации программных задач, вытекающих из Указов Президента Узбекистана, необходимо разработать стратегию развития энергетики в долгосрочном плане – до 2030 года и далее. Это отвечало бы требованиям обеспечения энергетической безопасности государства и устойчивому развитию ее энергетики. Углубление проводимых в энергетике страны реформ требует учета того факта, что республика является активным участником международного энергохозяйства. В связи с этим следует отметить следующее.

Анализ опыта функционирования электроэнергетики зарубежных стран показывает, что реформирование отрасли является мировой тенденцией. Причина – в необходимости привлечения средств, в том числе

средств частных компаний и инвесторов, для финансирования долгосрочных проектов - строительства электрических станций и другой инфраструктуры электросетевого хозяйства государства. В этом вопросе исключительно важно изучить и по возможности использовать опыт других стран. Необходимо иметь в виду, что в результате отсутствия универсальной модели реформирования электроэнергетики каждая страна сама находит собственную модель реформирования отрасли. Но при этом имеются и общие требования, соблюдения которых гарантирует успех реформ:

- необходимым условием реформирования электроэнергетики является перевод хозяйственных отношений из сферы административного регулирования в сферу гражданского права, снятие административных барьеров на пути инвестиций. Существование вертикально-интегрированных компаний не является препятствием для установления рыночных отношений в электроэнергетике;

- для получения правильных экономических сигналов о реальной ценности товаров и услуг в электроэнергетике необходимы рыночные механизмы. Действующие отраслевое законодательство и нормативное обеспечение электроэнергетики являются недостаточно эффективными и требуют совершенствования, что требует гражданско-правового оформления прав и обязательств участников реформирования отрасли, основанных на принципах независимости регулирующих органов и состязательности сторон. Государство должно возглавлять реформирование такой социально-ориентированной отрасли, например, электроэнергетика, как это делается в Узбекистане;

- раздельный учет по видам деятельности (генерация, транспорт, сбыт электро- и теплоэнергии) является необходимым условием эффективного функционирования электроэнергетики. Существующие и будущие независимые производители электроэнергии должны иметь право недискриминационного доступа к существующей и будущей сетевой инфраструктуре. Не должно быть законодательного запрета на существование в электроэнергетике независимых сетевых компаний;

- при реформировании электроэнергетики необходимо обеспечить независимость системы диспетчерского управления (системного оператора) от коммерческих интересов, связанных с владением генерирующими и сетевыми активами. Существующие ограничения по пропускной способности межсистемных связей влияют на структуру и эффективность единого оптового рынка электроэнергии;

- при реорганизации действующих в электроэнергетике компаний в ходе ее реформирования важнейшим принципом является соблюдение прав собственников и кредиторов. Защита указанных прав должна обеспечиваться использованием исключительно процедур реорганизации для разделения или выделения компаний, в том числе путем пропорционального разделения акций создаваемых компаний среди существующих акционеров. Продажа новым собственникам существующих акти-

вов в генерации, транспорте и сбыте электроэнергии, не является ни необходимым, ни достаточным условием реформирования электроэнергетики, равно как ни необходимым, ни достаточным инструментом привлечения инвестиций в нее;

— создание оптового и розничного рынков электроэнергии является важным инструментом снижения цены электроэнергии для конечных потребителей. Существующая система ценообразования на электро- и теплоэнергию требует реформирования, в первую очередь, за счет поэтапного перехода к рыночным механизмам;

— необходимым условием надежности результатов реформирования электроэнергетики является наличие резервов мощности по ЭЭС, создаваемый за счет строительства новых источников электроэнергии, что требует законодательного решения данного вопроса, гарантирующего получение прибыли инвесторами;

— реформирование электроэнергетики неизбежно будет длительным и поэтапным. Зарубежный опыт показывает, что в целом ряде стран (Великобритания, Германия, Австралия) реформирование электроэнергетики продолжается в течение 8-12 лет и до сих пор еще не завершено.

ПРИЛОЖЕНИЯ

II.1. Соотношение различных единиц энергии (работы, теплоты)

В многочисленных отечественных и зарубежных книгах и статьях по энергетике, экономике и экологии, посвященных оценке мировых или региональных запасов энергоресурсов, используются разнообразные единицы измерения, начиная с эрга и заканчивая британской тепловой единицей. При этом как удельные энергоемкости, так и конкретные запасы одних и тех же энергоресурсов, упоминаемые в разных источниках и выраженные в различных единицах измерения, редко бывают действительно эквивалентны друг другу: различия достигают иногда десятков, а в отдельных случаях и сотен процентов. Складывается впечатление, что авторы, привыкшие работать с какой-то конкретной системой единиц, не утруждают себя перепроверкой используемых данных по другим источникам, в которых эти же данные представлены в иных единицах измерения и в иных, неэквивалентных количествах. С другой стороны, часто в одной и той же работе оценки различных энергоресурсов встречаются почему-то в разных единицах, как будто автору самому сложно представить данные, заимствованные из разных источников, в единой системе единиц измерения. Следствием таких противоречий является, во-первых, сомнительная достоверность многих представленных в литературе данных по энергоресурсам, и, во-вторых, сложность восприятия информации читателями. Упростить решение проблемы перевода одних единиц в другие и достичь корректной представимости данных позволяет приведенная ниже таблица эквивалентности наиболее распространенных единиц энергии (работы, теплоты) и цепочки упрощающих перевод формул. Точность предлагаемой таблицы не хуже 0,1% (по большинству коэффициентов перевода не хуже 0,05%), а за основу при ее составлении приняты значения энергетического эквивалента калории $1 \text{ кал} = 41868 \text{ Дж}$ (точность не хуже 0,003%) и ускорения свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ (точность не хуже 0,04%).

В международной СИ и физической СГС (Сантиметр-Грамм-Секунда) системах единиц для измерения энергии используются ТАКИЕ единицы как Джоуль (произведение силы 1 Ньютон на путь 1 метр: $1 \text{ Дж} = 1 \text{ Н} \cdot 1 \text{ м} = 1 \text{ кг} \cdot 1 \text{ м/с}^2 \cdot 1 \text{ м} = 1 \text{ кг} \cdot (\text{м/с})^2$) и эрг (произведение силы в 1 дину на путь 1 см: $1 \text{ эрг} = 1 \text{ г} \cdot (\text{см/с})^2 = 10^{-7} \text{ Дж}$).

В технической системе единиц МКГСС (Метр-Килограмм-Сила-Секунда) энергия измеряется в кгс·м (произведение силы 1 кгс на путь 1 м). Помимо указанных системных единиц широко используются и внесистемные единицы: в электроэнергетике Ватт·час (производные -кВт·ч, МВт·ч, ГВт·ч, ТВт·ч), в теплоэнергетике и теплотехнике - калория (произ-

водные-ккал, Мкал, Гкал), тонна условного топлива (т. у. т.), тонна нефтяного эквивалента (т. н.э.) и британская тепловая единица (БТЕ, широко применяется в США и Великобритании). В табл. П1 представлен взаимный перевод указанных единиц. Для лучшей сопоставимости величин вместо тонн (т. у. т. и т. н.э.) выбраны граммы (г. у. т. и г. н.э.).

Цепочки упрощающих формул составлены на основе таблицы для основных крупных производных единиц, используемых наиболее часто при оценке энергоресурсов. При определении единицы 1 кВт·ч длительность года выбрана из расчета 364,25 суток, или 8742 часа.

Ниже в табл. П.2. даны наиболее употребляемые коэффициенты перевода между энергетическими единицами.

П.2. Что такое тонна условного топлива?

Различные виды топлива имеют неодинаковую энергетическую ценность, поэтому при их совместном учете используют условную единицу измерения количества энергии, запасенной в топливе. Такой единицей служит **тонна условного топлива** с энергоемкостью, равной

$1 \text{ т.у.т.} = 7 \cdot 10^6 \text{ ккал} = 29,31 \cdot 10^9 \text{ Дж} = 8,141 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$ - столько теплоты выделяется при сжигании хорошего, качественного каменного угля. Используют также производные от этой единицы:

$$2,931 \cdot 10^4 \text{ кДж/кг} = 7000 \text{ ккал/кг} = 29,31 \text{ ГДж/т.}$$

Определим, какова реальная величина тонны условного топлива. В этих целях определим время, в течение которого данное количество топлива выгорит, если рассмотреть лампочку мощностью 100 Ватт.

Так как т.у.т. равна 8141 кВт·ч, то лампочка будет гореть:

$$8141 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / 0,1 \text{ кВт} = 81410 \text{ часов.}$$

Поскольку в году 8742 часов, то общее время горения лампочки составит $81410 / 8742 = 9,312$ лет.

В зарубежной практике используется еще одна единица измерения: **тонна нефтяного эквивалента**. Из названия видно, что в данном случае в качестве теплового эквивалента принимают теплоту сгорания нефти равной 41,868 ГДж/т. Отсюда легко определить соотношение между т.у.т. и т.н.э., которое равно $(41,868 \text{ ГДж/т}) / (29,31 \text{ ГДж/т}) = 1,428$.

Таким образом,

$$1 \text{ т.н.э.} = 1,428 \text{ т.у.т.,}$$

$$1 \text{ т.у.т.} = 1 / 1,428 = 0,7 \text{ т.н.э.}$$

Следовательно, чтобы полностью сжечь одну тонну нефтяного эквивалента лампочка мощностью 100 Ватт должна гореть

$$9,312 \cdot 1,428 = 13,3 \text{ лет.}$$

Соотношения т.у.т. с другими единицами определяется, исходя из таблицы П1.

Необходимо отметить, что при определении замещения органического топлива при производстве тепловой и электрической энергии учитывается необходимость преобразования эквивалентной тепловой энергии в электрическую, поэтому используется следующий реальный энергетический эквивалент:

Соотношения различных единиц энергии (работы, теплоты)

Таблица П2

Система единиц	Наименование единицы	Джоуль (Дж; J)	Эрг (э; e)	Килограмм сила-метр (кгс-м; kgf-m)	Ватт-час (Вт-ч; Wh)	Калория (кал; cal)	Грамм нефтяного эквивалента (г.н.э.; g.o.e.)	Грамм условного топлива (г.у.т.; g.c.f.)	Британская тепловая единица (БТЕ; BTU)
СИ	1 Дж = 1 Н·1 м	1	10^7	0,102	$2,78 \cdot 10^{-4}$	0,2388	$0,238 \cdot 10^{-4}$	$0,341 \cdot 10^{-4}$	$0,948 \cdot 10^{-3}$
СТС	1 эрг = 1 дин·1 см	10^{-7}	1	$1,02 \cdot 10^{-8}$	$2,78 \cdot 10^{-11}$	$0,238 \cdot 10^{-7}$	$0,238 \cdot 10^{-11}$	$0,341 \cdot 10^{-11}$	$0,948 \cdot 10^{-10}$
МКГСС	1 кгс-м = 1 кгс·м 1 Вт-ч = 1 Дж/с = 3600 э	9,81 3600	$9,81 \cdot 10^7$ $3,6 \cdot 10^3$	1 367	$2,724 \cdot 10^{-3}$ 1	2,342 860	$2,341 \cdot 10^{-4}$ 0,086	$3,346 \cdot 10^{-4}$ 0,1228	$0,93 \cdot 10^{-3}$ 3,412
Внесистемные	1 кал 1 г.н.э. = 10000 кал 1 г.у.т. = 7000 кал 1 БТЕ = 252 кал	41868 41868 29308 1055	$4,1868 \cdot 10^7$ $4,19 \cdot 10^{11}$ $2,93 \cdot 10^{11}$ $1,055 \cdot 10^{10}$	0,427 4270 2989 107,6	$1,163 \cdot 10^{-3}$ 11,63 8,141 0,293	1 10000 7000 252	$1 \cdot 10^{-4}$ 1 0,7 0,0252	$1,428 \cdot 10^{-4}$ 1,428 1 0,036	$3,97 \cdot 10^{-3}$ 39,7 27,78 1

1 Гкал = 10^9 кал = 10^6 ккал = 10^3 Мкал = 4187 МДж = 1163 кВт·ч = 142,8 кг.у.т. = 100 кг.н.э.

1 ГВт·ч = 10^9 Вт·ч = 10^6 кВт·ч = 10^3 МкВт·ч = 3,6 ТДж = 860 Гкал = 122,8 т.у.т. = 85,98 т.н.э.

1 ГДж = 10^9 = 10^3 МДж = 10^6 кДж = 238,8 Мкал = 278 кВт·ч = 34,1 кг.у.т. = 23,8 кг.н.э.

1 т.у.т. = 10^6 г.у.т. = 10^3 кг.у.т. = 7 Гкал = 29,3 ГДж = 8141 кВт·ч = 0,93 кВт·ч·год = 0,7 т.н.э.

1 т.н.э. = 10^6 г.н.э. = 10^3 кг.н.э. = 10 Гкал = 41,9 Дж = 11630 кВт·ч = 1,33 кВт·ч·год = 1,428 т.у.т.

1 кВт·ч·год = 8742 кВт·ч = 1,074 т.у.т.

1 т.н.э. = 11,63· $\eta_{\text{ср}}$, МВт·ч; 1 т.у.т. = 8,141· $\eta_{\text{ср}}$, МВт·ч,

где $\eta_{\text{ср}}$ - средний КПД преобразователей тепловой энергии в электрическую при существующем уровне техники. Принимая это значение равным $\eta_{\text{ср}} = 0,361$, получаем следующие соотношения для единиц электроэнергии, вырабатываемой источником:

1 т. н. э. = 4,20 МВт·ч; 1 кВт·ч = 238 г. н. э.;

1 т. у. т. = 2,94 МВт·ч; 1 кВт·ч = 340 г. у. т.

Необходимо отметить, что в зарубежной литературе применяют еще одну внесистемную единицу: EJ-Exajoules (Эксо-Джоуль). Один Exajoules эквивалентен 278 тыс. ГВт·час. энергии, или круглогодичной работе 32 станций с мощностью 1 ГВт.

П. 3. Теплота сгорания различных видов топлива

В балансных расчетах первичных энергоносителей обычно применяют так называемую низшую теплоту сгорания, имея в виду запас в случае использования топлив с различными теплотворными характеристиками

В табл. П.3. приведены данные по теплоте сгорания различных видов топлива в разных единицах измерения, которыми удобно пользоваться при сравнительном анализе используемого энергоносителя.

Таблица П.3

Вид топлива	Единица измер.	Теплота сгорания			
		ГДж	МВт·ч	Т.у.т.	Т.н.э.
Нефтяной эквивалент	Т	41,868	11,630	1,4285	1,000
Мазут	Т	40,61	11,281	1,3856	0,970
Дизельное топливо	Т	42,50	11,806	1,4501	1,0151
Керосин	Т	43,12	11,978	1,4713	1,0299
Бензин	Т	43,09	11,969	1,4703	1,0292
Сжиженный газ	Т	45,61	12,669	1,5562	1,0894
Каменный уголь	Т	25,54	7,094	0,8714	0,6100
Кокс	Т	28,05	7,792	0,9571	0,6700
Природный газ	1000 м ³	36,0	10,000	1,2283	0,8598
Антрацит	Т	33,48	9,300	1,1424	0,7800
Топливная древесина	Скл.м ³	4,51	1,253	0,1539	0,0776
Условное топливо	Т	29,31	8,141	1,0000	0,7000

Скл. М³ - складочный кубический метр.

П.4. Что входит в состав парниковых газов?

Основными составляющими парниковых газов, загрязняющими атмосферу являются следующие шесть компонентов /187/:

- диоксид углерода (CO₂);
- метан (CH₄);

- закись азота (N_2O);
- гидрофторуглероды (ГФУ);
- перфторуглероды (ПФУ);
- гексафторид серы (SF_6).

Диоксид углерода CO_2 (Carbon Dioxide). Главный парниковый газ выделяется при сжигании ископаемых видов топлива, обезлесивании/изменениях в землепользовании и при производстве цемента. Часто также обозначается просто как "углерод".

Метан, CH_4 (Methane). Второй по значимости парниковый газ Киотского протокола выделяется при утечках из трубопроводов, в сельском хозяйстве, на свалках и т.п. Потенциал глобального потепления метана равен, 21, то есть по парниковому эффекту 1 т метана соответствует 21 т CO_2 .

Закись азота, N_2O (Nitrous Oxide). Третий по значимости парниковый газ Киотского протокола. Выделяется при производстве и применении минеральных удобрений, в химической промышленности, в сельском хозяйстве и т.д. Потенциал глобального потепления N_2O равен 310, то есть по парниковому эффекту 1 т N_2O эквивалентна 310 т CO_2 .

Гидрофторуглероды, ГФУ (Hydrofluorocarbons, HFCs). Газы, созданные для замены озоноразрушающих веществ, имеют исключительно высокий потенциал глобального потепления (140-11700). Их эмиссии пока невелики, но быстро возрастают. Используются в основном в холодильном оборудовании. Входят в число так называемых "новых газов" Киотского протокола.

Перфторуглероды, ПФУ (Perfluorocarbons, PFCs). Эмиссии главным образом связаны с производством алюминия, электроники и растворителей, сейчас незначительны, но их объем возрастает. Потенциал глобального потепления наиболее распространенных ПФУ 6500 и 9200. Входят в число так называемых "новых газов" Киотского протокола.

Гексафторид серы, SF_6 (Sulphur hexafluoride). Эмиссии связаны с электроникой и производством изоляционных материалов; они пока невелики, но их объем постоянно возрастает. Потенциал глобального потепления равен 23900, входит в число так называемых "новых газов" Киотского протокола.

П.5. Международные энергетические организации

ОЭСР

ОЭСР (OECD - Organization of Economic Cooperation and Development) - Объединение наиболее развитых капиталистических стран Европы и Америки, образовано в 1961 году.

В состав ОЭСР входят 29 стран: Австрия, Бельгия, Канада, Дания, Франция, Германия, Греция, Исландия, Ирландия, Италия, Люксембург, Нидерланды, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейца-

рия, Турция, Великобритания, США, Япония, Финляндия, Австралия, Новая Зеландия, Мексика, Чехия, Венгрия, Польша, Южная Корея.

По итогам 2003 года на страны ОЭСР приходится около 50% всего потребляемого в мире угля.

ОПЕК

ОПЕК (OPEC - Organization of petroleum Exporting Countries) - Объединение стран - экспортеров нефти.

В состав ОПЕК входят 11 стран: Алжир, Индонезия, Иран, Ирак, Кувейт, Ливия, Нигерия, Катар, Саудовская Аравия, Организация Арабских Эмиратов, Венесуэла. В 2005 году странами ОПЕК добыто примерно 50% потребленной объема нефти в мире.

АПЕК

АПЕК (APEC - Asia Pacific Economic Cooperation) - Азиатско - Тихоокеанское экономическое сотрудничество.

В состав АПЭК входят 20 стран: Австралия, Бруней, Вьетнам, Гонконг, Индонезия, Канада, Китай, Республика Корея, Малайзия, Мексика, Новая Зеландия, Перу, Россия, Сингапур, США, Тайвань, Таиланд, Филиппины, Чили, Япония. Страны АПЕК потребляют около 60% мировой первичной энергии, равно как 60% производимой в мире нефти и 70% угля.

МЭА

Международное энергетическое агентство (МЭА), International Energy Agency (IEA) - является самостоятельным органом, основанным в ноябре 1974 г. в рамках Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) с целью осуществления международной энергетической программы и представляет интересы крупных потребителей углеводородного сырья.

