

Г. Ф. БЫСТРИЦКИЙ, Б. И. КУДРИН

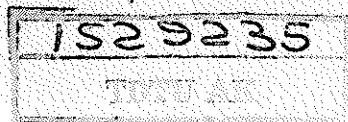
ВЫБОР И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Допущено

УМО по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 181300 «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» направления 654500 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии»

Допущено

Министерством образования Российской Федерации в качестве учебного пособия для студентов учреждений среднего профессионального образования, обучающихся по группам специальностей 1000 «Энергетика», 1800 «Электротехника» и специальности 2913 «Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий»



Москва



17.06.07

УДК 621.314.222.6
ББК 31.261.8
Б955

Рецензенты:

зав. кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий»
Вятского государственного университета, д.т.н., проф. *В. В. Черепанов*;
зав. кафедрой «Электроснабжение промышленных предприятий»
Новомосковского РХТУ им. Д. И. Менделеева, к.т.н., доц. *Б. В. Жилин*

Быстрицкий Г. Ф.

Б955 Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для вузов: Учеб. пособие для сред. проф. образования / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. — М.: Издательский центр «Академия», 2003. — 176 с.

ISBN 5-7695-1143-5

Изложены требования, определяющие выбор числа и мощности трансформаторов главной понижающей и цеховых подстанций; рассмотрены конструктивные схемы трансформаторов и назначение их основных элементов, а также характеристики трансформаторного масла, способы его очистки и сушки. Представлены режимы работы трансформаторов и условия их включения после монтажа и ремонта.

Для студентов электроэнергетических специальностей вузов и средних профессиональных учебных заведений. Может быть полезно работникам, занимающимся эксплуатацией электрооборудования.

УДК 621.314.222.6
ББК 31.261.8

ISBN 5-7695-1143-5

© Быстрицкий Г. Ф., Кудрин Б. И., 2003
© Образовательно-издательский центр «Академия», 2003
© Оформление. Издательский центр «Академия», 2003

ПРЕДИСЛОВИЕ

Силовые трансформаторы являются основными элементами систем электроснабжения и используются во всех отраслях экономики, включая промышленность, жилищно-коммунальное и сельское хозяйство, отдельные учреждения, организации, фирмы. Надежность электроснабжения различных потребителей и экономичность работы электрооборудования во многом определяются правильным выбором вида и мощности трансформаторов.

В учебном пособии рассмотрены общие условия, влияющие на выбор числа и мощности трансформаторов, а также необходимые согласования и технические решения, которые должны учитываться при построении схемы электроснабжения. Так как трансформаторы являются системообразующими элементами и по своим техническим и конструктивным параметрам не подлежат частой замене, т. е. аварийный выход трансформатора из строя ставит под угрозу нормальное функционирование объекта, существует необходимость некоторой интуитивной (техноценологической) оценки принимаемого решения по выбору конкретного трансформатора.

В учебном пособии представлены материалы, позволяющие выбрать трансформаторы для установки на главных понижающих подстанциях (ГПП) предприятия и цеховых трансформаторных подстанциях (ТП), приведены схемы, основные конструктивные решения и характеристики различных видов трансформаторов, а также характеристики и показатели трансформаторного масла, методы его очистки и сушки. Изложен современный подход к утилизации сожтогола, учитывающий сложность этой проблемы. Рассмотрены номинальный, перегрузочный и аварийный режимы работы трансформатора. Даны примеры выбора трансформаторов для специфических условий эксплуатации.

В приложениях содержатся основные данные трансформаторов на различные напряжения, позволяющие осуществить правильный их выбор для различных схем электроснабжения при курсовом и дипломном проектировании.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» и студентов учреждений среднего профессионального образования, обучающихся по группам специальностей «Энергетика», «Электротехника» и специальности «Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных и гражданских зданий».

Предисловие, гл. 2, 3, 5 и приложения написаны проф. Г. Ф. Быстрицким; введение, гл. 1, 4 — проф. Б. И. Кудриным.

ВВЕДЕНИЕ

Современные системы электроснабжения промышленных предприятий на напряжения 35, 110 (154), 220 (330) кВ достаточно сложны, т.е. они имеют несколько уровней напряжений — УР (рис. В.1), а следовательно, и большое число эксплуатируемых электродвигателей и трансформаторов.

Электрохозяйство предприятий с непрерывным технологическим процессом как техноэкономическую систему для шести уровней напряжения (6УР...1УР) можно описать с помощью следующих показателей:

- получасовой максимум нагрузки $P_{\max}$, МВт;
- коэффициент спроса k_c , относительные единицы;
- число часов использования максимума нагрузки $T_{\max}$ (чаще — электропотребление $A = P_{\max} T_{\max}$, кВт·ч);
- число установленных электродвигателей Д, шт.;
- средняя мощность (условного электродвигателя) $P_{\text{ср}}$, кВт;
- электровооруженность труда A_T , МВт·ч/чел.;
- производительность труда электротехнического персонала A_3 , МВт·ч/чел.

На соответствующей числовой оси каждый такой показатель представляется точкой, а вместе взятые основные показатели образуют многомерное пространство — основную нагрузку

$$P_o = P_{\max} k_c T_{\max} D P_{\text{ср}} A_T A_3,$$

которая характеризует электрохозяйство предприятия как систему (техноэноз), описываемую как основными показателями, так и дополнительными, определяемыми при его проектировании и эксплуатации.

Таким образом, электрохозяйство — это своеобразное техническое сообщество, которое необходимо рассматривать при организации электроменеджмента как единое целое, но всегда различное и всегда образованное самыми разнообразными трансформаторами. Поэтому, теоретически стремясь к установке двух видов (типоразмеров) трансформаторов, например мощностью 630 и 1000 кВ·А, фактически следует считаться с необходимостью их разнообразия, которое для крупного предприятия черной металлургии может быть

Подстанции и ТЭЦ энергосистемы

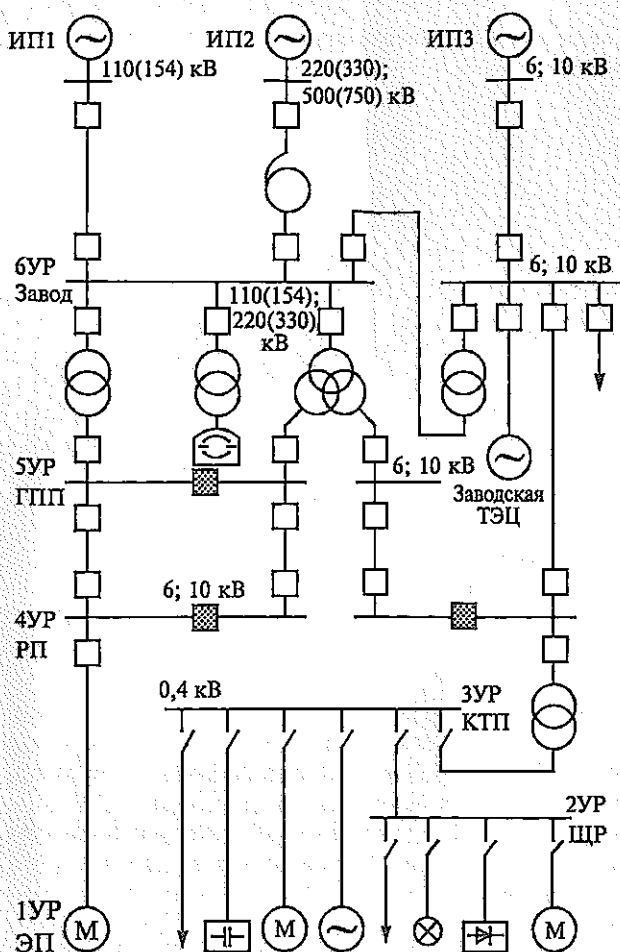


Рис. В.1. Уровни напряжений системы электроснабжения промышленного предприятия:

ИП — источник питания; ТЭЦ — теплоэлектроцентраль; КТП — комплектная трансформаторная подстанция; ЭП — электроприемник; РП — распределительная подстанция; ЩР — щит распределительный

охарактеризовано данными табл. В.1, а для предприятий цветной металлургии — табл. В.2.

В табл. В.1 общее число трансформаторов по заводу: 541 штука-особь оказались представлены 48 видами (каждый трансформатор обозначается на схеме электроснабжения, имеет номер, паспорт и другую документацию, отражающую его «жизнь»). Здесь a_i — номер касты (очевидно, что с некоторого номера встречаются

Таблица В.1

Видовое распределение трансформаторов на заводе черной металлургии

a_i	n_i	$a_i n_i$	w_i	Перечень трансформаторов (мощность, кВ·А — число, шт.)		
1	6	6	0,1250	40 — 1;	525 — 1;	800 — 1
2	16	32	0,3333	2200 — 1;	2330 — 1;	2380 — 1
3	3	9	0,0625	63 — 2;	230 — 2;	250 — 2
4	2	8	0,0417	282 — 2;	315 — 2;	462 — 2
5	3	15	0,0625	2800 — 2;	3420 — 2;	4780 — 2
6	2	12	0,0417	5600 — 2;	7500 — 2;	15 000 — 2
7	5	10	0,1042	31 500 — 2;	40 500 — 2;	63 000 — 2
8	2	16	0,0417	200 000 — 2;	520 — 3;	1300 — 3
9	2	18	0,0417	3200 — 3;	1054 — 4;	6300 — 4
15	1	15	0,0209	160 — 5;	750 — 5;	2430 — 5
16	1	16	0,0208	478 — 6;	1700 — 6;	30 — 7
21	1	21	0,0208	100 — 7;	320 — 7;	500 — 7
22	1	22	0,0208	4000 — 7;	1800 — 8;	10 000 — 8
23	1	23	0,0208	60 — 9;	2500 — 9;	180 — 15
30	1	30	0,0208	1250 — 16;	560 — 21;	400 — 22
263	1	263	0,0208	1600 — 23;	630 — 30;	1000 — 263
Итого:	48	541	1,0000	541		

нулевые касты), где каждый из n_i встретившихся видов трансформаторов представлен равным (одинаковым) числом трансформаторов-особей; $a_i n_i$ — общее число трансформаторов в касте; w_i — относительная частота появления касты по видам.

Например, каждый из 16 видов ($n_i = 16$) трансформаторов (проверьте) встретился как трансформатор-особь два раза ($a_i = 2$), тогда общее число трансформаторов в касте 32 шт. при относительной частоте появления касты по видам $w_i = n_i / \sum n_i = 0,33$.

В табл. В.2 приведено распределение трансформаторов на заводе не в видовой, как в табл. В.1, а в ранговой форме. Ранг — это номер по порядку трансформаторов, установленных на заводе, в порядке убывания их числа. Из табл. В.2 видно, что характер отношения мощности и числа (частое — редкое) не меняется.

Данные табл. В.2 можно представить в видовой форме, а табл. В.1 — в ранговой, учитывая, что видовой и ранговый анализы необходимы для повышения эффективности эксплуатации, в частности при планировании ремонта, заказе комплектующих, масла, проводов, изоляционных материалов. В табл. В.1 распределение по видам трансформаторов проведено только по мощности, без учета их исполнения по охлаждению и напряжению (так, например, трансформаторы мощностью 1000 кВ·А с напряжением 10/0,4 и 10/3 кВ учтены, как один вид).

Таблица В.2

Ранговое распределение трансформаторов на заводе цветной металлургии

Ранг	Тип	Число, шт.
1	ТДНП-40000 10/0,8	25
2	ТДНП-25000 10/0,8	22
3	ТМ-1000 10/0,4	21
4	ТМЗ-1000 10/0,4	13
5	ТАМ-1000 10/0,4	10
6	ТМЗ-1600 10/0,4	6
7	ТДНП-25000 6/0,4	6
8	ТМ-1000 6/0,4	5
9	ТМ-1000/0,4	5
10	ТРДН-63000 110/10	4
11	ТМ-630 10/0,4	4
12	ТМ-560 6/0,4	4
13	ЭОМН-2700 10/0,4	3
14	ТМ-400 10/0,4	3
15	ТМ-2500 10/6	3
16	ТСМА-320 10/0,4	2
17	ТРДНЦ-63000 110/10	2
18	ТН-1000 6/0,4	2
19	ТМЗ-630 10/0,4	2
20	ТМ-560 10/0,4	2
21	ТМ-4000 10/6	2
22	ТМ-320 3/0,4	2
23	ТМ-1800 10/0,4	2
24	ТП-400 10/0,4	2
25	ЭОМН-1500 10/0,4	1
26	ТРДН-63000 110/6	1
27	ТМЗ-1000/0,4	1
28	ТМ-750 10/0,4	1
29	ТМ-750 10/0,4	1
30	ТМ-630 6/0,4	1
31	ТМ-400 6/0,4	1
32	ТМ-320 10/0,4	1
33	ТДН-40000 110/6	1
34	ТАО-400 10/0,4	1

Следует иметь в виду, что трансформаторы, как правило, устанавливаются парами, что приводит к смещению всех каст, в том числе первой и второй. Например, на предприятии коксохимического производства трансформаторы распределяются следующим образом: 2×1000 — 37 шт.; 1×1000 — 1 шт.; 2×750 — 1 шт.; 2×630 — 1 шт.; 1×630 — 1 шт.; 2×560 — 1 шт.; 1×560 — 1 шт.; 2×400 — 2 шт.; 1×400 — 1 шт.; 1×320 — 1 шт.

**Сводные данные по составу электрооборудования
металлургического завода**

Семейство электротехнического оборудования	Число, шт.	Мощность, кВт (кВ · А)	
		суммарная	средняя
Электрические машины (всего)	58 671	1 969 698	33,6
Трансформаторы:			
I—III габаритов	1412	1 369 403	970,0
IV—VI габаритов	48	1 691 867	35 250,0
электропечные	54	75 975	1410,0
сварочные	854	60 484	70,8
Преобразователи статические	1758	—	—
Ячейки и шкафы КРУ 3, 6, 10 кВ	3761	—	—
Выключатели на 110 кВ и выше	17	—	—

В табл. В.1 и В.2 приведены данные не самых крупных заводов. Например, схема для электроснабжения металлургического завода с нагрузкой 350 МВт (а есть и вдвое больше) содержит значительно больше высоковольтного оборудования, что характеризуют данные табл. В.3. Анализируя эту таблицу, следует иметь в виду, что существуют стадии инвестиционного проектирования, на которых создается схема электроснабжения завода, определяются состав основного оборудования, общая стоимость электроснабжения, необходимые штаты и объекты централизованных электрических служб, и стадия проектирования, когда необходимо рассчитать каждый трансформатор и каждую высоковольтную ячейку.

Таким образом, рассчитывая электрическую мощность предприятия и выбирая единичный трансформатор (трансформаторную подстанцию), следует учитывать реальные условия их эксплуатации: сложившуюся схему электроснабжения и установленное оборудование, традиции и тенденции развития цеха, производства, предприятия.

Глава 1

СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ИХ ВЫБОР

1.1. Общие требования и условия работы

Силовые трансформаторы являются основой системы электроснабжения крупных предприятий, имеющих в своем составе главные понижающие подстанции — ГПП (5УР), и средних предприятий, имеющих распределительные подстанции — РП на 6; 10 кВ (4УР) с разветвленными высоковольтными сетями и несколькими трансформаторными подстанциями ТП на 6; 10 кВ (3УР). Производственная деятельность мелких предприятий, как правило, имеющих в своем составе одну-две ТП на 6; 10/0,4 кВ, во многом зависит от надежной работы силовых трансформаторов [щитов и шкафов, распределительных пунктов РП на 0,4 кВ (2УР)]. В реальных условиях каждый из шести уровней системы электроснабжения может быть границей раздела предприятие — энергосистема, решения по которой юридически согласовываются между энерго-снабжающими организациями и потребителем (абонентом).

По расчетной электрической нагрузке P_p предприятия определяется необходимость сооружения ГПП (или ПГВ — подстанции глубокого ввода, или ОП — опорной подстанции электроснабжения предприятия). Наиболее распространенное число подстанций с напряжением пятого уровня на одном предприятии одна-две, но бывает до двух и более десятков. ГПП принимают электроэнергию от трансформаторов энергосистемы или, например, от блочной ТЭЦ или гидроэлектростанции (ГРЭС). Высшее напряжение трансформаторов ГПП в России 35, 110, 154, 220, 330 кВ; питание подводится по воздушным и кабельным линиям электропередач (ЛЭП). Отходящие от ГПП высоковольтные распределительные сети, рассчитанные на 6; 10 кВ (хотя могут быть и на 110 кВ), называют междоховыми (заводскими). Обычный ряд мощностей ГПП: 10, 16, 25, 40, 63, 80, 100, 125 МВ·А, а в отдельных случаях и выше.

Для электроснабжения потребителей напряжением до 1 кВ (220, 380, 500, 600 В) сооружают трансформаторные подстанции с высшим напряжением чаще всего на 6; 10 кВ (но существуют и

подстанции с напряжением 3 и 20 кВ), которые обычно называют цеховыми, а с учетом комплектной поставки (с трансформаторами, щитом низкого напряжения и ошиновкой, вводным высоковольтным отключающим устройством) их обозначают КТП. Ряд применяемых мощностей ТП: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВ·А. Из-за больших токов короткого замыкания (КЗ) на стороне 0,4 кВ, вызывающих сложности коммутации и передачи электроэнергии приемникам, трансформаторы на 2500 кВ·А применяются только в специальных случаях.

Кроме трансформаторов, устанавливаемых на 5УР для присоединения предприятия к энергосистеме, и трансформаторов, устанавливаемых на 3УР, обеспечивающих потребителей низким (до 1 кВ) напряжением трехфазного переменного тока, существуют специальные подстанции со своими силовыми трансформаторами: печными, выпрямительными (для создания сети постоянного тока до 1,5 кВ), преобразовательными, сварочными и другими, которые могут использоваться и как ГПП, и как цеховые ТП, но в этой книге они не рассматриваются.

Решение о строительстве трансформаторной подстанции принимается в составе решения о строительстве завода (цеха). Особенностью решения о строительстве трансформаторной подстанции является то, что она не выделяется, а рассматривается и утверждается как часть предприятия, сооружения — объекта, подлежащего новому строительству, реконструкции, модернизации, расширению, перевооружению (далее все называется строительством). Конечно, для электриков подстанции и сети являются самостоятельными объектами, согласование параметров которых с субъектами электроснабжения, а также их последующее проектирование, строительство и принятие в эксплуатацию осуществляются по отдельным срокам и графикам, не зависящим от основного производства.

Принятие технического решения начинается с утвержденного технологического задания на строительство завода определенного состава. По технологическим данным оценивают параметры электропотребления, определяют нагрузку по цехам (для выбора мощности цеховых трансформаторов и выявления высоковольтных двигателей) и заводу в целом (для выбора ГПП, их числа и единичной мощности трансформаторов на каждой подстанции). Готовые решения служат материалом для получения технических условий от энергоснабжающей организации (энергосистемы). Одновременно собирают следующие сведения: особенности энергосистемы и вероятных мест присоединения потребителей; данные по объектам-аналогам и месту строительства. Определяющими данными на начальном этапе являются значение расчетного максимума нагрузки и число часов использования этого максимума, связанных с электропотреблением.

Исходными для окончательного выбора схемы электроснабжения (включающей в себя данные по силовым трансформаторам ГПП или трансформаторам ЗУР, если отсутствует необходимость в сооружении ГПП) служат следующие материалы:

генеральный план завода, определяющий размещение основных и вспомогательных производственных зданий и сооружений, основных подземных и наземных коммуникаций и являющийся ключевым документом при размещении трансформаторных подстанций (в отдельных случаях компоновка цехов влияет на мощность единичного трансформатора), а также устанавливающий условия транспортировки трансформаторов (автомобильная или железнодорожная), что особенно важно для ГПП;

данные по электроемкости, удельным расходам электроэнергии, составу и характеру электрических нагрузок и электроприемников как технологических механизмов, так и вспомогательных устройств цехов и сооружений завода с выделением энергоемких агрегатов (характер электрических нагрузок и особенно мощные энергоемкие агрегаты влияют, а в отдельных случаях определяют мощность, число и схему соединения обмоток трансформатора);

перечень объектов основного производственного, обслуживающего и подсобного назначения, а также энергетического хозяйства (включая сети и сооружения водоснабжения и канализации) с указанием производственных показателей и объемно-планировочных архитектурных решений, сменности работы, структуры управления (все эти данные на выбор мощности трансформатора влияют незначительно, но на стадии разработки рабочих чертежей определяют компоновку и размещение подстанции);

данные по характеру производства, условиям пожаро- и взрывобезопасности (включая температуру, влажность, запыленность, агрессивность выделяемых веществ, загрязнение атмосферы и грунта), что при выборе трансформатора может определить повышение класса его изоляции (например, по проектным соображениям следует выбрать трансформатор 110/10 кВ, но неблагоприятные условия эксплуатации могут потребовать установки трансформатора 220 кВ, а следовательно, повлиять на стоимость и габаритные размеры подстанции);

требования к надежности электроснабжения отдельных производств, цехов, агрегатов и механизмов с выделением потребителей особой группы I категории по надежности электроснабжения (категория потребителей определяет число трансформаторов на подстанции, которое обычно принимается не менее двух для потребителей I и II категорий с установкой третьего и четвертого трансформаторов при наличии специальной технологической нагрузки);

данные по нагрузкам сторонних потребителей, подключаемых к заводским сетям, а также по токам и мощностям короткого

замыкания на шинах источников питания, и требования к компенсации реактивной мощности в сетях завода, устройствам релейной защиты, автоматики, связи и телемеханики. Эти данные во многом определяются требованиями, выдаваемыми в технических условиях энергоснабжающей организацией, и могут обусловить увеличение мощности трансформатора (при значительной нагрузке сторонних потребителей) или изменение схемы его подключения (по условиям КЗ, компенсации, релейной защиты);

геологические и климатические данные, т.е. характер грунта в различных районах площадки завода, его состав, состояние, температура, удельное тепловое и электрическое сопротивления, глубина промерзания, уровень грунтовых вод, расчетная температура почвы в зонах прокладки электрических коммуникаций, высота площадки завода над уровнем моря, сейсмичность (эти данные не определяют выбор мощности трансформатора, но они необходимы при выполнении рабочих чертежей, устройстве заземления, выполнении строительной части подстанций и сетей, сооружении фундаментов под трансформатор);

метеорологические условия, т.е. число грозových дней в году, скорость ветра, влажность, гололедность, максимальная, минимальная и средняя температуры воздуха, а также наличие и характер загрязненности воздуха пылью, химически активными газами и парами, естественная освещенность (эти данные определяют место размещения подстанции, а в отдельных случаях и необходимость выбора специального трансформатора или повышение класса его изоляции);

основные чертежи (планы и разрезы) цехов и сооружений завода с указанием установки технологического и вспомогательного оборудования (необходимы на стадии выбора места установки трансформаторов);

основные архитектурно-строительные чертежи зданий и сооружений завода (необходимы при решении вопроса о встраивании, пристраивании, размещении в цехе или обоснования отдельной установки трансформатора);

данные по силовому электрооборудованию (паспорта основных агрегатов и расчеты по приводу) и электроосвещению объектов завода (требуются на стадии разработки рабочей документации трансформаторной подстанции для унификации решений по силовому электрооборудованию);

сведения по организации ремонта электрооборудования, возможности кооперации и специализации (необходимы для решения вопросов по обслуживанию и ремонту трансформатора, в том числе капитального, организации трансформаторно-масляного хозяйства, установке специальных подъемно-транспортных устройств и выделению соответствующих площадей при определении габаритов подстанции);

схема примыкающей районной энергосистемы с характеристиками источников питания и сетей внешнего электроснабжения, позволяющая решить вопросы выбора мощности трансформатора и схемы его присоединения (размещение трансформатора следует увязывать с заходами ЛЭП).

Предложения (проектные проработки) по выбору трансформатора ЗУР (в диапазоне мощности 100...2500 кВ·А) определяются условиями потребителя, а для средних и крупных предприятий — особенностями энергосистемы, к сетям которой они подключены. Основными параметрами, определяющими конструктивное выполнение и построение сети являются:

для линий электропередачи — номинальное напряжение, направление (откуда и куда), протяженность, число цепей и сечение провода;

для подстанций — сочетание номинальных напряжений, число и мощность трансформаторов, схема присоединения к сети и компенсация реактивной мощности.

В России сложились две системы электрических сетей на номинальные напряжения 110 кВ и выше (110, 220, 500 кВ), принятая на востоке страны, и 110 (154), 330, 750 кВ, принятая в западной части страны. Для электроэнергетики страны это означает:

увеличение потерь электроэнергии из-за повышения числа ее трансформаций, необходимость создания сложных коммутационных узлов и ограничение пропускной способности межсистемных связей;

дополнительную нагрузку предприятий электропромышленности, т.е. увеличение номенклатуры выпускаемых видов продукции;

финансирование дополнительного строительства подстанций и линий передачи предприятиям, попавшим в зону «стыковки»;

необходимость учета тенденций развития электрохозяйства, т.е. расчет и прогнозирование параметров электропотребления.

1.2. Выбор силовых трансформаторов

Для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) необходимо располагать суточным графиком, отражающим как максимальную, так и среднесуточную активную нагрузки данной подстанции, а также продолжительность максимума нагрузки. При отсутствии суточного графика с достаточной для практических целей точностью определяется расчетный уровень максимальной активной нагрузки подстанции $P_{\max}$ (МВт).

Если при выборе номинальной мощности трансформатора на однотрансформаторной подстанции исходить из условия

$$S_{\text{ном}} \geq \sum P_{\max} \geq P_p \quad (1.1)$$

(здесь $\sum P_{\max}$ — максимальная активная мощность на пятом году эксплуатации — сроке, в условиях рыночной экономики согласованном с инвестором; P_p — проектная расчетная мощность подстанции), то при графике работы с кратковременным пиком нагрузки (0,5...1,0 ч) трансформатор будет длительное время недогружен. При этом неизбежно завышение номинальной мощности трансформатора и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В ряде случаев выгоднее выбирать номинальную мощность трансформатора близкой к максимальной нагрузке достаточной продолжительности и в полной мере использовать его перегрузочную способность с учетом систематических перегрузок в нормальном режиме.

Наиболее экономичной работа трансформатора по ежегодным издержкам и потерям будет в случае, когда в часы максимума он работает с перегрузкой. В реальных условиях значение допустимой нагрузки выбирают в соответствии с графиком нагрузки и коэффициентом начальной нагрузки, а также в зависимости от температуры окружающей среды, при которой работает трансформатор.

Коэффициент нагрузки, или коэффициент заполнения суточного графика нагрузки, практически всегда меньше единицы:

$$k_n = \frac{P_c}{P_{\max}} = \frac{I_c}{I_{\max}},$$

где P_c , $P_{\max}$ и I_c , $I_{\max}$ — соответственно среднесуточные и максимальные мощности и токи.