В состав МЭА входят 27 государств: Австралия, Австрия, Бельгия, Канада, Чешская Республика, Дания, Финляндия, Франция, Германия, Греция, Венгрия, Ирландия, Италия, Япония, Республика Корея, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Португалия, Испания, Швеция, Швейцария, Турция, Великобритания, США. Европейская комиссия также участвует в работе МЭА.

Основные цели МЭА - поддержание и улучшение систем борьбы с перебоями в поставках нефти; внедрение рациональной энергетической политики в глобальных масштабах путем кооперации со странами, не являющимися членами организации, а также с промышленными предприятиями и международными организациями; эксплуатация постоянно

действующей информационной системы о международном рынке нефте-продуктов; улучшение структуры поставок и потребления энергии в мире путем развития альтернативных источников энергии и повышения эффективности потребления энергии; содействие в объединении энергетической политики с деятельностью по охране окружающей среды.

СИГРЭ

Международный совет по большим электрическим системам (СИГРЭ - CIGRE), основан в 1921 г. во Франции. В настоящее время в нем представлены специалисты из более чем 80 стран мира.

СИГРЭ является постоянно действующей международной, неправительственной, бесприбыльной ассоциацией, ставящей своей целью развитие и распространение технических знаний в областях генерирования и передачи электроэнергии при высоком напряжении.

СИГРЭ занимается всеми проблемами в области электроэнергетики: формированием энергосистем, развитием и реконструкцией электрических сетей, организацией эксплуатации и работой по продлению сроков жизни электрооборудования, а также анализом влияния электроэнергетики на окружающую среду и др.

МАГАТЭ

Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) является ведущим мировым международным правительственным форумом научно-технического сотрудничества в области мирного использования ядерной технологии. МАГАТЭ создано в рамках Организации Объединенных Наций (ООН) в 1957 году и в его состав входят 143 государств. Агентство стремится к достижению более скорого и широкого использования атомной энергии для поддержания мира, здоровья и благосостояния во всем мире. По мере возможности Агентство обеспечивает, чтобы помощь, предоставляемая им или по его требованию или под его наблюдением, или контролем, не была использована таким образом, чтобы способствовать какой-либо военной цели.

АСЕАН

Ассоциация стран Юго-Восточной Азии (АСЕАН) - одно из наиболее авторитетных региональных объединений развивающихся стран - крупный производитель и одновременно потребитель энергии. Экономические процессы, происходящие здесь, во многом определяют прогнозы энергопотребления мира.

Организация создана в 1967 г. и в нее входили поначалу Бруней, Филиппины, Индонезия, Малайзия, Сингапур, Таиланд. Позже, уже в 90-е годы, в АСЕАН были приглашены Вьетнам, Лаос, Камбоджа и Бирма.

Страны, входящие в ассоциацию, располагают огромными запасами энергоресурсов – нефти, природного газа, угля и гидроресурсами. Достаточно сказать, что на территории Брунея, Малайзии, Вьетнама, Индонезии, Таиланда и Филиппин запасы нефти составляют не менее 1,4 млрд т, природного газа – 5,7 трлн.м³, угля – 6,7 млрд т.

ШОС

Шанхайская организация сотрудничества (ШОС) - Shanghai Cooperation Organization (SCO). 15 июня 2001 г. главы Китая, России, Казахстана, Киргизии, Таджикистана и Узбекистана объявили в Шанхае о создании Шанхайской организации сотрудничества. Страны-наблюдатели - Индия, Иран, Монголия, Пакистан.

ГЛОССАРИЙ

современных терминов по электроэнергетике
(<http://www.nit-energo.ru/?mod=words&word=28>)

Абонент энергоснабжающей организации - потребитель электрической энергии (тепла), энергоустановки которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации.

Аварийный режим работы энергосистемы - режим работы энергосистемы, характеризующийся повреждением оборудования, перерывом электроснабжения потребителей или отклонениями параметров от предельно допустимых для нормальных режимов значений, длительное существование которого с высокой вероятностью приведет к аварии.

Аварийный резерв мощности энергосистемы - резерв мощности, необходимый для восполнения аварийного понижения генерирующей мощности в энергосистеме.

Авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Авария в энергосистеме - нарушение нормального режима работы всей или значительной части энергетической системы, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) - иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов энергоустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Автоматизированная система - система, состоящая из персонала и комплекса средств автоматизации его деятельности, реализующая информационную технологию выполнения установленных функций.

Автоматическая частотная разгрузка энергосистем - отключение нагрузки потребителей электрической энергии при понижении частоты в электрической системе, осуществляемое устройствами автоматики в целях недопущения дальнейшего снижения частоты в сети.

Администратор торговой системы - некоммерческая организация, образованная в форме некоммерческого партнерства и основанная на членстве субъектов оптового рынка, целью создания которой является организация купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке.

Анализ рынка - изучение текущей и прогнозирование будущей рыночной ситуации на закупаемую продукцию.

Антрацит - ископаемый уголь высшей стадии углефикации с низким содержанием (до 9 процентов) летучих веществ, обладающий полуметаллическим блеском, не размягчающийся и не пахнущий при нагревании.

Акционерное общество энергетики и электрификации - открытое акционерное общество энергетики и электрификации, являющееся энергоснабжающей организацией и подлежащее реформированию в соответствии с законодательством об электроэнергетике.

Атомная электростанция - электростанция, преобразующая энергию деления ядер атомов в электрическую энергию или в электрическую энергию и тепло.

База данных - совокупность хранимых данных, относящихся к определенному объему или кругу деятельности, специально организованных, обновляемых и логически связанных между собой.

Базисный режим электростанций - режим работы электростанции с заданной постоянной мощностью в течение установленного интервала времени.

Базовый вариант топливообеспечения - вариант топливообеспечения ТЭС с использованием технологически взаимозаменяемых углей.

Базовый год (период) - год (или иной период), к показателям которого приводятся для сопоставимости расчетные показатели последующих лет (периодов).

Баланс мощности энергосистемы - система показателей, характеризующая соответствие между рабочей мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы, с учетом нормированных резервов мощности, контрактов по обмену мощностью с другими энергосистемами.

Баланс электроэнергии энергосистемы - система показателей, характеризующая соответствие потребляемой электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях величине выработки электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков электроэнергии с другими энергосистемами.

Баррель - мера вместимости и объема в системе английских мер. В нефтяной промышленности 1 баррель равен 0,15891 м³ или 159 л.

Бездоговорное потребление энергии - использование электрической энергии потребителем в отсутствие заключенного в установленном порядке договора энергоснабжения (купли-продажи электроэнергии) или в условиях присоединения энергопринимающих устройств потребителя к электрической сети без обращения к сетевой организации, владеющей указанными сетями на праве собственности или ином законном основании, в отсутствие согласия такой сетевой организации на присо-

единение энергопринимающих устройств потребителя к своим сетям, или с нарушением технических условий такого присоединения, и (или) без разрешения государственного надзорного органа.

Безубыточность производства - ситуация, когда объем продаж (произведение цены изделия на количество проданных изделий) обеспечивает полное покрытие постоянных и переменных издержек предприятия.

Блокирующий акционер - крупный акционер, распоряжающийся сам или вместе со своими аффилированными лицами пакетом акций, позволяющим ему или его представителям в органах управления акционерного общества заблокировать принятие отдельных вопросов органами управления акционерного общества.

Блок-станция - электростанция, работающая в энергетической системе и оперативно управляемая ее диспетчерской службой, но не входящая в число предприятий системы по ведомственной принадлежности.

Бурый уголь (лигнит) - ископаемый уголь наиболее низкой степени, углфикация — переходная форма от торфа к каменному углю (лигнит - горючее полезное ископаемое, слабообугленная древесина в пластах бурого угля, сохранившая строение тканей).

Ветряная электростанция - электростанция, предназначенная для преобразования энергии ветра в электрическую энергию.

Внезапный отказ - отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров объекта.

Внешний переток электрической энергии (мощности) - максимально возможная по системным ограничениям величина сальдо перетоков электрической энергии (мощности) в определенную зону.

Внутрирегиональное субсидирование в энергетике - занижение тарифов на поставляемую электроэнергию по сравнению с их экономически обоснованным уровнем для таких категорий потребителей, как население, бюджетные организации (в части регионов), сельскохозяйственные производители (в части регионов). При этом субсидирование финансируется за счет повышения тарифа на поставляемую электроэнергию для всех остальных категорий потребителей (в основном для промышленных потребителей).

Воздушная линия электропередачи - электрическая линия для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам.

Воздушная электрическая сеть - электрическая сеть, состоящая только из воздушных электрических линий.

Возмещение номинального ущерба - денежная сумма, присуждаемая к уплате судом, в качестве признания нарушения контракта, даже если фактически ущерб нанесен не был.

Возмещение убытков - основная форма ответственности за совершение гражданского правонарушения (нарушение договорных обязательств, причинение вреда).

Возмещение фактического ущерба - присужденное судом возмещение фактически причиненного ущерба, размер которого не определен договорными отношениями сторон.

Возможный ущерб - ущерб от возможных нештатных ситуаций.

Возможные запасы - оценочные данные по энергоресурсам открытых месторождений, которые по результатам геологических и инженерных исследований могут быть разработаны с небольшой степенью достоверности, что говорит о возможности существования данных запасов, но не дает права квалифицировать их как вероятные; представляются в виде диапазона или промежуточного значения с учетом всех погрешностей.

Восстанавливаемый объект - объект, для которого в рассматриваемой ситуации проведение восстановления работоспособного состояния предусмотрено нормативной и (или) конструкторской (проектной) документацией.

Восстановительная стоимость основных средств - первоначальная стоимость основных средств с учетом проведенных переоценок. По международной системе финансовой отчетности - сумма денежных средств или их эквивалентов, которая должна быть уплачена в случае приобретения таких же или аналогичных активов в настоящий момент.

Выпадающие доходы - потеря тарифной выручки продавца электрической энергии, ранее получаемой от потребителя, уменьшенная на экономию переменных расходов, связанных с энергоснабжением данного потребителя, и на вновь получаемую дополнительную выручку от услуг по передаче электрической энергии данному потребителю (если продавец электроэнергии закупает данные услуги в пользу потребителя).

Газотурбинная электростанция - тепловая электростанция с газотурбинными установками.

Гарантийное письмо - обязательство, выдаваемое гарантом кредитору в обеспечение полного и своевременного выполнения условий хозяйственного договора должником.

Гарантийные выплаты - выплаты, которые компенсируют потери рабочих и служащих в заработке, если они не работали в течение определенного времени по уважительным причинам, предусмотренным законом.

Гарантийные обязательства - обязательства поставщика или подрядчика перед заказчиком или потребителем гарантировать в течение установленного срока и (или) наработки соответствие качества поставляемой продукции или проведенных работ установленным требованиям и безвозмездно устранять дефекты, выявляемые в этот период, или заменить дефектную продукцию при соблюдении заказчиком или потребителем установленных требований к эксплуатации, включая хранение, транспортирование, монтаж и использование продукции.

Гарантийный срок эксплуатации - интервал времени эксплуатации, в течение которого действуют гарантийные обязательства.

Гарантирующий поставщик электрической энергии - коммерческая организация, обязанная в соответствии с законом или добровольно

принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем либо с лицом, действующим от имени и в интересах потребителя и желающим приобрести электрическую энергию. Порядок присвоения статуса гарантирующих поставщиков, зона их деятельности, существенные условия договора с потребителями регулируются основными положениями функционирования розничных рынков (на переходный период - основными положениями розничных рынков переходного периода).

Генеральный подрядчик - предприятие или организация, выступающее главным исполнителем договора подряда и привлекающие других лиц (субподрядчиков) для его выполнения.

Генеральный подрядчик "под ключ" - генеральный подрядчик, полностью выполняющий инвестиционный проект и принимающий на себя все риски его осуществления с момента проектирования и до момента передачи готового объекта заказчику (включая выполнение гарантийных обязательств), по которым несет финансовую ответственность перед заказчиком. Твердая цена контракта включает все расходы, связанные со строительством, в том числе вознаграждение генерального подрядчика; контракт предусматривает твердую цену, фиксированный срок сдачи объекта в эксплуатацию, достижение основных технических параметров объекта и полную финансовую ответственность подрядчика за превышение/экономия сметной стоимости проекта.

Генерирующие компании оптового рынка электроэнергии - (оптовые генерирующие компании) - генерирующие компании, формируемые на базе электростанций в соответствии с основными направлениями реформирования электроэнергетики

Геотермальная электростанция - электростанция, предназначенная для преобразования глубинного тепла Земли в электрическую энергию.

Гидроэлектростанция - электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию.

Гидроэнергетика - раздел энергетики, связанный с использованием механической энергии водных ресурсов для получения электрической энергии.

Гидроэнергетический потенциал - количество гидроэнергии, которое может быть экономически выгодно использовано при данных условиях.

Государственная пошлина - денежный сбор государственными органами (судом, арбитражем, нотариатом и др.), взимаемый при выполнении ими определенных функций.

Граница балансовой принадлежности тепловых сетей - линия раздела элементов тепловых сетей между владельцами по признаку собственности, аренды или владения на ином основании.

Граница балансовой принадлежности электросетей - линия раздела объектов электросетевого хозяйства между владельцами по признаку собственности или владения на ином законном основании.

График нагрузки электроустановки потребителя - кривая изменений во времени нагрузки энергоустановки потребителя.

Государственное регулирование - в ходе реформы электроэнергетики меняется система управления отраслью, что в первую очередь требует пересмотра нормативно-правовой базы. В содержательном плане перемены в регулировании сводятся к следующим аспектам: дерегулирование, перестройка антимонопольного управления, реорганизация регулирующих органов.

График продолжительности нагрузки (мощности) энергоустановки потребителя - кривая, показывающая суммарную длительность данного и большего значения нагрузки (мощности) энергоустановки в течение установленного интервала времени. Примечание: за установленный интервал времени принимают год.

Данные испытаний - регистрируемые при испытаниях значения характеристик свойств объекта и (или) условий испытаний, наработок, а также других параметров, являющихся исходными для последующей обработки.

Демонополизация подразумевает ликвидацию безраздельного контроля монополий над электроэнергетикой. Основными проблемами подобного монополизма являются:

- совмещение естественно-монопольных и конкурентных видов деятельности в рамках одних и тех же компаний, что вызывает так называемый конфликт интересов;
- законодательные, нормативные барьеры для конкуренции, установленные государством;
- чрезмерная концентрация в отрасли.

Дерегулирование - в электроэнергетике понимается уменьшение государственного вмешательства в дела отрасли. До проведения реформ некоторые сферы электроэнергетики полностью регулируются государством (в частности, цены), а во многих странах она непосредственно управляется государством. Внедрение конкуренции в отрасли требует появления самостоятельных, независимых участников рынка электроэнергии. Для этого необходимо освободить покупателей и продавцов от государственного регулирования, что, в частности, требует:

- предоставления покупателям права выбора поставщика;
- реформы ценообразования: освобождения цен (тарифов) в тех сферах электроэнергетики, которые признаны конкурентными, и изменение подходов к тарифному регулированию в прочих сферах. Эти преобразования осуществляются постепенно и обычно начинаются с изменений в законодательной и нормативной базе отрасли, что влечет за собой изменение функций и полномочий государственных органов.

Дефицит мощности энергосистемы - недостаток мощности в энергосистеме, равный разности между требуемой мощностью энергосистемы при нормативных показателях надежности работы энергосистемы и качества электрической энергии и рабочей мощностью в данный момент времени с учетом перетоков мощности.

Дефицит располагаемой мощности энергосистемы - недостаток мощности энергосистемы, равный разности между максимальной нагрузкой с потребным полным резервом с одной стороны и располагаемой мощностью с учетом перетоков с другой.

Дефицит электроэнергии энергосистемы - недостаток электроэнергии в энергосистеме, равный разности между спросом на электроэнергию и выработкой электроэнергии в энергосистеме за определенный временной период с учетом перетоков электроэнергии.

Дефицитная энергосистема - энергосистема, собственное производство электрической энергии (мощности) которой не обеспечивает объем потребления в обслуживаемом регионе.

Децентрализованное теплоснабжение - теплоснабжение потребителей от источников тепла, не имеющих связи с общей тепловой сетью.

Децентрализованное электроснабжение - электроснабжение потребителя от источника, не имеющего связи с энергетической системой.

Дизель-генератор - (дизельная электростанция) источник электроснабжения, представляющий установку, преобразующую механическую энергию вращения коленвала дизеля внутреннего сгорания в электрическую энергию, вырабатываемую генератором.

Диверсификация - (от лат. *Diversus* - разный и *facere* - делать) увеличение разнообразия видов топлива, источников топлива -, электро- и теплоснабжения, используемых типов электроустановок. Для обеспечения энергетической безопасности государства и нейтрализации, в определенной мере, негативных последствий либерализации необходимы диверсификация и децентрализация электроисточников.

Динамическая устойчивость энергосистемы - способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных нарушений без перехода в асинхронный режим.

Диспетчер - работник диспетчерского центра, уполномоченный на выдачу диспетчерских команд и согласований.

Диспетчерская команда - указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику.

Диспетчерский график - заданные объекту диспетчерского управления (ЕЭС, ОЭС, энергосистемы, электростанции) на планируемый период времени значения мощности:

- генерации (график генерации);
- межсистемных, межгосударственных перетоков (графики перетоков), а также сальдо перетоков ОЭС и энергосистем (графики сальдо-перетоков);
- потребления (графики потребления);

а также заданные:

- резервы активной мощности ОЭС, энергосистем и электростанций;
- уровни напряжения в контрольных точках электрической сети (графики напряжения);
- при необходимости - графики реактивной мощности для электростанций и подстанций, имеющих синхронные компенсаторы и батареи статических конденсаторов.

Диспетчерский центр - структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

Диспетчерское распоряжение - документ, определяющий содержание, порядок и сроки осуществления конкретных действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемый вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское согласование - разрешение, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному объекту электроэнергетики.

Диспетчерское управление энергосистемой - управление технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при котором технологические режимы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Договор - соглашение двух или нескольких лиц об установлении, изменении или прекращении гражданских прав и обязанностей.

Договор на выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ - договор, по которому исполнитель обязуется провести обусловленные техническим заданием заказчика научные исследования, а по договору на выполнение опытно-конструкторских работ - разработать образец нового изделия, конструкторскую документацию на него или новую технологию, а заказчик обязуется принять работу и оплатить ее.

Договор поставки - договор, по которому поставщик-продавец, осуществляющий предпринимательскую деятельность, обязуется передать в обусловленный срок производимые или закупаемые им товары покупателю для использования в предпринимательской деятельности или в иных целях, не связанных с личным, семейным, домашним и иным подобным использованием.

Договор энергоснабжения - договор, по которому гарантирующий поставщик обязуется осуществлять продажу электрической энергии, са-

мостоятельно или через привлеченных третьих лиц оказывать услуги по передаче электрической энергии и иные услуги, неразрывно связанные с процессом снабжения электрической энергией потребителей, а покупатель обязуется оплачивать приобретаемую электрическую энергию и оказанные услуги.

Договорная документация - договоры, контракты, соглашения двух или нескольких лиц об установлении, изменении или прекращении гражданских прав и обязанностей, а также документы, их сопровождающие (счета, акты, протоколы соглашений, спецификации, сметы, графики и т.д.).