В зависимости от характера суточного графика нагрузки (коэффициента начальной нагрузки и длительности максимума), эквивалентной температуры окружающей среды, постоянной времени трансформатора и вида его охлаждения, допустимы систематические перегрузки трансформаторов.

На рис. 1.1 приведены фактический суточный график нагрузки и двухступенчатый, эквивалентный фактическому. С нуля часов начинается ночной провал нагрузки (от условно номинальной, равной 1,0), минимальный между 5 и 6 ч (для ряда объектов провал может быть в другие часы, например между 3 и 5 ч). С 6 ч начинается подъем нагрузки до дневной, обычно незначительно колеблющейся вокруг некоторого значения (но возможно и наличие утреннего пика нагрузки, например, между 9 и 11 ч). В 20 ч нагрузка достигает номинального значения (1,0), а затем превосходит его, образовав пиковую часть графика, и лишь к 24 ч вновь снижается до 1,0.

Реальный (фактический) график суточной нагрузки можно преобразовать в двухступенчатый. Для чего ввиду невозможности из-за ценологических свойств получить аналитическую зависимость

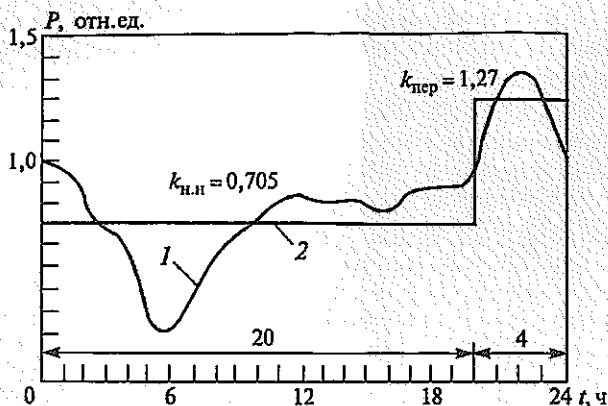


Рис. 1.1. Расчетные графики нагрузки:

1 — фактический суточный; 2 — двухступенчатый, эквивалентный фактическому

$P_{\text{нагр}} = f(t)$, реальный график разбивают на интервалы, в которых нагрузка осредняется. Эти интервалы могут составлять от 3 мин до 0,5 ч. Интегрированием определяют площадь под фактическим графиком, а затем строят эквивалентный, в данном случае для периодов 0...20 ч и 20...24 ч. Первый период характеризуется коэффициентом начальной нагрузки $k_{\text{н.н}}$, равным 0,705 (физический смысл $k_{\text{н.н}}$ — отношение площади под графиком, характеризующим работу трансформатора с номинальной нагрузкой в период 0...20 ч, к фактической нагрузке, представленной ступенью, составляющей по оси ординат 0,705 номинальной). Аналогично для второго периода определяют коэффициент перегрузки $k_{\text{пер}} = 1,27$. При этом возникает вопрос о допустимости работы трансформатора в течение 4 ч с такой перегрузкой (следует иметь в виду, что трансформатор работал какое-то время с недогрузкой 40 %).

Таким образом, перегрузки определяются преобразованием заданного графика нагрузки в график, эквивалентный ему в тепловом отношении. Допустимая нагрузка трансформатора зависит от начальной нагрузки, ее максимума и его продолжительности и характеризуется коэффициентом превышения (перегрузки), определяемым выражением

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{э.мах}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (1.2)$$

а коэффициент начальной нагрузки

$$k_{\text{н.н}} = \frac{I_{\text{э.н}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (1.3)$$

где $I_{\text{эmax}}$ — эквивалентный максимум нагрузки; $I_{\text{эн}}$ — эквивалентная начальная нагрузка, определяемая за 10 ч, предшествующие началу ее максимума.

Эквивалентный максимум нагрузки (и эквивалентная начальная нагрузка) определяется по формуле

$$I_{\text{эmax}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \dots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (1.4)$$

где $a_1, a_2, \dots, a_n$ — различные ступени средних значений нагрузок в долях номинального тока; $t_1, t_2, \dots, t_n$ — длительность этих нагрузок, ч.

Формулы (1.2) и (1.3) помогают упростить расчеты по сравнению с построением графиков, приведенных на рис. 1.1, если ступень задана или делаются проектные предположения. Следует также иметь в виду, что $k_{\text{н.н}}$ определяется не за 20, а за 10 ч. Во всех случаях формула (1.4) дает правильный результат.

Допустимые систематические перегрузки трансформаторов определяются нагрузочной их способностью, задаваемой с помощью таблиц или графически. Коэффициент перегрузки $k_{\text{пер}}$ дается в зависимости от средней годовой температуры воздуха $t_{\text{с.г.}}$, вида охлаждения и мощности трансформаторов, коэффициента начальной нагрузки $k_{\text{н.н}}$ и продолжительности двухчасового эквивалентного максимума нагрузки t_{max} . Для других значений t_{max} допускаемый $k_{\text{пер}}$ можно определить по кривым нагрузочной способности трансформатора.

Если максимум графика нагрузки в летнее время меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимнее время допускается длительная 1%-ная перегрузка трансформатора на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %. Суммарная систематическая перегрузка трансформатора не должна превышать 150 %. При отсутствии систематических перегрузок допускается длительная нагрузка трансформаторов током на 5 % выше номинального при условии, что напряжение каждой из обмоток не будет превышать номинальное.

Допускается повышение напряжения трансформаторов сверх номинального:

длительно — на 5 % при нагрузке не выше номинальной и на 10 % при нагрузке не выше 0,25 от номинальной;

кратковременно (до 6 ч в сутки) — на 10 % при нагрузке не выше номинальной.

Дополнительные перегрузки одной ветви за счет длительной недогрузки другой допускаются в соответствии с указаниями завода-изготовителя. Так, для трехфазных трансформаторов с расщепленной обмоткой на 110 кВ мощностью 20, 40 и 63 МВ·А

допускаются следующие относительные нагрузки: при нагрузке одной ветви обмотки, равной 1,2; 1,07; 1,05 и 1,03, нагрузка другой ветви должна составлять соответственно 0; 0,7; 0,8 и 0,9.

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся в работе трансформатор с допустимой аварийной перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей.

Номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном}}$, МВ·А, на подстанции с числом трансформаторов $n > 1$ в общем виде определяется из выражения

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_p}{k_{\text{пер}}(n-1)\cos\varphi},$$

где $P_p = P_{\text{max}} k_{\text{I-II}}$ — расчетная мощность, МВт; P_{max} — суммарная активная максимальная мощность подстанции на пятом году эксплуатации, МВт; $k_{\text{I-II}}$ — коэффициент участия в нагрузке потребителей I и II категорий; $k_{\text{пер}}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности нагрузки.

Для двухтрансформаторной подстанции, т. е. при $n = 2$:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_{\text{max}} k_{\text{I-II}}}{k_{\text{пер}} \cos\varphi}.$$

Для сетевых подстанций, где в аварийном режиме до 25 % потребителей из числа малоответственных может быть отключено, $k_{\text{I-II}}$ обычно принимается равным 0,75...0,85 (единице он равен, когда все потребители I категории).

Рекомендуется широкое применение складского и передвижного резерва трансформаторов, причем при аварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов на 40 % во время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 сут. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформаторов $k_{\text{н}}$ в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75, а коэффициент начальной нагрузки $k_{\text{н.н}}$ — не более 0,93.

Коэффициент заполнения графика нагрузки определяется следующим отношением:

$$k_{\text{н}} = \frac{W}{P_{\text{max}} T} = \frac{P_c}{P_{\text{max}}},$$

где W — электропотребление (площадь под кривой нагрузки); T — полное время по оси абсцисс.

Причем k_n — такой коэффициент заполнения, который имеет наибольшее значение во время аварийных режимов в течение пяти суток подряд.

Так как $k_{1-II} < 1$, а $k_{пер} > 1$, то их отношение $k = k_{1-II}/k_{пер}$ всегда меньше единицы и характеризует собой резервную мощность трансформатора, заложенную при выборе его номинальной мощности. Чем это отношение меньше, тем меньше будет резерв установленной мощности трансформатора и тем более эффективным будет использование трансформаторной мощности с учетом перегрузки.

Завышение коэффициента k приводит к завышению суммарной установленной мощности трансформаторов на подстанции. Уменьшение коэффициента возможно лишь до такого значения, которое с учетом перегрузочной способности трансформатора и возможности отключения неответственных потребителей позволит покрыть основную нагрузку одним оставшимся в работе трансформатором при аварийном выходе из строя второго.

Таким образом, установленная мощность двухтрансформаторной подстанции

$$S_{тр} \geq \frac{kP_{max}}{\cos \varphi}. \quad (1.5)$$

В настоящее время существует практика выбора номинальной мощности трансформатора для двухтрансформаторной подстанции с учетом значения $k = 0,7$, т.е. с учетом условия

$$S_{тр} = 0,7P_{max}. \quad (1.6)$$

Формально запись (1.6) выглядит ошибочной: действительно, единицы измерения активной мощности — Вт, а полной (кажущейся) — В·А. Есть различия и в физической интерпретации S и P . Но следует всегда полагать, что осуществляется компенсация реактивной мощности на шинах подстанций 5УР и 3УР и что коэффициент мощности $\cos \varphi$ находится на уровне 0,92...0,95 ($\tan \varphi$ на уровне 0,42...0,33). Тогда ошибка, связанная с упрощением (1.5) до (1.6), не превосходит инженерную ошибку 10 %, которая включает в себя и приблизительность значения 0,7, и ошибку в определении фиксированного P_{max} . Становится объяснимым выражение (1.1), где активная и полная мощность не различаются.

Таким образом, суммарная установленная мощность двухтрансформаторной подстанции

$$\sum S_{пр} = 2(0,7P_{max}) = 1,4P_{max}. \quad (1.7)$$

При значении $k = 0,7$ в аварийном режиме обеспечивается сохранение около 98 % P_{max} без отключения неответственных по-

требителей. Однако учитывая высокую надежность трансформаторов, можно считать вполне допустимым отключение в редких аварийных режимах какой-то части неответственных потребителей.

Условие покрытия расчетной нагрузки в случае аварийного выхода из строя одного трансформатора с учетом использования резервной мощности $S_{рез}$ сетей низкого (НН) и среднего (СН) напряжений определяется выражением

$$S_{тр}(n-1)k_{пер} + S_{рез} \geq P_p k_{I-II}.$$

При аварии одного из двух и более параллельно работающих на подстанции трансформаторов оставшиеся в работе принимают на себя его нагрузку. Эти аварийные перегрузки не зависят от предшествовавшего режима работы трансформатора, являются кратковременными и используются для обеспечения прохождения максимума нагрузки.

Приведем допустимые кратковременные перегрузки масляных трансформаторов с системами охлаждения естественной масляной (М), дутьем (Д), дутьем с принудительной циркуляцией (ДЦ) и циркуляцией (Ц) сверх номинального тока (независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и места установки):

Перегрузка, %	30	45	60	75	100	200
Продолжительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов указанные перегрузки относятся к наиболее нагруженной обмотке.

1.3. Трансформаторы главных понижающих подстанций

Проектирование подстанций с высшим напряжением 35...330 кВ, к которым относятся главные понижающие подстанции (ГПП), подстанции глубокого ввода, опорные и др. (рис. 1.2), осуществляется на основе технических условий, определяемых схемами развития электросистемы (возможностями источников питания) и электрических сетей района, а также схемами внешнего электроснабжения предприятия, т.е. присоединения к подстанции энергосистемы (рис. 1.3) или к ВЛ (рис. 1.4), схемами организации их ремонта и применением системной автоматики и релейной защиты.

На схеме электроснабжения крупного металлургического завода (см. рис. 1.2) с максимальной нагрузкой 800 МВт приведены 17 штук-особей ГПП, отличающиеся наименованием, мощностью трансформаторов и схемными решениями. На схеме также указаны:

две ТЭЦ — районная с трансформаторами связи $3 \times 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и заводская с блочными трансформаторами $80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и трансформаторами связи $1 \times 31,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $1 \times 60 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;

две распределительные подстанции на 110 кВ;

три районные подстанции энергосистемы, имеющие трансформаторы $2 \times 240 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $2 \times 180 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $3 \times 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Схема отражает фактическое разнообразие установленных трансформаторов и объясняемую ценологическими свойствами систем электроснабжения крупных предприятий нумерацию ГПП не по порядку. При проектировании данного предприятия оптимизация по критериям гиперболического H -распределения произведена не была.

На рис. 1.3 приведены схемы присоединения потребителей к подстанциям энергосистемы, которая все оперативные переключения производит выключателем Q . Самая простая схема показана на рис. 1.3, *а*, обычная — на рис. 1.3, *б*, редкая — на рис. 1.3, *г*. Наиболее распространена на ответственных районных подстанциях схема с двойной секционированной и обходной системами шин, что обеспечивает высокую надежность и маневренность управления с помощью выключателя QI .

Варианты схем присоединения подстанций 5УР...3УР к воздушной линии (на практике подключаются более трех, так как это не регламентируется по условиям надежности) изображены на рис. 1.4. Наиболее распространены схемы подключения, показанные на рис. 1.4, *б*, *г*, *е*. Наименее надежна схема на рис. 1.4, *а*, наиболее надежна схема на рис. 1.4, *ж*, но она требует наибольших инвестиций. Схема на рис. 1.4, *а* при развитии предприятия обычно преобразуется в схемы рис. 1.4, *б*, *г*.

В качестве исходных данных при выборе трансформаторов ГПП необходимо знать:

район размещения подстанции и загрязненность в нем атмосферы;

значения и рост нагрузки по годам с указанием ее распределения по напряжениям;

значение питающего напряжения;

уровни и пределы регулирования напряжения на шинах подстанции, необходимость дополнительных регулирующих устройств;

режимы заземления нейтралей трансформаторов, значения емкостных токов в сетях на 10; 6 кВ;

расчетные значения токов короткого замыкания;

требуемую надежность и технологические особенности потребителей и отдельных электроприемников.

Выбор трансформаторов выполняется на расчетный период (пять лет с момента предполагаемого срока ввода в эксплуатацию). Дальнейшее расширение подстанции, включая резерв территории, производится с учетом возможности ее развития в последующие пять

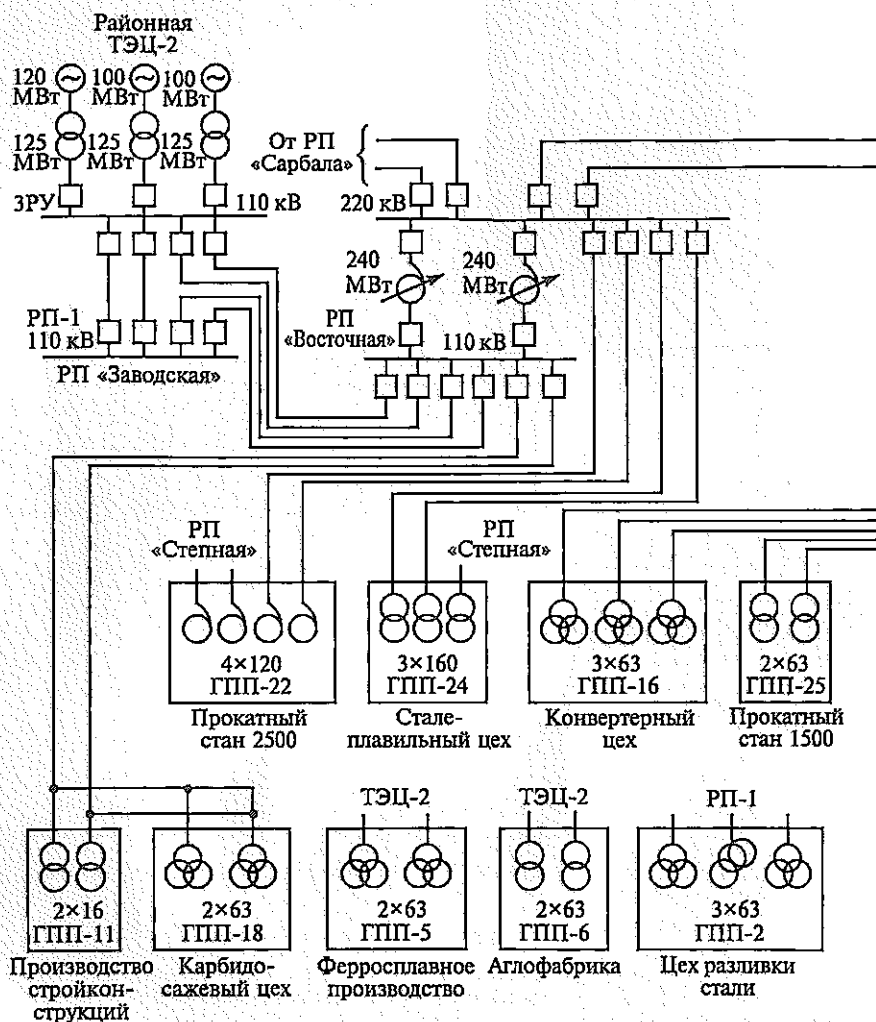
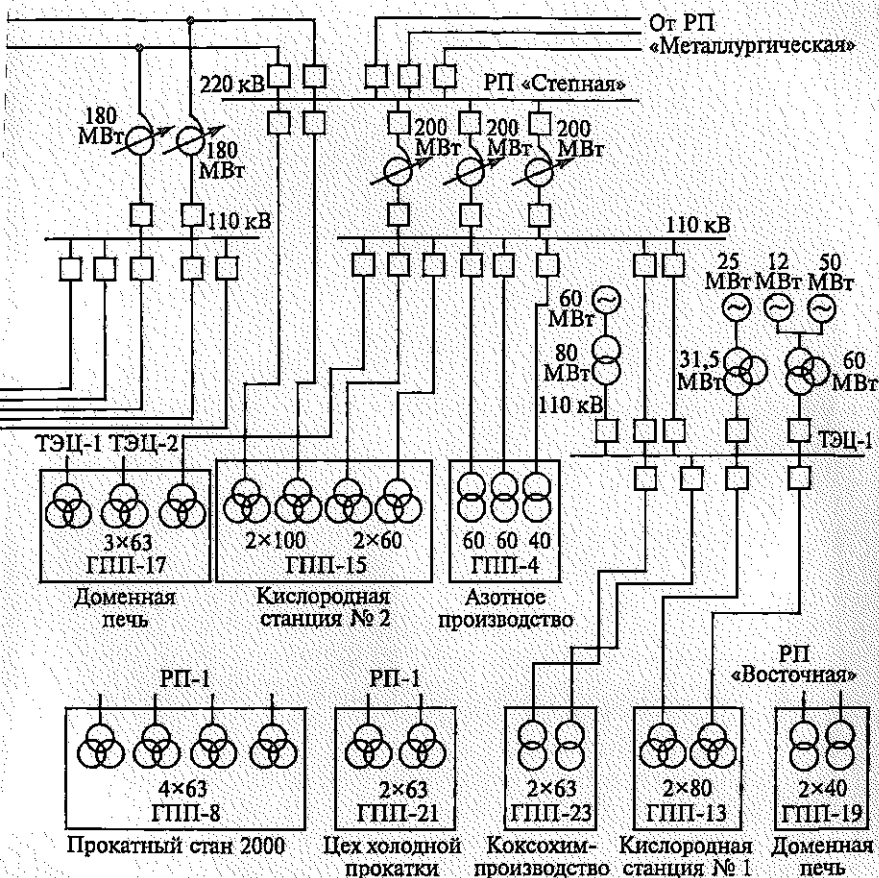


Рис. 1.2. Схема электроснабжения

лет. Площадка подстанции должна размещаться вблизи центра электрических нагрузок, автомобильных дорог (для трансформаторов мощностью 10 МВ·А и выше) и существующих инженерных сетей. Учитывается также наличие подъездных железнодорожных путей промышленных предприятий.

На подстанциях устанавливается, как правило, не более двух трансформаторов. Большее их число (см. рис. 1.2) допускается устанавливать на основе соответствующих технико-экономических расчетов и в тех случаях, когда на подстанциях требуются два средних напряжения, а по соотношению нагрузок, например 6 и



крупного промышленного предприятия

10 кВ, 10 и 3 кВ, не удастся подобрать трансформатор с расщепленными обмотками.

При наличии крупных сосредоточенных нагрузок и необходимости выделения питания ударных, резкопеременных и других специальных электрических нагрузок для производств, цехов и предприятий преимущественно с электроприемниками I категории и особой группы I категории возможно применение трех и более трансформаторов с проведением соответствующего технико-экономического обоснования. В первый период эксплуатации при постепенном росте нагрузки подстанций допускается уста-

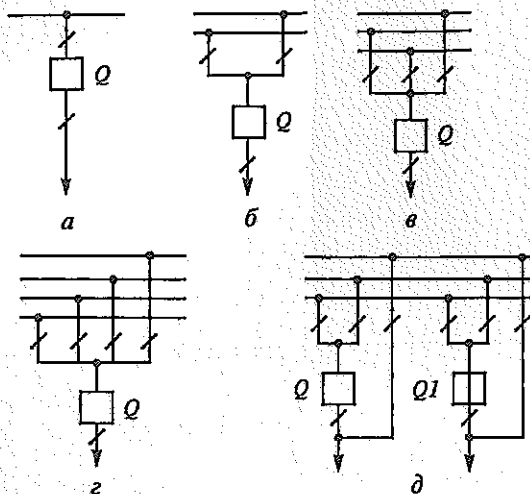


Рис. 1.3. Схема присоединения потребителей к подстанциям энергосистемы: *a...e* — соответственно с одной, двумя, тремя и четырьмя системами сборных шин; *д* — с двойной системой шин

новка одного трансформатора при условии обеспечения резервирования питания потребителей по сетям среднего и низкого напряжений.

Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при отключении наиболее мощного из них оставшиеся в работе обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе и резерва по сетям среднего и низкого напряжений. При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям среднего и низкого напряжений мощность каждого из них выбирается с учетом загрузки трансформатора не более чем 70 % от суммарной максимальной нагрузки подстанции на расчетный период. При росте нагрузки сверх расчетного уровня увеличение мощности подстанции производится, как правило, путем замены трансформаторов более мощными.

Трансформаторы должны быть оборудованы устройством регулирования напряжения под нагрузкой. При отсутствии трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой допускается использование регулировочных трансформаторов.

Предохранители на стороне высокого напряжения подстанций 35; 110 кВ с двухобмоточными трансформаторами могут применяться при условии обеспечения селективности предохранителей и релейной защиты линий высокого и низкого напряжений, а также надежной защиты трансформаторов с учетом режима заземления нейтрали и класса ее изоляции. Для трансформаторов с

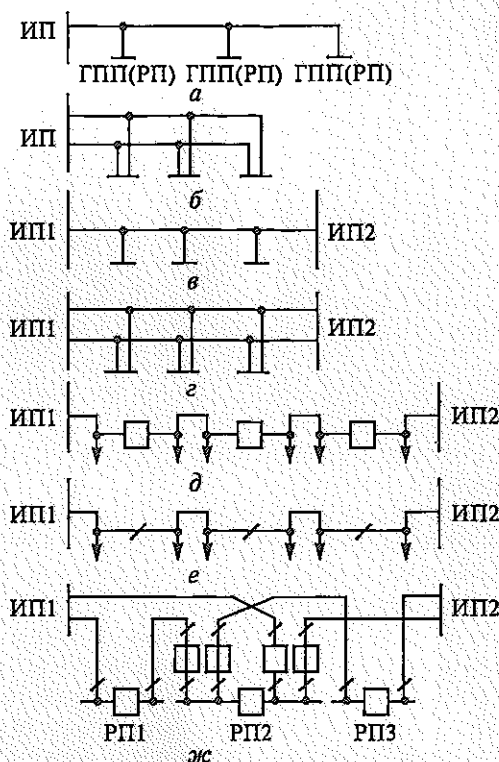


Рис. 1.4. Варианты схем присоединения подстанций 5УР...3УР к воздушной линии (ВЛ):

а — к одной радиальной; *б* — к двойной радиальной; *в* — к двустороннему питанию по одной линии; *г* — к двустороннему питанию по двум линиям; *д* — с заходом на подстанцию с автоматической перемычкой; *е* — с заходом на подстанцию с неавтоматической перемычкой; *ж* — в расщелку каждой линии и с заходом обеих линий на подстанцию

высшим напряжением 110 кВ, нейтраль которых в процессе эксплуатации может быть разземлена, установка предохранителей недопустима. Отделители на стороне высшего напряжения могут применяться как с короткозамыкателями, так и с передачей отключающего сигнала. Применение передачи отключающего сигнала должно быть обосновано (удаленностью от питающей подстанции, мощностью трансформатора, ответственностью линии, характером потребителя). При передаче отключающего импульса по высокочастотным каналам (кабелям связи) необходимо выполнять резервирование по другому высокочастотному каналу (кабелю связи) или с помощью короткозамыкателя.

Распределительные устройства на 6; 10 кВ на двухтрансформаторных подстанциях выполняются, как правило, с одной сек-

ционированной или двумя одиночными секционированными выключателями системами сборных шин с отходящими линиями. На однострансформаторных подстанциях РУ выполняются, как правило, с одной секцией. На стороне напряжений 6; 10 кВ подстанций должна предусматриваться раздельная работа трансформаторов.

При необходимости ограничения токов короткого замыкания (КЗ) на стороне напряжений 6; 10 кВ могут предусматриваться:

- применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками высшего и низшего напряжений и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;

- применение трансформаторов с расщепленными обмотками на 6; 10 кВ;

- применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновать технико-экономическим сравнением. Степень ограничения токов КЗ распределительных устройств на 6; 10 кВ определяется с учетом применения наиболее легкой аппаратуры, кабелей и проводников и допустимых колебаний напряжения при резкопеременных толковых нагрузках.

При необходимости компенсации емкостных токов в сетях на 35, 10, 6 кВ на подстанциях должны устанавливаться заземляющие реакторы. При напряжении на 6; 10 кВ заземляющие реакторы подключаются к сборным шинам через выключатели и отдельные трансформаторы. Не допускается подключение заземляющих реакторов к трансформаторам собственных нужд, присоединенным к трансформаторам подстанций до ввода на шины низшего напряжения, а также к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями.

В закрытых распределительных устройствах на все напряжения должны устанавливаться воздушные, малообъемные масляные или элегазовые выключатели. Баковые выключатели устанавливаются, когда отсутствуют малообъемные выключатели с соответствующим током отключения. Могут применяться и другие типы выключателей после начала их серийного производства. В открытых распределительных устройствах на 330 кВ и выше должны устанавливаться воздушные выключатели.

При выборе аппаратов и ошиновки по номинальному току оборудования (синхронных компенсаторов, реакторов, трансформаторов) необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования. Аппаратура и ошиновка в цепи трансформатора должны выбираться, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующего габарита.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ГПП в основном обуславливается значениями и характером электрических нагрузок и размещением их на генплане, а также производственными, архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями. Важно, чтобы ГПП располагалась возможно ближе к центру питаемых ими нагрузок, что сокращает протяженность питающих и распределительных сетей электроснабжения предприятия, а следовательно, их стоимость и потери в них. Намеченное место расположения уточняется по условиям планировки предприятия, ориентировочным габаритным размерам и типу подстанции (отдельно стоящая, пристроенная, внутренняя, закрытая, комплектная) и возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы (места ввода ЛЭП) к ГПП. Допускается смещение подстанции на некоторое расстояние от геометрического центра питаемых ею нагрузок в сторону подвода линии от энергосистемы.

ГПП выполняется двухтрансформаторной. Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой предприятия и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок. Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой их перегрузки в послеаварийных режимах до 60...70 % (на время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 сут), т.е. по условию [сравните (1.6) и (1.7)]

$$S_{\text{ном ГПП}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{(1,6 \dots 1,7)}.$$

Масляные трансформаторы в большинстве случаев устанавливаются открыто, а РУ на 10 кВ — внутри помещения или пристраиваются к цеху (хотя в последние десятилетия наметилась тенденция закрытой установки трансформаторов).

При разработке схем коммутации ГПП предприятий средней мощности следует стремиться к их максимальному упрощению и применению минимума коммутационных аппаратов. Линии и трансформаторы, как правило, работают раздельно. На высшем напряжении ГПП рекомендуется следующая схема: мостик с выключателем в перемычке и выключателями в цепи ВЛ.

На вторичном напряжении ГПП применяется одна система шин, секционированная выключателем, который в большинстве случаев оборудуется устройством автоматического включения резерва (АВР).

Большинство подстанций промышленных предприятий выполняется без сборных шин на стороне первичного напряжения по блочному принципу, реализуемому в виде схем:

линия — трансформатор;

линия — трансформатор — токопровод (магистраль).

Блочные схемы просты и экономичны. Установка на подстанциях промышленных предприятий, как правило, двух трансформаторов удовлетворяет по надежности электроснабжение потребителей I категории.

На рис. 1.5 показаны схемы блочных ГПП, выполненных без переемычки (мостика) между питающими линиями 35; 110; 220; 330 кВ, с двухобмоточными трансформаторами. При конкретном проектировании могут применяться трансформаторы с расщепленными обмотками, трехобмоточные и др. При напряжении 110 кВ в нейтрали трансформаторов устанавливается заземляющий разъединитель-разрядник, при 220 кВ нейтраль заземляется наглухо. При необходимости высокочастотной связи на вводах ВЛ устанавливается аппаратура высокочастотной (ВЧ) обработки линии.

Схема соединений распределительных устройств ГПП со стороны высокого напряжения определяется скорее внешними требованиями субъекта электроэнергетики и реальными сетями энергосистемы, чем мощностью трансформатора. Однако возможность переключений предопределяет предпочтительность различных режимов работы трансформатора, в том числе и аварийного, влияя тем самым на выбор его мощности. При этом могут применяться следующие схемы соединений:

линия — трансформатор без коммутационной аппаратуры на ГПП;

линия — трансформатор с предохранителем у трансформатора на высокой стороне или с отделителем;

с переемычкой (мостиком) между двумя трансформаторами с ручным (на разъединителях) или автоматическим управлением выключателем. При транзите мощности может быть предусмотрен второй мостик.

Для подстанций, являющихся сетевыми узлами, в которые заходят три и более линий, применяются следующие схемы: двойной мостик с обходным выключателем, квадрат, расширенный квадрат, рабочая и обходная системы шин, две основные и третья обходная системы шин. Рассмотрим простейшие схемы, характерные для ГПП промышленных предприятий.

В качестве заземляющего разъединителя используется аппарат типа ЗОН-110. Нейтраль трансформатора заземляют через разрядник, рабочее напряжение которого должно быть равным половине рабочего напряжения ввода. Для напряжения 110 кВ можно использовать составную колонку из разрядников РВС-35 и РВС-20, соединенных последовательно фланцами (с проверкой по току проводимости).

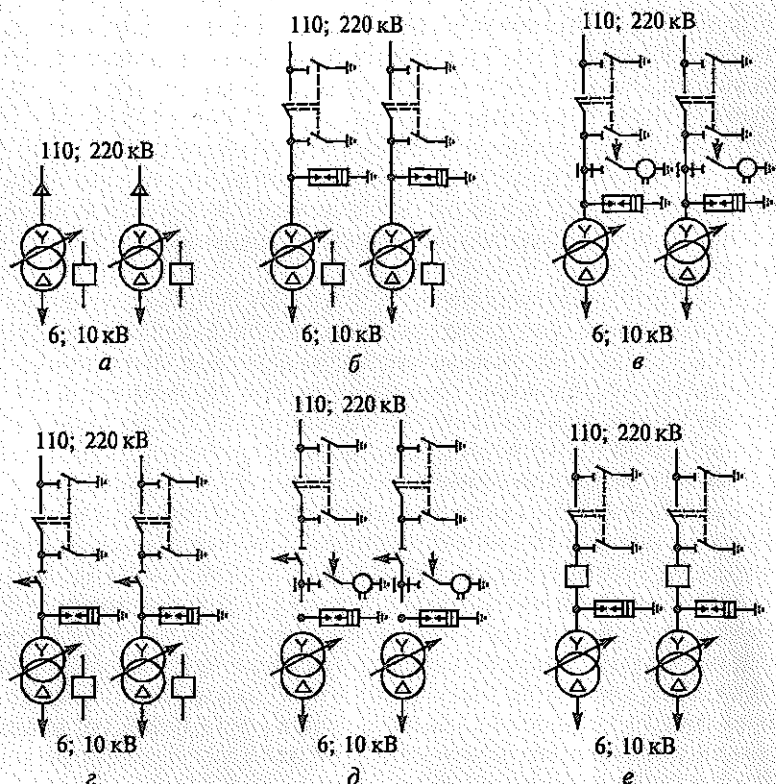


Рис. 1.5. Безмостиковые схемы блочных ГПП:

а — глухого присоединения; *б* — с разъединителем; *в* — с короткозамыкателем и разъединителем; *г* — с отделителем; *д* — с короткозамыкателем, отделителем и ремонтным разъединителем; *е* — с силовыми выключателями

Схема, приведенная на рис. 1.5, *а*, является простейшей при радиальном питании и получила широкое распространение при закрыгом вводе кабельной линии в трансформатор (глухое присоединение). Ее применение особенно целесообразно при загрязненной окружающей среде, высокой стоимости земли, необходимости размещения подстанции глубокого ввода (ПГВ) на плотно застроенном участке, например, расширении или реконструкции предприятия. При повреждении в трансформаторе отключающий импульс его защиты вызывает отключение выключателя на питающей подстанции.

Глухое присоединение допускается при радиальном питании и для воздушной линии (ВЛ), если территория, где она проходит с загрязненной атмосферой, а проектируемая ГПП и источник питания эксплуатируются одной организацией. Обычно на спуске проводов от ВЛ к трансформатору в этом случае устанавливается разъединитель (см. рис. 1.5, *б*), создающий ремонтный воздушный разрыв.

На рис. 1.5, в показана схема для воздушных линий с короткозамыкателями и ремонтными разъединителями. При возникновении повреждения в трансформаторе короткозамыкатель включается под действием релейной защиты (газовой, дифференциальной), к которой не чувствительна защита головного участка линии, и производит искусственное ее короткое замыкание, вызывающее соответственно отключение головного выключателя на этой линии, т. е. головной выключатель защищает не только линию, но и трансформатор.

Схема с отделителями (см. рис. 1.5, г) используется при магистральном питании для отпаечных ГПП. Отделитель в этом случае осуществляет оперативные отключения трансформатора.

На рис. 1.5, д показана схема, получившая наибольшее распространение из-за дешевизны и больших оперативных возможностей: для воздушных линий с короткозамыкателями, отделителями и ремонтными разъединителями. Эта схема применяется при питании от одной ВЛ нескольких подстанций с помощью так называемых отпаек. В отдельных случаях она может быть применена и при радиальном питании, когда имеется реальная вероятность подсоединения в дальнейшем к этой линии других подстанций.

Последовательность работы такой схемы: замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и отключается выключатель на головном участке питающей магистрали, снабженный автоматическим повторным включением (АПВ). С помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя замыкается цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключиться при обесточенной питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя, но ранее его АПВ — во время так называемой бестоковой паузы.

Если собственное время отключения отделителя меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схеме отключения отделителя необходимо предусмотреть выдержку времени, иначе отделитель будет не способен отключить ток нагрузки и ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением отделителей в цепи короткозамыкателя используется трансформатор тока.

После отключения отделителем поврежденного трансформатора АПВ головного участка линии, имеющее необходимую выдержку времени, вновь автоматически включает линию и тем самым восстанавливает питание неповрежденного трансформатора на данной подстанции и на всех других отпаечных подстанциях, подключенных к данной линии.

На рис. 1.5, е приведена схема с силовыми выключателями, которая может быть применена как для отпаечных подстанций, питаемых по магистральным линиям, так и для тупиковых подстанций,

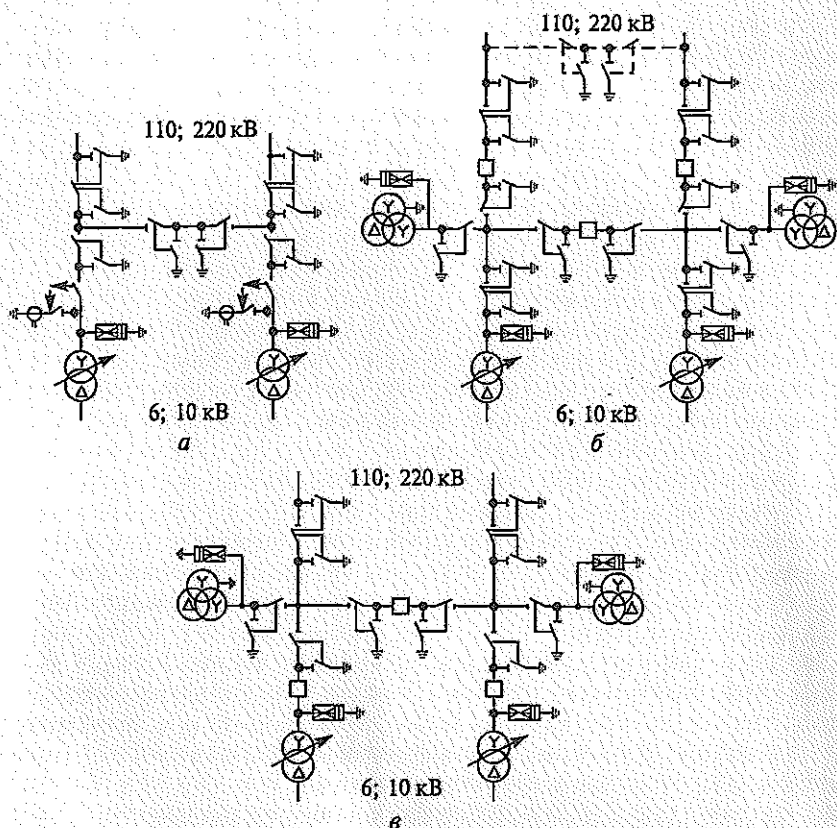


Рис. 1.6. Схемы подстанций с перемычками между питающими линиями: *a* — с неавтоматизированной перемычкой со стороны питающих линий; *б* — для питания подстанций по транзитным линиям; *в* — с автоматикой в перемычке для тупиковых подстанций

питаемых по радиальным линиям. Эта схема может оказаться целесообразной для подстанций, расположенных близко к источнику питания (применение короткозамыкателей в этих случаях приводит к значительным падениям напряжения на шинах источника питания).

Схемы с перемычками между питающими линиями следует применять лишь при обоснованной необходимости устройства перемычек. В загрязненных зонах их следует избегать, так как наличие дополнительных элементов, подвергающихся загрязнению, увеличивает вероятность аварий на подстанции.

Достаточно распространена схема подстанций с отделителями и короткозамыкателями на линиях и с неавтоматизированной перемычкой из двух разъединителей, установленной со стороны питающих линий (рис. 1.6, *a*). Эта перемычка позволяет:

присоединить оба трансформатора к одной линии (при таком режиме при повреждении одного трансформатора отключаются оба);

сохранить в работе трансформатор при повреждении питающей его линии, переключив его на вторую линию (перекрестное питание);

обеспечить питание подстанции на время ревизии или ремонта трансформатора.

В такой схеме вместо короткозамыкателя может быть использован отключающий импульс.

Схема, показанная на рис. 1.6, б, применяется при питании подстанций по транзитным линиям на 110; 220 кВ или по линиям с двусторонним питанием. Как вариант может быть применена схема со второй (показанной пунктиром) перемычкой со стороны линий, выполненная разъединителями. Этот вариант схемы позволяет не прерывать транзит электроэнергии в периоды ремонта одного из выключателей на 110; 220 кВ. Если в схеме предусмотреть дополнительную установку отделителей в цепях трансформаторов, то при повреждении трансформатор отключается отделителем (в бестоковую паузу), а транзит мощности автоматически восстанавливается.

Схема с автоматикой в перемычке, приведенная на рис. 1.6, в, может быть применена для тупиковых подстанций, если короткозамыкатель невозможно использовать по техническим причинам, а стоимость оборудования для передачи отключающего импульса соизмерима со стоимостью выключателя.

Эта схема может быть применена также при включении трансформаторов в расщелку транзитных линий или линий с двусторонним питанием при сравнительно небольших расстояниях между отпайками или между головным выключателем питающей подстанции и отпайкой. При этом повреждение трансформатора не нарушает питания всех других подстанций, связанных с этими линиями.

Схемы с выключателями в электроснабжении промышленных предприятий раньше применялись редко, так как капитальные затраты в этом случае выше, чем при использовании схем с отделителями и короткозамыкателями. Однако повышение надежности электроснабжения и оперативности управления в условиях рыночной экономики оказались более важными факторами, что привело к увеличению использования схем с выключателями. Применение выключателей в общем случае определяют следующие факторы:

условия самозапуска электродвигателей, так как время действия автоматики в схемах с отделителями больше, чем в схемах с выключателями, что может оказаться недопустимым для некоторых производств с непрерывным технологическим процессом;

усложнение систем защиты и автоматики в схемах с отделителями при подпитке со стороны напряжения 6; 10 кВ места короткого замыкания на линии на 110; 220 кВ или на ответвлении от нее;

недостаточная надежность отделителей и короткозамыкателей, что существенно при работе в загрязненных зонах и районах Крайнего Севера;

дальнейшее развитие проектируемой подстанции, требующее применения сборных шин на 110; 220 кВ;

включение трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двусторонним питанием;

невозможность по техническим причинам применения короткозамыкателей и большая стоимость устройств и кабелей, используемых для передачи отключающего импульса (с учетом его резервирования), соизмеримая со стоимостью схемы с выключателями.

При отсутствии перечисленных условий, определяющих применение выключателей, рекомендуется использование простейшей блочной схемы ГПП без перемычек. Но в любом случае необходимо учитывать мнение инвестора и требования эксплуатационных служб, предпочитающих схемы, показанные на рис. 1.5, е и 1.6, в, т.е. схемы без короткозамыкателей.

Мощность трансформаторов, присоединяемых по приведенным схемам, должна находиться в пределах коммутационной способности разъединителей и отделителей по отключению тока холостого хода, а при использовании силовых выключателей она определяется их параметрами.

1.4. Цеховые подстанции систем электроснабжения

В цеховых ТП применяются трехфазные силовые трансформаторы с высшим напряжением 6; 10 кВ (реже 20; 35 кВ), с естественным охлаждением, заполненные маслом, негорючей жидкостью (совтолом, что сейчас запрещено) или сухой изоляцией. Трансформаторы могут быть открытого типа (с открытыми изоляторами и расширительным баком), предназначенные для установки в специальной камере или наружной установки; а также закрытого типа для комплектных трансформаторных подстанций (КТП) (с токоведущими частями, закрытыми кожухом, без расширительного бака, с азотной подушкой под небольшим избыточным давлением в корпусе).

Цеховые трансформаторные и преобразовательные подстанции могут быть пристроенными, встроенными или отдельно стоящими. Пристроенной называется подстанция, непосредственно примыкающая к основному зданию, встроенной — вписанная в общий контур здания, внутрицеховой — расположенная внутри производственного здания (открыто или в отдельном закрытом помещении). Подстанции или их части, устанавливаемые в закрытом

помещении, относятся к внутренним электроустановкам, а подстанциям, устанавливаемые на открытом воздухе — к наружным.

Для питания однофазной нагрузки применяют трехфазные трансформаторы. При этом необходимо учитывать, что ток в наиболее нагруженной фазе не должен быть более номинального, а нейтраль должна нагружаться:

не более 25 % — при схеме соединения обмоток Y/Y_0-12 ;

не более 40 % — при схеме соединения обмоток $Y/Z-12$;

не более 75 % — при схеме соединения обмоток D/Y_0-11 .

В большинстве случаев для цеховых ТП применяют трансформаторы масляные.

Сухие трансформаторы, элегазовые и трансформаторы с негорючей жидкостью в 2—2,5 раза дороже масляных, поэтому их применяют только в тех местах, где нельзя установить масляные:

ниже первого этажа более чем на 1 м или выше второго этажа;

в помещениях категории В по пожароопасности (масляные разрешается устанавливать только в помещениях категорий Г и Д).

Сухие трансформаторы также не устанавливают в административных зданиях из-за чрезмерного шума.

Современные комплектные трансформаторные подстанции внутреннего (КТП) и наружного (КТПН) исполнения состоят из следующих основных узлов:

шкафов ввода высшего напряжения (внутренней установки ВВ-1, ВВ-2, ВВ-3 и наружной установки ВВН-1 и ВВН-2);

трансформаторов;

распределительного устройства низшего напряжения.

Схема включения трансформаторов с шкафами ввода высокого напряжения ВВ-1 глухим присоединением показана на рис. 1.7, а, схема включения с шкафами ВВ-2 (соответственно ВВН-1) приведена на рис. 1.7, б, а схема включения с шкафами ВВ-3 (соответственно ВВН-2) — на рис. 1.7, в.

Каждый из группы трансформаторов ЗУР предприятия (цеха), питаемых от распределительной подстанции 4УР и главной понижающей подстанции 5УР, подключается по одной из схем, показанных на рис. 1.7. Но все они вместе могут подключаться по радиальной (рис. 1.8) или магистральной (рис. 1.9) схемам питания.

При радиальной схеме распределения электроэнергии напряжением 6; 10 кВ рекомендуется глухое присоединение трансформатора (блок линия — трансформатор), за исключением следующих случаев:

питание ТП осуществляется от пункта, находящегося в ведении другой организации;

установка отключающего аппарата необходима по условиям защиты (например, газовой или от однофазных коротких замыканий).

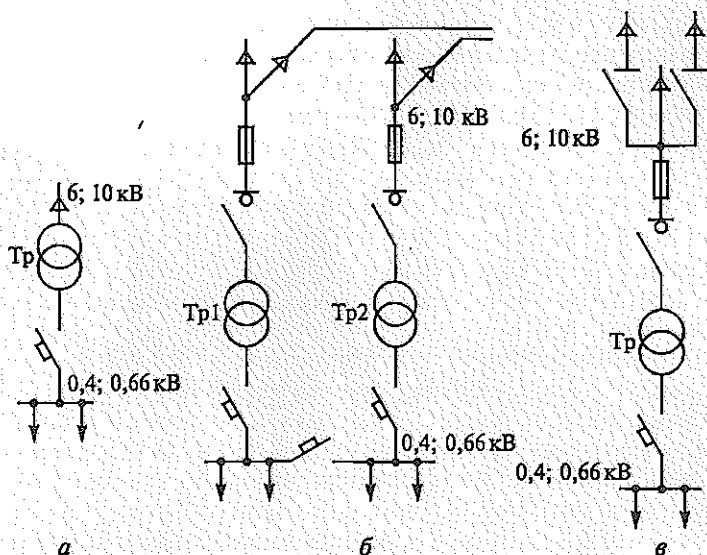


Рис. 1.7. Схемы включения трансформаторов КТП (КТПН) в электрическую сеть:

а — с шкафами ВВ-1; *б* — с шкафами ВВ-2 (ВВН-1); *в* — с шкафами ВВ-3 (ВВН-2)

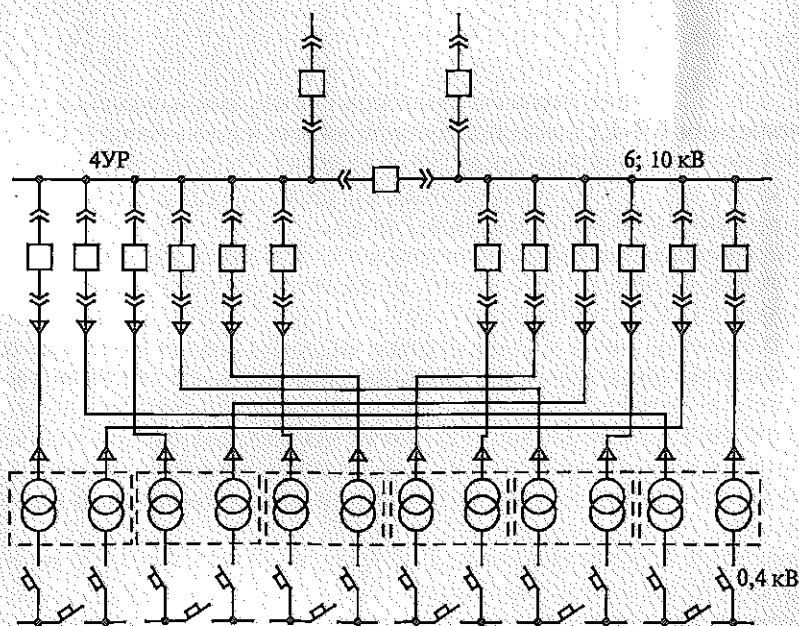


Рис. 1.8. Радиальная схема питания трансформаторов ЗУР

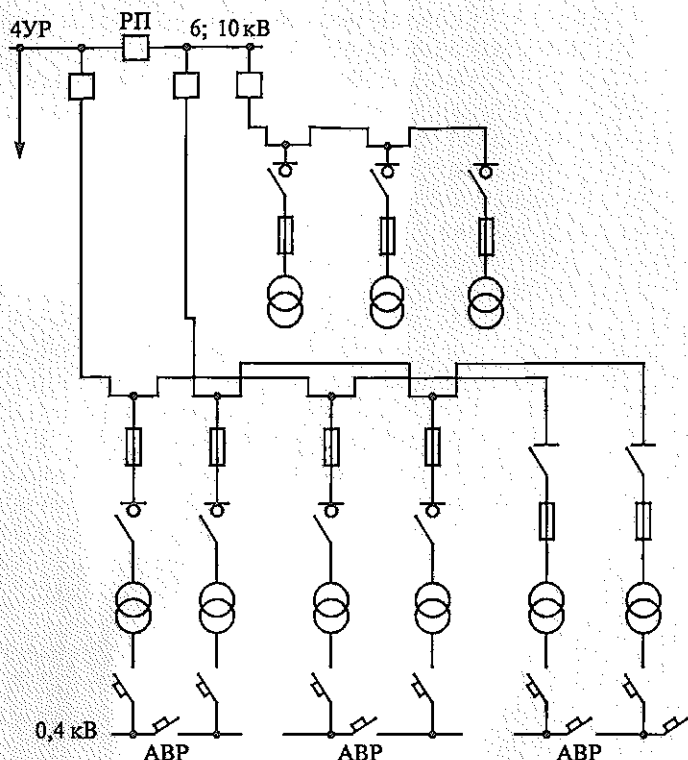


Рис. 1.9. Магистральная схема питания трансформаторов ЗУР

При магистральной схеме распределения электроэнергии напряжением 6; 10 кВ установка отключающего аппарата обязательна, за исключением следующих случаев:

магистраль представляет собой воздушную линию и обеспечена достаточная чувствительность ее защиты на головном участке к повреждениям в трансформаторе;

обеспечена необходимая степень резервирования электроприемников (применены схемы двойной магистрали и резервирования на стороне низкого напряжения ТП, т. е. если на двухтрансформаторной подстанции мощность одного трансформатора достаточна для питания электроприемников I и II категорий и установлена отключающая аппаратура со стороны низшего напряжения, а секции шин ТП оборудованы автоматом включения резерва АВР).

На стороне напряжения трансформаторов 6; 10 кВ при необходимости в качестве отключающих аппаратов, как правило, устанавливают шкафы с выключателями нагрузки и предохранителями, а для трансформаторов небольшой мощности (до 250 кВ · А) иногда устанавливают только разъединители.

К одной магистрали обычно подключают 3—4 трансформатора единичной мощностью до 1000 кВ·А, 2—3 трансформатора единичной мощностью 1000 или 1600 кВ·А. Трансформаторы мощностью 2500 кВ·А, как правило, запитывают по радиальным линиям.

Обычно на двухтрансформаторных цеховых подстанциях трансформаторы работают раздельно и применяется одиночная секционированная система шин. АВР на стороне низшего напряжения цеховых ТП, как правило, используется при наличии электроприемников I категории и значительной длине питающих линий от источника питания до ТП.

В ряде случаев трансформаторы на цеховых ТП включаются на параллельную работу для обеспечения пуска и самозапуска крупных электродвигателей, а также для снижения колебаний напряжения при питании электроприемников с резкопеременной или ударной нагрузкой, например в сварочных цехах и т. п. В настоящее время в качестве вновь сооружаемых цеховых подстанций чаще всего используются комплектные ТП с закрытыми трансформаторами (КТП). В зависимости от условий производства КТП располагаются либо в отдельном специальном помещении, либо открыто в цехе с легким ограждением (например, сетчатым), если позволяет окружающая среда.

В связи с ростом удельных нагрузок все большее применение находят КТП с трансформаторами мощностью 1600 и 2500 кВ·А вместо трансформаторов мощностью 1000 кВ·А, что сокращает число трансформаторов в системах электроснабжения, упрощает схему электроснабжения (особенно при напряжении 660 В) и дает значительный экономический эффект.

Суммарная мощность трансформаторов с масляным охлаждением, установленных на каждой цеховой подстанции, не должна превышать 6500 кВ·А (допускается установка не более трех КТП), на втором этаже — 1000 кВ·А, на наружной — 3200 кВ·А. При необходимости большей мощности на цеховых ТП устанавливают трансформаторы с охлаждением негорючей жидкостью (но не совтол!), что упрощает и удешевляет строительную часть и повышает надежность ТП при эксплуатации. На действующих предприятиях имеется много цеховых подстанций старого типа с открытыми трансформаторами, которые установлены в специальных камерах или на открытом воздухе.