Документ - зафиксированная на материальном носителе информация с реквизитами, позволяющими ее идентифицировать. Документ может иметь бумажную, электронную (или другую) форму представления и изменять ее в процессе документооборота.

Документ официальный - документ, созданный юридическим или физическим лицом, оформленный и удостоверенный в установленном порядке.

Документ электронный - документ, в котором информация представлена в электронно-цифровой форме и который, как юридически полноценный аналог бумажного документа, удовлетворяет следующим требованиям:

- создан, передается и хранится с помощью программных и технических средств, принятых в эксплуатацию в Обществе;
- может быть представлен в форме, понятной для восприятия человеком, в том числе в бумажной (традиционной) форме;
- содержит реквизиты, позволяющие его идентифицировать, а также проверить его подлинность и целостность.

Документ, объявляющий о начале закупочных процедур - документ, предназначенный для поставщиков, публикация или рассылка которого означает официальное объявление о начале закупочных процедур.

Документ, содержащий коммерческую тайну - зафиксированная на материальном носителе информация, составляющая коммерческую тайну, с реквизитами, позволяющими ее идентифицировать.

Документация нормативная - документация, содержащая правила, общие принципы, характеристики, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

Документация функционально-техническая - стандарты, регламенты, методики, порядки, инструкции, положения, регулирующие организационные, технологические, финансовые и иные стороны деятельности структурных подразделений и Общества в целом.

Документирование - запись информации на различные носители по установленным правилам.

Достоверные запасы - оценочные данные по запасам энергоресурсов на определенную дату, подтвержденные с достаточной достоверностью геологическими и инженерными исследованиями и подлежащие добыче из известных источников с учетом экономических и технических условий на дату оценки.

Доступные запасы энергии - запасы энергии из природных возобновляемых и невозобновляемых источников, которые могут быть использованы для удовлетворения экономических потребностей определенного региона или отрасли.

Единая национальная электрическая сеть - комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу электроэнергетической системы страны и электроэнергетических систем иностранных государств. Проектный номинальный класс напряжения, характеристики пропускной способности, реверсивности потоков электрической энергии и иные технологические характеристики объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, порядок ведения реестра указанных объектов утверждаются государственными организациями.

Единая энергетическая система - совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления.

Естественно-монопольные виды деятельности в электроэнергетике - услуги по передаче электрической и тепловой энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и иные виды деятельности, оговоренные в соответствующих Законах.

Заинтересованная сторона - лицо или группа, заинтересованные в деятельности или успехе организации. Группа может состоять из организации, ее части или из нескольких организаций.

Заказчик - юридическое лицо, в интересах и за счет средств которого осуществляются закупки. Заказчиком выступает собственник средств или их законный распорядитель, а выразителями его интересов - руководители, наделенные правом совершать от его имени сделки по закупкам.

Заключение экспертизы промышленной безопасности - документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

Закрытое акционерное общество - акционерное общество, в котором акции распределяются только среди его учредителей или иного заранее определенного круга лиц. Это общество не вправе проводить открытую подписку на выпускаемые им акции. Число акционеров и минимальный уставный капитал определяется соответствующими нормативно-правовыми документами.

Замыкающие затраты на топливо (электрическую энергию) - удельные народнохозяйственные затраты на увеличение потребности в различных видах топлива (электрической энергии) в данном районе в установленном интервал времени.

Запасы минерального и ископаемого топлива - все известные и разведанные месторождения минерального и ископаемого топлива, экономическая ценность которых уже установлена или может быть установлена в обозримый период времени.

Запрос предложений - конкурентный способ закупки, при котором организатор закупки заранее информирует поставщиков о потребности в продукции, приглашает подавать предложения и после одного или нескольких этапов может заключить договор с квалифицированным участником, предложение которого наиболее соответствует объявленным требованиям.

Запрос цен - 1) Конкурентный способ закупки, при котором организатор закупки заранее информирует поставщиков о потребности в продукции, устанавливает все требования к ней, а также договорные условия, кроме цены, и приглашает подавать предложения и может заключить договор с квалифицированным участником, предложение которого имеет минимальную цену. 2) Название документа, направленного поставщикам в процессе закупки данным способом.

Затраты на инвестиции - затраты на финансирование и осуществление инвестиций. Включают расходы по их приобретению, такие как брокерские и банковские комиссионные пошлины. Если инвестиция приобретается полностью или частично путем выпуска ценных акций или других ценных бумаг, то затраты на приобретение равны реальной стоимости выпущенных ценных бумаг, а не их номинальной или нарицательной стоимости.

Затраты на производство реализованной продукции - то же, что себестоимость реализации товаров и услуг.

Затраты на разработку - все затраты, прямо относящиеся к деятельности по разработке, или затраты, которые обоснованно могут быть отнесены к деятельности такого рода.

Затраты приобретения - стоимость создания актива. Необязательно совпадает с первоначальными затратами, так как после приобретения актива с ним могут быть связаны некоторые дополнительные затраты, например, на его совершенствование, которые уже нельзя отнести к первоначальным.

Затраты производства реализованной продукции - один из основных показателей, рассчитываемых в соответствии с международными и многими национальными бухгалтерскими стандартами и указываемых в отчете о прибылях и убытках. В бухгалтерском учете используется показатель "себестоимость реализации товаров, продукции, работ, услуг", в который (в отличие от общепринятой в мире калькуляции затрат) включается нормативная "начисленная амортизация активов производствен-

ного (цехового) назначения", не показываемая полностью (отдельной статьей) в отчете о прибылях и убытках, как это принято в мировом сообществе. Это затрудняет выполнение пересчетов, необходимых для оценки стоимости имущества.

Зона оптового рынка электроэнергии - территория, которая определяется Правительством и в границах которой происходит формирование равновесной цены оптового рынка в порядке, предусмотренном законом об электроэнергетике и правилами оптового рынка.

Избыточная энергосистема - энергосистема, собственное производство электрической энергии (мощности) которой превышает объем потребления в обслуживаемом регионе.

Избыточное предложение - превышение предложения над спросом.

Издержки - выраженные в ценностных измерителях текущие затраты на производство продукции (И. производства) или ее обращение (И. обращения). Делятся на полные и единичные (в расчете на единицу продукции), а также на постоянные (И. на содержание оборудования, арендные платежи и т.д.) и переменные, обычно пропорциональные объему продукции (напр., И. на приобретение материалов и сырья, заработную плату сдельщикам).

Излишек потребителя - разница между тем максимумом, который потребитель готов заплатить за товар, и рыночной ценой этого товара. Для совокупности потребителей И. п. равен площади между кривой рыночного спроса и уровнем цены товара.

Излишек производителя - разница между рыночной ценой товара и предельными издержками его производства. Для рынка в целом И.п. измеряется площадью между уровнем цены товара и кривой рыночного предложения. (При условии, что производитель не в состоянии влиять на рыночную цену и принимает ее как данность).

Износ основных средств - то же, что амортизация: снижение стоимости основных средств по установленным нормам в процессе их эксплуатации.

Изолированная энергосистема - энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами.

Изыятие мощности с рынка - снижение уровня производства ниже конкурентного уровня, определяемого при данной цене рынка в результате ценопринимающего поведения поставщика. При этом величина изыятия или искажения объема поставки, -это разность между объемом производства (поставки) при конкурентном поведении и фактическим объемом производства. Различают физическое изыятие, при котором генерирующий агрегат не используется для производства электроэнергии, и финансовое изыятие, при котором агрегат не загружается из-за того, что представленные ценовые заявки предложения выше предельных затрат.

Именниковое оборудование - оборудование, выпускаемое по специальному заказу в единственном экземпляре либо в виде уникального изделия, либо на базе типовых изделий, но с конструктивными особенностями, выполненными изготовителем.

Имущество - совокупность вещей, материальных ценностей, ценных бумаг, находящихся в собственности или оперативном управлении хозяйствующего субъекта. Подразделяется на движимое и недвижимое. Право на имущество удостоверяется актом государственной регистрации и может быть оспорено только в судебном порядке.

Инвестиционная программа - программа развития отрасли, основанная на концепции реформирования этой отрасли и охватывающая большое количество конкретных инвестиционных проектов. И.п. финансируется за счет собственных и привлеченных средств, эмиссии дополнительных акций, платы за технические крепления, средств от продажи активов и некоторых иных источников. Причем в монопольный сектор должны преимущественно пойти бюджетные средства, а в конкурентные сектора - преимущественно частные инвестиции.

Инвестиционная стоимость объекта оценки - стоимость объекта оценки, определяемая, исходя из его доходности для конкретного лица при заданных инвестиционных целях.

Инвестиционное планирование - процесс разработки системы планов по отдельным аспектам инвестиционной деятельности, обеспечивающих реализацию инвестиционной стратегии предприятия (компании) в предстоящем периоде.

Инвестиционное предложение - основной документ, представляемый на рассмотрение инвестиционному или тендерному комитету, в котором содержится обоснование предложений по осуществлению инвестиций.

Инвестиционные ресурсы - денежные средства, ценные бумаги, иное имущество, в том числе имущественные права, иные права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской и (или) иной деятельности в целях получения прибыли и (или) достижения иного полезного эффекта. И. р. предприятия формируются за счет различных источников, которые принято подразделять на собственные и заемные, внутренние и внешние.

Инвестиционный анализ - процесс исследования инвестиционной позиции и основных результатов инвестиционной деятельности предприятия (компании) с целью выявления резервов повышения его рыночной стоимости и обеспечения эффективного развития.

Инвестиционный лимит - минимально присмслмый доход по инвестициям.

Инвестиционный менеджмент - система принципов и методов разработки и реализации управленческих решений, связанных с осуществлением инвестиционной деятельности предприятия.

Инвестиционный метод оценки - процедура оценки, при которой в качестве базы для расчета рыночной стоимости рассматриваемого актива принимается ожидаемый будущий доход или полезность. Лежащее в основе допущение состоит в том, что инвестор не будет платить за рассматриваемый актив больше, чем ему пришлось бы заплатить за другой

актив с потоком доходов, сопоставимым по сумме, продолжительности и достоверности.

Инвестиционный проект - обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений. Необходимая проектно-сметная документация, разработанная в соответствии с законодательством и утвержденными в установленном порядке стандартами (нормами и правилами), а также описание практических действий по осуществлению инвестиций.

Инжиниринг - предоставление инженерных услуг фирмой-консультантом клиенту при строительстве объекта (проектирование, выбор вариантов, надзор).

Инновации - 1) Процесс создания и освоения новых технологий и продуктов, приводящий к повышению эффективности производства. 2) Новая техника, технологии, являющиеся результатом научно-технического прогресса.

Инновационные прибыли - показатель, показывающий процент общих прибылей, получаемый от недавно появившихся продуктов и услуг. Является эффективным показателем инновационных возможностей фирмы и ее способности быстро выносить свою продукцию на рынок.

Инновация - результат вложения средств в разработку новой техники и технологии, во внедрение новых форм бизнеса, современных методов работы на рынке, новых товаров и услуг, финансовых инструментов.

Интеллектуальная собственность - совокупность исключительных прав на результаты интеллектуальной деятельности, а также на приравненные к ним средства индивидуализации. И.с. - это собирательное понятие, охватывающее права на: результаты интеллектуальной (творческой) деятельности в области литературы, искусства, науки и техники, а также в других областях творчества; средства индивидуализации участников гражданского оборота товаров или услуг; защиту от недобросовестной конкуренции. Использование результатов интеллектуальной деятельности и средств индивидуализации, которые являются объектом исключительных прав (интеллектуальной собственности) гражданина или юридического лица, осуществляется только с согласия правообладателя на основе лицензионных и авторских договоров. В соответствии с международными нормами ИС означает права, относящиеся к интеллектуальной деятельности в производственной, научной, литературной и художественной областях. ИС представляет собой исключительные права физического или юридического лица на результаты интеллектуальной деятельности и приравненные к ним средства индивидуализации (товарные знаки, фирменные наименования и др.).

Интенсивность НИОКР - отношение расходов на НИОКР к объему продаж.

Информационная система - система сбора, хранения, обработки, преобразования, передачи и обновления информации с использованием компьютерной и другой техники.

Информационная система общего пользования - информационная система, которая открыта для использования всеми физическими и юридическими лицами и в услугах которой этим лицам не может быть отказано.

Информационно-телекоммуникационная сеть - технологическая система, предназначенная для передачи по линиям связи информации, доступ к которой осуществляется с использованием средств вычислительной техники.

Информационные технологии - технологии поиска, сбора, хранения, обработки, предоставления, распространения информации и способы осуществления таких процессов и методов.

Информационные услуги - действия собственников и владельцев информационных систем по обеспечению пользователей информационными продуктами.

Информация - сведения, носящие определенную смысловую нагрузку и отраженные в определенной символично-знаковой форме, независимо от типа их носителя или способа предоставления.

Информация, составляющая коммерческую тайну - научно-техническая, технологическая, производственная, финансово-экономическая или иная информация (в том числе составляющая секреты производства (ноу-хау)), которая имеет действительную или потенциальную коммерческую ценность в силу неизвестности ее третьим лицам, к которой нет свободного доступа на законном основании и в отношении которой обладателем такой информации введен режим коммерческой тайны.

Инфраструктура - обслуживающая часть производственной и любой другой функциональной структуры; совокупность вспомогательных отраслей.

Инфраструктура рынка электроэнергии - совокупность организаций, обеспечивающих функционирование рынка, а именно: системный оператор, администратор торговой системы, федеральная сетевая компания, межрегиональные и региональные сетевые компании.

Исключительное положение поставщика - положение поставщика или нескольких поставщиков электрической энергии на оптовом или розничном рынке, дающее ему (им) возможность осуществлять манипулирование ценами на таких рынках, результатом которого является установление завышенной (заниженной) цены на электрическую энергию (мощность) на оптовом или розничном рынке по сравнению с ее конкурентным уровнем, независимо от обладания доминирующим положением на таких рынках.

Исключительный объем поставки - минимальный объем производства электрической энергии (мощности) поставщиком, непоставка которого приводит к совокупному дефициту в зоне свободного перетока или к нарушению установленных технологических параметров функционирования электрической системы в заданное время.

Исполнитель - организация независимо от ее организационно-правовой формы, а также индивидуальный предприниматель, выполняющие работы или оказывающие услуги потребителям по возмездному договору.

Использование мощностей - коэффициент загрузки мощностей, определяемый как отношение фактически использованной и имеющейся (располагаемой) производственной мощности.

Испытание - экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий.

Календарный план реализации проекта - система оперативных плановых заданий по обеспечению выполнения отдельных работ, связанных с реализацией реального инвестиционного проекта, дифференцированных по видам работ, периоду их исполнения и исполнителям.

Калькуляция - эффективный метод бухгалтерского учета, определенный порядок расчета себестоимости единицы продукции, работ, услуг по установленным статьям расходов в денежном выражении. В зависимости от времени составления и назначения различают плановую, сметную, нормативную и отчетную (т.е. фактическую) К.

Каменный уголь - горючее ископаемое, топливо, продукт преобразования высших и низших растений, содержащий до 50% примесей и влагу и залегающий в виде пластов среди осадочных пород.

Капитализация - 1) Признание затрат в качестве части стоимости капитала. 2) Использование прибыли компании для увеличения собственного капитала. 3) Оценка стоимости капитала акционерного общества через курсовую цену его акций, обращающихся на вторичном рынке (рыночная капитализация).

Капиталовложения - средства, предназначенные и израсходованные для простого и расширенного воспроизводства основных фондов в производственной и непроизводственной сферах. Законодательно определенное толкование термина: инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

Капитальный ремонт - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Капитальный ремонт тепловых сетей - ремонт, выполняемый для восстановления исправности тепловой сети и доведения технико-экономических характеристик до значений близких к проектным с заменой и восстановлением ее элементов.

Капитальный ремонт установки - ремонт установки, выполняемый для восстановления ее технико-экономических характеристик до значений, близких проектным с заменой и (или) восстановлением любых составных частей.

Капитальный ремонт электрических сетей – ремонт, выполняемый для восстановления первоначальных или близких к первоначальным характеристикам воздушных ЛЭП 0,38-500 кВ, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов распределительных сетей 0,38-20 кВ или их составных частей.

Карта испытаний – вид испытаний, характеризуемый организационным признаком их проведения и принятием решений по результатам оценки объекта в целом.

Качество – степень соответствия присущих характеристик требованиям.

Качество продукции – совокупность свойств продукции, обуславливающих ее пригодность удовлетворять определенные потребности в соответствии с ее назначением.

Качество электрической энергии – степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям.

Квалификационные характеристики – характеристики, используемые при обосновании рационального разделения и организации труда, правильного подбора, расстановки и использования кадров, обеспечения единства при определении должностных обязанностей работников и принимаемых решений о соответствии занимаемым должностям при проведении аттестации (оценки) руководителей и специалистов.

Кислотный дождь – атмосферные осадки, подкисленные из-за повышенного содержания в воздухе промышленных выбросов, главным образом окислов серы, азота и других углеводородов (SO_2 , NO_2 , HCl).

Кипящий слой – горение твердого топлива во взвешенном состоянии, обеспечиваемым скоростным напором воздуха, подаваемым снизу в зону горения.

Ключевой показатель эффективности – важнейший интегрированный показатель деятельности организации, структурного подразделения, конкретного должностного лица, значение которого отражает степень выполнения поставленных (организации, структурному подразделению, конкретному должностному лицу) целей на данный период времени.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии – режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии технологически связано с одновременным производством тепловой энергии.

Коммерческая организация – организация, основной целью деятельности которой является получение прибыли.

Коммерческий учет электроэнергии и мощности – процесс измерения объемов электрической энергии и значений электрической мощности, сбора и обработки результатов измерений, формирования расчетным путем на основании результатов измерений данных о количестве произведенной и потребленной электрической энергии (мощности) в соответствующих группах точек поставки, а также хранения и передачи указанных данных.

Компания - объединение предпринимателей для совместного ведения бизнеса. Обычно К. создаются в форме акционерных обществ открытого и закрытого типа (в первом случае их акции свободно продаются на рынке, во втором - нет). Участники К. не отвечают по обязательствам общества и несут риск убытков, связанных с его деятельностью, только в пределах стоимости принадлежащих им акций.

Комплексное обследование - выполнение работ по сбору, обработке и анализу информации при подготовке и осуществлении компаниями крупных транзакций (напр., сделки по поглощению, первоначальный выпуск акций на открытый рынок).

Комплект - два и более изделия, не соединенных на предприятии-изготовителе сборочными операциями и представляющих набор изделий, имеющих общее эксплуатационное назначение вспомогательного характера, например: комплект запасных частей, комплект инструмента и принадлежностей, комплект измерительной аппаратуры и т.п. К комплектам также относят сборочную единицу или деталь, поставляемую вместе с набором других сборочных единиц и (или) деталей, предназначенных для выполнения вспомогательных функций при эксплуатации этой сборочной единицы или детали, например: осциллограф в комплекте с запасными частями, монтажным инструментом, сменными частями.

Комплектуемое изделие - изделие предприятия поставщика, применяемое как составная часть изделия, выпускаемого предприятием-изготовителем.