Внутрицеховые ТП могут сооружаться только в помещениях с производством категорий Г и Д по пожароопасности, а в помещениях с производством категории В — по специальному разрешению пожарного надзора. Нельзя устанавливать КТП под помещениями с мокрым технологическим процессом (мойками, душевыми и т. п.), без принятия специальных мер против попадания влаги на электрооборудование, например выполнения гидроизоляции потолка КТП, а также под и над помещениями ограни-

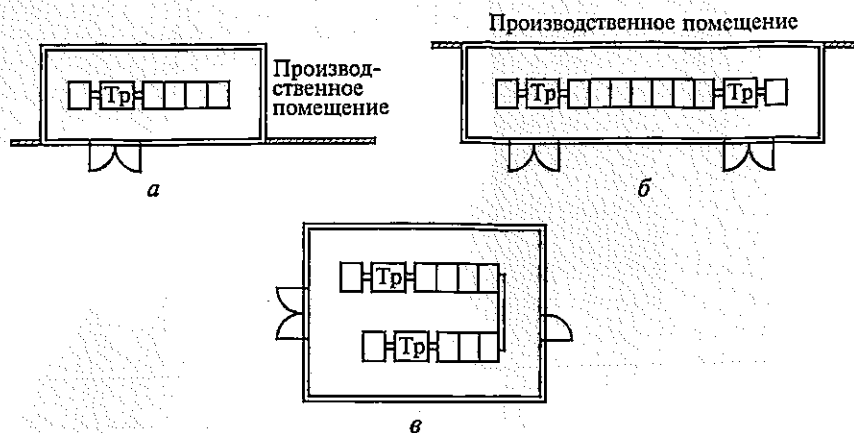


Рис. 1.10. Компоновка КТП:

а — однотрансформаторной встроенного типа; *б* — двухтрансформаторной встроенного типа; *в* — двухтрансформаторной, отдельно стоящей

ченных размеров (менее помещения подстанции), в которых может длительно (более 1 ч) находиться значительное число людей (более 50 чел.). В качестве цеховых подстанций, как правило, используют КТП, обеспечивающие возможность производства индустриального монтажа независимо от готовности строительно-монтажных работ в целом по цеху. В последнее время стали выпускать объемные КТП.

Цеховые ТП могут быть встроенными, пристроенными и отдельно стоящими. На рис. 1.10 показана компоновка КТП, а на рис. 1.11 габаритные размеры встроенной трансформаторной подстанции на 10 кВ с двухтрансформаторной КТП. Отдельно стоящие ТП нерациональны и применяются вынужденно для электроснабжения некоторых цехов со взрывоопасной или агрессивной средой, а также на мелких предприятиях с небольшими разбросанными по территории объектами. Для пристроенных и встроенных ТП, если позволяют производственные условия, окружающая среда, условия пожарной безопасности и архитектуры, необходимо размещать трансформаторы снаружи цеха. Внутрицеховые ТП устанавливаются около колонн, в «мертвой» зоне перемещения кранов и специальных пролетах (в современных крупных совмещенных цехах) с учетом возможной реконструкции и замены технологического оборудования.

В основном число и мощность трансформаторов на ТП зависит от значения и графика суммарной нагрузки, но с учетом компенсации реактивной мощности, плотности нагрузки и категории надежности электроприемников. Цеховые ТП, если позволяет нагрузка и категория электроприемников, рекомендуется

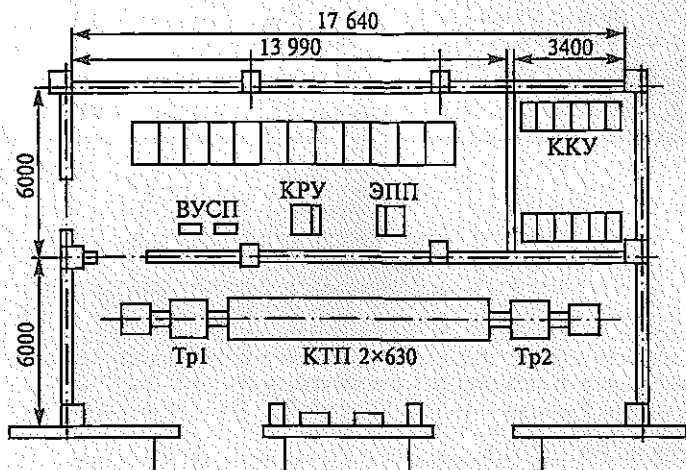


Рис. 1.11. Встроенная ТП с двухтрансформаторной КТП:

ВУСП — выпрямительное устройство сети постоянного тока; КРУ — комплектное распределительное устройство; ЭПП — электропомещение подстанции; ККУ — коммутационное контрольное устройство

выполнять однитрансформаторными и в крайнем случае — двухтрансформаторными.

Если основную нагрузку (80...85%) составляют электроприемники I и II категорий, на ТП должно быть не менее двух трансформаторов. На ТП устанавливается также не менее двух трансформаторов для приемников любой категории надежности, при следующих условиях:

суточный или годовой график нагрузок очень неравномерный, а работа цеха, предприятия односменная или сезонная, т.е. когда выгодно в ненагруженные часы (сезон) отключать один трансформатор;

лимитированы габаритные размеры ТП и оборудования;

возможен дальнейший рост нагрузок, а установка более мощного трансформатора в будущем невыгодна или невозможна.

Цеховые ТП могут иметь три и более трансформаторов в виде исключения в следующих случаях:

при наличии мощных электроприемников, сосредоточенных в одном месте (прокатные станы, компрессорные и т.п.), для обеспечения питания которых недостаточно мощности двух трансформаторов;

если невозможно рассредоточить ТП по условиям окружающей среды или размещения технологического оборудования (некоторые цеха нефтехимических производств, текстильные фабрики);

при раздельном питании силовой и осветительной нагрузок, если их центры близки;

если электроприемники резко различаются по характеру и режиму работы и не могут быть запитаны от общих трансформаторов (например, когда наряду с общей силовой и осветительной нагрузками имеются электросварочные установки значительной мощности).

Мощность трансформатора необходимо выбирать с таким расчетом, чтобы его нагрузка соответствовала наиболее экономичному режиму, который в значительной степени зависит от стоимости потерь электроэнергии. Рекомендуются следующие степени загрузки трансформаторов цеховых ТП:

0,65...0,75 в случае преобладания электроприемников I и II категорий и наличии двух и более трансформаторов;

0,1...1,0 в случае преобладания электроприемников II и III категорий и наличии одного трансформатора;

0,9...0,95 в случае преобладания II и III категорий и наличии двух трансформаторов.

При напряжении 380 В и плотности нагрузки до $0,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ целесообразно применять трансформаторы мощностью до $1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, а при плотности нагрузки $0,3...0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ — трансформаторы мощностью 1000 или $1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. При плотности нагрузки более $0,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2$ технико-экономически определяют, какой мощности целесообразно применять трансформатор: 1600 или $2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Мощность трансформаторов цеховых ТП выбирается по значениям максимальных нагрузок суточного графика с учетом компенсации их реактивной мощности, резервирования в послеаварийном режиме потребителей I и II категорий по шинам на 0,4; 0,66 кВ ТП или перемычки на 0,4; 0,66 кВ между соседними подстанциями с пропускной способностью 15...20 % от S_p , а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Трансформаторы цеховых ТП с ударной резкопеременной нагрузкой выбираются по максимальной расчетной нагрузке на основании специальных расчетов.

Порядок выбора цеховых трансформаторов следующий:

определяется S_p или P_p любым способом, изложенным ранее, с учетом компенсации реактивной мощности на стороне низкого напряжения;

намечаются стандартные мощности трансформаторов для данной ТП (в основном в диапазоне $400...1600 \text{ кВ} \cdot \text{А}$) и их число в зависимости от общей мощности нагрузки, категории электроприемников и удельной плотности нагрузки;

для двухтрансформаторных и резервированных однитрансформаторных подстанций проверяется коэффициент загрузки трансформаторов и ЛЭП в нормальном и послеаварийном режимах.

В послеаварийном режиме для трансформаторов допускаются перегрузки в зависимости от охлаждения и эквивалентной температуры окружающего воздуха, а также от продолжительности ра-

боты с перегрузкой в течение суток. Эти перегрузки определяются по паспорту, а более точно — по суточным графикам нагрузки за характерные сутки (зимние и летние). При проверке загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме следует иметь в виду, что на период ликвидации аварии разрешается отключать часть потребителей III категории.

Число трансформаторов $N_{тр}$ связано с расчетной нагрузкой S_p и их номинальной мощностью следующим образом:

$$N_{тр} = S_p / (k_{з.тр} S_{ном.з}),$$

где $k_{з.тр}$ — коэффициент загрузки трансформатора; $S_{ном.з}$ — экономически целесообразная номинальная мощность трансформатора.

Реактивная мощность $Q_{тр}$, протекающая через один трансформатор, определяется по условию минимума потерь активной мощности без участия активных сопротивлений кабельных линий с напряжением сети 10 кВ для группы из $N_{тр}$ трансформаторов (например, одного цеха) с одинаковой номинальной мощностью:

$$Q_{тр} = (Q_{расч} - Q_6) / N_{тр},$$

где $Q_{расч}$ — расчетная нагрузка для объекта (цеха, производства, предприятия); Q_6 — мощность компенсирующих устройств (батарея конденсаторов, синхронных электродвигателей).

В этом случае можно определить число трансформаторов N , необходимое для каждого подразделения (цеха) предприятия:

$$N = \frac{P_{ц}}{\sqrt{k_{з.тр}^2 S_{ном}^2 - Q_{тр}^2}},$$

где $P_{ц}$ — активная (силовая до 1 кВ и осветительная) расчетная нагрузка цеха.

При проверке $\sum N = N_{тр}$. Ориентируясь на взаимное расположение нагрузок на генплане и значения N , необходимо подобрать нагрузки, для которых $\sum N$ дает целое число трансформаторов (причем в первую очередь для потребителей I категории). В практике проектирования и эксплуатации выбор трансформаторов ЗУР чаще производится под естественный коэффициент мощности. Это объясняется меньшей надежностью компенсирующих устройств по сравнению с трансформаторами, а также требованиями по отключению компенсирующих устройств по режимным условиям энергосистемы.

1.5. Преобразовательные подстанции

Преобразовательные подстанции предназначены для преобразования переменного тока промышленной частоты в постоянный

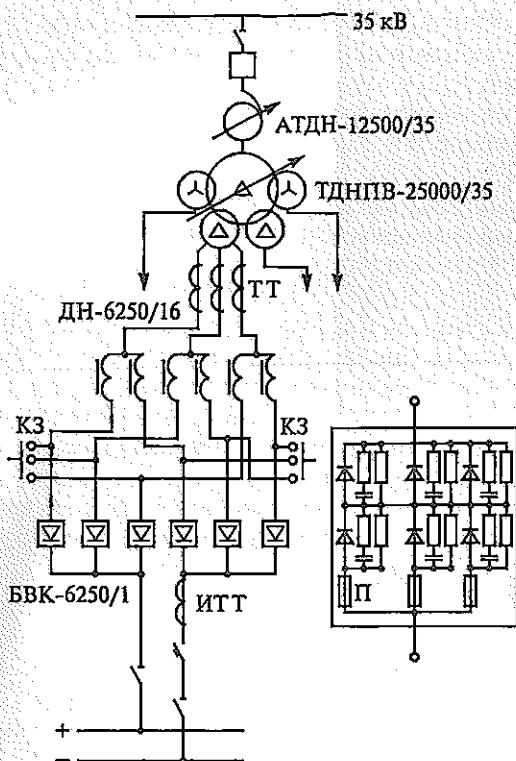


Рис. 1.12. Принципиальная схема выпрямительного агрегата ВАР-2500/450:
ТТ — трансформатор тока; КЗ — короткозамыкатель; ИТТ — измерительный трансформатор тока; П — предохранитель

или трехфазный (однофазный) повышенной или пониженной частоты.

Для преобразования переменного тока в постоянный применяются следующие преобразователи, постепенно сменявшие друг друга по мере развития электротехники: машинные, ртутные и полупроводниковые. В настоящее время электромашинным преобразователям отводится область обеспечения питанием специальных электроприемников, для которых требуется высокое качество выпрямленного напряжения, остальные электроприемники, как правило, получают питание от полупроводниковых выпрямительных установок. В качестве примера на рис. 1.12 приведена принципиальная схема выпрямительного агрегата.

Наиболее распространенными являются выпрямительные агрегаты на полупроводниках (в основном кремниевых), которые отличаются следующие достоинства:

высокий КПД (98...99%);

возможность питания преобразовательных установок практически любым, имеющимся на предприятии напряжением в диапазоне 6...35 кВ;

малые габаритные размеры и масса;

высокая надежность, долговечность и постоянная готовность к работе;

устойчивая внешняя характеристика преобразователя;

отсутствие вредных воздействий на окружающую среду (по сравнению с ртутными выпрямителями).

В то же время указанные установки имеют и ряд недостатков: зависимость напряжения выпрямленного тока от напряжения переменного тока питающей сети;

чувствительность вентиля к перегрузкам по току и напряжению;

генерацию высших гармоник напряжения и тока в питающую сеть.

Несмотря на указанные недостатки, полупроводниковые выпрямители в настоящее время вытеснили практически все другие виды источников постоянного тока для питания электроприемников (кроме специальных установок).

Глава 2

КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ И НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАНСФОРМАТОРА

2.1. Основные элементы трансформатора

Известно, что развитие энерговооруженности промышленных предприятий, применение повышенного напряжения основных сетей энергосистемы и систем внутризаводского электроснабжения обуславливает рост парка силовых трансформаторов и их технических показателей.

Трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа конструктивных элементов, основными из которых являются: магнитная система (магнитопровод), обмотки, изоляция, выводы обмоток, бак, охлаждающее устройство, механизм регулирования напряжения, защитные и измерительные устройства. Конструктивная схема масляного трансформатора представлено на рис. 2.1.

В *магнитной системе* трансформатора проходит магнитный поток. Магнитопровод является конструктивной и механической основой трансформатора. Он выполнен из отдельных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга. В настоящее время применяется холоднокатаная сталь марок 3405, 3406, т.е. сталь с определенной ориентацией зерен, допускающая

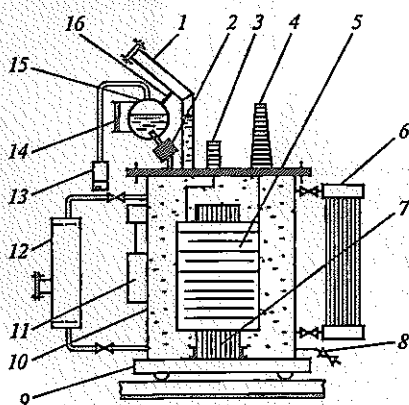


Рис. 2.1. Конструктивная схема масляного трансформатора:

1 — выхлопная труба; 2 — газовое реле; 3 — ввод НН; 4 — ввод ВН; 5 — обмотки высшего и низшего напряжений; 6 — радиаторы системы охлаждения; 7 — магнитопровод; 8 — кран для слива масла; 9 — тележка с катками; 10 — бак; 11 — устройство регулирования под нагрузкой (РПН); 12 — термосифонный фильтр; 13 — воздухоосушитель; 14 — указатель уровня масла; 15 — расширитель; 16 — соединительная трубка

индукцию до 1,7 Тл. Применение такой стали позволяет значительно уменьшить сечение магнитопровода за счет большой допустимой магнитной индукции, а также диаметр витков обмотки, массу и габаритные размеры трансформаторов. Для листов трансформаторной стали широко применяется изоляция лаком с толщиной слоя 0,01 мм. Лаковая пленка создает достаточно надежную изоляцию между листами, обеспечивает хорошее охлаждение магнитопровода, обладает высокой нагревостойкостью и не повреждается при сборке.

Обмотки трансформаторов могут быть концентрическими и чередующимися. В первом случае обмотки ВН и НН выполняют в виде цилиндров и располагают на стержне концентрически одна относительно другой (рис. 2.2, а). Такое выполнение принято в большинстве силовых трансформаторов. Во втором случае обмотки ВН и НН выполняются в виде невысоких цилиндров с одинаковыми диаметрами и располагаются на стержне одна над другой (рис. 2.2, б). Такая обмотка применяется для специальных электропечных трансформаторов и для сухих трансформаторов, так как обеспечивает лучшее охлаждение обмоток.

Изоляция трансформатора очень важна, т. е. надежность работы трансформатора определяется в основном надежностью его изоляции. В масляных трансформаторах основной изоляцией является

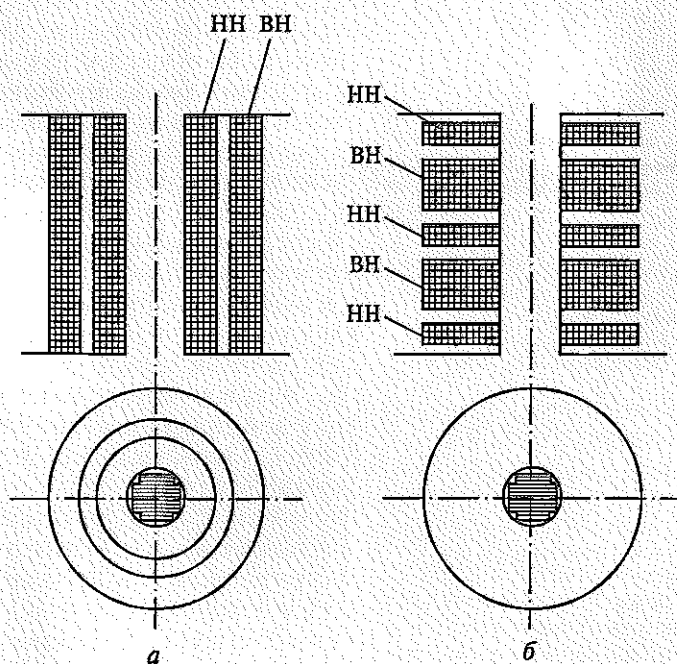


Рис. 2.2. Обмотки трансформатора:
а — концентрические; б — чередующиеся

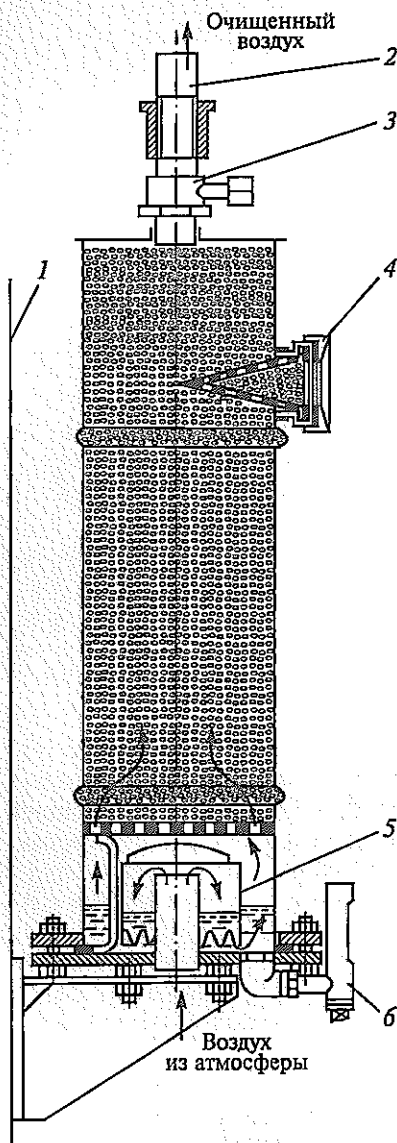


Рис. 2.3. Воздухоосушитель:

1 — стенка бака; 2 — труба для присоединения воздухоосушителя; 3 — соединительная гайка; 4 — смотровое окно патрона с индикаторным силикагелем; 5 — масляный затвор; 6 — указатель уровня масла в затворе

масло в сочетании с твердыми диэлектриками: бумагой, электрокартоном, гетинаксом. В сухих трансформаторах широко применяются новые виды изолирующих материалов повышенной нагревостойкости на основе кремнийорганических материалов.

В бак трансформатора помещают активную часть вместе с отводами и переключающими устройствами для регулирования напряжения. Основные части бака — стенки, дно и крышка. Крышку используют для установки вводов, выпускной трубы, крепления расширителя, термометров и других элементов. На стенках бака укрепляют охлаждающие устройства — радиаторы.

Для уменьшения потерь от потоков рассеяния стальные баки экранируются с внутренней стороны пакетами электротехнической стали или пластинами из немагнитных материалов (меди, алюминия).

Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом. Объем расширителя составляет 9...10% объема масла в трансформаторе и системе охлаждения. Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема которого при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе, при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступа-

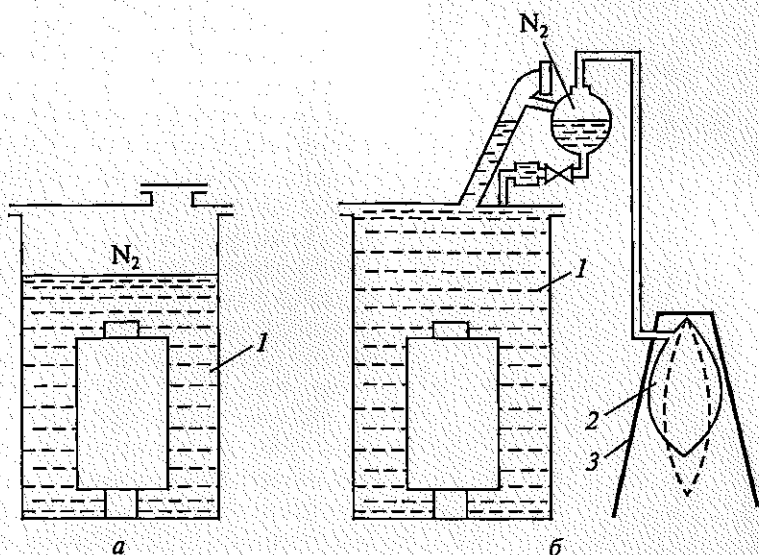


Рис. 2.4. Схемы конструктивного выполнения азотной защиты масла в трансформаторах:

а — система с переменным давлением азота над поверхностью масла; *б* — система с нормальным атмосферным давлением азота и эластичным резервуаром; 1 — бак трансформатора; 2 — эластичный резервуар; 3 — козлы для подвешивания резервуара

ет в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикагелевый *воздухоосушитель* (рис. 2.3). Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. Силикагелевый фильтр полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается. Для предотвращения этого применяют герметичные баки с газовой подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняют инертным газом (азотом), поступающим из специальных эластичных емкостей (рис. 2.4). Возможно также применение специальной пленки-мембраны в расширителе на границе масло — воздух.

Выхлопная (предохранительная) труба на крышке бака защищает его от разрыва при интенсивном выделении газа во время крупных повреждений внутри трансформатора (короткого замыкания). Верхний конец выхлопной трубы герметично закрывается диафрагмой из тонкого стекла или медной фольги. При взрывоопасных выделениях газа диафрагма разрушается, давление в баке понижается, что и предохраняет его от деформации. Верхняя полость выхлопной трубы и воздушное пространство над поверхностью масла в расширителе соединены трубкой. Это необходимо для выравнивания давлений с обеих сторон диафрагмы

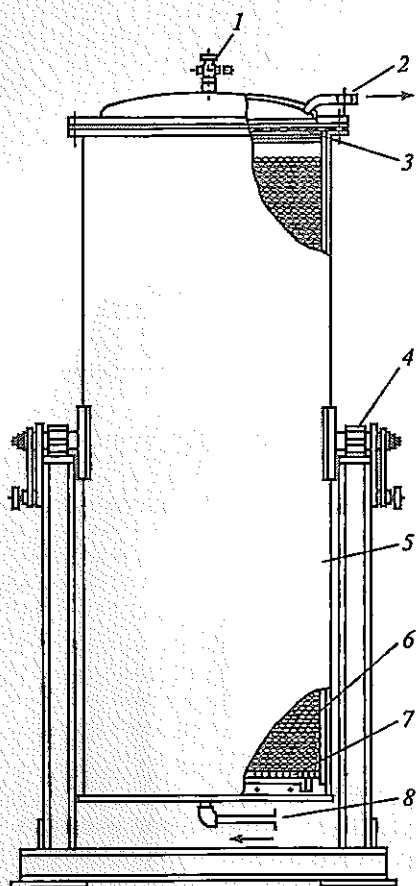


Рис. 2.5. Передвижной адсорбер для регенерации масла:

1 — кран для выпуска воздуха; 2 — выход масла; 3 — фильтрующее устройство; 4 — цапфы для поворота корпуса; 5 — корпус адсорбера; 6 — зернистый адсорбент; 7 — перфорированное дно с сеткой; 8 — вход масла

при изменении объема масла в нормальных эксплуатационных условиях.

Вместо выхлопной трубы в настоящее время находят применение механические пружинные предохранительные клапаны, устанавливаемые на верхней части стенки трансформатора. Клапан срабатывает при повышении давления в баке до 80 кПа и закрывается при давлении ниже 35 кПа.

Маслоуказатель служит для контроля уровня масла в трансформаторе. Применяются плоские и трубчатые стеклянные маслоуказатели, работающие по принципу сообщающихся сосудов. На шкале маслоуказателя нанесены три контрольные риски, соответствующие уровням масла в неработающем трансформаторе при температурах -45 , $+15$ и $+40$ °С. В корпус маслоуказателя встроен также специальный герметичный контакт (геркон), подающий сигнал в случае недопустимого понижения уровня масла в трансформаторе.

Термосифонный фильтр крепится к баку трансформатора и заполняется силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции за счет разности плотностей горячего и хо-

лодного масла происходит непрерывная его регенерация. Адсорбентом может служить как силикагель, так и активный оксид алюминия, алюмагель и др. Адсорбенты удерживают воду в своих порах, не вступая с ней в химическое соединение. Насыщенный водой адсорбент заменяется, а использованный регенерируется нагреванием до определенной температуры ($400 \dots 500$ °С). Для индикации насыщения силикагеля в него добавляют хлористый кобальт (около 3%). Примесь хлористого кобальта придает составу

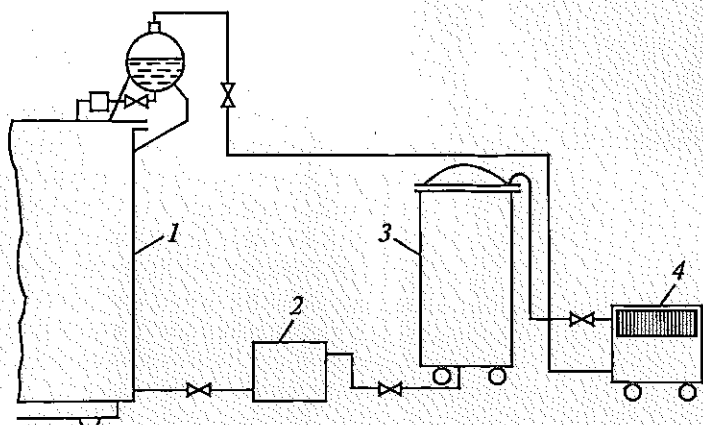


Рис. 2.6. Схема установки для регенерации масла в трансформаторе, находящемся в работе:

1 — трансформатор; 2 — подогреватель; 3 — адсорбер; 4 — фильтр-пресс

голубую окраску. Появление розовой окраски является признаком насыщения состава водой.