Конкуренция - соперничество между товаропроизводителями за лучшие, экономически более выгодные условия производства и реализации продукции, а между покупателями - за более выгодные условия покупки. В результате К. продавцов уровень цен на рынке снижается, в результате К. покупателей получает тенденцию к повышению.

Конкурс - конкурентный способ закупки, предполагающий получение заявок не менее двух участников с обязательным заключением договора с победителем (если таковой объявляется) и возможным возмещением ущерба участникам, если организатор конкурса отказывается от его проведения с нарушением сроков, установленных законом или извещением о проведении конкурса. Цель конкурса - определение квалифицированного участника, предложившего наилучшие условия сделки.

Консалтинг - консультирование предприятий и организаций специальными фирмами.

Консорциум - временное договорное объединение фирм для осуществления конкретных экономических проектов; соглашение между банками и (или) промышленными фирмами для совместного проведения финансовых операций.

Контрагент: 1) Лицо или учреждение, принявшее на себя те или иные обязательства по договору. 2) Каждая из сторон договора по отношению друг к другу.

Контракт - договор, соглашение, определяющие взаимные права и обязанности договаривающихся сторон.

Контроль технического состояния - проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.

Контрольные испытания - испытания, проводимые для контроля качества объекта.

Контрольные точки реализации проекта - даты проведения основных мероприятий, связанных с реализацией проекта.

Конфиденциальная информация - обязательное для выполнения лицом, получившим доступ к определенной информации, требование не передавать такую информацию третьим лицам без согласия ее обладателя.

Концерн - организационная форма объединения предприятий, остающихся юридически самостоятельными, но передающих часть своей хозяйственной самостоятельности под общее руководство объединения. Существуют различные классификации К.. В частности, различают фактические К., когда входящие в их состав юридически самостоятельные предприятия практически полностью теряют свою хозяйственную самостоятельность; договорные концерны, основанные на договорах между предприятиями; К.холдингового типа и концерны на базе головного (материнского) предприятия.

Конъюнктура рынка - экономическая ситуация на рынке в определенный момент времени. Изучается с помощью данных о динамике спроса, производства товаров, существующего уровня загрузки производственных мощностей и др. показателей, а также сведений о динамике цен, курсов акций, облигаций, учетного процента.

Корпоративная информационная система - информационная система, участниками которой могут быть ограниченный круг лиц, определенный ее владельцем или соглашением участников этой информационной системы. ,

Корпоративная культура - исторически обусловленные, сохраняемые и частично формализованные: образ мышления, методы принятия решений и традиции поведения сотрудников предприятия (компании).

Коэффициент заполнения графика нагрузки энергоустановки потребителя - отношение среднеарифметического значения нагрузки энергоустановки потребителя к максимальному за установленный интервал времени.

Коэффициент использования установленной мощности энергоустановки - отношение среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за установленный интервал времени.

Коэффициент капитализации - любой множитель или делитель, используемый для конвертации дохода в оценочную стоимость (т.е. для капитализации).

Коэффициент неравномерности графика нагрузки энергоустановки потребителя - отношение минимального значения ординаты графика нагрузки потребителя к максимальному за установленный интервал времени.

Коэффициент одновременности - отношение совмещенного максимума нагрузки энергоустановок потребителей к сумме максимумов нагрузки этих же установок за тот же интервал времени.

Коэффициент сменности по электропотреблению - отношение годового количества электроэнергии, потребляемой предприятием, к условному годовому потреблению. Примечание: под условным годовым потреблением понимают потребление при работе всех смен в режиме наиболее загруженной смены.

Коэффициент спроса - отношение совмещенного максимума нагрузки приемников энергии к их суммарной установленной мощности.

Коэффициент технического использования - отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период.

Критерий - признак, на основании которого производится оценка качества (например, системы, ее функционирования), сравнение альтернатив (т.е. эффективности различных решений, например, инвестиционных проектов), классификация объектов и явлений. В инвестиционном менеджменте различные критерии могут быть использованы при формировании портфеля финансовых инвестиций или программы реальных инвестиций, структуры инвестиционных ресурсов.

Либерализация электроэнергетики - обычно понимают дерегулирование и демонополизацию отрасли. Наиболее либеральной является конкурентная модель энергетики.

Линия электропередачи - электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние.

Лицензионные платежи - плата получателя лицензии (лицензиата) продавцу (лицензиару) за право заниматься определенным видом деятельности (напр., в торговле, в оценке бизнеса и аудите), а также использовать патенты и некоторые другие результаты интеллектуальной деятельности.

Лицензирование интеллектуальной собственности - выдача, часто - продажа лицензий на право использования изобретений, патентов, ноу-хау и других объектов интеллектуальной собственности. Лицензирование может быть добровольным и принудительным (по решению суда).

Лицензия - 1) Специальное разрешение на осуществление конкретного вида деятельности при обязательном соблюдении лицензионных требований и условий, выданное лицензирующим органом юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю. 2) Договор на передачу одним лицом (лицензиаром) другому лицу (лицензиату) права

использовать имя, продукцию, технологию или услуги лицензиара в границах определенного рынка. Этот вид Л. часто применяется в отношении использования патентов.

Логистика - планирование, контроль и управление транспортированием, складированием и другими материальными и нематериальными операциями, совершаемыми в процессе доведения сырья, материалов и полуфабрикатов до производства, в процессе самого производства и в процессе доведения готовой продукции до потребителя, а также соответствующими информационными потоками.

Магистральные сетевые компании - открытые акционерные общества, создаваемые в результате реформирования АО-энерго, с передачей им имущества объектов электросетевого хозяйства, относящегося к единой национальной электрической сети.

Мажоритарный акционер - обобщающее название контролирующего и блокирующего акционеров. В случае Узбекистана таким акционером является государство.

Макет - программное обеспечение либо электронная форма, предназначенные для заполнения респондентами соответствующих показателей и адаптированные к загрузке в промежуточную базу данных или публикации. Корпоративное хранилище. М. может включать макросы (или настройки), реализованные с помощью программных средств для упрощения процедуры заполнения М. и проверки контрольных соотношений, а также средства для загрузки метаданных и внешнего вида форм из Корпоративного хранилища.

Максимум нагрузки электроустановки (группы электроустановок) - наибольшее значение нагрузки энергоустановки потребителя (группы энергоустановок) за установленный интервал времени. Примечание: за установленный интервал времени принимают сутки, неделю, месяц, год.

Максимум нагрузки энергосистемы - наибольшее значение активной нагрузки энергосистемы за определенный период времени.

Маневренный режим электростанции - режим работы электростанции с переменной мощностью в течение установленного интервала времени.

Маркетинг - система управления деятельностью фирмы по разработке, производству и сбыту товаров и предоставлению услуг на основе изучения рынка и реальных запросов и потребностей покупателей (а в некоторых случаях и по формированию этих потребностей).

Межсистемная связь - линия или участок линии электропередачи, непосредственно соединяющие электростанции или подстанции разных энергосистем.

Межсистемный переток - мощность/электроэнергия, передаваемая по межсистемной связи.

Менеджмент качества - скоординированная деятельность по руководству и управлению организацией применительно к качеству.

Мазут - высококалорийное вязкое жидкое топливо для энергетических котлов, смесь тяжелых углеводородов, остаточный продукт перегонки нефти после отделения бензина, керосина и других более легких фракций. В теплоэнергетике в основном используются сернистые мазуты, требующие системы сероочистки или использования специальных технологий сжигания.

Метан - главный компонент природного газа, простейший углеводород, образующийся в результате естественного или искусственного анаэробного разложения органической материи.

Методика - документ, рекомендуемый к применению определенные способы действия и имеющий рекомендательный характер.

Методика испытаний - организационно-методический документ, обязательный для выполнения, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы представления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды.

Методы начисления амортизации - система способов списания первоначальной стоимости внеоборотных активов в связи с их физическим и функциональным (моральным) износом. Включает, например, пропорциональный, ускоренный и др. методы.

Минимум нагрузки энергосистемы - наименьшее значение активной нагрузки энергосистемы за определенный период времени.

Миноритарный акционер - акционер, не являющийся мажоритарным акционером.

Мощность электроустановки - суммарная активная мощность, отдаваемая в данный момент времени генерирующей электроустановкой (группой электроустановок) приемникам электрической энергии, включая потери в электрических сетях.

Нагрузка энергоустановки потребителя - значение мощности или количества тепла, потребляемых энергоустановкой в установленный момент времени.

Невозобновляемые энергетические ресурсы - природные ресурсы, запасы которых могут быть полностью израсходованы в процессе получения энергии.

Недискриминационный доступ к инфраструктуре означает обеспечение равного доступа участников рынка к услугам по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению и услугам администратора торговой системы оптового рынка. В мировой практике принято два основных принципа обеспечения равного доступа:

- регулируемый, который предусматривает установление государством стандартных правил доступа и регулируемых тарифов;
- переговорный (доступ на основе переговоров), при котором каждый поставщик энергии заключает индивидуальное соглашение с оператором или собственником сети.

Равный доступ также возможен при моделях электроэнергетики с ограниченной конкуренцией, прежде всего, при сочетании единого закупщика и независимых производителей. Однако в этом случае речь идет о равном доступе для независимых производителей, тогда как единый закупщик фактически пользуется приоритетом.

В большинстве стран принят регулируемый доступ, хотя некоторые государства установили доступ на основе переговоров или сочетание единого покупателя и равного доступа.

— регулируемый доступ: США, Канада, Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Греция, Испания, Ирландия, Люксембург, Нидерланды, Дания, Норвегия, Швеция, Финляндия, Франция, Швейцария, Турция, Австралия, Южная Корея.

— модель единого закупщика+регулируемый доступ: Италия, Португалия.

— доступ на основе переговоров: Япония, Германия, Новая Зеландия.

Принципы доступа к сетям и услугам по транспортировке электроэнергии определяются соответствующим законом.

Необогатенный уголь (сырой уголь) - уголь, не прошедший сортировку.

Непроизводительный расход энергетических ресурсов - расход энергетических ресурсов, обусловленный нарушением требований, установленных государственными стандартами, а также иными нормативными актами, технологическими регламентами и паспортными данными для действующего оборудования.

Непроизводительное потребление электроэнергии - потребление электроэнергии жилищно-коммунальным сектором, военными частями и объектами, государственными учреждениями, объектами культуры и туризма и т.п.

Нетто - термин, означающий чистую величину некоторого объекта, без дополнений типа упаковки, посторонних примесей и т.п. Например: масса товара без упаковки, чистая цена товара за вычетом скидок, чистый доход за вычетом всех расходов, чистая прибыль за вычетом налогов.

Номинальное значение параметра - значение параметра, определяемое его функциональным назначением и служащее началом отсчета отклонений.

Номинальное значение показателя качества продукции - регламентированное значение показателя качества продукции, от которого отсчитывается допускаемое отклонение.

Номинальное значение технико-экономических показателей - значение технико-экономических показателей, определенное путем введения к их исходно-номинальному значению поправок на отклонение фактических значений внешних факторов от фиксированных.

Норма амортизации - выраженное в процентах отношение годовой суммы износа внеоборотных активов к их первоначальной стоимости. Сроки полезного использования для расчета А.н. рассчитываются по конкретным

идам активов, чаще - по их группам. В отдельных случаях налогоплательщик самостоятельно устанавливает срок использования (а, следовательно, и А.н.) исходя из технических условий и указаний изготовителя.

Нормальная цена товара - цена, приблизительно равная ценам аналогичных товаров на рынке при обычном ходе торговли.

Нормальная эксплуатация - эксплуатация изделий в соответствии с действующей эксплуатационной документацией.

Нормальный режим работы энергосистемы - режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Норматив технологических потерь электроэнергии - технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с принятой методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде.

Нормативная документация - документация, содержащая правила, общие принципы, характеристики, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

Нормативная калькуляция - калькуляция, составленная на основе действующих на начало периода норм производственных расходов, с учетом их изменения в течение каждого месяца. Предназначена для обеспечения повседневного контроля за отклонениями фактических расходов от установленных норм.

Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии - зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

Нормативные документы внешнего происхождения - ГОСТ, ОСТ, ТУ и прочие документы, разработанные другими предприятиями или организациями.

Нормативные документы внутреннего происхождения - организационно-распорядительные документы (приказы, распоряжения и т.д.) или инструкции, устанавливающие порядок и объем действий при выполнении какого-либо процесса, разработанные и действующие внутри общества.

Нормативный документ - документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии - метод с наименьшей точностью расчета, применение которого допустимо для сетей и оборудования данного напряжения.

Ноу-Хау - (секрет производства) сведения любого характера (производственные, технические, экономические, организационные и другие),

в том числе о результатах интеллектуальной деятельности в научно-технической сфере, а также сведения о способах осуществления профессиональной деятельности, которые имеют действительную или потенциальную коммерческую ценность в силу неизвестности их третьим лицам, к которым у третьих лиц нет свободного доступа на законном основании, и в отношении которых обладателем таких сведений введен режим коммерческой тайны.

Низкосортный уголь - горючий уголь, имеющий ограниченное применение из-за наличия нежелательных свойств, например высокой зольности.

Обогащенный уголь (промытый уголь, угольный концентрат) - конечный продукт механической, влажной или сухой очистки, сортировки, обладающий высоким содержанием сухого беззольного угля.

Обогащенный уран - природный уран, обогащенный ураном-235, ураном-233 или плутонием.

Ограничение мощности агрегата (электростанции) - значение вынужденного недоиспользования установленной мощности генерирующего агрегата (электростанции). Примечание: снижение мощности из-за ремонтных работ в ограничение мощности не включают.

Парниковый эффект - нагрев нижних слоев атмосферы вследствие того, что солнечная радиация видимого диапазона со сравнительно короткой длиной волны проникает в атмосферу, заметно не ослабляясь, и поглощается главным образом только на поверхности Земли, нагревая ее.

Перекрестное субсидирование - установление тарифов ниже экономически обоснованного уровня для одной группы потребителей (субсидируемые потребители) за счет повышения тарифов для остальных групп потребителей (субсидирующие потребители). Перекрестное субсидирование населения обусловлено нежеланием государства резко повышать тарифы на электроэнергию. Кроме того, ликвидация перекрестного субсидирования требует параллельной перестройки системы социальных гарантий, для чего также необходимо время. По этим причинам перекрестное субсидирование населения в странах с переходной экономикой обычно ликвидируется постепенно. Между тем перекрестное субсидирование скорее противоречит реальным интересам населения: переплачивая за электричество, предприятия закладывают эти расходы (в еще большем объеме) в цены своих товаров и услуг; в результате экономия населения на "квитанциях за электричество" оборачивается еще большими расходами на товары и услуги.

Переработка нефти (очистка нефти и нефтепродуктов) - промышленный процесс, заключающийся в превращении сырой нефти в продукты, пригодные для потребления: моторное топливо, топливо коммунально-бытового и промышленного назначения, растворители, смазочные материалы и т.д.

Переработка угля - процесс превращения угля в кокс, газ или жидкий продукт путем коксования, газификации или сжижения (гидрирования).

Плутоний - химический элемент III группы периодической системы, атомный номер 94, актиноид почти не встречающийся в природе. Высоко токсичен. Получаемый в ядерных реакторах изотоп плутония-239, наряду с ураном - важнейший вид ядерного топлива.

Показатель использования установленной мощности электростанции - отношение произведенной электростанцией электрической энергии за установленный интервал времени к установленной мощности электростанции. Примечание: показатель использования обычно выражают в часах за год.

Потребитель электрической энергии (тепла) - предприятие, организация, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электрической энергии (тепла) присоединены к электрической (тепловой) сети и используют электрическую энергию (тепло).

Потребитель-регулятор нагрузки - потребитель электрической энергии или тепла, режим работы которого предусматривает возможность ограничения электропотребления или теплотребления в часы максимума для выравнивания графика нагрузки энергетической системы или электростанции и увеличения нагрузки в часы минимума.

Право потребителя выбирать поставщика является одним из фундаментальных принципов реформируемой электроэнергетики в ее современном понимании. Еще три десятилетия назад, когда электроэнергетика считалась всецело естественной монополией, потребители не имели подобного права ни практически, ни юридически.

При реформировании электроэнергетики в законодательство большинства стран вносятся положения, предоставляющие потребителям подобное право. Право выбора распространяется на различные категории потребителей постепенно.

Пресобразование электрической энергии - изменение рода тока, напряжения, частоты или числа фаз.

Предполагаемые запасы - запасы энергоресурсов, о существовании которых можно сделать предположение в ходе предварительной оценки на первом этапе разведывательных работ в регионе на основе первых поступивших данных или первых открытий.

Приватизация - (от лат. Privates) разгосударствление, передача государственной собственности на средства производства: предприятия и объектов, имущества, жилья, земли, природных ресурсов в частную собственность. Приватизация производится через продажи государственной собственности - путем проведения конкурсов, аукционов или выкупов в соответствии с действующим законодательством.

Природный газ - смесь углеводородов метанового ряда и неуглеводородных компонентов. Встречается в осадочном чехле земной коры в виде свободных скоплений, а также в растворенном (в нефти и пластовых водах), рассеянном (сорбированным породами) и в твердом состоянии (в газогидратных залежах).

Приемник электрической энергии - устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

Присоединенная мощность электроустановки - сумма номинальных мощностей трансформаторов и приемников электрической энергии потребителя, непосредственно подключенных к электрической сети.

Рабочая мощность электростанции - располагаемая мощность электростанции за вычетом мощности оборудования, выведенного в ремонт.

Разделение видов деятельности в электроэнергетике - одна из ключевых задач, которые решаются при реформировании отрасли в разных странах мира. Она заключается в организационном разделении естественно-монопольных и потенциально конкурентных видов деятельности с обособлением их в самостоятельные компании.

К естественно-монопольным видам деятельности принято относить:

- передачу электроэнергии;
- распределение электроэнергии;
- функции системного оператора.

К потенциально конкурентным видам деятельности относятся:

- производство (генерация) электроэнергии;
- сбыт электроэнергии;
- ремонтные и сервисные функции.

Компании, совмещающие конкурентные функции с функциями естественных монополий, называют (в контексте электроэнергетики) вертикально-интегрированными компаниями (ВИК). Соответственно, задача реформы состоит в разделении ВИКов.

Разделение видов деятельности предполагает создание ряда самостоятельных компаний, специализированных либо на естественно - монопольных, либо на конкурентных видах деятельности. Однако допускаются исключения: в некоторых случаях конкурентные и естественно - монопольные функции могут осуществляться под контролем одних и тех же компаний.

Выделение естественно - монопольных функций не означает абсолютную государственную монополию в этих сферах. Однако государство оставляет за собой контроль за использованием объектов национального электросетевого хозяйства, ограничивая некоторые права владельцев сетей.

Функцию транспортировки электроэнергии принято разделять на передачу и распределение. Передача осуществляется по магистральным сетям, распределение - по распределительным. Говоря о сетях, обычно имеют в виду не только линии электропередачи, но и другие объекты электросетевого хозяйства: трансформаторные подстанции, контрольное оборудование и т.п.

Магистральные сети являются высоковольтными, распределительные имеют относительно низкий класс напряжения. В каждой стране установлены собственные критерии отнесения сетей к магистральным, либо распределительным. Как правило, к магистральным относятся сети напряжением свыше 110 кВ, либо 220 кВ.

Располагаемая мощность агрегата (электростанции) - установленная мощность генерирующего агрегата (электростанции) за вычетом ограничений его мощности.