Количество адсорбента, засыпаемого в термосифонный фильтр трансформатора, составляет около 1 % залитого в него масла.

Для очистки масла в работающем трансформаторе, находящемся под напряжением, часто используются передвижные адсорберы (рис. 2.5 и 2.6). Расход масла в них составляет 250 ... 400 л/ч.

Для предупреждения окисления масла кроме фильтров и азотной защиты применяются антиокислительные присадки, способствующие поддержанию качества масла длительное время и защищающие другие изоляционные материалы трансформатора. Одной из лучших присадок является 2,6-дитретичный бутилпакрезол, имеющий название ДБПК. Антиокислительной присадкой может также служить пирамидон (технический) в количестве 3 % от массы масла.

Срок службы масла с антиокислительными присадками увеличивается в 2—3 раза, стоимость их относительно небольшая, уход намного проще, чем за другими видами защиты масла. Добавку присадок производят раз в 4...5 лет.

2.2. Трехобмоточные трансформаторы

Трехобмоточные трансформаторы применяют в основном в качестве понижающих трансформаторов мощностью до 100 МВ·А с высшим напряжением до 220 кВ. Мощности обмоток высшего, среднего и низшего напряжений составляют соответственно 100/100/100, 100/100/67 и 100/67/100 % от номинальной мощности трансформатора. Сумма нагрузок обмоток среднего и низше-

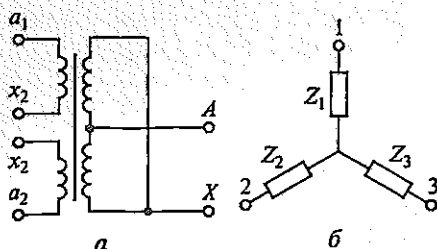


Рис. 2.7. Размещение обмоток (а) и схема замещения (б) трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

го напряжений не должна превышать номинальной мощности трансформатора.

Обмотки трехобмоточных трансформаторов размещают на стержнях concentрически в следующем порядке: обмотку высшего напряжения — снаружи; обмотку низшего напряжения — внутри, у стержня; обмотку среднего напряжения — между обмотками высшего и низшего напряжений.

При таком расположении на-

пряжение КЗ между обмотками высшего и среднего напряжений имеет минимальное значение, что позволяет передать большую часть мощности в сеть среднего напряжения с минимальными потерями. Напряжение КЗ между обмотками высшего и низшего напряжений относительно велико, что способствует ограничению тока КЗ в сети низшего напряжения.

Разновидностью трехобмоточного трансформатора является трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения. В таком трансформаторе (рис. 2.7, а) обмотка низшего напряжения каждой фазы выполняется из двух частей (ветвей), расположенных симметрично по отношению к обмотке высшего напряжения. Номинальные напряжения ветвей обмотки одинаковы. Мощность каждой обмотки низшего напряжения составляет часть номинальной мощности трансформатора (при двух ветвях — $1/2$, при трех ветвях — $1/3$). В трехфазных трансформаторах обе части расщепленной обмотки размещены на общем стержне соответствующей фазы одна над другой, а в однофазных трансформаторах части обмотки размещены на разных стержнях. Каждая ветвь расщепленной обмотки имеет самостоятельные выводы. Допускается любое распределение нагрузки между ветвями расщепленной обмотки, например при двух ветвях одна ветвь может быть полностью нагружена, а вторая отключена, или обе ветви нагружены полностью.

Достоинством трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения является большое сопротивление короткого замыкания между ветвями, что дает возможность ограничить ток КЗ на стороне низшего напряжения, например на подстанциях.

Одной из характеристик трансформатора с расщепленной обмоткой является коэффициент расщепления k_p , который для случая двух ветвей равен отношению сопротивления короткого замыкания между ветвями расщепленной обмотки Z_{2-3} к сопротивле-

нию короткого замыкания между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями расщепленной обмотки:

$$k_p = \frac{Z_{2-3}}{Z_{1-2//3}}.$$

Для однофазных трансформаторов коэффициент расщепления $k_p \approx 4$, а для трехфазных трансформаторов $k_p \approx 3,5$. Сопротивления лучей в схеме замещения трансформатора с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две ветви (рис. 2.7, б), могут быть определены из следующих выражений:

$$Z_1 = Z_{1-2//3} \left(1 - \frac{k_p}{4} \right);$$

$$Z_1 = Z_3 = Z_{1-2//3} \frac{k_p}{2},$$

после подстановки в которые соответствующих значений k_p получим:

для однофазных трансформаторов

$$Z_1 = 0 \text{ и } Z_2 = Z_3 = 2Z_{1-2//3};$$

для трехфазных трансформаторов

$$Z_1 = 0,125Z_{1-2//3} \text{ и } Z_2 = Z_3 = 1,75Z_{1-2//3}.$$

Автотрансформатор представляет собой многообмоточный трансформатор, у которого две обмотки связаны электрически. В энергосистемах применение получили трехобмоточные автотрансформаторы — трехфазные и группы из однофазных. Их широко используют по соображениям экономического порядка вместо обычных трансформаторов для соединения эффективнозаземленных сетей с напряжением 110 кВ и выше при отношении номинальных напряжений, не превышающем 4.

На рис. 2.8 представлена принципиальная схема двухобмоточного автотрансформатора.

Обмотка $A-A_m$ называется последовательной, а обмотка A_m-X — общей. Вывод A является выводом высшего напряжения, вывод A_m — выводом среднего напряжения. Обмотки трехфазных автотрансформаторов (или групп из трех однофазных автотрансформаторов) соединяют в звезду с заземленной нейтралью X .

Обозначим общее число витков в обеих обмотках автотрансформатора через w_1 , а

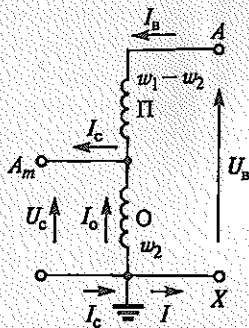


Рис. 2.8. Принципиальная схема двухобмоточного автотрансформатора

число витков в общей обмотке через w_2 . Тогда число витков в последовательной обмотке будет $w_1 - w_2$. Отношение $n = w_1/w_2$ представляет собой коэффициент трансформации автотрансформатора.

Последовательную и общую обмотки рассматривают как первичную и вторичную обмотки трансформатора.

В отличие от трансформатора, где вся мощность с первичной стороны передается на вторичную сторону магнитным полем, в автотрансформаторе часть мощности передается непосредственно — без трансформации — через контактную связь между последовательной и общей обмотками. Полную мощность, передаваемую с первичной стороны автотрансформатора на вторичную, называют проходной, а мощность, передаваемую магнитным полем, — трансформаторной.

Проходная мощность для схемы, показанной на рис. 2.8,

$$S = U_B I_B \approx U_C I_C.$$

Сумма трансформаторной и электрической мощностей равна проходной мощности автотрансформатора:

$$S = S_{тр} + S_{эл} = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B = U_B I_B.$$

Отношение трансформаторной мощности к проходной, называется *коэффициентом типовой мощности автотрансформатора*:

$$K_{тип} = \frac{S_{тр}}{S} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{U_C}{U_B}.$$

Под *номинальной мощностью* автотрансформатора понимают его проходную мощность при номинальных условиях. Соответствующую номинальной мощности трансформаторную (электромагнитную) мощность называют *типовой мощностью*. Размеры и масса автотрансформатора определяются не проходной, а трансформаторной мощностью. Чем ближе к единице отношение U_C/U_B , тем меньше трансформаторная мощность при заданной проходной мощности. Следовательно, замена трансформатора соответствующим автотрансформатором становится все выгоднее.

Преимущества автотрансформаторов перед трансформаторами той же проходной мощности заключаются в следующем:

для изготовления автотрансформатора требуется меньше меди, стали и изоляционных материалов, поэтому стоимость автотрансформатора меньше;

потери мощности в автотрансформаторе меньше, а его КПД выше;

габаритные размеры автотрансформатора меньше, что позволяет строить их большей проходной мощности и облегчает транспортировку.

Перечисленные преимущества автотрансформаторов тем заметнее, чем меньше разность высшего и среднего напряжений.

Все сказанное ранее относится к двухобмоточным автотрансформаторам.

2.3. Системы охлаждения силовых трансформаторов

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Приведем краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется посредством естественной конвекции воздуха и частичного лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное охлаждение при открытом исполнении С, при защитном исполнении — СЗ, при герметичном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха (дутьем) — СД.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора над температурой окружающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677—85 должно быть не больше 60 °С для класса А, 75 °С — для класса Е, 80 °С — для класса В, 100 °С — для класса F, 125 °С — для класса Н. Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВ·А при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВ·А. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается маслу, циркулирующему по баку и радиаторам, а затем — окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора в соответствии с Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать +95 °С.

Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжают ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб (рис. 2.9) помещают вентиляторы. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов осуществляется автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут рабо-

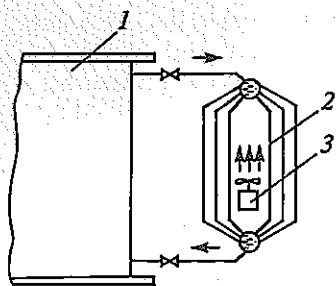


Рис. 2.9. Принципиальная схема охладителя системы Д: 1 — бак трансформатора; 2 — радиаторы охладителя; 3 — вентилятор обдува

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВ · А и выше.

Охладители состоят из тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 2.10).

Благодаря высокой скорости циркуляции масла, большой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Такая система охлаждения позволяет значительно уменьшить габаритные размеры трансформаторов. Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

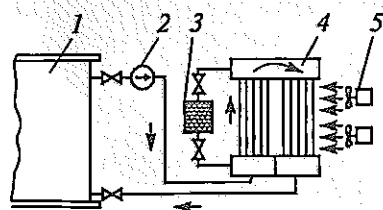


Рис. 2.10. Принципиальная схема охладителя системы ДЦ:

1 — бак трансформатора; 2 — масляный электронасос; 3 — адсорбционный фильтр; 4 — охладитель; 5 — вентилятор обдува

тать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100 % от номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также независимо от нагрузки при отрицательных температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С (ПТЭ). Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе трансформатора с номинальной нагрузкой 95 °С.

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 80 000 кВ · А.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как охлаждение ДЦ, но в отличие от последнего охладители в этой системе состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубами движется масло.

Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать 70 °С.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях в этом случае дол-

жно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,02 МПа (2 Н/см²). Эта система охлаждения эффективна, но имеет довольно сложное конструктивное исполнение и поэтому применяется для мощных трансформаторов (160 МВ · А и более).

Условное обозначение трансформаторов различного типа (автотрансформаторов)

На рис. 2.11 ... 2.17 представлены общие виды некоторых трансформаторов разной мощности.

Обозначение трансформатора состоит из букв и цифр. Буквами обозначаются: число фаз (О — однофазный, Т — трехфазный); вид охлаждения (табл. 2.1) и число обмоток, работающих на самостоятельные сети, если оно больше двух (трехобмоточный трансформатор обозначают буквой Т). Выполнение одной из обмоток с устройством РПН обозначают дополнительно буквой Н. При обозначении автотрансформатора добавляют букву А перед буквами обо-

Таблица 2.1

Условные обозначения видов охлаждения трансформаторов

Вид охлаждения	Условное обозначение
<i>Сухие трансформаторы</i>	
Естественное воздушное:	
при открытом исполнении	С
при защищенном исполнении	СЗ
при герметичном исполнении	СГ
<i>Масляные трансформаторы</i>	
Естественное масляное	М
С дутьем и естественной циркуляцией масла	Д
С естественной циркуляцией воздуха и	МЦ
принудительной циркуляцией масла	
С принудительной циркуляцией масла	ДЦ
С принудительной циркуляцией воды и естественной	МВ
циркуляцией масла	
С принудительной циркуляцией воды и масла	Ц
<i>Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком</i>	
Естественное негорючим жидким диэлектриком	Н
Негорючим жидким диэлектриком с дутьем	НД

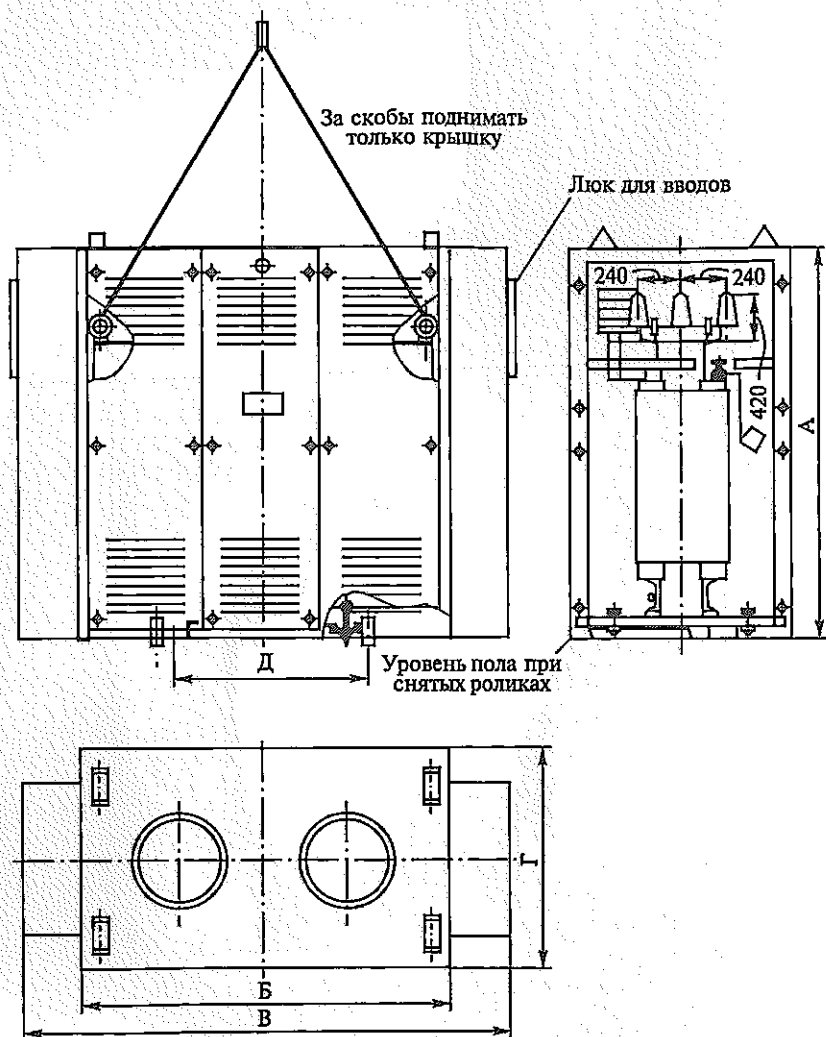


Рис. 2.11. Сухой силовой трансформатор

значения трансформатора. Исполнение трансформатора с естественным масляным охлаждением и защитой при помощи азотной подушки, без расширителя, обозначают дополнительной буквой 3 после обозначения вида охлаждения (например, ТМЗ), трансформатор с расщепленной обмоткой НН — дополнительной буквой Р после обозначения числа фаз (например, ТРДН); трансформаторы для собственных нужд электростанций — дополнительной буквой С (например, ТРДНС).

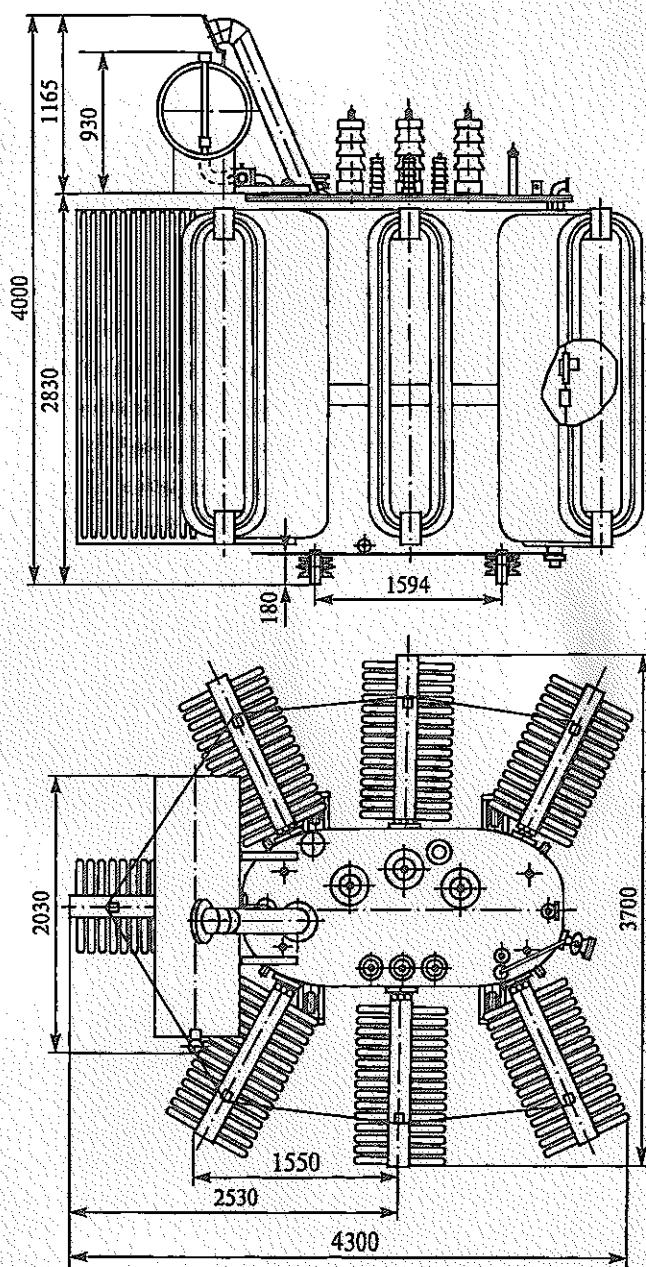


Рис. 2.12. Общий вид трансформаторов ТМ-5600/10 и ТМ-5600/35

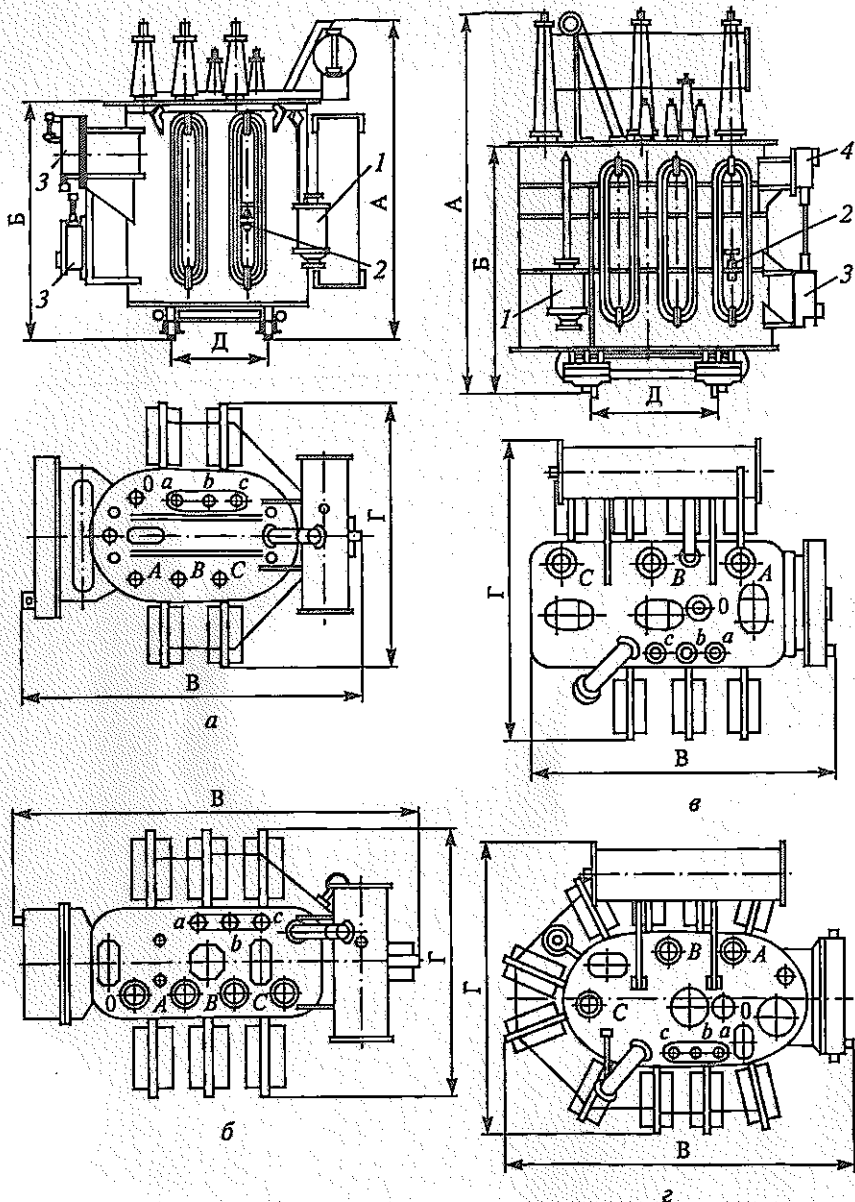


Рис. 2.13. Общий вид трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой ТДН-10000/35 (а) и эскиз крышек трансформаторов ТДН-1500/35, ТДН-2000/35 (б); общий вид трансформаторов от ТДНГ-10000/110 до ТДНГ-20000/110 (в) и эскиз крышки трансформатора ТДНГ-31500/110 (г): 1 — термосифонный фильтр; 2 — вентилятор обдува; 3 — приводной механизм РПН; 4 — коробка контактов

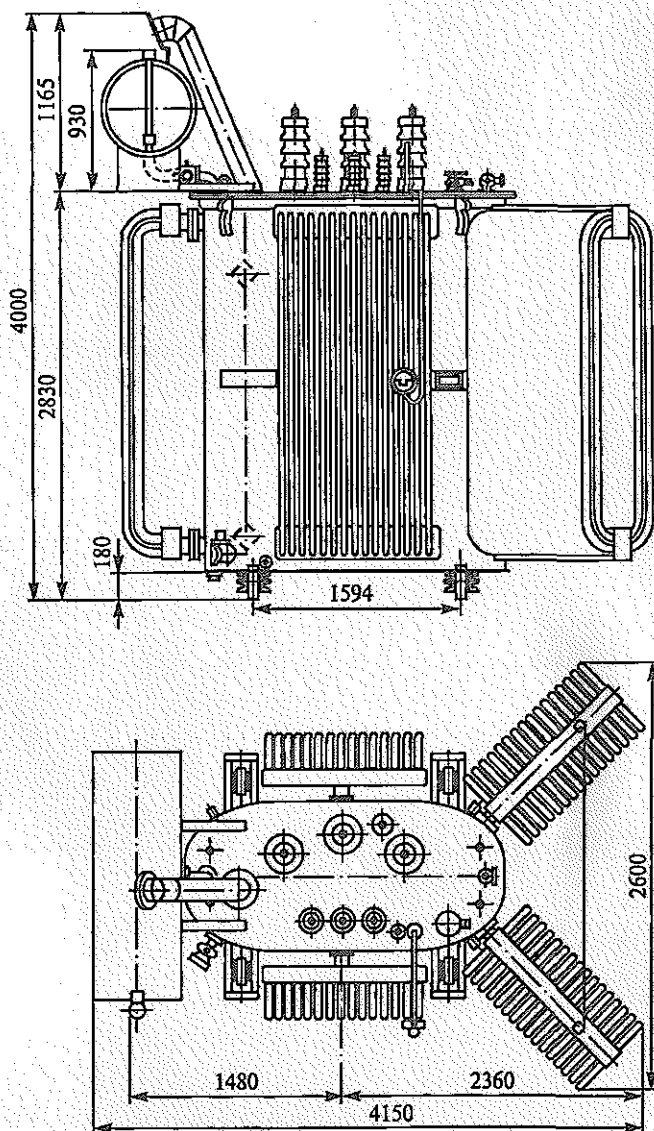


Рис. 2.14. Общий вид трансформаторов ТМ-3200/10 и ТМ-3200/35

Цифрами в обозначении трансформатора указывают номинальную мощность в киловольт-амперах и через косую черту класс напряжения обмотки ВН в киловольтах. Кроме того, в обозначении указывают: год выпуска рабочих чертежей трансформаторов данной конструкции (две последние цифры); климатическое исполнение и категорию размещения (ГОСТ 15150-69).