Реорганизация регулирующих органов является обычной составной частью реформирования электроэнергетики. Это связано с тем, что эти органы играют различную роль в монополизированной и конкурентной электроэнергетике. В конкурентной отрасли регулирующие органы (иногда единый орган - регулятор) обязаны заботиться об экономической эффективности и инвестиционной привлекательности отрасли. В монополизированной же государством электроэнергетике решения регулирующих органов в большей мере обусловлены политическими соображениями. Например, в "государственной" электроэнергетике нередко одна из функций регулятора - поддержание заниженных тарифов для населения, т.е. перекрестного субсидирования. В конкурентной электроэнергетике регулятор, напротив, обязан бороться с перекрестным субсидированием.

К основным функциям регулирующих органов при конкурентной модели отрасли обычно относятся:

- лицензирование;
- регулирование цен;
- поддержка конкуренции (осуществление антимонопольного регулирования);
- контроль над деятельностью естественных монополий, обеспечение недискриминационного доступа к их инфраструктуре и услугам;
- содействие развитию рынка электроэнергии, общий контроль за его функционированием;
- контроль качества услуг;
- стимулирование инвестиций, развития мощностей.

Реструктуризация электроэнергетики предусматривает разделение видов деятельности и демополизацию с возможным изменением структуры собственности (продажей части государственных предприятий). И то, и другое направлено на формирование конкурентной среды в электроэнергетике, в частности, на создание независимых субъектов рынка электроэнергии.

Реструктурируемые предприятия подвергаются функциональным изменениям: меняется схема управления, техническая и коммерческая инфраструктура и т.п.

Некоторые страны проводят реструктуризацию "эволюционным путем": структура собственности действующих монополий (или одной монополии) не меняется, в то же время создаются стимулы для появления новых игроков в отрасли - генерирующих, сбытовых, распределительных компаний. Этот путь - медленный и оправдан в случае небольших стран, которые готовятся открыть национальный рынок для иностранной конкуренции, но не имеют возможности (в отличие от больших государств) создать несколько крупных компаний, способных конкурировать с сильными зарубежными соперниками. По этой причине ряд

небольших государств (Ирландия, Греция, Бельгия, Эстония, Латвия) сохраняют наивысшую степень концентрации и монополизма в электроэнергетике.

Рынок электроэнергии может быть конкурентным (свободным) и регулируемым. Конкурентным считается рынок, цены которого не устанавливаются государством, а определяются продавцами и покупателями (соотношением спроса и предложения). Во многих странах рынок пока не является в чистом виде регулируемым или свободным. Обычно лишь часть электроэнергии продается по свободным ценам, т.е. рынок условно делится на два сектора: конкурентный и регулируемый. К тому же иногда государство устанавливает верхний предел цен конкурентного рынка, например, в случае временного дефицита электроэнергии.

Рынок электроэнергии состоит, как правило, из двух уровней:

- оптовый (единый для страны или группы стран);
- розничный, который нередко разделяется на более или менее замкнутые региональные и местные рынки.

Потребители электроэнергии могут быть одновременно участниками (субъектами) оптового и розничного рынков. Либерализация рынка в процессе реформ начинается, как правило, с формирования свободного оптового рынка и лишь затем постепенно охватывает розничную торговлю.

По характеру сделок оптовый рынок условно делится на два сектора:

- **спот-рынок**, под которым понимают сделки, единственная цель которых – физическая (реальная) поставка электроэнергии (иногда называется рынком "наличной" электроэнергии). Срок поставки спот-рынка, как правило, в пределах суток.

- **рынок срочных сделок**, где происходит торговля обязательствами на поставку электроэнергии по прошествии определенного времени. В отличие от спот-рынка, подобные сделки не обязательно влекут за собой реальную поставку электроэнергии, хотя это не исключается. Поскольку в данном случае объектом купли-продажи выступает не сама энергия, а различные виды срочных обязательств (**форварды, фьючерсы, опционы**), их принято относить к производным инструментам, а торговлю ими называют рынком производных инструментов, в противоположность спот-рынку.

Смысл производных инструментов состоит, в частности, в компенсации (хеджировании) рисков, связанных с изменениями рыночной конъюнктуры. На развитых рынках объем подобных "виртуальных" продаж может намного превышать объем физических поставок электроэнергии.

Купля-продажа электроэнергии осуществляется в двух основных формах:

- двусторонние контракты, заключаемые напрямую потребителем и поставщиком энергии;
- централизованные торги, которые, в отличие от двусторонних кон-

трактов, организованы на биржевых принципах: происходит торговля на многосторонней основе при координирующей роли рыночного оператора.

Особенности торговли также определяются назначением продаваемой электроэнергии. Как правило, в специфический сегмент рынка выделяют рынок балансирования, суть которого - покупка энергии для устранения дисбаланса между спросом и предложением. Подобная недовостача возникает в силу невозможности абсолютно точно прогнозировать объем потребления энергии в тот или иной период времени (час суток). В отличие от большинства других товаров, электроэнергию невозможно хранить в больших количествах, поэтому в каждый момент времени поставки в точности равны потреблению. Когда возникает разница между спросом и предложением, осуществляется покупка энергии на рынке балансирования. На совершенном рынке есть возможность балансирования в максимально оперативном режиме, приближенном к режиму реального времени. Также на рынках существуют особые услуги по обеспечению надежности энергосистемы.

Режим работы энергоустановки - характеристика энергетического процесса, протекающего в энергоустановке и определяемого значениями изменяющихся во времени основных параметров этого процесса.

Резервная мощность электроустановки - разность между рабочей мощностью генерирующей электроустановки и мощностью, генерируемой в установленный момент времени.

Рядовой уголь - сырой уголь, только что извлеченный из месторождения, включающий другие попутные породы и землю.

Открытый рынок - это продажа электроэнергии по свободным ценам тем потребителям, которые имеют возможность выбирать поставщика. Полное открытие рынка требует двух главных условий:

- создания конкурентной модели электроэнергетики;
- развитой инфраструктуры отрасли, позволяющей обеспечить любому мелкому потребителю возможность получать энергию более чем от одного поставщика, а также доступ небольших поставщиков на рынок электроэнергии.

Есть два аспекта проблемы открытия рынка:

- юридический: продавцы и покупатели должны получить право выбирать поставщика;
- "технический": необходимо создать реальную возможность поставки энергии от любого потребителя к любому поставщику, что требует развития инфраструктуры отрасли и определенного уровня развития самого рынка. Обеспечить технический доступ бывает сложнее, чем изменить законодательство. Поэтому в некоторых странах в процессе реформ в электроэнергетике многие потребители получают юридическое право выбора поставщика, которым не могут реально воспользоваться.

Поскольку далеко не во всех странах электроэнергетика удовлетворяет этим условиям, рынок принято открывать постепенно: вначале к

свободной торговле допускают крупнейших потребителей, затем все более мелких, вплоть до домашних хозяйств. Также постепенно снимаются ценовые и иные ограничения. Категорию потребителей, которым предоставлено право выбирать поставщика, принято называть квалифицированными. Критерий определения квалифицированного потребителя - установленный государственными регулирующими органами минимальный уровень потребления электроэнергии (мощности).

Для некоторых категорий поставщиков энергии делается исключение: они допускаются на оптовый рынок вне зависимости от их "масштаба". Например, в торговле на оптовом рынке могут участвовать гарантирующие поставщики независимо от суммарного объема приобретаемой ими энергии.

Подобный же порог допуска действует, как правило, и для других участников рынка: ими могут стать лишь более или менее крупные электростанции и сбытовые компании. Таким образом, другой аспект открытия рынка - обеспечение доступа на рынок все более мелким поставщикам электроэнергии. Порог допуска определяет долю потребителей, вовлеченных в свободную торговлю электроэнергией. Прежде всего этой долей характеризуется степень открытости рынка. Рынок полностью открыт, если к свободной торговле допущены 100% потребителей (порог допуска отменен). Первым в мире был полностью открыт рынок Норвегии. До сих пор полное открытие рынка характерно для немногих стран, как правило, высокоразвитых: Австрия, Германия, Великобритания, Дания, Финляндия, Швеция, Норвегия, Испания и некоторые другие.

Большинство стран, реформирующих электроэнергетику, намечают определенные сроки открытия национального рынка. Рынок может быть открыт в пределах энергосистемы одной страны (национальный рынок), либо группы стран (международный). На сегодняшний день существуют открытые международные рынки электроэнергии, среди которых выделяется скандинавский Nord Pool, открытый на 100%: тут отсутствуют какие-либо национальные барьеры для торговли. В обозримой перспективе крупнейшим полностью открытым международным рынком электроэнергии должен стать рынок Евросоюза.

Самодостаточность - это отношение уровней годового внутреннего производства энергии к потребляемой страной или регионом. Если это отношение больше единицы, то страна в энергетическом отношении самообеспечена, если же меньше единицы, то добываемые в стране первичные энергоресурсы не покрывают ее потребности - возникает необходимость импорта энергоносителей.

Сжиженный газ - природный газ, состоящий в основном из метана и этана, переведенных для целей транспортировки в жидкое состояние путем снижения температуры.

Сланец - горная порода, характеризующаяся ориентированным расположением породообразующих минералов и способностью раскалываться на тонкие пластины.

Солнечный концентратор - солнечный коллектор, в котором используются отражатели, линзы и другие оптические элементы, собирающие (фокусирующие) солнечные лучи для повышения плотности солнечной радиации. Используется в гелиоустановках.

Система энергоснабжения (электроснабжения, теплоснабжения) - совокупность взаимосвязанных энергоустановок, осуществляющих энергоснабжение (электроснабжение, теплоснабжение) района, города, предприятия.

Системный оператор (СО) - это специализированная организация, которая централизованно управляет технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и чьи диспетчерские команды и распоряжения обязательны для всех субъектов отрасли и потребителей электроэнергии с управляемой нагрузкой.

Системный оператор существует в различных национальных энергосистемах (независимо от модели электроэнергетики), а также в некоторых международных (межгосударственных энергообъединениях). СО является высшим звеном в системе оперативно-диспетчерского управления, включающей оперативно-диспетчерские структуры нижестоящего уровня (как правило, межрегионального и регионального), подчиняемые Системному оператору.

Структура установленной мощности электростанций - долевое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов.

Структура энергопотребления - долевое распределение суммарного электропотребления по типам потребителей.

Тариф на электрическую энергию (тепло) - система ставок, по которым взимают плату за потребленную электрическую энергию (тепло).

Тепловая сеть - совокупность устройств, предназначенных для передачи и распределения тепла к потребителям.

Тепловая электростанция - электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую или электрическую энергию и тепло.

Теплоснабжение - обеспечение потребителей теплом.

Теплофикация - централизованное теплоснабжение при производстве электрической энергии и тепла в едином технологическом цикле.

Теплоэнергетика - раздел энергетики, связанный с получением, использованием и преобразованием тепла в различные виды энергии.

Термоядерная электростанция - электростанция, преобразующая энергию синтеза ядер атомов в электрическую энергию или в электрическую энергию и тепло.

Товарный уголь - количество высокосортного угля или угольного балласта с учетом зольности и водосодержания; уголь, предназначенный для продажи.

Топливный элемент - важнейшая составная часть электрохимического генератора, обеспечивающая прямое преобразование химической энергии в электрическую.

Углеводород - химическое соединение, состоящее только из двух элементов: водорода и углерода.

Углефикация - совокупность процессов преобразования торфа в уголь и дальнейшего изменения ископаемых углей под действием геологических факторов (повышения температуры и времени ее действия, давления. Нормальный ряд углефикации: торф - бурый уголь - каменный уголь - антрацит.

Устойчивое общество - общество, обеспеченное информационными, социальными и институциональными механизмами, способными осуществлять контроль за контурами положительных обратных связей, обуславливающих экспоненциальный рост численности населения и капитала. В социально устойчивом обществе численность населения, запасы капитала и технология должны обеспечивать достаточный и гарантированный материальный уровень жизни для всех.

Установленная мощность электроустановки - наибольшая активная электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.

Фотоэлектрическая солнечная батарея - полупроводниковый фотоэлектрический генератор, преобразующий энергию солнечной радиации непосредственно в электрическую.

Форвардная реализация рынка - двусторонние договоры между производителем и потребителем электроэнергии на период будущей поставки на заранее оговоренных условиях.

Фьючерсная реализация рынка - взаимная передача прав и обязанностей при работе со стандартными договорами на поставку электроэнергии.

Хеджирование - это способ страхования рисков на рынке ценных бумаг или использование одного инструмента для снижения риска, связанного с неблагоприятным влиянием рыночных факторов на цену другого, связанного с первым инструмента, или на генерируемые им денежные потоки. Можно выделить два основных типа хеджирования - хеджирование покупателя и хеджирование продавца. Хеджирование покупателя используется для уменьшения риска, связанного с возможным ростом цены товара. Хеджирование продавца применяется в противоположной ситуации - для ограничения риска, связанного с возможным снижением цены товара.

Под ценообразованием в электроэнергетике подразумевают принципы и конкретные механизмы формирования цен и тарифов. Различают два важнейших вида ценообразования:

— регулируемое государством, которое существует в различных вариантах: государственные органы устанавливают абсолютное значение цен (тарифов) либо методологию их определения;

– конкурентное (рыночное, свободное) ценообразование, при котором цены формируются на основе спроса и предложения без вмешательства государственных регулирующих органов; однако нередко государство ограничивает конкурентные цены верхним и нижним пределами.

Применение этих видов ценообразования зависит от модели электроэнергетики. Однако и при самой либеральной модели, как правило, наряду с рыночным ценообразованием в отрасли существуют сферы ценового регулирования.

В вертикально-интегрированной модели отрасли практически все цены регулируются государством. В отсутствие свободного рынка цены оторваны от спроса и предложения и формируются директивно. В результате распространены такие принципы ценообразования, как установление цен (тарифов) на основе издержек и перекрестное субсидирование. На свободном рынке электроэнергии цены формируются на основе спроса и предложения и могут не учитывать фактические издержки энергетических компаний. Тем самым риски, связанные с неэффективной работой предприятия, лежат на продавце, а не на покупателе, как это происходит при ценообразовании, привязанном к издержкам.

Регулируемое ценообразование при конкурентной модели электроэнергетики несколько отличается от регулирования цен в условиях абсолютной государственной монополии в отрасли. Методики регулирования цен (тарифов) при конкурентной модели, как правило, содержат ограничения для "ценового произвола", в частности, учитывают конъюнктуру свободного рынка, содержат запрет или ограничения на перекрестное субсидирование, предусматривают лимитирование цен (тарифов) вместо их непосредственного установления и т.д.

При всем разнообразии моделей развития электроэнергетики в разных странах реформа отрасли всегда затрагивает практику ценообразования. Наибольшая либерализация цен происходит при формировании конкурентной модели электроэнергетики. Конкурентная модель предполагает либерализацию цен в потенциально конкурентных сферах и сохранение ценового регулирования в сферах естественных монополий. Однако на практике во многих странах допускаются некоторые исключения из этой идеальной схемы: освобождая цены генерирующих и сбытовых компаний, государство оставляет за собой право регулировать их в некоторых частных случаях.

Ценообразование на основе издержек – предусматривает включение в цены (тарифы) фактических расходов, нередко всех. В результате у предприятий энергетики снижаются стимулы к повышению эффективности: ведь им компенсируют затраты вне зависимости от эффективности работы. При этом в цены и тарифы может включаться инвестиционная составляющая – средства на капитальные вложения, объем которых, в отсутствие рыночных ограничителей и достоверной картины издержек производства, определяется столь же произвольно.

Компании, переведенные на единую акцию, называют операционными. Они полностью контролируют входящие в них предприятия.

Централизованное теплоснабжение - теплоснабжение потребителей от источников тепла через общую тепловую сеть.

Централизованное электроснабжение - электроснабжение потребителей от энергетической системы.

Циркулирующий кипящий слой - сжигание твердого топлива в кипящем слое с циркуляцией несгоревшего топлива за счет подачи воздуха в топку. Количество циркулирующего материала в сотни раз превышает количество воздуха, подаваемого для горения.

Электрическая подстанция - электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.

Электрическая сеть - совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории района, населенного пункта, потребителя электрической энергии.

Электростанция - энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.

Электроустановка - энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования передачи, распределения или потребления электрической энергии.

Электроэнергетика - раздел энергетики, обеспечивающий электрификацию страны на основе рационального расширения производства и использования электрической энергии.

Энергетическая наука - наука о закономерностях процессов и явлений, прямо или косвенно связанных с получением, преобразованием, передачей, распределением и использованием различных видов энергии.

Энергетическая система - употребительное название электроэнергетической системы, как совокупности электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Энергетическая политика - часть экономической политики государства, охватывающая вопросы, связанные с получением, преобразованием, распределением и потреблением энергии, а также сопутствующие проблемы, такие как сохранение невозобновляемых энергетических ресурсов и защита окружающей среды.

Энергетическая технология - совокупность технологических процессов и отраслей, имеющих отношение к производству, преобразованию, хранению, распределению и использованию энергии и энергетических ресурсов.

Энергетический уголь - угольная шихта, пригодная для использования на энергетических установках.

Энергоемкость - количество энергии, прямо или опосредованно необходимое для производства определенной продукции по месту производства или для предоставления определенной услуги в месте, где данная услуга предоставляется.

Энергозависимость - отношение чистого количества импортируемой энергии к общему количеству энергии, потребляемой в определенной географической зоне или определенной хозяйственной единицей в течение конкретного периода времени, например, года.

Энергосбережение - реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии. Это требует внедрения энергосберегающих технологий в разных отраслях промышленности, прежде всего в так называемых энергоемких производствах.

Другим условием энергосбережения является развитая рыночная экономика, при которой фактор энергосбережения реально отражается на конкурентоспособности национальных производителей. Недостаточное развитие рыночных отношений (включая практику безнаказанных неплатежей за электроэнергию) способствует расточительному использованию электроэнергии.

Энергоэффективность - это экономическая эффективность производства, передачи и распределения электроэнергии, выражающаяся в минимизации реального удельного расхода топлива на выработку единицы электро- и теплоэнергии (кВт.ч), потерь электроэнергии и в обеспечении нормативных экологических параметров при производстве электроэнергии.

Энергетическая безопасность - состояние защищенности граждан, государства, в целом мира и их экономик, от обусловленных внутренними и внешними характеристиками угроз дефицита экономически доступных топливно-энергетических ресурсов приемлемого качества; в нормальных условиях - обеспечение в полном объеме обоснованных потребностей; в чрезвычайных ситуациях - гарантированное обеспечение минимально необходимого объема жизненно важных потребностей.

Энергетика - область народного хозяйства, науки и техники, охватывающая энергетические ресурсы, производство, передачу, преобразование, аккумулирование, распределение и потребление различных видов энергии.

Энергетический баланс - количественная характеристика производства, потребления и потерь энергии или мощности за установленный интервал времени для определенной отрасли хозяйства, зоны энергоснабжения, предприятия, установки.

Энергоснабжение - обеспечение потребителей энергией.

Энерготехнологическая установка - энергоустановка для комплексного использования топлива.

Энергоустановка - комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.