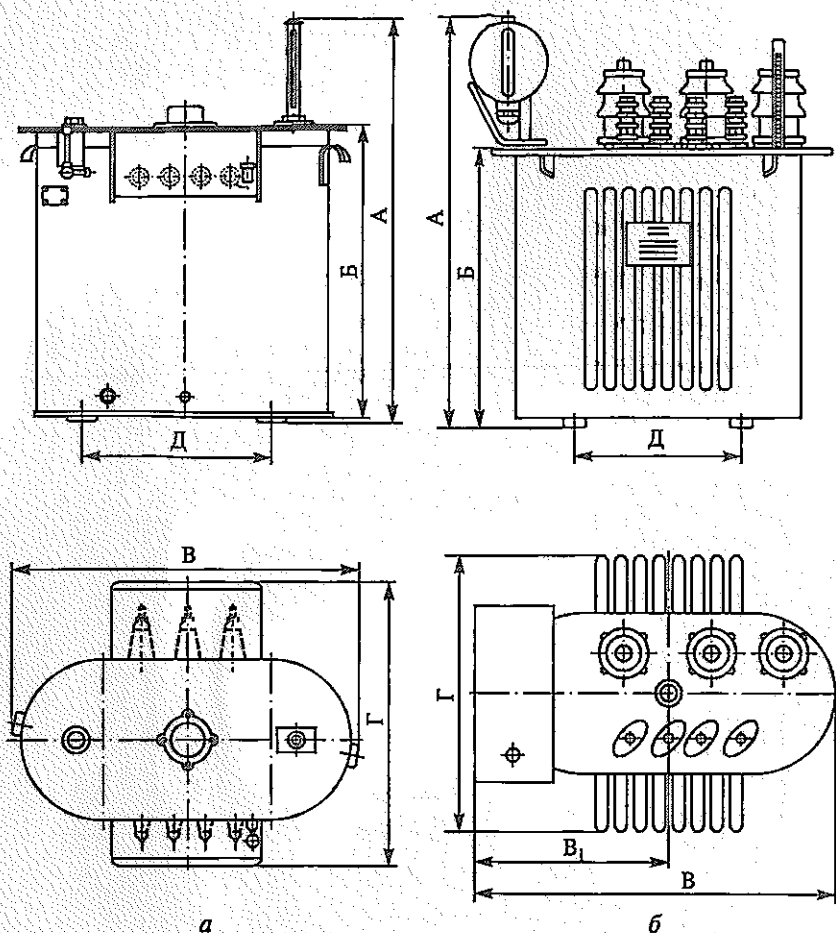


Рис. 2.15. Общий вид трансформаторов:
а — от ТМ-20 до ТМ-50; *б* — от ТСМ-20 до ТСМ-100

Примеры условного обозначения трансформаторов различного типа:

1. ТМ-100/10-78У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор с естественным масляным охлаждением, номинальной мощностью 100 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, конструкция 1978 г., для умеренного климата, категория размещения 1;

2. ТРДНС-32000/35-80У1 — трехфазный двухобмоточный трансформатор, с расщепленной обмоткой НН, охладителем систем Д, с устройством регулирования под нагрузкой (РПН), предназначенной для собственных нужд электростанций, номинальной мощ-

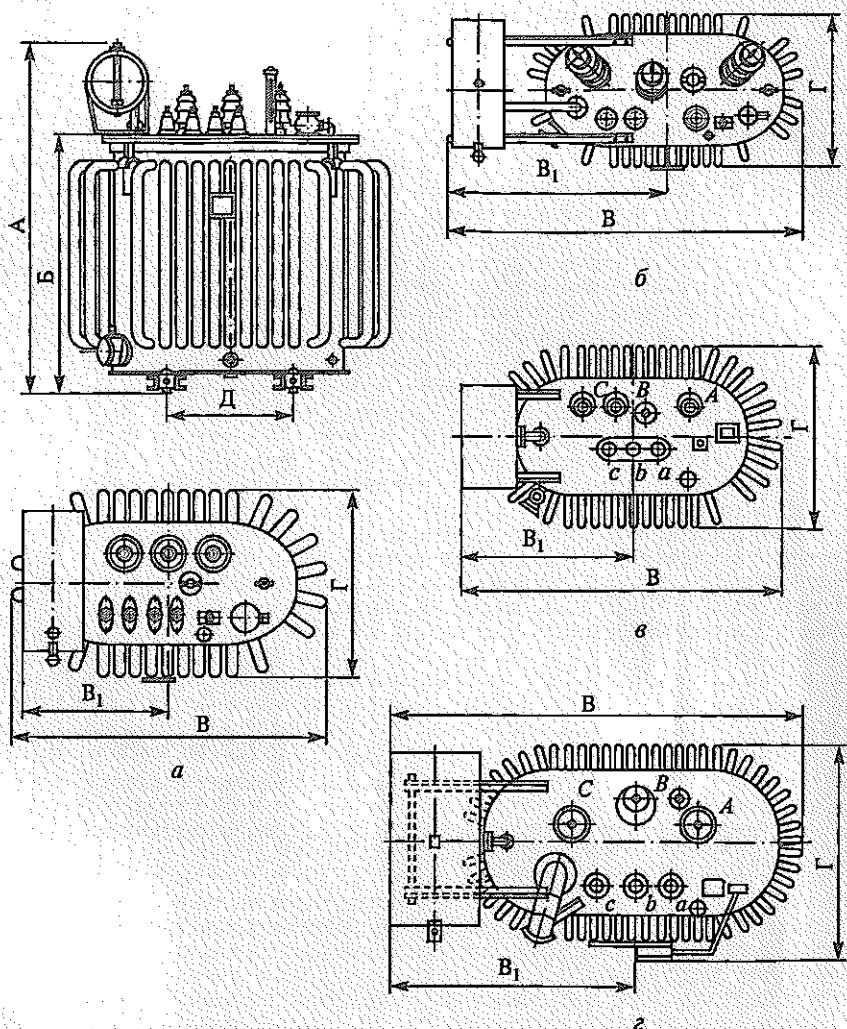


Рис. 2.16. Общий вид трансформаторов от ТМ-180 до ТМ-320/6-10 и от ТСМ-180 до ТСМ-500 (а) и эскизы крышек трансформаторов ТМ-180/35 и ТМ-320/35 (б); ТМ-560/10 и ТМ-560/35 (в) и от ТМ-750 до ТМ-1800 (г)

ностью 32 МВ·А, класс напряжения 35 кВ, конструкция 1980 г., для умеренного климата, категория размещения 1;

3. ТСЗ-100/10-79УЗ — трехфазный сухой трансформатор защищенного исполнения номинальной мощностью 100 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, конструкция 1979 г., для умеренного климата, категория размещения 3.

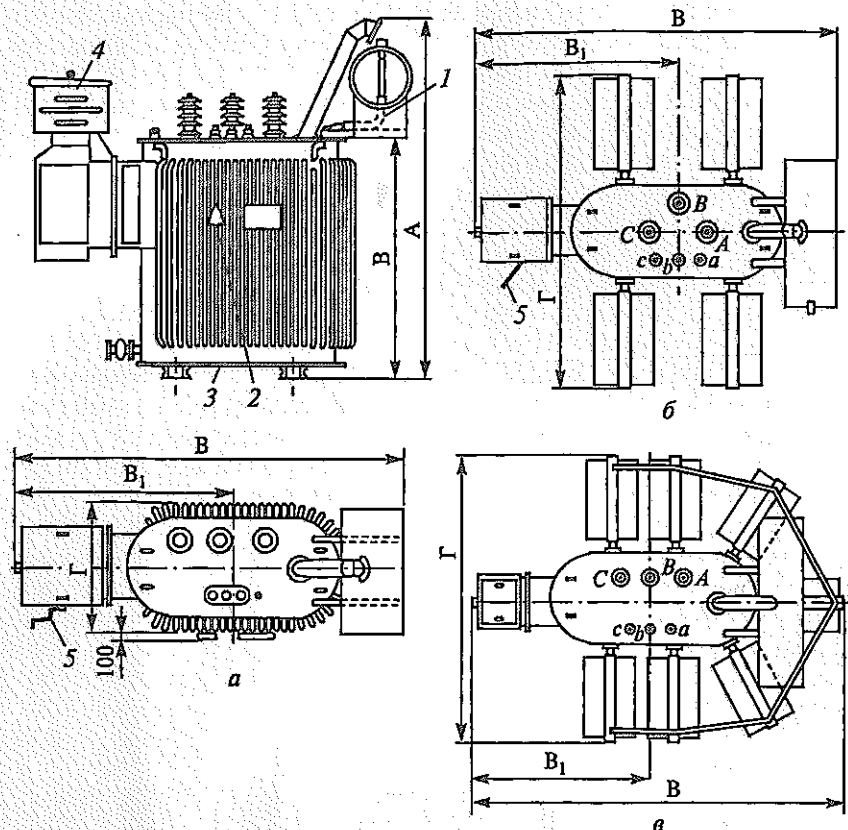


Рис. 2.17. Общий вид трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой ТМН-560/35, ТМН-1000/35, ТМН-1800/35 (а) и эскизы крышек трансформаторов ТМН-3200/35 (б) и ТМН-5600/35 (в):

1 — газовое реле; 2 — термосигнализатор; 3 — заземление; 4 — переключающее устройство; 5 — съемная рукоятка переключающего устройства

2.4. Регулирование напряжения трансформаторов

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанции. В электрических сетях предусматриваются различные способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов.

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации, что дает возможность поддерживать на шинах НН (СН) подстанций напряжение, близкое к номинальному, когда первичное напряжение отклоняется по тем или иным причинам

от номинального. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (ПБВ), т.е. после отключения всех обмоток от сети, или под нагрузкой (РПН).

Устройствами ПБВ снабжаются почти все трансформаторы небольшой мощности. Они позволяют регулировать напряжение ступенями относительно номинального на $\pm 5\%$. С помощью ручных трехфазных и однофазных переключателей.

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора, для переключения ответвлений, что по условиям эксплуатации недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

Регулирование под нагрузкой позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформаторов (от ± 10 до $\pm 16\%$ ступенями приблизительно по $1,5\%$).

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис. 2.18, а).

Регулирование напряжения в автотрансформаторах имеет некоторую особенность. Если ответвления выполнить в нейтральной

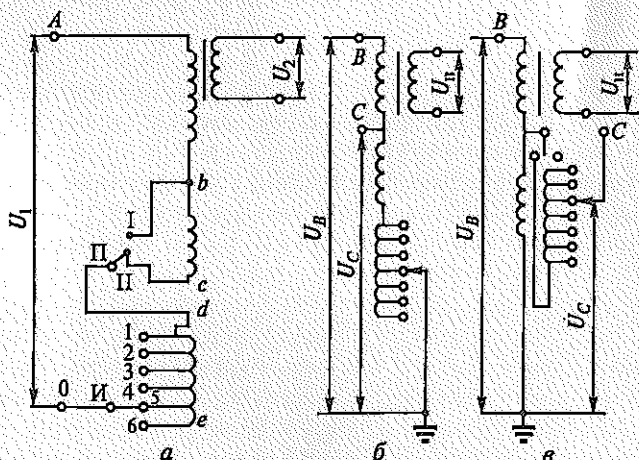


Рис. 2.18. Схемы РПН трансформаторов:

а — включения регулировочных ступеней; б — регулирования напряжения в автотрансформаторе (показана одна фаза); в — ответвления в нейтрали (без реверса); аb — основная обмотка; bc — ступень грубой регулировки; de — ступени плавной регулировки; П — переключатель, И — избиратель

точке (рис. 2.18, б), то это позволит облегчить изоляцию переключающего устройства и рассчитать его на меньший ток, так как в общей обмотке автотрансформатора проходит разность токов. Такое регулирование называется связанным, т.е. при переключении ответвлений одновременно меняется число витков в обмотках ВН и СН, что приводит к резким изменениям индукции в сердечнике и колебаниям напряжения на обмотке НН.

Независимое регулирование в автотрансформаторе можно осуществить с помощью регулировочной обмотки на линейном конце среднего напряжения (рис. 2.18, в). В этом случае переключающее устройство должно быть рассчитано на полный номинальный ток, а изоляция его — на полное напряжение средней обмотки.

Устройство переключателя РПН приводится в действие дистанционно со щита управления и автоматически.

2.5. Группы соединений обмоток трансформатора

Группы соединений обмоток трансформаторов определяются и характеризуются взаимным угловым смещением линейных векторов ЭДС в обмотках ВН, СН и НН. Смещение этих векторов определяется схемой соединения обмоток в звезду или треугольник и направлением их намотки. Соединяя обмотки ВН, СН и НН по этим схемам и изменяя направления их намотки, получают различные группы соединения обмоток трансформаторов. При различных соединениях обмоток в звезду и треугольник можно получить 12 различных углов сдвига фаз линейных ЭДС от 0 до 330° через каждые 30° , т.е. получить 12 различных групп.

Для определения угла сдвига фаз удобно пользоваться часовым обозначением — стандартным. Часовое обозначение векторов ЭДС заключается в следующем: вектор линейной ЭДС обмотки ВН изображается на часовом циферблате минутной стрелкой и всегда устанавливается на 0 (12) ч, а вектор линейной ЭДС обмотки СН (трехобмоточного трансформатора) или НН изображается часовой стрелкой и указывает группу в часовом обозначении.

В условном обозначении группы соединения обмоток трансформаторов первая буква указывает соединение обмотки ВН, а буквы через косую определяют соединение обмотки НН для двухобмоточного (например, Y_n/D) или соединение обмоток СН и НН для трехобмоточного трансформатора (например, $Y_n/Y_n/D$, где Y_n — звезда с нейтралью), цифры указанные через тире характеризуют угол сдвига фаз линейных ЭДС в часовом обозначении (для двухобмоточного трансформатора пишут одну цифру, а для трехобмоточного — две: первая — группа соединения между обмотками ВН и СН, вторая — между обмотками ВН и НН).

Группа обозначается на заводском щитке трансформатора. Но если к одному из двух параллельных трансформаторов с одинако-

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Y_n-0
				$Y/D-11$
				$Y_n/D-11$
				Y/Z_n-11
				D/Y_n-11
				$D/D-0$

Рис. 2.19. Схемы и группы соединения обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов

выми группами соединений подключить фазы сети не в соответствии с обозначением фаз на вводах трансформатора, то вторичное напряжение будет иметь различный сдвиг фаз. Циклическим перемещением фаз на вводах можно получить для одного и того же трансформатора три различных группы соединений.

Стандартные схемы и группы соединения обмоток ВН, СН и НН трансформаторов приведены на рис. 2.19...2.27.

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-0

Рис. 2.20. Схемы и группа соединения обмоток однофазных двухобмоточных трансформаторов

Схемы соединения обмоток			Диаграммы векторов напряжений холостого хода			Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						$Y_n/Y_n/\Delta-0-11$
						$Y_n/\Delta/\Delta-11-11$

Рис. 2.21. Схемы и группы соединения обмоток трехфазных трехобмоточных трансформаторов

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				$Y_{\text{авто}}/\Delta-0-11$

Рис. 2.22. Схемы и группа соединения обмоток трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН	НН	ВН	НН	
				$Y_{II}/\Delta-11-11$
				$\Delta/\Delta-0-0$

Рис. 2.23. Схемы и группы соединения обмоток трехфазных двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН	НН	ВН	НН	
				$I/1-1-0-0$

Рис. 2.24. Схемы и группа соединения обмоток однофазных двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов напряжений холостого хода		Условное обозначение группы соединения обмоток
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				1авт0-0

Рис. 2.25. Схемы и группа соединения обмоток однофазных двухобмоточных автотрансформаторов

Схема соединения обмоток ВН и НН	Диаграмма векторов ВН и НН холостого хода	Условное обозначение группы соединения обмоток
		$Y_{H\text{ авто}}$

Рис. 2.26. Схема и группа соединения обмоток трехфазных двухобмоточных автотрансформаторов

Схема соединения обмоток ВН и НН	Диаграмма векторов ВН и НН холостого хода	Условное обозначение группы соединения обмоток
		1авт0

Рис. 2.27. Схема и группа соединения обмоток однофазных двухобмоточных автотрансформаторов

Группы, отличные от стандартных, можно получить соединением однофазных трансформаторов в трехфазные группы при изменении начал и концов обмоток.

2.6. Параллельная работа трансформаторов

В системах электроснабжения промышленных предприятий во многих случаях эксплуатации электрооборудования возникает необходимость параллельной работы трансформаторов. Параллельная работа трансформаторов с нагрузками, пропорциональными их номинальным мощностям, возможна при следующих условиях:

равенство первичных и вторичных напряжений (равенство коэффициентов трансформации в пределах стандартных допусков);
равенство напряжений КЗ (в пределах стандартных допусков);
тождественность групп соединения обмоток.

Параллельно могут работать трансформаторы в следующих сочетаниях:

только двухобмоточные;
только трехобмоточные на всех трех обмотках;
двухобмоточные с трехобмоточными, если эксплуатирующей организацией предварительным расчетом установлено, что ни одна из обмоток параллельно соединенных трансформаторов не нагружается выше ее нагрузочной способности на тех ответвлениях и в тех режимах, в которых предусматривается параллельная работа.

При включении на параллельную работу трансформаторов с различными коэффициентами трансформации напряжения на зажимах их вторичных обмоток будут различными. Разность вторичных напряжений вызывает прохождение уравнивающих токов. Значение уравнивающего тока может быть подсчитано по формуле

$$I_y = \frac{\Delta U}{Z_{K31} + Z_{K32}}, \quad (2.1)$$

где $\Delta U = U_1 - U_2$ — разность вторичных напряжений первого и второго трансформаторов; Z_{K31} и Z_{K32} — полные сопротивления КЗ первого и второго трансформаторов. Полное сопротивление КЗ трансформатора определяют по формуле

$$Z_{K3} = \frac{U_{K3\%} U_{\text{ном}}}{100 I_{\text{ном}}}, \quad (2.2)$$

где $U_{K3\%}$ — напряжение КЗ.

Пример. Два трансформатора с разными значениями вторичных напряжений включают на параллельную работу. Трансформаторы имеют следующие технические данные: $S_{\text{ном2}} = S_{\text{ном1}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ном1}} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{\text{ном2}} = 10 \text{ кВ}$; $U_{K31} = U_{K32} = 8,5 \%$; группа соединения обмоток $Y/D-11$. Определить уравнивающий ток после включения трансформаторов на параллельную работу.

Решение. Найдем номинальные токи трансформаторов:

$$I_{\text{ном1}} = \frac{S_{\text{ном1}}}{U_{\text{ном2}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10\,500} = 2202 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном2}} = \frac{S_{\text{ном2}}}{U_{\text{ном2}}} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10\,000} = 2312 \text{ А}.$$

Полные сопротивления КЗ трансформаторов определим по формуле (2.2):

$$Z_{\text{кз1}} = \frac{8,5 \cdot 10\,500}{100 \cdot 2202} = 0,405 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{кз2}} = \frac{8,5 \cdot 10\,000}{100 \cdot 2312} = 0,367 \text{ Ом}.$$

Разность вторичных напряжений $\Delta U = 10\,500 - 10\,000 = 500 \text{ В}$.
Уравнительный ток найдем по формуле (2.1):

$$I_y = \frac{500}{0,405 + 0,367} = 647,6 \text{ А}.$$

Уравнительные токи, загружая обмотки трансформаторов, увеличивают потери энергии и снижают суммарную мощность подстанции, поэтому прохождение их нежелательно. У трансформаторов, включаемых на параллельную работу, коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на $\pm 0,5\%$.

Различие в значениях напряжений КЗ трансформаторов обуславливает распределение между ними общей нагрузки пропорционально их номинальным мощностям и обратно пропорционально напряжениям КЗ:

$$S = S'_1 + S'_2 = \left(\frac{S_{\text{ном1}}}{U_{\text{кз1}}} + \frac{S_{\text{ном2}}}{U_{\text{кз2}}} \right) U'_{\text{кз}}, \quad (2.3)$$

где S — общая нагрузка; S'_1 и S'_2 — реальные нагрузки трансформаторов; $S_{\text{ном1}}$ и $S_{\text{ном2}}$ — номинальные мощности трансформаторов; $U_{\text{кз1}}$ и $U_{\text{кз2}}$ — напряжения КЗ трансформаторов; $U'_{\text{кз}}$ — эквивалентное напряжение КЗ параллельно включенных трансформаторов.

Из формулы (2.3) следует, что большую нагрузку принимает на себя трансформатор с меньшим значением напряжения КЗ.

Пример. На параллельную работу включают два трансформатора с $S_{\text{ном1}} = S_{\text{ном2}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $U_{\text{кз1}} = 8,5\%$; $U_{\text{кз2}} = 7,5\%$. Суммарная нагрузка потребителей $S = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Определить распределение нагрузки между трансформаторами.

Решение. Найдем эквивалентное напряжение КЗ:

$$U'_{K3} = \frac{S'}{S_{ном1}/U_{K31} + S_{ном2}/U_{K32}} = \frac{80}{40/8,5 + 40/7,5} = 7,97\%.$$

Определим нагрузки трансформаторов:

$$S'_1 = \frac{S_{ном1}}{U_{K31}} U'_{K3} = \frac{40 \cdot 7,97}{8,5} = 37,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S'_2 = \frac{S_{ном2}}{U_{K32}} U'_{K3} = \frac{40 \cdot 7,97}{7,5} = 42,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов может быть только при равенстве напряжений КЗ. Однако в эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонением напряжений КЗ от их среднего значения, но не более чем на $\pm 10\%$. Это допущение связано с тем, что при изготовлении трансформаторов возможно отступление в размерах обмоток, влияющих на U_{K3} (в пределах производственных допусков).

Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех. Объясняется это тем, что даже при небольших эксплуатационных перегрузках трансформатор меньшей мощности может оказаться сильно перегруженным в процентном отношении, особенно в том случае, если у него меньше U_{K3} .

Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений, невозможна по той причине, что между их вторичными обмотками возникает напряжение, обусловленное углом сдвига φ между векторами вторичных напряжений.

Уравнительный ток во вторичной обмотке определяется по формуле

$$I_{y2} = \frac{200 \sin(\varphi/2)}{U_{K31}/I_{ном1} + U_{K32}/I_{ном2}},$$

где φ — угол сдвига векторов вторичных напряжений трансформаторов; $I_{ном1}$ и $I_{ном2}$ — номинальные токи первого и второго трансформаторов.

Пример. Определить уравнительный ток, предположив, что на параллельную работу были ошибочно включены два трансформатора, имеющих одинаковые технические данные ($I_{ном1} = I_{ном2} = I_{ном}$; $U_{K31} = U_{K32} = U_{K3}$), при наличии сдвига векторов линейных напряжений в их вторичных обмотках (например, при группах соединений $Y/\Delta-11$ и $Y/\Delta-1$).

Решение. В этом случае уравнильный ток во вторичной обмотке

$$I_{y2} = \frac{200 \cdot 0,5}{2U_{K3}/I_{ном}} = \frac{50}{U_{K3}} I_{ном}.$$

Если предположить, что $U_{K3} = 7,5\%$, то уравнильный ток достигнет почти семикратного номинального значения, т.е. параллельная работа трансформаторов с разными группами соединений обмоток невозможна.

2.7. Экономический режим работы трансформаторов

На подстанциях промышленных предприятий с двумя и более трансформаторами в зависимости от суммарной нагрузки экономически целесообразно иметь на параллельной работе такое число трансформаторов, при котором КПД каждого из них приближался к максимальному значению.

Известно, что на покрытие потерь при передаче реактивной мощности затрачивается активная мощность. Поэтому при определении наиболее выгодного по потерям числа параллельно включенных трансформаторов реактивные потери переводят в активные, умножая на экономический коэффициент K_z , который показывает потери активной мощности в киловаттах, связанные с производством и распределением 1 квар реактивной мощности. В распределительных сетях промышленных предприятий на 6; 10 кВ экономический коэффициент принимается равным 0,12.

Учитывая сказанное, на подстанциях промышленных предприятий число одновременно включенных трансформаторов одинаковых конструкции и мощности определяется следующими неравенствами:

при возрастании нагрузки к n параллельно работающим трансформаторам выгодно подключать еще один трансформатор, если

$$\sum S > S_{ном} \sqrt{n(n+1) \frac{P_{xx} + K_z Q_{xx}}{P_{K3} + K_z Q_{K3}}},$$

при снижении нагрузки, наоборот, целесообразно отключить один из трансформаторов, если

$$\sum S < S_{ном} \sqrt{n(n-1) \frac{P_{xx} + K_z Q_{xx}}{P_{K3} + K_z Q_{K3}}},$$

где $\sum S$ — полная нагрузка подстанции, кВ·А; $S_{ном}$ — номинальная мощность одного трансформатора, кВ·А; n — число параллельно включенных трансформаторов; P_{xx} — активные по-

тери холостого хода, кВт; P_{K3} — активные потери КЗ, кВт; $Q_{ХХ}$ — реактивные потери холостого хода, квар; Q_{K3} — реактивные потери КЗ, квар.

Реактивные потери холостого хода вычисляются по формуле

$$Q_{ХХ} = \frac{I_{ХХ}, \%}{100} S_{\text{ном}}.$$

Реактивные потери КЗ вычисляются по формуле

$$Q_{K3} = \frac{U_{K3}, \%}{100} S_{\text{ном}}.$$

Если установленные трансформаторы не однотипны или различны по мощности, то для выбора экономического режима их работы пользуются кривыми приведенных потерь. На рис. 2.28 показаны кривые приведенных потерь двух параллельно установленных на подстанции трансформаторов Тр1 и Тр2, причем номинальная мощность второго больше номинальной мощности первого. Кривые приведенных потерь каждого трансформатора строятся на основании уравнения

$$P' = (P_{ХХ} + K_3 Q_{ХХ}) + (P_{K3} + K_3 Q_{K3}) \frac{S^2}{S_{\text{ном}}^2},$$

где P' — приведенные потери, кВт; S — действительная нагрузка на подстанции, кВ·А; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность каждого трансформатора, кВ·А.

Кривые приведенных потерь двух параллельно включенных трансформаторов при распределении нагрузки между ними пропорционально номинальным мощностям строятся на основании следующего уравнения:

$$\begin{aligned} \sum P' &= \sum (P_{ХХ} + K_3 Q_{ХХ}) + \\ &+ \sum (P_{K3} + K_3 Q_{K3}) \frac{\sum S^2}{\sum S_{\text{ном}}^2}. \end{aligned}$$

Из рис. 2.28 видно, что в целях уменьшения потерь при увеличении нагрузки в точке А выгодно включить в работу Тр2 вместо Тр1, а в точке В следует включить в работу оба трансформатора Тр1 и Тр2.

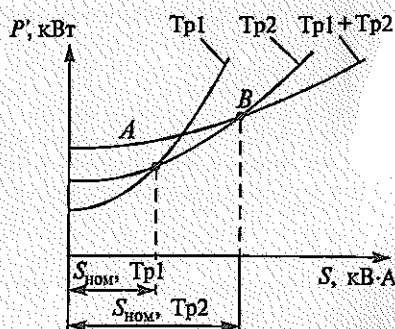


Рис. 2.28. Кривые приведенных потерь трансформаторов

2.8. Сухие трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким наполнителем

В настоящее время потребность в пожаробезопасных экологически чистых силовых трансформаторах достаточно высока.

Сухие трансформаторы больших мощностей и классов напряжения находят все более широкое применение. Они необходимы в электроустановках промышленных предприятий, в частности нефтехимической, металлургической, машиностроительной, целлюлозно-бумажной отраслей, а также для электроснабжения общественных зданий, сооружений, транспорта.

Отечественные сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением предназначены для установки в сухих закрытых помещениях (с относительной влажностью воздуха не выше 80 % и отсутствии в атмосфере агрессивных веществ и пыли).

В Приложении 7 приведены данные сухих трансформаторов общего назначения мощностью от 10 до 160 кВ·А на напряжения до 660 В.

В Приложении 8 приведены данные сухих пожаробезопасных трехфазных силовых трансформаторов с напряжением от 6 до 15,75 кВ, мощностью от 160 до 1600 кВ·А. Трансформаторы общего назначения в пределах класса напряжения 10 кВ могут иметь ВН 6,0; 6,3; 10,0 и 10,5 кВ (кроме трансформаторов мощностью 250, 1000 и 1600 кВ·А с ВН 13,8 и 15,75 кВ), а низшее напряжение НН 0,4 кВ. Трансформаторы для собственных нужд электростанций имеют ВН 6,0; 6,3; 10,0 и 10,5 кВ и НН 0,4 кВ.

Обмотки отечественных трансформаторов типа ТСЗ выполняются из алюминиевого провода, а серии ТСЗС — из медного провода с изоляцией класса В по нагревостойкости (ГОСТ 8865—70). Все трансформаторы имеют ПБВ $\pm 2 \times 2,5$ %, осуществляемое путем перестановки контактных пластин на панелях зажимов, расположенных внутри кожуха. Каждый трансформатор имеет защитный кожух, предохраняющий его активную часть от попадания посторонних предметов, но обеспечивающий доступ охлаждающего воздуха.