Ядерная энергетика - раздел энергетики, связанный с использованием ядерной энергии для производства тепла и электрической энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев Б.А.. Энергосистемы к 2020 году: Обзор перспектив. // Электрические станции, — М., 2004. №6. С. 70-72.
2. Кучеров Ю.Н., Волков Э.П. Стратегические направления и приоритеты развития электроэнергетики. // Промышленная энергетика, — М., 2002. №2. С. 2-12.
3. Джангиров В.А. Современное состояние и пути развития электроэнергетики стран СНГ. // Промышленная энергетика, — М.: 2001, №5. С. 2-5.
4. Беляев Л.С. и др. Исследование эффективности межгосударственных электрических связей в Северо-Восточной Азии с применением математического моделирования. // Изв АН РФ. 2000. №5. С. 55-65.
5. Материалы XIX конгресса Мирового энергетического конгресса: "Обеспечение устойчивости: проблемы и возможности для топливно-энергетической промышленности", 5-9 сентября, Сидней (Австралия). // Электрические станции, — М., 2005. №1. С. 64-67.
6. Энергия для завтрашнего мира: реалии, возможность выбора и программа действий. / Материалы МИРЭС. // Электрические станции, — М., 2005, №2. С. 63-66.
7. Энергетика для завтрашнего мира. Действовать сейчас. // Материалы МИРЭС. Электрические станции, — М., 2005. №2. С. 67-70.
8. Поляков В. Обеспеченность мировой экономики энергоносителями в XXI веке. // Мировая экономика и международные отношения, — М., 2005. №6. С. 106-112.
9. Корнеев А.В. Топливо-энергетический комплекс США: проблемы безопасности. // США и Канада, — М., 2004. №8. С. 45-54
10. Маргулов Г.Д. Материалы международного форума "Энергетика-общество - 2004" / Доклад // Энергетическая политика, — М., 2004. №2. С. 3-8.
11. Онучко В. Энергоаппетиты человечества все растут. Мировая энергетика, — М., 2005. №1. С. 88-89.
12. Ольховский Г.Г.. Глобальные проблемы энергетики. // Электрические станции, — М. 2005. №1. С. 4-10.
13. Голубев В.С. Бушуев В.В.. Энергетика - экономика - развитие. // Энергетическая политика, — М., 2004. №3. С. 16-22.
14. Ольховский Г.Г.. Пути развития мировой энергетики. // Электрические станции, — М., 1999. №6. С. 10-18.
15. Дьяков А.Ф., Миролюбов В.А. 17-й конгресс МИРЭС. Энергия и технология: устойчивое развитие мира в следующем тысячелетии. // Энергетик, — М., 1999. №2. С. 2-5.
16. Яковлев М.Е. Повышение энергоэффективности как ключевой фактор достижения энергетической безопасности потребителей энергоресурсов. // Энергонадзор и энергобезопасность, — М., 2005. №4. С. 25-27.

17. Саидова Г.К. Формула экономического роста. // Правда Востока от 10.08.2006.
18. Электроэнергетика Узбекистана. // ГАК "Узбекэнерго". — Т., 2002.
19. Шоисматов Э.Р. Задачи энергосбережения и пути их решения в электроэнергетической отрасли страны. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТашГТУ 2003, №1-2, с.44-54.
20. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. — Т.: Молия. -388 с.
21. Беляев Л.С., Воропай Н.И. и др. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России. // Изв.АН РФ, Энергетика, 2004, №1. С. 3-13.
22. Котлер В.Р., Серков Д.Е. Потребление первичной энергии и структура топливопотребления в мире. // Электрические станции, 2002 №7. С. 71-73.
23. Джангиров В.А. Современное состояние и пути развития электроэнергетики стран СНГ. // Промышленная энергетика, 2002. №5. С. 2-5.
24. Баринов В.А. Структура управления и рыночные отношения в электроэнергетике. // Электричество, 2000. №1. С. 4-19.
25. Хнычев В.А. Реформа электроэнергетики - угроза безопасности. Мировая энергетика, — М., 2007. №3. С. 58-62.
26. // Экономическое обозрение, — Т., 2001. №2.
27. Сайдахмедов Х. Комплексное использование минерально-сырьевых и вторичных ресурсов. // Экономический вестник Узбекистана, 2001. №1-2.
28. Национальная холдинговая компания "Узбекнефтегаз". — Т., 2004.-96 с.; 2005. 64 с.
29. Uzenegy.uzpak.uz sjsc@uzpak.uz Ш.В.Хамидов. Электроэнергетика Республики Узбекистан - состояние, перспективы развития и инвестиционный климат. // Доклад на Бизнес - форуме в Париже (20-23 июня 2006 года).-28 с.
30. Законодательные основы рационального использования энергии и реформирования электроэнергетики. // Материалы международной конференции, организованной Комитетом по вопросам промышленности, строительства и торговли Законодательной палаты Олий Мажлиса Республики Узбекистан совместно с проектом "Дальнейшее углубление демократических реформ в Узбекистане", в рамках программы ЕвропЭйд Комиссии Европейского Союза. — Т., 2006.-80 с.
31. Первое Национальное сообщение Республики Узбекистан по рамочной конвенции ООН об изменении климата (фаза 1). — Т., 1999.-122 с.
32. Первое Национальное сообщение Республики Узбекистан по рамочной конвенции ООН об изменении климата (фаза2). — Т., 2001.-133 с.
33. Обзор результативности экологической деятельности. Узбекистан. Европейская экономическая комиссия. ООН. Нью-Йорк, Женева, 2001.-196 с.
34. Захидов Р.А., Кивалов Н.К., Орлова Н.И., Таджисв У.А. Перспективы устойчивого экологически безопасного энергообеспечения Узбекистана с использованием энергии солнечного излучения, малых водотоков, ветра. // Гелиотехника, — Т., 1997. №5-6. С. 86-86-96.

35. Рахимов В.Р., Клименко А.И. Перспективы развития комплексного использования ресурсов угольных месторождений Узбекистана. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т.: 2003, №1-2. С. 136-148.
36. Анализ рынка угля. // Правда Востока от 01.12.2005.
37. Рахимов В.Р., Алимходжаев С.Р., Алимходжаев Ш.С. Технический прогресс на горных предприятиях Узбекистана. // Горный журнал, – М. 2004. №10. С. 2-5.
38. Клименко А.И., Рахимов В.Р. Основные направления перевооружения угольной отрасли Узбекистана. // Вестник ТашГТУ, 2002. №2
39. Рахимов В.Р., Алимходжаев С.Р. Приватизация собственности и формирование рыночных структур в горно-металлургическом производстве Узбекистана. // Горный журнал. – М., 2000. №3.
40. Умаров Ф. Анализ качественной характеристики угольной залежи. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т.: ТашГТУ, 2005, №1, С. 41-47.
41. Геологические запасы горючих сланцев СССР. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 12. С. 52-54. – М.: Недра, 1978.
42. Uzenenergy.uzpak.uz sjsc@uzpak.uz Хамидов Ш.В. Узбекистан. // Углубленный доклад по инвестиционному климату и структуре рынка в энергетическом секторе. Секретариат Энергетической Хартии, 2006.
43. Толмачев Г.М. Энергетика Узбекистана // Экономическое обозрение. 1999.
44. Материалы XIX конгресса Мирового энергетического конгресса: "Обеспечение устойчивости: проблемы и возможности для топливно-энергетической промышленности". 5-9 сентября, Сидней (Австралия). // Электрические станции, – М., 2005, №1. С. 64-67.
45. Коссов В.В.. Взаимосвязь и взаимовлияние развития экономики и электроэнергетического комплекса России. // Энергетик, – М., 2006. №4. С. 2-9.
46. <http://www.ptpu.ru/issues/htm>. Эрдман Г. Пути развития энергетики в XXI веке. 2002. С. 1-7.
47. Ануфриев В.П., Чазов А.В. Энергоэффективность и проблема изменения климата. – М., 2006.-195 с.
48. Беляев Л.С. и др. Перспективы развития межгосударственных энергообъединений на Евразийском суперконтиненте. // Изв АН РФ, 2000. №2. С. 27-35.
49. Лизунов С.Д., Смирнов Ю.Ф., Языков В.И. Испытания мощных шунтирующих реакторов высших классов напряжения // Электротехника. 1973. №3. С. 39-43.
50. Крюков А. А, Либкинд М. С., Сорокин В. М. Управляемая поперечная компенсация электропередачи переменного тока /Под ред. М.С. Либкинда. – М.: Энергоатомиздат, 1981.-182 с.
51. Бартольд Беккер, Данзалл и др. Статические шунтовые устройства для регулирования реактивной мощности //Электропередачи сверхвысокого напряжения: Международная конференция по большим электрическим системам (СИГРЭ-74/. Под ред. С.С.Рокотяна. – М.: Энергия, 1977. С. 77-98.

52. Баринов В.А., Гамм А.З. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. Под общей ред. Руденко Ю.Н. и Семенова В.А. — М.: МЭИ, 2000. — 647 с.

53. Автоматизация управления энергообъединениями/ Гончуков В.В., Горнштейн В.М., Крумм Л.А. и др. Под ред. Совалова С.А. — М.: Энергия, 1979.

54. Черня Г. А. Суточные графики нагрузки объединенных энергосистем и вопросы повышения маневренности энергетического оборудования. // Теплоэнергетика, 1975. № 11. С. 23-27.

55. Гамм А.З., Крумм Л.А., Мурашко Н.А. Особенности решения задач комплексной оптимизации и управления в условиях эксплуатации сложных электроэнергетических систем при неопределенности исходной информации. — В кн.: Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики. — Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1974. С. 235-253.

56. Богданов В.А., Кочкарев В.И. Математическая модель оперативного прогнозирования активных нагрузок энергосистем. // Электрические станции, — М., 1974. № 4. С. 22-24.

57. Крумм Л.А., Охорзин Ю.А., Тришечкин А.М. Методы решения задач комплексной оптимизации режимов сложных электроэнергетических систем при неполной информации. — В кн.: Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики. — Иркутск: Вост.-Сиб. кн. изд-во, 1974. С. 112-124.

58. Коновалов Ю.С., Крумм Л.А., Кугелевичус И.Б. Вероятностно-статистические методы определения обобщенных характеристик нагрузок сложных электроэнергетических систем в нормальных условиях работы. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1971. №2. С. 82-93.

59. Лоуди Д., Максвелл А. Факторный анализ как статистический метод. — М.: Мир, 1967.

60. Методика расчета оптимального суточного режима объединенной энергосистемы / Горнштейн В.М., Юровский А.Г., Совалов С.А. и др. // Труды ВНИИЭ. — М.: Энергия, 1971. Вып. 38. С. 4-25.

61. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

62. Орнов В.Г., Яковлева Т.С. Модель расчета режима энергосистемы по активной мощности в составе диспетчерской информационной системы // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. — Новосибирск: Наука, 1985. С. 115-119.

63. Ивахненко А.Г. Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами. — Киев: Техника, 1975. — 311 с.

64. Ивахненко А.Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем. — Киев: Наукова думка, 1982. — 296 с.

65. Ивахненко А.Г., Зайченко Ю.П., Димитров В.Д. Принятие решений на основе самоорганизации. — М.: Сов. радио, 1976. — 280 с.

66. Ивахненко А.Г., Кротов Г.И., Чеберкус В.И. Многорядный алгоритм самоорганизации долгосрочных прогнозов (на примере экологической системы оз. Байкал) // Автоматика. 1980. №4. С. 28-47.

67. Ивахненко А.Г., Юрачковский Ю.П. Моделирование сложных систем по экспериментальным данным. — М.: Радио и связь, 1987. -118 с.
68. Ивахненко А. Г., Тетко И. В., Ковалишин В.В., Луйк А.И., Ивахненко Г.А., Ивахненко Н.А. Самоорганизация нейросетей с активными нейронами для обнаружения зависимости активности химических соединений на основе алгоритма поиска аналогов в экспериментальных данных // Доклад на I Межд АС Conf., London, 1966.
74. Meslier F. (1978). 'New advances in short-term forecasting using the Box-Jenkins approach.' IEEE Winter Power Meeting, PES, New York, 1978.
75. Sterling M. J. H. and Bargiela A.. Chapter 12 of this volume.
76. Farmer E. D. (1980). 'The economics and dynamics of power system loading and regulation.' IEEE Int. Conf. Power System Monitoring and Control, 1980. Conf. Publication No. 187.
77. Dunnett R. M. (1983). 'Reserve allocation on a thermal power system with pumped-storage and gas-turbine capacities.' IEEE Int. Conf. Power System Reliability, September 1983.
78. Adatia A. M, Baker A. B., Farmer E. D., Laing W. D., and Robertson D. G. (1982). 'Interactive load forecasting and reserve allocation.' Proc. C.I.G.R.E., September 1982.
79. Irving M. R. and Sterling M. J. H.. Chapter 10 of this volume.
80. Abu el-Magd M. A. and Sinha N. K. (1982). 'Short-term load demand modeling and forecasting: A review.' IEEE Trans., SMC-12, No. 3, 370-382.
81. Uri N. D. (1979). 'An integrated model for forecasting system load.' Applied Mathematical Modelling, 3, No. 1, 37-40.
82. Gupta P. C. (1971). 'A stochastic approach to peak power-demand forecasting in electric utility systems.' IEEE Trans., PAS-90, No. 2, 825-832.
83. Stanton K. N. (1970). 'Medium-range, weekly and seasonal peak demand forecasting by probability methods.' IEEE Summer Power Meeting, Los Angeles, 1970. pp. 1183-1189.
84. Stanton K. N. and Gupta P. C. (1970). 'Forecasting annual or seasonal peak demand in electric utility systems.' IEEE Trans., PAS-89, No. 5/6, 951-959.
85. Uri N. D. and Maybee J. S. (1980). 'Long term forecasts of optimal approximations to the load duration curve.' J. Operational Research Society, 31, No. 4, 343-348.
86. Maybee J. S. and Uri N. D. (1980). 'Long term forecasting of smooth approximations to the load duration curve.' Applied Mathematical Modelling, 4, No. 2, 130-132.
87. Farmer E. D., Jervis P., Laing W. D., and Prewett J. N. (1974). 'Power system state estimation for load dispatching.' Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques, Paris, 1974.
88. Zaborsky J., Chiang T. Y., and Subramanian A. K. (1977). 'Modelling and estimation of the load demand of an area.' IEEE Summer Power Meeting, Mexico City, 1977.
89. Michaelson W. G. and Comerford R. B. (1977). 'Forecasting and computers-the multi-model approach.' IEEE, PICA, 1977. pp. 247-251.
90. Davies M.. (1958). The relationship between weather and electricity demand, Monograph 3145, IEE, London.

91. Heinemann G. T., Nordman D. A., and Plant E. C (1966). 'The relationship between summer weather and summer loads.' IEEE Trans., PAS-85, No. 11 1144-1154.

92. Asbury C. E. (1975). 'Weather load model for electric demand and energy forecasting.' IEEE Trans., PAS-94, No. 4, 1111-1116.

93. Corpening S. L., Reppen N. D., and Ringlee R. J. (1973). 'Experience with weather sensitive load models for short and long-term forecasting.' IEEE Winter Power Meeting, New York, 1973. p. 1966-1972.

94. Гительман Л., Ратников Б. Энергопотенциал потребителей как ресурс развития электроэнергетики // Энергорынок, — М.: 2007. №5.

95. Аюев Б. Управление электропотреблением: административные и экономические методы. Энергорынок, — М.: 2007. №4.

96. Кужедь И., Кужель С.И. и др. Оптимальное планирование // Энергорынок, — М.: 2006. №12.

97. Белобров В., Калибердин А. и др. Прогнозирование нагрузок в электрических сетях: анализ отечественного опыта // Энергорынок, — М.: 2007. №5.

98. Мальцев М. Планирование потребления электроэнергии при переходе на зимнее и летнее время. — М.: Энергорынок, 2006. №10.

99. Казаков С., Плетнев А. Имитационное моделирование как новая технология планирования и управления энергопотоками генерирующей компании // Энергорынок, — М.: 2006. №9.

100. Бэнн Д.В., Фармер Е.Д. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки. Пер. с англ. — М.: Энергоатомиздат, 1987.-200 с.

101. Гуртовцев А.Л., Безносова М.Ю. Автоматизация управления энергопотреблением // Промышленная энергетика, 1998. №10. С. 10-19.

102. Жуков С.А., Ядыкин И.Б. "Шадающие" стратегии модернизации автоматизированных систем учета энергии на базе КТС "Энергия". // Промышленные контроллеры и АСУ, — М., 1999. №4. С. 8-12.

103. Воронин А.В., Хамьянов А.Е., Образцов В.С., Смирнов В.Н., Ядыкин И.Б. Интегрированные автоматизированные системы учета энергоресурсов с применением многофункциональных счетчиков электрической энергии и мощности фирмы АББ. — М.: Промышленная энергетика, 2000. №10.

104. Васильева М.В., Гусляев А.М., Маштакова А.В. АСКУЭ для промышленных предприятий. // Промышленные АСУ и контроллеры, — М. 2000. №6.

105. Будаев Ю.В., Табаков В.А., Еськин В.В. Комплексная автоматизация департамента энергоснабжения предприятия. // Промышленная энергетика, — М., 2000. №2. С. 11-15.

106. Многофункциональный счетчик электрической энергии типа "Альфа". Техническое описание и инструкции по эксплуатации. СП АББ ВЭИ Метроника. — М., 1999.

107. Гуртовцев А.Л. О метрологии цифровых АСКУЭ и границах метрологической экспансии. Промышленные АСУ и контроллеры. — М., 2007. №5.

108. Шкюдас П. Электроэнергетическое хозяйство Литвы после реформ. — М.: ЭПУ, 2004. №11.

109. Автоматизированная информационно-измерительная система учета и контроля электроэнергии ИИСЭ-1-48. Техническая информация. – Вильнюс, 1978.

110. Гуртовцев А. Л., Забелло Е. П. Семейство автоматизированных систем учета и контроля энергии ИИСЭ-3, ИИСЭ-4 (обзор). // Промышленная энергетика. – М.: 1992. № 7.

111. Тубинис В. В. Структурные преобразования энергетики России и проблемы совершенствования учета электроэнергии // Электро. – М.: 2003. №1.

112. Гуртовцев А. Правила приборного учета электроэнергии. // Глобальный проект белорусских энергетиков. Новости ЭлектроТехники. – 2004. №6 (30).

113. Тубинис В.В. Создание автоматизированной системы учета и управления потреблением электроэнергии в Италии // Электро, – М.: 2004. №4.

114. Тубинис В.В. Особенности организации коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6-10 кВ с токоограничивающими реакторами // Электро, – М.: 2004. №2.

115. Тубинис В.В. Итальянская система дистанционного управления абонентской сетью // Электро, – М.: 2003. №4.

116. Vincenzo Cannatelli. Enel Telegestore project is on track // Metering International. 2004. - № 1.

117. Гащо Е.Г., Ковылов В.К. Опыт эксплуатации АСКУЭ в ОАО "Белокалитвинское металлургическое производственное объединение". // Промышленная энергетика, – М., 2002. №10.

118. Быценко С. Г. Инструментальное обеспечение рынка электроэнергии. Концепция создания автоматизированной системы контроля и управления энергопотреблением. // Промышленная энергетика. – М., 1997. №8,9,11.

119. Быценко С.Г. Инструментальное обеспечение рынка электроэнергии. Концепция создания автоматизированной системы контроля и управления энергопотреблением. // Промышленная энергетика. – М., 1998. №1-4.