После прекращения выпуска и вывода из эксплуатации трансформаторов, изоляцией в которых служила негорючая токсичная и канцерогенная жидкость совтол (зарубежные жидкие аналоги: аскарель, клюфен, пиранол, делор и др.), отрицательно воздействующая на окружающую среду, вопрос производства сухих трансформаторов высокого класса нагревостойкости стал первостепенным.

Один из путей удовлетворения спроса на пожаробезопасные и экологически чистые трансформаторы — выпуск сухих трансформаторов с изоляцией из синтетических арамидных материалов.

В настоящее время в качестве изоляции широко применяется «номекс» (фирма «Дюпон», США) материал, представляющий собой ароматический полиамид, известный под названием арамид.

В России в последние годы получили распространение сухие трансформаторы «Trihal» (фирма «Шнейдер Электрик», Франция) с литой изоляцией. Это изоляция класса F. Она заливается в вакууме, состоит из эпоксидной смолы на основе бифенола с вязкостью, обеспечивающей хорошее качество пропитки обмоток; ангидридного отвердителя; активного порошкового наполнителя из кремнезема (диоксида кремния) и тригидрата алюминия, которые тщательно смешиваются со смолой и отвердителем (кремнезем усиливает механическую прочность литой изоляции и улучшает теплоотдачу). Обмотка низкого напряжения такого трансформатора изготавливается из алюминиевой (или медной) ленты, а обмотка высокого напряжения выполняется из изолированного алюминиевого (или медного) провода.

В приложении 9 представлены основные данные трансформаторов «Trihal», которые могут быть двух исполнений: без защитного кожуха и в металлическом кожухе (рис. 2.29 и 2.30), а в табл. 2.2 и 2.3 приведены их габаритные размеры.

Эти трансформаторы сертифицированы в России.

Кроме сухих пожаробезопасных трансформаторов в ряде стран широко применяются трансформаторы, диэлектриком в которых служат экологически нейтральные негорючие синтетические и кремнийорганические жидкости (КОЖ) собственного производства. Например, жидкость «Формел НФ» (Великобритания), об-

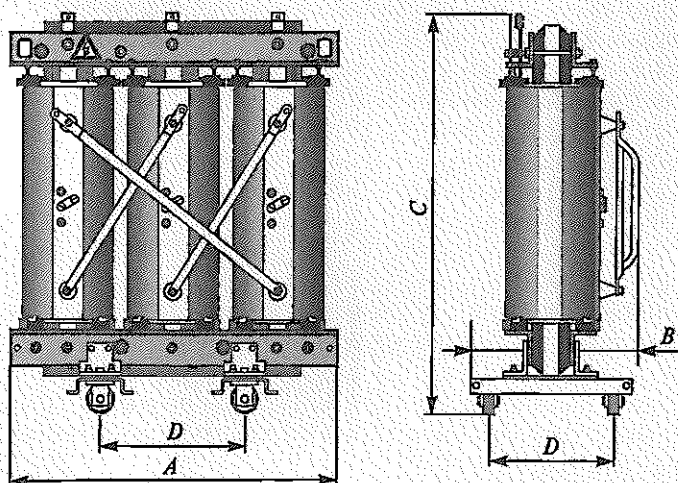


Рис. 2.29. Трансформаторы «Trihal» без защитного кожуха (IP00) на 6; 10 кВ/400 В

Габаритные размеры трансформаторов «Тгihal» различной мощности без защитного кожуха

Номинальная мощность, кВ·А		160	250	400	630	1000	1250	1600	2000	2500
Размеры, мм	A	1110	1160	1270	1390	1540	1524	1670	1900	2150
	B	680	695	795	815	945	945	945	1195	1195
	C	1305	1370	1350	1525	1720	1935	2030	2250	2350
Масса, кг		830	1020	1230	1730	2460	2740	3590	4800	5800

ладающая полной невозгораемостью и допустимым уровнем токсичности.

Трансформаторы, заполненные КОЖ, дороже масляных, но дешевле сухих.

В настоящее время в ПО «Кремнийполимер» (Украина) освоено производство КОЖ марки ПСМ-100 (ГОСТ 13032—77).

В России ОАО «Уралэлектротяжмаш» выпускает силовые трансформаторы, заполняемые негорючим экологически чистым диэлектриком «Midel 7131». Эта электроизоляционная охлаждающая жидкость прошла сертификацию в Минздраве России и рекомендована для электротехнической промышленности.

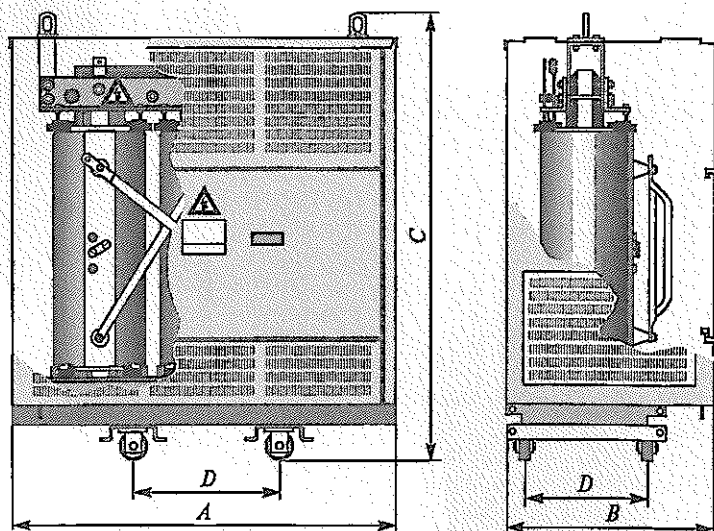


Рис. 2.30. Трансформаторы «Тгihal» в металлическом кожухе (IP31) на 6; 10 кВ/400 В

**Габаритные размеры трансформаторов «Trihal» различной мощности
в металлическом кожухе**

Номинальная мощность, кВ·А		160	250	400	630	1000	1250	1600	2000	2500
Размеры, мм	A	1410	1470	1530	1590	1740	1800	1860	2200	2550
	B	900	930	930	960	1050	1020	1050	1300	1300
	C	1590	1650	1590	1770	1980	2010	2280	2850	3000
Масса, кг		930	1200	1400	1900	2650	2650	3860	5340	6340

Для жидкости «Midel 7131» характерны следующие основные свойства:

биологическая расщепляемость, низкая токсичность, беспроблемная утилизация;

низкий коэффициент термического расширения;

небольшая зависимость диэлектрических свойств от влажности;

высокая температура воспламенения;

отсутствие токсичных газов при горении.

Трансформаторы с заполнением жидкостью «Midel 7131» широко используются для замены трансформаторов с заполнением аскарелями (совтолом и др.) и применяются там, где требуется высокая пожаробезопасность — в жилых и служебных, и некоторых производственных помещениях (см. приложение 10).

Основные характеристики жидкости «Midel 7131»

Пробивное напряжение, кВ	55
Влагосодержание, мг/кг	80
Тангенс угла диэлектрических потерь	
при 90 °С	0,03
Плотность при 20 °С, кг/дм ³	0,98
Кинематическая вязкость, мм ² /с:	
при 100 °С	6
при 40 °С	33
при -20 °С	1700
Кислотное число, КОН на 1 г жидкости,	
мг	0,02
Общее содержание кислот на 1 г, мг	0,2
Содержание мути, %	≤0,001
Температура вспышки, °С	257
Температура воспламенения, °С	310
Температура застывания, °С	-48
Коэффициент теплового расширения,	
10 ⁻⁴ /°С	7,5
Способности к кристаллизации	не кристаллизуется
Класс опасности для воды	0

2.9. Совтоловые трансформаторы и их утилизация

В электроэнергетике промышленных предприятий для повышения пожарной безопасности трансформаторных подстанций ранее использовались и продолжают эксплуатироваться в довольно большом количестве до настоящего времени трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком (наполнителем) совтолом (полихлорбифенилом — ПХБ). Достоинством совтола являются негорючесть и хорошие диэлектрические свойства, сохраняющиеся в течение всего срока работы электрооборудования. Применение совтола взамен традиционно используемого трансформаторного масла позволило в свое время значительно уменьшить стоимость строительной части электротехнических помещений, повысить пожарную безопасность объектов и снизить затраты на эксплуатацию электрооборудования.

Электрооборудование с совтоловым заполнением снято с производства в 1985 г. и запрещено к применению ввиду высокой токсичности для человека и окружающей среды и больших трудностей утилизации совтола.

Совтол представляет собой пожаро- и взрывобезопасную электроизоляционную жидкость, обладающую токсическими свойствами. Длительное вдыхание его паров может вызвать хроническое отравление организма человека. По внешнему виду это прозрачная, бесцветная или желтоватая жидкость, не содержащая воды и механических примесей и имеющая следующие характеристики:

Плотность при 20 °С, г/см ³	1,56
Тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С, %, не более	12
Электрическая прочность при 65 °С, кВ, не менее	30
Кислотное число КОН на 1 г совтола, мг, не более	0,01
Вязкость кинематическая, сСт, не более:	
при 65 °С	14
при 90 °С	6
Удельная теплоемкость при 20 °С, Дж/(кг·К)	1,6
Теплопроводность при 20 °С, Вт/(м·К)	0,14·10 ⁻³
Коэффициент теплового расширения, 1/°С	0,0006

В табл. 2.2 приведены основные технические данные совтоловых трансформаторов, которые выпускались Чирчикским трансформаторным заводом типа ТНЗ для установки в помещениях.

В России в настоящее время отсутствуют предприятия, занимающиеся ремонтом трансформаторов и другого электрооборудования с совтоловым заполнением, и при обнаружении во время эксплуатации каких-либо дефектов в обмотке или корпусе бака данное оборудование выводится из работы и подлежит утилизации.

Таблица 2.4

**Основные технические данные трехфазных двухобмоточных
соволовых трансформаторов**

Транс- форматор	Мощ- ность, кВ · А	Верхний предел номинального напряжения, кВ		Потери, кВт		Ток XX, %	Напря- жение КЗ, %
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТНЗ-25/10	25	10	0,4; 0,23	0,12	0,49	3,0	4,5
ТНЗ-40/10	40	3,6; 10	0,4; 0,23	0,15	0,85	3,0	4,5
ТНЗ-250/10	250	10	0,69	—	—	—	—
ТНЗ-400/10	400	10	0,23; 0,69; 0,4	—	—	—	—
ТНЗ-630/10	630	10	0,4; 0,69	1,31	7,60	1,8	5,5
ТНЗ-1000/10	1000	10	0,4; 0,69	1,90	10,80	1,2	5,5
ТНЗ-1600/10	1600	10	0,69; 0,4	2,65	16,50	1,0	6,0
ТНЗ-2500/10	2500	6; 10	0,4; 0,69	3,75	24,00	0,8	6,0

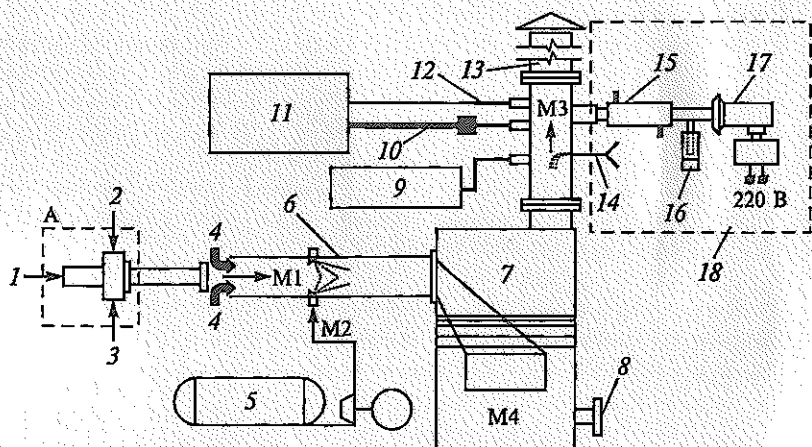


Рис. 2.31. Схема высокотемпературной установки ВС-ТВ для утилизации
совтола:

А — камера высокотемпературного горения; М1 — сжигаемые газы в камере дожигания; М2 — впрыскиваемый нейтрализующий раствор NaOH; М3 — топочный газ; М4 — отработанный раствор NaOH; 1 — керосин; 2 — кислород; 3 — совтол; 4 — воздух; 5 — нейтрализующая жидкость (раствор NaOH); 6 — нейтрализатор; 7 — камера окончательной очистки газов; 8 — точка отбора отработанного раствора NaOH; 9 — пробоотборник; 10 — блок измерения содержания O₂ (избыток), CO, NO_x, SO₂; 11 — автоматизированный газовый анализатор; 12 — измеритель температуры топочного газа; 13 — вытяжная труба; 14 — расходомер; 15 — холодильник; 16 — сборник конденсата; 17 — фильтр и стационарный объемный вытяжной вентилятор 18 — система отбора проб газов для определения содержания диоксинов и ПХБ

ЦНИИМаш разработана схема утилизации (сжигания) совтола на высокотемпературной установке ВС-ТВ. Согласно технологической инструкции после слива совтола из трансформатора обмотки, магнитопровод (активное железо) и внутренности корпуса трансформатора должны промываться растворителем, который при этом загрязняется и также подлежит утилизации (сжиганию). Только после промывки обмотки и внутренних частей корпуса можно разбирать и сдавать на утилизацию черный и цветной металлический лом.

На рис. 2.31 представлена схема высокотемпературной установки ВС-ТВ для утилизации совтола.

В процессе сжигания проводится непрерывный контроль температуры газов и содержания CO , NO , NO_2 , SO_2 , O_2 в отходящих газах.

Результаты работы данной высокотемпературной установки подтверждают, что совтол сгорает в ней на 99,99 %.

2.10. Трансформаторы малой мощности

К трансформаторам малой мощности относят однофазные трансформаторы выходной мощностью 4 кВ·А и ниже, трехфазные трансформаторы мощностью 5 кВ·А и ниже. Эти трансформаторы применяются в устройствах радиотехники, электроники, автоматики, связи, промышленного электропривода для понижения напряжения в рабочих цепях с целью обеспечения их безопасной работы, а также для питания бытовых электроприборов и т.д. Номенклатура этих трансформаторов чрезвычайно многообразна.

В табл. 2.5... 2.8 приведены характеристики и параметры широко применяемых трансформаторов малой мощности, поставляемых

Таблица 2.5

Параметры трансформаторов, предназначенных для питания цепей управления, сигнализации и местного освещения (см. рис. 2.32, а)

Трансформатор	Номинальная мощность, кВ·А			Номинальное напряжение вторичных обмоток, В	
	трансформатора	вторичных обмоток		управления (2)	освещения (3)
		управления (2)	освещения (3)		
ОСМ-0,1	0,100	0,075	0,025	110, 220	12, 24, 36, 42, 110
ОСМ-0,16	0,160	0,100	0,060		
ОСМ-0,25	0,250	0,190	0,060		
ОСМ-0,4	0,400	0,340	0,060		
ОСМ-0,63	0,630	0,510	0,120		
ОСМ-1,0	1,000	0,880	0,120		

Таблица 2.6

Параметры трансформаторов, предназначенных для питания
выпрямителей цепей управления (см. рис. 2.32, б)

Трансформатор	Номинальная мощность, кВ · А	Напряжение вторичной обмотки, В	
		номинальное	после выпрямления
ОСМ-0,063	0,063	14, 29, 56, 130, 260	12, 24, 48, 110, 220
ОСМ-0,1	0,100		
ОСМ-0,16	0,160		
ОСМ-0,25	0,250		
ОСМ-0,4	0,400		

Таблица 2.7

Параметры трансформаторов, предназначенных для питания цепей
местного освещения или цепей управления (см. рис. 2.32, в)

Трансформатор	Номинальная мощность, кВ · А	Номинальное напряжение вторичной обмотки, В
ОСМ-0,063	0,063	12, 24, 36, 42, 110, 220
ОСМ-0,1	0,100	
ОСМ-0,16	0,160	
ОСМ-0,25	0,250	
ОСМ-4	0,400	
ОСМ-0,63	0,630	110, 220
ОСМ-1,0	1,000	

Таблица 2.8

Параметры трансформаторов, предназначенных для работы в цепях
динамического торможения (см. рис. 2.32, в)

Трансформатор	Номинальная мощность, кВ · А		Номинальные напряже- ния вторичных обмоток (2 и 3), В
	трансформатора	вторичных обмоток (2 и 3)	
ОСМ-0,063	0,063	0,0315	14, 29, 56, 82
ОСМ-0,1	0,100	0,0500	
ОСМ-0,16	0,160	0,0800	
ОСМ-0,25	0,250	0,1250	
ОСМ-0,4	0,400	0,2000	
ОСМ-0,63	0,630	0,3150	
ОСМ-1,0	1,000	0,5000	

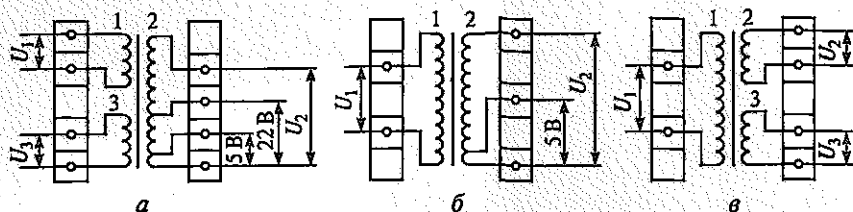


Рис. 2.32. Схемы соединения обмоток трансформаторов типа ОСМ:

а — для питания цепей управления, сигнализации и местного освещения; б — для питания выпрямителей цепей управления; в — для работы в цепях динамического торможения

по заказам и предназначенных для питания цепей управления электроприводов и других потребителей электроэнергии, ламп местного освещения, низковольтных цепей сигнализации и выпрямителей, собранных по двухполупериодной схеме (рис. 2.32).

Эти трансформаторы изготавливаются в соответствии с ГОСТ 16710—76 и имеют типовое обозначение ОСМ — однофазные, сухие, многоцелевого назначения. Их климатическое исполнение согласно ГОСТ 15150—69 обозначается: для умеренного климата — УЗ (температура окружающей среды от -45 до $+40$ °С), тропикостойкие — ТЗ (от -10 до $+45$ °С) и холодостойкие — ХЛЗ (от -60 до $+40$ °С). Конструкция, электрические параметры, габаритные и установочные размеры для трансформаторов всех трех исполнений одинаковы. Допустимое превышение напряжения для питающей сети не более 10 %, для тока нагрузки — не более 5 % при сохранении мощности не выше номинальной. Допустима также

Таблица 2.9
Параметры трансформаторов типа ОСМ

Трансформатор	Ток холостого хода, %	Напряжение короткого замыкания, %
ОСМ-0,063	24	12,0
ОСМ-0,1	24	9,0
ОСМ-0,16	23	7,0
ОСМ-0,25	22	5,5
ОСМ-0,4	20	4,5
ОСМ-0,63	19	3,5
ОСМ-1,0	18	2,5

Примечание. Допуск для тока холостого хода +30 %, для напряжения короткого замыкания +10 %.

Таблица 2.10

Габаритные размеры, мм, и масса трансформаторов типа ОСМ
(см. рис. 2.33)

Трансформатор	A	B	H	L_1	L_2	d	Масса, кг
ОСМ-0,063	84	115	95	52	58	5,5	1,4
ОСМ-0,1	100	120			73		2,0
ОСМ-0,16	110	140	115	70	83		3,0
ОСМ-0,25	124	145			90		4,3
ОСМ-0,4		170	140	92	93	6,5	6,2
ОСМ-0,63	135	210	185	123	92		9,5
ОСМ-1,0	165				128		14,4

вибрация мест крепления трансформаторов с частотой до 60 Гц и ускорением не более 10 м/с².

Номинальные первичные напряжения трансформаторов типа ОСМ — 220, 380 и 660 В, вторичные — в соответствии с табл. 2.5... 2.8. Возможно сочетание любого из указанных первичных напряжений с любым (любыми при двух вторичных обмотках) из вторичных. Токи холостого хода и напряжения короткого замыкания определяются по табл. 2.9, габаритные размеры и массы — по рис. 2.33 и табл. 2.10.

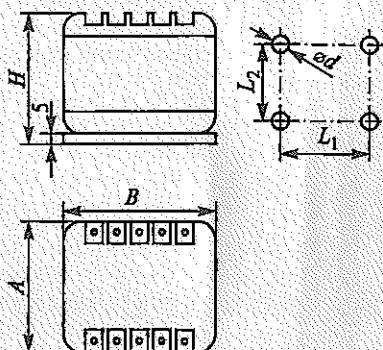


Рис. 2.33. Габаритные и установочные размеры трансформаторов типа ОСМ

Глава 3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

3.1. Характеристики и показатели трансформаторного масла

Трансформаторным (изоляционным) маслом заполняются баки силовых трансформаторов и реакторов, масляных выключателей, измерительные трансформаторы и вводы.

Масло в трансформаторах и реакторах используется в качестве охлаждающей среды и изоляции. На трансформаторных подстанциях находят применение масла различных марок, выпускаемые по стандартам и техническим условиям. Масла различных марок существенно отличаются по своим диэлектрическим свойствам, поэтому каждое из них предназначается для заливки в оборудование определенных классов напряжения.

Трансформаторное масло подразделяется:

на свежее сырое (без присадок или стабилизированное присадкой) в том виде, в каком оно поставляется заводом:

регенерированное;

чистое сухое (свежее сырое или регенерированное масло либо смесь этих масел после подсушки);

эксплуатационное (показатели которого соответствуют нормам на масло, находящегося в эксплуатации с момента ввода в эксплуатацию до момента слива на регенерацию);

отработавшее (у которого после некоторого периода эксплуатации показатели не соответствуют нормам на эксплуатационное масло).

Основные физико-химические и диэлектрические свойства трансформаторных масел следующие.

Электрическая прочность является одной из основных характеристик масла, которая определяется по пробивному напряжению. Для свежего масла пробивное напряжение должно быть не менее 30 кВ. Снижение пробивного напряжения свидетельствует, как правило, о загрязнении масла водой, воздухом, волокнами и другими примесями.

Тангенс угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) характеризует свойства трансформаторного масла как диэлектрика. Диэлектрические

потери характеризуют его качество и степень очистки свежего масла, а в процессе эксплуатации — степень его загрязнения и старения. Ухудшение диэлектрических свойств (увеличение $\text{tg } \delta$) приводит к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом.

Цвет масла у большинства масел светло-желтый. Темный цвет свежего масла характеризует отклонения в технологии его изготовления на заводе. Цвет масла используется для ориентировочной оценки его качества как в отечественной, так и в зарубежной практике.

Механические примеси — нерастворенные вещества, содержащиеся в масле в виде осадка или в взвешенном состоянии. Это — волокна, пыль, продукты растворения в масле компонентов, применяемых в конструкции трансформатора (лаков, красок и т. п.). Другие примеси появляются в масле после внутренних повреждений трансформатора (электрической дуги, мест перегревов) в виде обуглившихся частиц. По мере старения в масле накапливается шлам, который, осаждаясь на изоляции, ухудшает ее диэлектрические свойства.

Влагосодержание как показатель состояния масла тщательно контролируется в эксплуатации. Ухудшение этого показателя свидетельствует о потере герметичности трансформатора или о его работе в недопустимом нагрузочном режиме (интенсивном старении изоляции под воздействием значительных температур).

Температура вспышки масла характеризует степень его испаряемости. В эксплуатации она постепенно увеличивается за счет улетучивания легких фракций. Температура вспышки для обычных трансформаторных товарных масел колеблется в пределах 130...150 °С, а для арктического масла от 90 до 115 °С и зависит от упругости их насыщенных паров. В отношении пожарной безопасности большую роль играет *температура самовоспламенения* — это температура, при которой масло при наличии воздуха над поверхностью загорается самопроизвольно без поднесения пламени, температура самовоспламенения трансформаторных масел составляет 350...400 °С.

Кислотное число масла — это количество едкого кали (КОН), выраженного в миллиграммах, необходимое для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. Этот показатель характеризует степень старения масла, о чем свидетельствует появление в нем кислотных соединений. Кислотное число не должно превышать 0,25 мг КОН на 1 г масла.

Водорастворимые кислоты и щелочи, содержащиеся в масле, свидетельствуют о его низком качестве. Они могут образовываться в процессе изготовления масла при нарушении технологии производства, а также в процессе эксплуатации в результате его окисления. Эти кислоты вызывают коррозию металла и ускоряют старение изоляции.

Стабильность проверяется в эксплуатации при получении партий свежего масла путем проведения его искусственного старения (окисления) в специальных аппаратах. Стабильность масла характеризует его долголетие, т.е. срок службы, и определяется двумя показателями — процентным содержанием осадка и кислотным числом.

Температура застывания проверяется для трансформаторных масел, работающих в северных районах. Это наибольшая температура, при которой масло застывает настолько, что при наклоне пробирки под углом 45° его уровень в течение 1 мин остается неизменным. Недопустимое повышение вязкости масла из-за снижения температуры окружающего воздуха может стать причиной повреждения подвижных элементов конструкции трансформатора (маслонасосов, РПН), а также ухудшает теплообмен, что приводит к перегреву и старению изоляции (особенно витков) токоведущих частей трансформатора.

Газосодержание масла в герметичных трансформаторах должно соответствовать нормам. Измерение суммарного газосодержания производится с помощью хроматографа. Косвенно по этому показателю определяется герметичность трансформатора. Повышение содержания газа (в том числе воздуха) в масле приводит к ухудшению его свойств: возрастанию интенсивности окисления масла кислородом воздуха и, кроме того, некоторому снижению электрической прочности изоляции активной части трансформатора.

Плотность определяется для расчета массы поступившего на предприятие масла. Она характеризует содержание ароматических углеводородов, т.е. восприимчивость масел к присадкам, их гигроскопичность, сопротивляемость воздействию электрического поля и др.

Вязкость характеризует подвижность масла при температурных колебаниях в трансформаторе. Из-за ухудшения вязкости нарушается теплообмен в трансформаторе, ускоряется старение изоляции, возрастает сопротивление подвижным элементам конструкции трансформатора (например, устройств РПН).

Показатель преломления контроля содержания в масле нефтеароматических углеводородов.

Основные показатели качества трансформаторного масла представлены в табл. 3.1.

Отечественные масла марок Т-750, Т-1500 и ГК по качеству являются конкурентами зарубежным маслам.