120. Костин С.Н., Русанов В. Н., Синютин П.А. Организация внедрения автоматизированных систем учета электроэнергии промышленных потребителей АО "Челябэнерго". // Промышленная энергетика №6. – М.: 1997.

121. Касьян В. Я., Самсонов П. Л., Синютин П.А. Организация проектирования автоматизированных систем контроля и учета энергии в Энергосбыте АО "Челябэнерго". // Промышленная энергетика №7. – М., 1997.

122. Задачи прогнозирования энергопотребления в интегрированной АСКУЭ // Энергосбережение, – М., 2007. №1.-42-44 с.

123. Ковалев И.Н. К вопросу об экономической эффективности двухтарифных счетчиков электроэнергии. // Энергосбережение, – М., 2007. №4.-53-55 с.

124. Осика Л.К. О проблемах создания общероссийской системы коммерческого учета электроэнергии. // Энергетик, – М., 2007. №4.-18-20 с.

125. Троицкий А.А.. Энергоэффективность как фактор влияния на экономику, бизнес, организацию энергоснабжения. // Электрические станции, 2005. – М., №1.-11-16 с.

126. Ольховский Г.Г. Энергетические ГТУ за рубежом. // Теплоэнергетика, — М., 2004. №11. С. 71-76.
127. Закиров Д.Г., Дружинин Л.Ф. Многоуровневая система управления энергосбережением и снижением энергоемкости. // Энергосбережение, — М., 2006. №6. С. 60-63.
128. Захидов Р.А. Управление энергосбережением в развитых странах. // "Проблемы энерго- и ресурсосбережения", — Т.: 2005. №1. С. 114-121.
129. Елин Н.Н., Елина Т.Н. Моделирование процессов разработки и управления региональными энергосберегающими программами. // Промышленная энергетика, — М., 2004. №10. С. 17-21.
130. Сандурский С.В. Методы стимулирования энергосбережения // Энергосбережение, — М., 2006. №6. С. 22-23.
131. Могиленко А.В. Потери электроэнергии в электрических сетях различных государств. // Электра, — М., 2005. №3. С. 33.
132. Троицкий-Марко Т.Е., Будадин О.Н., Михалков С.А. Научно-методические принципы энергосбережения и энергоаудита. Научно-методические принципы энергоаудита и энергоменеджмента. — М.: Наука, 2005. Т.1 540 с.
133. Методические рекомендации и типовые программы энергетических обследований систем коммунального энергоснабжения — М.: Изд-во Роскоммунэнерго, 2003.-46 с.
134. Арутюнян А.А. Основы энергосбережения. — М.: Энергосервис, 2007.-600 с.
135. Комплексное справочно-методическое издание. Энергосбережение на предприятиях промышленности и жилищно-коммунального хозяйства. — М.: Технопромстрой, 2006.-700 с.
136. Панфилов В.А. Энергосбережение. Инструментальный энергоаудит. Энергосервис, Часть 2. 2003.
137. Волин А.В. Энергосбережение. Нормативно-правовые основы. Часть I. Энергосервис, 2002.
138. Полонский В.М., Трутнева М.С. Энергосбережение: Уч. пос. — М.: Энергосервис, 2005.
139. Андрижиевский А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент. — К.: Вышэйшая школа, 2005.-294 с.
140. Богуславский Л. Д., Симонова А.А., Митик М.Ф. Экономика теплогазоснабжения и вентиляции: Учебник для вузов. 3-е изд. — М.: Стройиздат, 1988.- 351с.
141. Ковалев В.В. Методы оценки инвестиционных проектов. - М.: Финансы и статистика. 2001.- 144 с.
142. Богуславский Л.Д., Ливчак В.И., Титов В.П. и др. Энергосбережение в системах теплогазоснабжения и вентиляции, кондиционирования воздуха: Справочное пособие. Под ред. Л.Д. Богуславского. — М.: Стройиздат, 1990.
143. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. НТС ГОССТРОЯ России, 2003.

144. Бирман Г., Шмидт С. Экономический анализ инвестиционных проектов: Пер. с англ., под ред Л.П. Белых. — М.: Банки и биржи, ЮНИТИ, 1997

145. Ольховский Г.Г. и др. Резервы энерго - и ресурсосбережения в крупных котельных промышленной и коммунальной энергетики. // Промышленная энергетика, — М., 2004. №1. С. 2-16.

146. Брендоу К. Меры регулирования централизованного теплоснабжения и комбинированной выработки электроэнергии и тепла в странах Центральной и Восточной Европы: анализ и действия. // Энергосбережение, — М., 2004. №3. С. 32-36.

147. Хлебалин Ю.М.. Пути повышения эффективности паротурбинных ТЭЦ. // Промышленная энергетика, — М., 2004. №12. С. 5-8.

148. Елин Н.Н., Елина Т.Н. Моделирование процессов разработки и управления региональными энергосберегающими программами. // Промышленная энергетика, — М., 2004. №10. С. 17-21.

149. Зиборов Б.Н. и др. Отраслевые программы энергосбережения и роль энергетических обследований в их формировании. // Энергетическая политика, — М., 2003. №4. С. 21-29.

150. Лазаренко С.Н., Тризно С.К. Роль фактора энергосбережения при прогнозировании структуры топливно-энергетического баланса страны. // Промышленная энергетика, — М., 2003. №1. С. 2-5.

151. Литвак В.В.. Об оценке потенциала энергосбережения. // Промышленная энергетика, — М., 2003. №2. С. 2-6.

152. Михайлов С.А.. Государственная политика энергосбережения: достигнутые результаты и насущные задачи. // Энергетик, — М., 2003. №3. С. 7-8.

153. Лисиенко В.Г. и др. Энергосбережение как регулятор внутренних цен на энергоносители. // Энергосбережение, — М., 2002. №2. С. 60-61.

154. Баскаев К.. Большая стратегия энергосбережения // Нефть России, — М., 2002. №5. С. 58-60.

155. Комбинированное производство электроэнергии - ключ к повышению энергоэффективности. // Информационный бюллетень, — М., 2001. №4. С. 3-10.

156. Железко Ю.С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях. // Электричество, — М., 2006. №12.-10-17 с.

157. Тешабаев Б.М.. Электроэнергетика Узбекистана - основа энергетической независимости страны. // Мировая энергетика, — М., 2007. №9.

158. Аллаев К.Р., Тешабаев Б.М.. Прогнозирование энергетических показателей электроэнергетических систем. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т., 2007. №3-4.-25-36 с.

159. Тешабаев Б.М.. Энергосбережение - основа энергоэффективности. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т., 2007. №2.-10-16 с.

160. Б.М. Тешабаев. Применение экспресс-метода прогнозирования в электроэнергетике. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т., 2008. №1-2.-10-20 с.

161. Тешабаев Б.М. Вопросы эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии в Узбекистане: существующая практика и новые подходы // Материалы Международной конференции "Законодательные основы рационального использования энергии и реформирования электроэнергетики". – Т., 2006.-30-40 с.

162. Тешабаев Б.М., Лейтес И.С., Чебан Ю.И. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) – как объективная необходимость повышения энергоэффективности энергетики Республики Узбекистан. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т., 2006. №4.-13-24 с.

163. Тешабаев Б.М.. Вопросы эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии в Узбекистане: существующая практика и новые подходы. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т., 2006. №3.-18-23 с.

164. Тешабаев Б.М.. Энергосбережение и его развитие: роль правовой и нормативно-технической базы. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т., 2003. №3-4.-18-2 с.

165. Тешабаев Б.М.. Современное состояние энергетики Узбекистана и план развития ее на ближайшую перспективу. Сб. тр. Международной научно-технической конференции "Современное состояние и перспективы развития энергетики". – Т.: ТашГТУ, 2004.-10-12 с.

166. Тешабаев Б.М. Электроэнергетика Республики Узбекистан - состояние, перспективное развитие и инвестиционный климат. Энергорынок Центральной Азии: тенденции и перспективы. // Итоговые материалы Международной научно-практической конференции – Т., 2005, 6-7 декабря.-14-20 с.

167. Тешабаев Б.М. Повышение энергоэффективности электроэнергетики Узбекистана. Дисс. учен. степ. к.т.н., – Т., 2009.-174 с.

168. Тешабаев Б. М. Перспективы развития электроэнергетики Узбекистана. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т., 2008. №3-4.-10-20 с.

169. Хашимов Ф.А. Разработка методов снижения энергозатрат на предприятиях текстильной промышленности Узбекистана. – Т., 2008 // Док. дисс. док.техн.наук.

170. Аллаев К.Р., Хохлов В.А. Малая гидроэнергетика в условиях энергосбережения Узбекистана. // Проблемы энерго - и ресурсосбережения, 2005, №1. С. 25-30.

171. Аллаев К.Р., Сытдыков Р.А.. Современное состояние и перспективы развития энергетики мира и Узбекистана // Труды международного семинара TEMPUS "Проблемы энергетики в Центральной Азии и Европе", 5-6 ноября 2004 года, – Т., STU-ATEI, С. 10-12.

172. Аллаев К.Р., Каримов Х.Г., Болте Э., Бободжанов М. О возможности создания новых асинхронных генераторов для ветровых установок. // Вестник ТашГТУ, – Т., 2002. №3.

173. Аллаев К.Р.. Режимы электрических систем с асинхронными турбогенераторами. – Т.: ТашГТУ, 2005.-286 с.

174. Аллаев К.Р., Хохлов В.А. Энергосбережения – основа энергоэффективности насосных станций. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, – Т.: ТашГТУ, 2006. №2. С. 10-27.

175. Шарма Р., Брефор Л., Искаков М., Томсон П. Узбекистан. Энергетическая отрасли: вопросы, анализ и программа реформ. / Всемирный Банк. 2003.-55с.

176. Нефтяная и газовая промышленность Узбекистана, 2002.-31с.

177. Дюрелунд Л. Оптимальные тарифы на тепловую энергию и развитие энергосбережения // Проблемы энерго - и ресурсосбережения, — Т.: ТашГТУ. 2005. №1. С. 139-145.

178. Папков Б.В. Анализ проблем формирования и внедрения дифференцированных тарифов на электроэнергию. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТашГТУ. 2006. №1. С. 99-111.

179. www.enchapter.org Доклад "Инвестиционный климат и структура рынка в секторе энергетики Республики Узбекистан", 2006.-12 с.

180. // Экономическое обозрение. — М., 2006. №4.-96 с.

181. Афган Н.Х. и др. Концепция устойчивого развития энергообеспечения // Теплоэнергетика, 2000. №3. С. 70-77.

182. Чуб В.Е. Изменение климата и его влияние на природно-ресурсный потенциал Республики Узбекистан. — Т., 2000.-252 с.

183. Алексеев Б.А. Перспективы развития энергосистем. // Энергетика за рубежом, — М., 2004. №2. С. 29-36.

184. Пискулова Н.А. Киотский протокол: возможности России. — М.: МГИМО, 2006.-90 с.

185. Серов В.И., Зайденварг В.Е. Размышления о климате и энергетике. // Уголь, — М., 2005. №3 С. 63-66.

186. Крейнин У.В.. Еще раз о парниковых газах, Киотском протоколе и реалиях экологически чистой угольной энергетики. // Уголь, — М., 2005. №2. С. 37-40.

187. Поляков В.И.. Неизбежность развития глобального экологического кризиса в XXI веке. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2002. №9. С. 42-49.

188. Павленко Ю.П. Парниковые газы (неточности и заблуждения). / // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2004. №2. С. 42-43.

189. Глебов В.П. и др. Конвенция ООН об изменении климата и электроэнергетика. // Электрические станции, — М., 2002. №7. С. 2-7.

190. Ясманов Н.А. Глобальное потепление: кто виноват ? // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2002. №10. С. 17-23.

191. Друянов В.А.. Парниковый эффект - благо для всей земли. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2000. №12. С. 48-51.

192. Целыковский Ю.К. Законодательная и экономическая природоохранная политика зарубежных стран. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2004. №4. С. 12-17.

193. Котлер В.Р. Европейский Союз ужесточает нормы по допустимым выбросам в атмосферу. // Теплоэнергетика, — М., 2003. №12. С. 71-75.

194. Минин А.А. Кому нужен Киотский протокол. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2004. №2. С. 32-34.

195. Курочкин А.В. и др. Уменьшение выбросов оксида азота за счет режимных мероприятий при сжигании природного газа. // Промышленная энергетика, — М., 2004. №12. С. 49-52.
196. Ходаков Ю.С.. О нормативах удельных выбросов NO_x для котельных установок на угле. // Энергетик, — М., 2004. №6. С. 20-22.
197. Емохонов В.Н. и др. О некоторых экологических проблемах энергетики // Изв. АН РФ, Энергетика, 2002. №3. С. 58-73.
198. Гительзон И.И. и др. Наука и глобальный экологический кризис. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2003 №2. С. 42-47.
199. Синюгин О., Козерчук Е. Экологический фактор - движущая сила конкуренции между углем и газом. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2000. №10. С. 28-30.
200. Белевицкий А.М.. Энергия плюс экология: как решить две проблемы в комплексе. // Промышленная энергетика, — М., 2001. №3. С. 50-52.
201. Шоу Т.П., Хаджис П.У. Оптимизация удаления CO₂ // Нефтегазовые технологии, — М., 2001. №5. С. 117-119.
202. Обзор результативности экологической деятельности: Узбекистан. Европейская экономическая комиссия. Комитет по экологической комиссии. Организация Объединенных Наций. Нью-Йорк и Женева, 2001.-195 с.
203. Фотин В.П., Аракелян В.Г. Технологическая стратегия электроэнергетической системы России // Электричество, 2001. №9. С. 12-20.
204. Дьяков А.Ф.. Электроэнергетика России на рубеже XXI века и перспективы ее развития // Изв. АН РФ, Энергетика, 2000, №1. С. 69-83.
205. Беляев Л.С., Воропай Н.И. и др. Долгосрочные тенденции развития электроэнергетики мира и России // Изв. АН РФ, Энергетика, 2004. №1. С. 3-13.
206. Беляев Л.С., Подковальников С.В. и др. Межгосударственные электрические связи в Северо-Восточной Азии: возможные направления и эффективность // Энергия: экономика, техника, экология. — М., 2003. №8. С. 16-23.
207. Файбисович Д.Л. Формирование объединенной энергосистемы стран Северной Африки // Электрические станции, 2003. №7. С. 70-73.
208. Джангиров В.А., Баринов В.А. Перспективы формирования Евразийского суперэнергообъединения. // Электричество, 2000. №7. С. 16-23.
209. Джангиров В.А., Баринов В.А. Современное состояние электроэнергетики и перспективы формирования единого энергетического пространства СНГ // Энергетик, 2000. №1. С. 5-7.
210. Бобылев А.Б., Бычков А.М.. О перспективах развития электроэнергетики России. // Энергетик, — М., 2005. №1. С. 2-6.
211. Астанов К.. Реформирование электроэнергетики в России и за рубежом. // Мировая экономика и международные отношения, — М., 2004. №4. С. 66-72.
212. Семенов В.А.. Надежность энергообъединений. // Энергетика за рубежом, — М., 2003. №3-5.-85 с.

213. Состояние и перспективы развития Единой Национальной электрической сети ЕЭС России на период до 2012 г. // Электра, — М., 2004. №6. С. 2-7.

214. Макаров А.А.. Электроэнергетика и социально-экономическое развитие России. // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2003. №3. С. 2-10.

215. Беляев Л.С. и др. Перспективы развития межгосударственных энергообъединений на Евразийском суперконтиненте // Изв АН РФ, 2000. №2. С. 27-35.

216. Ларин И.. Стратегия развития электрогенерирующих мощностей России до 2015 г // Энергия: экономика, техника, экология, 2001. №3. С. 9-15.

217. Поспелов В.К.. Электроэнергетика стран Арабского Востока. // Электрические станции, — М., 2004. №11. С. 70-73.

218. Файбисович Д.Л.. Формирование объединенной энергосистемы стран Северной Африки. // Электрические станции, — М., 2003. №7. С. 70-72.

219. Макензи Д.. Электроэнергетика стран юга Европы. // Мировая электроэнергетика, — М., 1998. №3. С. 8-10.

220. Дэвинс Д.. Энергия. Пер. с англ. — М.: Энергоатомиздат, 1985. - 360 с.

221. Бондаренко А.Н., Пяткова Н.И. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности. — М.: Изв. АН РФ, Энергетика, 2000. №6. С. 31-39.

222. Матюнина Ю.В.. Третья научная картина мира и энергосбережение. // Электрика, — М., 2001. №5. С. 40-44.

223. Клименко А.И. и др. Решение вопросов энергосбережения в угольной промышленности // Горный вестник Узбекистана, — Т., 2004. №1. С. 8-12.

224. Возненко А.Н.. Потенциал экономии энергетических ресурсов в химической промышленности // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТашГТУ. 2003. №1-1. С. 86-88.

225. Хашимов А.А. Специальные режимы частотно-управляемых асинхронных электроприводов. — М.: Энергоатомиздат, 1994.-252 с.

226. Хашимов А.А. Энергосбережение средствами автоматизированного электропривода. — Т., 1994.-96 с.

227. Захидов Р.А.. Основные направления энергосбережения в отраслях экономики Узбекистана // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТашГТУ. 2005. №4. С. 10-19.

228. Абидов А.А. Программа энерго- и ресурсосбережения - интенсивный путь развития экономики народного хозяйства // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТГТУ. 2003. №1-2. С. 54-59.

229. Ашрафханов Б. Повышение энергоэффективности - основной энергетический ресурс современности // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТГТУ. 2003. №1-2. С. 60-65.

230. Насритдинов С. К проблеме эффективного и рационального использования топливных ресурсов Республики Узбекистан // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т.: ТГТУ. 2003. №1-2. С. 148-165.

231. Алексеев Б.А. Перспективы развития энергосистем. // Энергетика за рубежом, — М., 2004. №2. С. 29-36.

232. Дьяков А.Ф., Ишкин В.А. и др. Электроэнергетика мира в начале XXI столетия (по материалам 39-й сессии СИГРЭ, Париж) // Энергетика за рубежом, — М., 2004. №4-5.-176 с.

233. Алексеев Б.А. Новые технологии в энергетике // Энергетика за рубежом, — М., 2002. №2. С. 23-32.

234. Фаворский О.Н. и др. Эффективные технологии производства электрической и тепловой энергии с использованием органического топлива // Теплоэнергетика, — М., 2003. №9. С. 19-21.

235. Вихрев Ю.В. Новые перспективные технологии в теплоэнергетике // Экономия энергии, — М.: РЖ, ВИНТИ, 2001. №8. С. 70-71.

236. Волинская Н.А. и др. О корректности сопоставления альтернативных технологий производства электроэнергии // Энергетическая политика, — М., 2004. №3. С. 23-29.

237. Аминов О.Н., Вольцов А.А.. Интенсивные технологии подготовки нефти // Нефтегазовые технологии, — М., 2001. №3. С. 6-7.

238. Баженов В.П. Тенденции развития российской нефтепереработки // Химия и технология топлив и масел, — М., 2002. №2. С. 3-8.

239. Завалинский Д.В. и др. Каталитическое облагораживание прямогонного углеводородного сырья // Экология и промышленность России, — М., 2004. №9. С. 7-9.

240. Курбанов А.А. и др. Проблема вывода свинцовых добавок из состава бензинов Ферганского НПЗ // Нефть и газ, — Т., 2002. №2. С. 21-23.

241. Шэкстон Д. Разработки Европейских фирм для нефтяной и газовой промышленности. Программа новых технологий ENERGIE. Нефтегазовые технологии, — М., 2000. №5. С. 41-44.

242. Дзюба Б.И. Установки замедленного коксования в странах СНГ // Нефтегазовые технологии, — М., 2000. №2. С. 51-53.

243. Сжиженный газ - преимущественная альтернатива автомобильного топлива? // Нефтегазовые технологии, — М., 2000. №5. С. 30-33.

244. Беликов С.Е. Влияние конструкции горелки на образование оксидов азота при сжигании природного газа // Промышленная энергетика, — М., 2004. №10. С. 56-60.

245. Икономайдс К.Э., Икономайдс М.Д. Возможность ускоренного извлечения нефти из пласта с использованием стратегии добычи - методом. // Нефтегазовые технологии, — М., 2001. №4. С. 86-88.

246. Пеннинг Р.Т. Переработка нефти : взгляд в будущее // Нефтегазовые технологии, — М., 2002. №4. С. 113-114.

247. Гетманов Е.А. Экологически чистые технологии использования угля в Чешской Республике // Теплоэнергетика, — М., 2000. №10. С. 76-78.

248. Крейнин Е.В. Еще раз о парниковых газах, Киотском протоколе и реалиях экологически чистой угольной энергетики // Уголь, — М., 2005. №2. С. 37-40.

249. Гринбаум М. Программа исследований, разработок и демонстраций новых технологий по экологически чистому использованию угля // Электрические станции, — М., 2002. №1. С. 72-81.
250. Новиков И.И., Климов К.М. Комплексное энергохимическое использование каменного угля // Изв. АН РФ Энергетика, — М., 2000. №1. С. 92-98.
251. Котлер В.Р. Новые технологии малотоксичного сжигания на угольных электростанциях в США // Теплоэнергетика, — М., 2000. №4. С. 72-77.
252. Хурсанов Х.П., Чернышев А.А., Цой А.Л. К вопросу потерь дутья и газа при подземной газификации угля // Горный вестник Узбекистана, — Т., 2004. №17. С. 62-64.
253. Клименко А.И., Рахимов В.Р. и др. Комплексное использование полезных ископаемых угольных меторождений // Горный вестник Узбекистана, — Т., 2003. №4. С. 26-33.
254. Зыков В.М. Уголь-эффективный и надежный энергоноситель. Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2003. №4. С. 17-23.
255. <http://www.ptechology.ru/Science/Science32.html>. "ЭКОВУТ" - новое, дешевое, экологически чистое водоугольное топливо взамен угля, жидкого топлива и газа. 07.01.05.
256. Измайлов А.В. Экологически чистые технологии использования угля // Уголь, — М., 2004. №10. С. 46-49.
257. Lackner K.S., Ziock H.J. The US Zero Emission Coal Alliance Technology/ VGB, Power Tech. 2001. № 12. P. 57-61.
258. Беликов С.Е., Котлер В.Р. Нулевые выбросы в атмосферу // Теплоэнергетика, — М., 2004. №1. С. 69-72.
259. Вахненко Б.А., Преображенская Л.Б. Состояние и перспективы развития ядерной энергетики // Энергетик, — М., 2004. №3. С. 20-23.
260. Ковалевич О.М. Условия устойчивого развития ядерной энергетики // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2004. №3. С. 14-18.
261. Волков Г.В. и др. Перспективы развития ядерной энергетики США в условиях реструктуризации электроэнергетики // Энергетик, — М., 2002. №12. С. 17-20.
262. Субботин С.А. Атомная энергетика против энергетического кризиса // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2002. №8. С. 18-23.
263. Панцхава Е.С., Пожарнов В.А. Перспективы использования биомассы в энергетике России и экспорте топлива // Энергетическая политика, — М., 2005. №2. С. 37-47.
264. Зеликов Е.Н. и др. Сжигание биомассы в паровых котлах // Энергетик, — М., 2004. №3. С. 27-30.
265. Ельчанинов Е.А. Возможности реализации концепции устойчивого развития общества, природы и технического прогресса в ограниченных условиях планеты. — М.: ГИАБ, 2002. №2. С. 131-133.
266. Маргулов Г.Д. Энергетика и общество - курс на устойчивое развитие // Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2001. №2. С. 2-7.
267. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: экономика, менеджмент и реформирование. — М.: Олимп-Бизнес, 2002.-534 с.

268. Поликарпов А.А. Особенности теплового поля земной коры территории Узбекистана. Автореферат дисс. на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук АН РУз, 2006.-26с.

269. Гиленко М.Л. Перспективы развития малой гидроэнергетики в Республике Узбекистан // Материалы международной научно-технической конференции: Современные проблемы гидроэнергетики. – Т., 1997.

270. Бляшко М.И., Лутфуллаев Х.К., Мухаммадиев М.М. Малая ГЭС на канале Даргом: Сборник докладов республиканской конференции профессорско-преподавательского состава. – Т.: ТашГТУ. Часть 2. 2001.

271. Васильев Ю.С., Хрисанов Н.И. Экология использования возобновляющихся энергоисточников. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1991.-345 с.

272. Тьерри Алло. Водородная энергетика в Западной Европе. Энергия: экономика, техника, экология, – М., 2002. №12. С. 2-12.

273. Троицкий А.А. Энергоэффективность как фактор влияния на экономику, бизнес, организацию энергоснабжения // Электрические станции, – М., 2005. №1. С. 11-16.

274. Гуторов В.Ф. и др. Повышение эффективности комбинированного производства тепла и электроэнергии // Энергосбережение, – М., 2004. №36. С. 64-69.

275. Ольховский Г.Г. и др. Резервы энерго - и ресурсосбережения в крупных котельных промышленной и коммунальной энергетики // Промышленная энергетика, – М., 2004, №1, С. 2-16.

276. Закиров Д.Г. Состояние и перспективы использования низкопотенциальной теплоты с помощью тепловых насосов // Промышленная энергетика, – М., 2004. №6. С. 2-9.

277.Брендоу К. Меры регулирования централизованного теплоснабжения и комбинированной выработки электроэнергии и тепла в странах Центральной и Восточной Европы: анализ и действия // Энергосбережения, – М., 2004. №3. С. 32-36.

278. Хлебалин Ю.М. Пути повышения эффективности паротурбинных ТЭЦ // Промышленная энергетика, – М., 2004. №12. С. 5-8.

279. Федяев А.В., Федяева О.Н. Тенденции и перспективы развития в XXI веке систем теплоснабжения и теплофикации России // Изв АН РФ, Энергетика, – М., 2004. №1. С. 46-56.

280. Соловьев М.М. Нормативно-правовое, организационно-методическое обеспечение политики энергосбережения в России и современное состояние проблемы // Электрика, – М., 2003. №8. С. 3-6.

281. Саламов А.А. Развитие комбинированного производства тепла и электроэнергии // Теплоэнергетика, – М., 2003. №11. С. 65-67.

282. Зиборов Б.Н. и др.Отраслевые программы энергосбережения и роль энергетических обследований в их формировании. Энергетическая политика, – М., 2003. №4. С. 21-29.

283. Энергосбережение в пароконденсатных системах // Энергосбережение, – М., 2003. №2. С. 30-31.

284. Михайлов С.А. Государственная политика энергосбережения: достигнутые результаты и насущные задачи // Энергетик, – М., 2003. №3. С. 7-8.

285. Алексеева Т.И., Литвак В.В. Стимулирование энергосбережения // Промышленная энергетика, — М., 2001. №12. С. 2-4.
286. Кириллов Н.Г. Энергосберегающая стратегия экономического развития России // Горная промышленность, — М., 2002. №2. С. 4-7, 61-62.
287. Микаэлян Э.А., Микаэлян Р.Э. Системный подход к энергосбережению при развитии газотурбинных технологий в газонефтяной промышленности // Нефтегазовые технологии, — М., 2001. №2. С. 10-15.
288. Еремин Л.М. Комбинированное производство электроэнергии - ключ к повышению энергоэффективности. Информационный бюллетень, — М., 2001. №4. С. 3-10.
289. <http://research.finam.ru>
290. <http://www.budgetrf.ru/Publications/Magazines/VestnikSF/2002/> Миронova Т.А. О международном опыте реформирования электроэнергетики.
291. <http://www.sci.irk.ru/publ/10/kmarket.htm>. Л.С.Беляев. Конкурентный рынок в электроэнергетике выгоден лишь энергокомпаниям - производителям электроэнергии.
292. <http://www.iprog.su/articles/371.html>.2008.Максим Калашников. Доклад о полном "блэкауте"
293. <http://research.finam.ru>
294. <http://www.e-m.ru/archive/articleser.asp?aid=H8112>. Веселов Ф. Новая ценовая политика в российской электроэнергетике // Энергорынок, — М., 2007. №7. <http://www.e-m.ru/archive/articleser.asp?aid=8546>. Головщиков В. Гарантирующий поставщик - хорошая "рыночная" идея или неприглядная реальность? // Энергорынок. 2007. №11.
295. <http://www.e-m.ru/Archive/articleser.asp?aid=7152>. Невмержицкая Н. Что такое розничный рынок электроэнергии? // Энергорынок, — М., 2006. №9.
296. Молодюк К. Спотовый рынок не может быть основным // Энергорынок, — М., 2004. №8.
297. <http://www.e-m.ru/Archive/articleser.asp?aid=4009>. Мустафин Г., Пикин С. Основы создания и функционирования конкурентного рынка электроэнергии // Энергорынок, — М., 2004. №3.
298. О единой государственной концепции реформирования электроэнергетики в России. — М., 2001. Т. 1.
299. Sally Hunt. Making Competition Work in Electricity. John Wiley&Sons, Inc.2002.
300. <http://www.zakon.kz/our/news/news.asp?id=30043875/2006>.
301. <http://www.norge.ru/norway/obzor2006.html>. ЭлектроэнергетикаСкандинавии.
302. denmark.mid.ru/inftp_16.html . Энергетика Дании.
303. <http://www.bibliotekar.ru/rGeo/31.htm>
304. <http://www.mineral.ru/Facts/world/116/140/index.html>. Иран.
305. http://www.imc.kz/?id=view&act=publics&pub_id=22. Обзор энергетической отрасли Ирана.
306. <http://persian-farsi.ucoz.ru/publ/2-1-0-22>. Энергетика Ирана.

307. <http://polpred.ru>. Иран - энергетика.
308. <http://farsiiran.narod.ru/news/electrics.htm>. Науменко М., Белкина Т. Электроэнергетика Ирана.
309. <http://www.polpred.com/country/ir/news.html?section=19&country=62>. Электроэнергетика
310. <http://www.energyland.info/news-show-7107>. Энергетика Ирана - нефть.
311. <http://www.zvezda.ru/geo/2007/06/22/iran.htm>. Иран: энергетика, безопасность, справедливость.
312. <http://ru.wikipedia.org/wiki/2009>. Энергетика Ирана.
313. <http://ru.wikipedia.org/wiki/2009>
314. <http://www.nanonewsnet.ru/news/2008/solnechnaya-missiya-indii>. Солнечная миссия Индии.
315. <http://www.cleandex.ru/articles/2008/07/02/alternative-energy-2>. Альтернативная энергетика в Индии.
316. <http://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/428768>. Мирная ядерная программа Индии.
317. <http://kost-lks.narod.ru/factors/economy/energy.htm>. Энергетика Индии.
318. Н.А. Белоконова. Общие проблемы общества и энергетики. Энергетическая политика, — М.: 2004, №№, с.54-57.
319. <http://geo2009.ru/data/asia/india/3.htm>. Индия.
320. <http://newsruss.ru/doc/index.php/2006>. Экономика Индии.
321. <http://www.industry-daily.ru/main-theme/10>. Саксена С. Электроэнергетика Индии. //Международная конференция "Системные операторы и рынки электроэнергии: опыт СО-ЦДУ ЕЭС и международная практика. — М., 2007.
322. <http://www.allchina.ru/rus/bisness/eco/china5.php/2009>
323. <http://ru.wikipedia.org/wiki/2006>
324. http://russian.people.com.cn/200306/11/rus20030611_76410.html
325. <http://www.camegie.ru/ru/pubs/media/70487.htm> Об энергетической стратегии Китая.
326. <http://www.energospace.ru/2007/05/23/>.html
327. <http://ivan-smirnoff.livejournal.com/1097.html>
328. Обоскалов В.П., Карпов И.В. Управление спросом на электроэнергию в условиях конкурентного рынка // Международная конференция "Системные операторы и рынки электроэнергии: опыт СО-ЦДУ ЕЭС и международная практика. — М., 2007.
329. "Коммерсантъ", 10 октября 2002.
330. <http://www.gao-ees.ru>. Материалы сайта РАО "ЕЭС России"
331. Веселов Ф.В. Реформирование электроэнергетики и проблемы развития генерирующих мощностей. — М.: Институт энергетических исследований РАН, 2005.
332. <http://www.marketsurveys.ru>. Материалы сайта Market Surveys.

333. <http://www.derrick.ru>. "Промышленные ведомости"
334. Веселов Ф. Новая ценовая политика в российской электроэнергетике // Энергорынок, — М., 2007. №7.
335. Антон А., Коковкин А. Рынок как он есть // Энергорынок, — М.: 2006. №12. 2007. №2.
336. Просянкин Н. Перспективы развития конкуренции на розничном рынке электрической энергии // Энергорынок, — М., 2007. №10.
337. ТЭК стран мира: Россия в "G8". — М.: МИНОТОП, "Лидер", 2006.-28 с.
338. Развитие электроэнергетики: генерация, сети, сбыт // Энергорынок, — М., 2008. №10.
339. Щадов М.И., Ткаченко Н.Ф.. Киотский протокол и отечественный ТЭК // Уголь. — М., 2004. №5. С. 41-47.
340. Михайлов М.Ю. Технология абсорбционной очистки дымовых газов от NO_x и SO₂ с применением водно-щелочного раствора трилона Б. М. // Теплоэнергетика, 2004. №12. С. 38-40.
341. Крейнин Е.В., Кяргес А.А. Методы эмиссии NO_x при сжигании органического топлива. Энергия: экономика, техника, экология, — М., 2002. №10. С. 48-52.
342. Авдеев В.В. и др. Экология энергетики. Под ред. В.Я. Путилова. — М.: МЭИ, 2003.-717 с.
343. Бокрис Д.О. и др. Солнечно-водородная энергетика. Пер. с англ. — М.: МЭИ, 2002.-162 с.
344. Национальный доклад о состоянии окружающей среды и использовании природных ресурсов в Республике Узбекистан. Под ред. Х.С. Шеримбетова, Б.Б. Алиханова. — Т., 2002.-168 с.
345. Национальный доклад о состоянии окружающей среды и использовании природных ресурсов в Республике Узбекистан (2002-2004 годы). Под ред. Б.Б. Алиханова. — Т., 2005.-132 с.
346. Мониторинг окружающей природной среды // Доклад о состоянии окружающей среды и использовании природных ресурсов в Республике Узбекистан за 2002-2004 годы. Под ред. Б.Б. Алиханова. — Т., 2005.-107 с.
347. <http://www.nauka-shop.com/mod/shop/productID/41134/>. Направления реформирования электроэнергетики зарубежных стран и России.
348. <http://referatcollection.ru/63345.html>. Образование тарифов на электроэнергию в Российской Федерации
349. Кузовкин А.И. Энергетический кризис и энергореформа в России: конкуренция вместо надежности. // Проблемы прогнозирования, — М., 2006. №2.
350. <http://energy.komisc.ru/seminar/Germ.htm>. Германский опыт реформ в электроэнергетике.
351. Сена Ж. Либерализация во Франции и в Европе и ее влияние на электроэнергетику: опыт RTE и ключевые вызовы // Международная конференция "Системные операторы и рынки электроэнергии. Опыт СО-ЦДУ ЕЭЖС и международная практика". — М., 2007. 19-21 сент.
352. <http://www.minprom.gov.ru/expertise/experts/23/2.2006>. Л.С. Беляев. Зарубежный опыт реформирования в электроэнергетике.

353. <http://www.e-m.ru/Archive/articleser.asp?id=4611>. А. Туменов. Рынок электроэнергетики Англии и Уэльса.

354. <http://www.e-m.ru/Archive/articleser.asp?id=4611>. А. Туменов. Рынок электроэнергетики Германии.

355. <http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/foreign/show.cgi?content.htm>. Зарубежный опыт реформирования электроэнергетики.

356. <http://www.polpred.com/country/ar/free.html>. Электроэнергетика Аргентины.

357. http://ru.wikipedia.org/wiki/Электроэнергетика.Новая_Зеландия.

358. <http://www.e-m.ru/Archive/articleser.asp?id=4210>. Ш. Ингард. Реформирование электроэнергетики Новой Зеландии.

359. Кенисарин М.М. Опыт реформирования электроэнергетики Чили. // Проблемы энерго- и ресурсосбережения, — Т., 2008. №1-2. С. 222-234.

360. Соколов В.К., Прейгель А.А., Васильев В.Г. Задачи оперативной оптимизации энергопроизводства в условиях рыночных отношений // Электричество, — М.: 2007, №1, с.2-9.

361. Соколов В.К., Аметов И.Д., Прейгель А.А. Рыночные аспекты проблемы регулирования частоты в объединенной энергетической системе Центральной Азии // Электричество, — М.: 2001, №7, с.2-6.

362. Электроэнергетика Японии. Энергетик, — М.: 2001, №2, №7, №10.

363. http://www.council.gov.ru/print/inf_ps/chronicle/2002/12/item243.html. Реформа энергетики - опыт Японии и Южной Кореи.

364. http://www.krugosvet.ru/enc/strany_mira/YAPONIYA.html. Энергетика. Япония.

365. Денки дзигё рэнгокай, 2002, №5.

366. <http://zaznaika.ru/referat/17979.html>. Экономико-географическая характеристика Японии.

367. Бегрова Е. Электроэнергетика Японии в условиях рынка // Энергорынок, — М.: 2008, №12.

368. Цоколаев И.Б. Экономия топлива на ТЭЦ или эффект совместности // Новости теплоснабжения, — М.: 2008, №6, С. 24-28.

369. Цоколаев И.Б. Полный-относительный КПД ТЭЦ // Новости теплоснабжения, — М.: 2008, №10, С. 22-25.

370. Цоколаев И.Б. Затраты топлива на электрическую и тепловую энергию при их совместном производстве // Новости теплоснабжения, — М.: 2009, №1, С. 21-24.

АЛЛАЕВ КАХРАМОН РАХИМОВИЧ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА УЗБЕКИСТАНА И МИРА

Ташкент — «Fan va texnologiya» — 2009

Редактор	— Н.С. Покачалова
Технический редактор	— А. Мойдинов
Компьютерная верстка	— А. Мойдинов

Подписано в печать 23.07.2009 г. Формат 70x108^{1/16}.

Гарнитура «Times UZ». Печатный лист - 58,0.

Издательский лист - 55,1. Тираж 1500. Заказ №98.

Цена договорная.

Издательство «Fan va texnologiya», г. Ташкент, ул. Алмазар, 171

Отпечатано в типографии «Fan va texnologiyalar markazining
bosmaxonasi». г. Ташкент, ул. Алмазар, 171.