Смешение трансформаторных масел. Специальные исследования, проведенные отечественными научными организациями, показали, что при смешении масел различных марок в любых отношениях они не образуют смесей с отрицательными свойствами, т.е. между их компонентами не происходит образования новых химических и межмолекулярных связей. На практике перед смешением различных масел необходимо проверять $\text{tg } \delta$ их пробной смеси,

Таблица 3.1

Предельно допустимые значения показателей качества трансформаторного масла

Показатель качества трансформаторного масла	Значения показателей качества масла различных марок											
	свежего сухого перед заливкой в оборудование						после заливки в оборудование и перед вводом в эксплуатацию					
	ТСп	ТКп	ТАп	Т-750	Т-1500	ГК	ТСп	ТКп	ТАп	Т-750	Т-1500	ГК
Пробивное напряжение, кВ, не менее, для трансформаторов, аппаратов, и вводов на напряжение: до 15 кВ свыше 15 до 35 кВ от 60 до 150 кВ от 220 до 500 кВ	30	30	30	—	—	—	25	25	25	—	—	—
	35	35	35	—	—	—	30	30	30	—	—	—
	65	65	65	65	65	65	60	60	60	60	60	60
	65	65	65	65	65	65	60	60	60	60	60	60
Содержание механических примесей для трансформаторов, аппаратов и вводов на напряжение до 500 кВ, % массы	Отсутствие						Отсутствие					
	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Кислотное число, мг, КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,25

Показатель качества трансформаторного масла	Значения показателей качества масла различных марок												эксплуатационного (всех марок)
	свежего сухого перед заливкой в оборудование						после заливки в оборудование и перед вводом в эксплуатацию						
	ТСп	ТКп	ТАп	Т-750	Т-1500	ГК	ТСп	ТКп	ТАп	Т-750	Т-1500	ГК	
	Отсутствие						Отсутствие						
Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН на 1 г масла: для трансформаторов мощностью более 630 кВ·А, измерительных трансформаторов тока и маслонаполненных герметичных вводов для негерметичных вводов	»						»						0,03
Температура вспышки, °С, не ниже	150	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	Снижение не более чем на 6 °С по сравнению с предыдущим анализом

Тангенс угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta$), %, не более*: при 20 °С при 70 °С при 90 °С	0,2 1,5	0,2 2,0	0,05 0,7 1,5	0,05 0,7 0,5	0,05 0,7 0,5	0,05 0,7 0,5	0,05 0,7 0,5	0,02 0,25 2,6	0,02 1,0 0,7	0,05 0,7 0,7	0,05 — 0,7	— 10 15
Стабильность против окисления**: масса осадков после окисления, %, не более кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	Отсут- ствие 0,1	0,01 0,1	0,008 0,05	0,01 0,15	0,01 0,2	0,01 0,1	0,01 —	— —	— —	— —	— —	— —
Вязкость кинематическая, 1×10^{-6} см ² /с, не более: при 20 °С при 50 °С	— —	— 9,0	— —	28 9,0	— —	30 9,0	— —	— —	— —	— —	— —	— —
Влагосодержание, массы, не более: для трансформаторов с азотной или пленочной защитой масла для трансформаторов без специальной защиты масла	0,001 0,002	0,001 0,002	0,001 0,002	0,001 0,002	0,001 0,002	0,001 0,002	0,001 0,0025	0,001 0,0025	0,001 0,0025	0,001 0,0025	0,001 0,0025	0,001 0,0025

Показатель качества трансформаторного масла	Значения показателей качества масла различных марок												
	свежего сухого перед заливкой в оборудование						после заливки в оборудование и перед вводом в эксплуатацию						эксплуатационного (всех марок)
	ТСп	ТКп	ТАп	Т-750	Т-1500	ГК	ТСп	ТКп	ТАп	Т-750	Т-1500	ГК	
Газосодержание, % объема, не более***	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2,0
Температура застывания, °С, не выше	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	-45	—

* Проба трансформаторного масла, предназначенная для определения tgd, дополнительной обработке не подвергается.

** Условия определения стабильности масла против окисления следующие: для марок Т-750 и Т-1500 — длительность 30 ч, температура окисления 130 °С, расход кислорода 50 см³/мин; для марок ТСп, ТКп, ТАп — соответственно 14 ч, 120° и 200 см³/мин; для марки ГК — соответственно 14 ч, 155°С и 50 см³/мин.

*** Для трансформаторов с азотной защитой допускается после заливки не производить проверку газосодержания масла. В процессе эксплуатации проверку газосодержания допускается производить приборами, имеющимися на установке по дегазации масла, или хроматографическим методом.

чтобы убедиться, что этот показатель не превосходит нормируемых значений.

Не допускается смешение свежих и эксплуатационных масел в силовых трансформаторах на напряжение 110 кВ и выше, если $\text{tg} \delta$ их пробной смеси превышает $\text{tg} \delta$ одного из компонентов.

3.2. Очистка и сушка трансформаторного масла

Как правило, в новые или прошедшие капитальный ремонт трансформаторы заливается свежее или восстановленное (отвечающее всем требованиям) трансформаторное масло. Масло, прибывшее вместе с трансформатором, проверяется по первым шести показателям, приведенным в табл. 3.1. Масло, прибывшее с нефтеперегонного завода или базы централизованного хранения нефтепродуктов, проверяется по всем показателям табл. 3.1.

Масло, предназначенное к заливке в трансформаторы, при необходимости дополнительно очищается, обезвоживается и дегазируется.

Очистка от примесей, находящихся в нерастворенном состоянии (воды, шлама, угля, волокна и т.п.) может осуществляться путем отстаивания масла, центрифугирования, фильтрации и сушки. Для очистки масла от эмульгированной воды используются маслоочистительные установки серий ПСМ и СМ (табл. 3.2).

Очистка заключается в основном в удалении из масла механических примесей и шлама, при этом из него удаляется и определенное количество влаги. Очистка масла производится в два этапа. На первом этапе из масла удаляются взвешенные частицы, обнаруживаемые визуально. Для этой цели используется установка ПСМ-1-3000 или ее новая модификация ПСМ-2-4. Эти установки работают на принципе центрифугирования и называются центрифугами или сепараторами. На втором этапе масло проходит более глубокую очистку с применением фильтр-пресса, где оно очищается фильтрованием. В современных маслоочистительных установках фильтр-пресс (табл. 3.3) является составной частью, последовательно соединенной с центрифугой.

В последнее время для очистки масла от механических примесей используют фильтры герметичной конструкции типа ФГН-30, ФГН-60 и ФГН-120 (табл. 3.4).

Очищенное масло проверяют по методике, сущность которой заключается в определении массы механических примесей, задержанных мембранными лавсановыми фильтрами при фильтрации.

Передвижными установками для очистки масла от механических примесей являются рамные фильтр-прессы ФП-2-3000, ФП-4-4 и ФПР-2,2-315/169 (табл. 3.5). Очевидно, что качество очистки масла от механических примесей во многом определяется видом фильтрационного материала (табл. 3.6).

Характеристики некоторых маслоочистительных установок

Характеристика	Вакуумные		Открытого исполнения	
	ПСШ-3000	ПСМ-2-4	СМ-3000	СМ-2-4
Производительность, м ³ /ч	3	4	3	4
Максимальное содержание механических примесей в масле после одного цикла очистки (при исходном содержании механических примесей до 0,08%), %, не более	0,005	0,005	0,005	0,005
Максимальное содержание влаги в масле после одного цикла очистки (при исходном содержании воды до 1% массы), % массы, не более	0,08	0,05	0,08	0,05
Содержание масла в отходах воды, %, не более	1	1	1	1
Температура нагрева масла в электронагревателе, °С	25	35	25	30
Минимальное количество очищаемого масла в час, м ³	0,22	0,3	0,22	0,3
Число разделительных тарелок, шт.	56	88	56	88
Потребляемая мощность, кВт:				
сепаратора		5,1		5,1
электроподогревателя	36,0	57,6	36,0	57,6
вакуум-насоса	0,5	—	—	—
общая	41,6	63,6	41,1	63,1
Габаритные размеры, мм	1800×200× ×1780	1830×1300× ×1780	1200×1225× ×1780	1500×1146× ×1225
Масса, кг	1100	1100	710	672

Таблица 3.3

Характеристики фильтр-прессов разной производительности негерметичной конструкции для очистки масла от механических примесей

Характеристика	Производительность, м³/ч		
	1,5	3,0	3 (ПР-2,2-315/18)
Фильтрующая поверхность, м²	0,9	1,89	2,2
Максимально допустимое давление, кПа	600	600	600
Число рам, шт.	14	14	11
Число плиток, шт.	13	13	10
Мощность электродвигателя для насоса, кВт	0,8	2,8	2,8
Производительность и тип насоса, м³/ч	1,5 (ротационный)	3,0 (ротационный)	3...6 (вихревой)
Частота вращения, об/мин	960	1440	1420
Размеры рам и плиток, мм	180×180	300×300	—
Габаритные размеры, мм	925×525× ×1050	1150×520× ×1300	—
Масса, кг	260	450	600

Таблица 3.4

Характеристики некоторых фильтров герметичной конструкции для очистки масла от механических примесей

Характеристика	ФГН-30	ФГН-60	ФГН-120
Пропускная способность, м³/ч	10	20	60
Фильтрационный материал	Нетканый		
Число слоев фильтрационного материала	2	2	2
Фильтрационная поверхность, м²	1,7	2,4	4
Тонкость фильтрации, мкм	5...15	5...15	5...15
Рабочее давление максимальное, кПа	800	800	800
Перепад давления, кПа:			
в начале работы	0,5	0,5	0,5
максимально допустимый	1,5	1,5	1,5
Габаритные размеры, мм:			
высота	680	765	1000
диаметр корпуса	346	400	400
Масса, кг	40	64	81

Характеристики фильтр-прессов передвижных установок

Данные установки	ФП-2-3000	ФП-4-4	ФПР-2,2-315/169
Производительность, м ³ /ч	3	4	3
Поверхность фильтрации, м ²	1,8	2	2,2
Максимальное рабочее давление фильтрации, МПа (кгс/см ²)	0,4 (4)	0,5 (5)	0,45 (4,5)
Объем рамного пространства, м ³	0,017	0,02	0,014
Число рам, шт.	16	19	11
Содержание механических примесей в масле после трех циклов его обработки (при исходном содержании от 0,01 до 0,03% массы), % массы, не более	0,005	0,0004	—
Вид фильтрационного материала	Картон	ДРКБ	Картон
Потребляемая мощность, кВт	1,3	2,0	4,0
Габаритные размеры, мм	1000×572× ×982	1480×605× ×840	1700×760× ×120
Масса, кг	215	270	530

Таблица 3.6

Характеристики основных фильтрационных материалов

Характеристика	Технический картон	Бумага ДРКБ	Материал МФ-16
Основа	Целлюлоза	Вискозно-штапельное волокно	
Относительное сопротивление продавливанию, кг/см ² , не менее	1,14	2,5	—
Толщина, мм	0,6 ... 1,0	0,6	1,2
Тонкость фильтрации (при одном слое), мкм	20 ... 25	4 ... 12	5 ... 10
Время фильтрования, с, не более	—	5	5
Капиллярная впитываемость в среднем по двум направлениям, мм, не менее	51	—	—

Характеристика	Технический картон	Бумага ДРКБ	Материал МФ-16
Ширина листа, мм	—	550 ± 5	830 ± 5
Плотность, г/см ³	—	0,25	—
Масса 1 м ² , г	275	240	250

При фильтровании через фильтр-прессы трансформаторное масло под давлением 0,4...0,6 МПа продавливается насосом через пористую среду (бумагу, картон) с большим количеством капилляров, задерживающих в себе частички воды и примесей размером более 10...15 мкм.

Помимо механических примесей, необходимо удалить из масла влагу. Для этого применяют сушку распылением в вакууме (рис. 3.1). Сущность метода заключается в том, что в специальной вакуумной камере производится тонкое распыление увлажненного масла. Образующиеся при этом пары воды отсасываются вакуумным насосом, а осушенное масло выпадает в виде капель на дно камеры.

Предохранение масла от увлажнения в процессе эксплуатации трансформатора осуществляется с помощью воздухоосушительных фильтров, конструкция которых может быть четырех модификаций: с массой силикагеля 1, 2, 3 и 5 кг. В резервуары с маслом вместимостью до 60 м³ устанавливают по одному фильтру с массой силикагеля 5 кг, а в резервуары вместимостью более 60 м³ — по два фильтра с массой силикагеля по 5 кг.

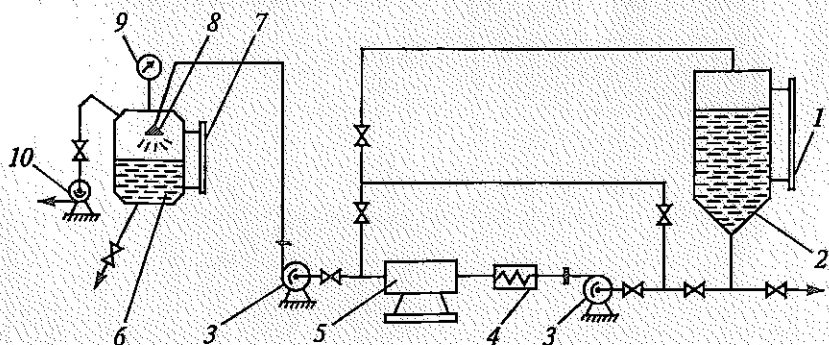


Рис. 3.1. Схема вакуумной (холодной) сушки трансформаторного масла:

1 — маслоуказательное стекло; 2 — бак сырого грязного масла; 3 — масляные насосы ($P_{\text{н}} = 2 \dots 3 \text{ кг/см}^2$); 4 — подогреватель масла ($t_{\text{н}} = 50 \dots 60^\circ \text{C}$); 5 — центрифуга и фильтр-пресс; 6 — вакуумный бак чистого масла; 7 — маслоуказательное стекло; 8 — распылитель масла (форсунка); 9 — вакуумметр; 10 — вакуумный насос ($P_{\text{вак}} = 5 \dots 15 \text{ мм рт. ст.}$)

Характеристики силиката технического (ГОСТ 3956—76)

Характеристика	Гранулированный мелкопористый				Гранулированный крупнопористый				Кусковой мелкопористый						
	КСМК		ШСКМК	КСКГ	ШСКГ	МСКГ	АСКГ	КСМК	ШСКМК	МСМК	АСМК				
	высшего сорта	первого сорта													
Внешний вид	Стекловидные прозрачные или стекловидные матовые зерна овальной или сферической формы			Стекловидные прозрачные или стекловидные матовые зерна овальной сферической или неправильной формы (цвет — от бесцветного до темного с черными включениями)								Стекловидные прозрачные или матовые зерна неправильной формы			
Номинальный размер зерен, мм	2,8...7	2,8...7	1...3,6	2,8...7	1...3,6	0,25...2	0,2...0,5	2,8...7	1,5...3,6	0,25...2	0,2...0,5				
Количество зерен, размер которых меньше нижнего предела, %, не более	5	5	5	5	5	3,5	3,5	5	5	3	3				
Количество зерен, размер которых больше верхнего предела, %, не более	1	1	1	1	1	3	2	3	3	3	3				
Механическая прочность зерен, %, не менее	98	94	85	80	80	Не нормируется		92	80	Не нормируется					

Насыпная плотность, г/дм ³ , не менее	780	720	720	400... ... 500	400... ... 500	400... ... 500	670	670	670
Влагоемкость, %, менее, при относительной влажности воздуха, %:									
20	9,5	9	9	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	10	10	9,5
40	17	16	16	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	20	20	12
60	27	27	23	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	29	29	28
100	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется	70	70	70	Не нормируется		
Потери при высушива- нии, %, не более	8	10	10	5	5	5	10	10	10

Примечания: 1. Мелкопористый силикагель может поставляться с показателем потерь при высушивании не более 2%.

2. Первая буква в обозначении марки силикагеля означает: К — крупный, Ш — шихта, М — мелкий, А — активированный.

3. Для контроля относительной влажности среды применяется силикагель-индикатор (ГОСТ 8984—75): цвет зерен от синего до светло-голубого; размер зерен 1...3,5 мм; количество зерен размером 1...3,5 мм не менее 95%, влагоемкость при 20 °С и относительной влажности 20% — 8...13 мг/см³, 35% — 13...20 мг/см³ и 50% — 20...28 мг/см³.

4. Наряду с отечественными марками силикагеля в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов может применяться гранулированный силикагель марки TC-TROCKEN-PERLENTR производства ФРГ, имеющий насыпную плотность 440 г/дм³, механическую прочность 98,4% и влагоемкость при относительной влажности 100% не менее 81,2%.

Емкость термосифонных фильтров для регенерации масла

Емкость фильтра по силика- гелю, кг	Расчетное количество масла, кг	Двухобмоточные трехфазные трансформаторы				Трехобмоточные трансформаторы на 110 кВ	
		на 35 кВ		на 110 кВ			
		$S_{ном}$, кВ · А	Масса масла, кг	$S_{ном}$, кВ · А	Масса масла, кг	$S_{ном}$, кВ · А	Масса масла, кг
10	1000	320	970	—	—	—	—
25	2500	1000	2170	—	—	—	—
50	5000	3200	4970	—	—	—	—
75	7500	5600	6200	—	—	—	—
75	7500	7500	6600	—	—	—	—
75	7500	10 000	6300	—	—	—	—
75	7500	15 000	7400	—	—	—	—
100	10 000	20 000	8300	—	—	—	—
125	12 500	31 500	12 400	—	—	—	—
125	12 500	—	—	5600	13 000	—	—
150	15 000	40 500	14 500	7500	15 700	—	—
150	15 000	—	—	10 000	15 200	—	—
175	17 500	—	—	15 000	16 000	5600	17 300
175	17 500	—	—	20 000	17 800	7500	18 700
200	20 000	—	—	31 500	21 500	10 000	19 800
200	20 000	—	—	40 500	25 800	15 000	20 700
2×150	30 000	—	—	60 000	30 600	20 000	22 500
2×150	30 000	—	—	70 000	32 700	31 500	29 500
2×200	40 000	—	—	—	—	40 500	35 700
2×200	40 000	—	—	—	—	60 000	39 100

В качестве сорбента в фильтрах применяют мелкопористый силикагель (табл. 3.7). Силикагель марок КСКГ и ШСКГ имеет меньшую влагоемкость по сравнению с силикагелем марки КСМК.

При выборе массы осушающего реагента и фильтра необходимо учитывать объем масла в резервуаре или трансформаторе, влажность окружающего воздуха, вид токовой нагрузки (переменная или постоянная), а также в определенной мере размер зерен силикагеля, поскольку их диаметр колеблется в пределах 2,8...7 мм.

В эксплуатации воздухоосушительные фильтры выбирают исходя из расчета 0,5...1 кг силикагеля на 1000 кг масла, залитого в защищаемое оборудование (трансформатор).

В соответствии с ГОСТ 11677—85 масляные трансформаторы мощностью 1000 кВ · А и более также должны быть снабжены термосифонными фильтрами для регенерации масла (табл. 3.8).

3.3. Метод глубокой сушки трансформаторного масла

В последнее время для глубокой сушки масла широко применяется адсорбционный метод, основанный на применении в ка-

честве сорбентов различных цеолитов как природного происхождения (называемых клиноптилолитами), так и искусственных, получаемых промышленно. Цеолиты являются водными алюмосиликатами кальция или натрия, содержащими огромное количество пор с размером молекул, поэтому при низкой концентрации влаги и повышенной температуре они имеют в несколько раз большую влагоемкость (18...25 %), чем другие сорбенты (силикагель, активированный оксид алюминия и др.).

Сушка трансформаторного масла наиболее эффективно производится с применением цеолита марки NaA, размер пор которого не превышает 4 Å (4×10^{-8} см). Следующим по размеру пор после цеолита марки NaA является цеолит марки CaA. Реже используются цеолиты марок NaX и CaX, с размером пор около 8...9 Å, так как наряду с водой и другими низкомолекулярными соединениями они поглощают из масла ионол, что нежелательно.

Устройство цеолитовой установки показано на рис. 3.2. Основной частью этой установки является батарея параллельно соединенных адсорберов (цилиндров), в которых находится цеолит. На входе адсорберов устанавливаются фильтр, маслосос и маслоподогреватель, а на выходе — еще один фильтр. При пропускании сырого масла через слой высушенного цеолита молекулы воды поглощаются его порами и удерживаются в нем. На практике цеолитовая установка имеет производительность по маслу от 1600 до 2500 л/ч, состоит из четырех адсорберов, загруженных 50 кг цеолита. Перед использованием цеолиты просушиваются при температуре 400...450 °С. При этой же температуре цеолиты просушиваются после их отработки и насыщения влагой. При просушке

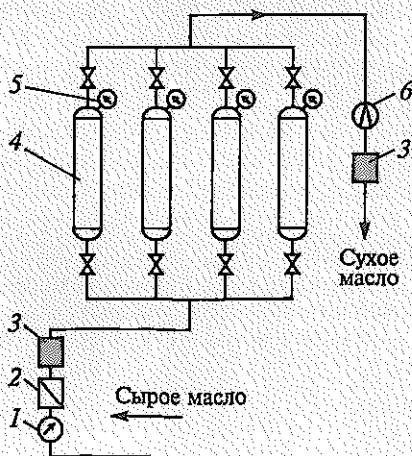


Рис. 3.2. Схема цеолитовой установки для сушки масла:

1 — маслосос; 2 — подогреватель масла; 3 — фильтры механической очистки; 4 — цеолитовый фильтр-адсорбер; 5 — манометр; 6 — расходомер

Таблица 3.9

Характеристики природных и синтетических цеолитов (сорбентов)

Характеристика	Природные цеолиты				Синтетические цеолиты			
	ПЦЖ	ПЦГ-1	ПЦГ-2	ПЦЗ	NaA	CaA	NaX	CaX
Внешний вид	Зерна неправильной формы				Гранулы			
Насыпная плотность, г/см ³	1,2	1,2	1,2	1,2	0,62	0,65	0,65	0,6
Номинальный размер фракции, мм	0,67... ...2,5	2,5... ...5	5... ...10	10... ...15	4,5±0,5; 3,6±0,4; 2,0±0,2			
Содержание целевой фракции, %, не менее	85	85	85	85	94	94	94	95
Влагоемкость, мг/см ³ , не менее	60	60	50	—	90... ...120	77... ...95	95... ...105	90... ...100
Потери при высушивании, %, не более	15	15	15	15	5	5	5	5

Таблица 3.10

Характеристики установок для очистки, сушки и регенерации масла на цеолитах

Установка	Производительность, м ³ /ч	Мощность, кВт			Габаритные размеры, мм			Масса, кг
		полная	электро-двигателя	электро-подогревателя	l	b	H	
НО-71	1,6/2,5*	50	2×2,8	45	5800	2375	3220	1585
БЦ-72-1100	1,1	27	2,8	24	1710	1370	1910	840
УРТМ-200	0,2/0,7**	42	2×2,8	36	2200	1800	1700	1800

* До косой черты указана производительность при пробивном напряжении масла ниже 20 кВ, после косой черты — при пробивном напряжении выше 20 кВ.

** До косой черты указана производительность при регенерации, после косой — при вакуумной сушке (сорбентом в этом случае является силикагель, количество которого в двух адсорберах не менее 100 кг).

цеолита сухой нагретый воздух подается в адсорберы в направлении сверху вниз. При таком направлении потока воздуха выгорания остатков масла не приводит к значительному перегреву цеолита, и его структура сохраняется, не разрушаясь. Перед сушкой отработанного цеолита стремятся максимально слить масло из адсорберов, продувая их в том же направлении холодным воздухом.

Сушка свежих цеолитов происходит в течение 8...9 ч, а промасленных — 10...12 ч.

Характеристики цеолитов представлены в табл. 3.9.

В табл. 3.10 представлены характеристики установок для очистки, сушки и регенерации трансформаторного масла на цеолитах.

Технические данные передвижной установки ТНВ-1 для восстановления цеолита следующие:

Температура продуваемого через адсорбер воздуха, °С	350...400
Количество продуваемого воздуха, м ³ /с	1,5
Количество адсорберов с восстанавливаемым цеолитом, шт.	1
Время разогрева массы цеолита нагретым воздухом, ч	2,5...3
Цикл восстановления цеолита, ч	6...8
Мощность нагревателя, кВт	20
Полная мощность установки, кВт	23
Напряжение питающей сети, В	380
Размеры адсорберов, мм	$d = 750, H = 2350$
Масса, кг	500

3.4. Заливка трансформаторов маслом

Масло, заливаемое или доливаемое в трансформатор, должно соответствовать нормам, приведенным в табл. 3.1.

Трансформаторы на напряжение до 35 кВ включительно заливают без вакуума при температуре масла не ниже 10 °С; при этом температура активной части трансформатора должна быть выше температуры масла.

Трансформаторы на напряжение до 110 кВ заливают без вакуума при температуре масла не ниже 10 °С. Перед заливкой или доливкой масла устанавливают расширитель, выхлопную трубу, газоотводный трубопровод и другие устройства, необходимые для этого. Расширитель укомплектовывают маслоуказателем и воздухоосушителем. Собирают схему заливки трансформатора и подсоединяют маслопровод к вентилю, расположенному в нижней части бака.

Для подачи масла рекомендуется использовать маслоочистительные установки. Маслопроводы должны быть предварительно очищены и промыты маслом. Включив в работу маслоочистительную установку (маслонасос), подают масло в трансформатор со скоростью не более 3 т/ч до достижения необходимого уровня его в расширителе.

Требуемый уровень зависимости от температуры масла в трансформаторе и устанавливается по имеющимся на указателе уровня контрольным меткам. При заливке трансформаторов для временного хранения скорость подачи масла не ограничивается.

**Оборудование, рекомендованное для очистки масла от примесей,
и температура подогрева его при очистке**

Примеси	Оборудование	Температура, °С
Уголь	ФП	45...50
Растворимый шлам, выпадающий при понижении температуры	Ц-кл	30...35
Вода	Ц-кл или ФП	35...45
Уголь и нерастворимый шлам	Последовательно Ц-кл или ФП	50...45
Уголь и вода	Ц-кл или ФП	35...45
Вода и нерастворимый шлам	Ц-кл или последовательно Ц-кл или ФП	30...35
Уголь, вода и шлам	Ц-кл	30...35

Примечания: 1. ФП — фильтр-пресс; Ц-кл — центрифуга с барабаном, собранным для кларификации.

2. При последовательном включении центрифуги и фильтр-пресса первой, как правило, ставят центрифугу.

3. Температуру входящего масла при последовательном включении центрифуги и фильтр-пресса указывают для центрифуги.

4. Очистку масла, содержащего значительное количество воды, следует проводить сначала методом пурификации, а затем — кларификации (или фильтр-прессом).

Открыв воздухопускные пробки на баке и составных частях трансформатора, выпускают воздух; повторно проверяют отсутствие воздуха через 12 ч отстоя масла. Если после выпуска воздуха уровень масла в расширителе понизился ниже требуемого, масло доливают через предназначенный для этого патрубок, расположенный в верхней части бака, или через расширитель. После заливки и отстоя масла отбирают пробу для его анализа. Показатели залитого масла должны соответствовать требованиям табл. 3.1.

Очистка трансформаторного масла производится центрифугированием или фильтрацией при циркуляции его из одного бака в другой. Для удаления из масла механических примесей и незначительного количества влаги используют центрифугирование способом кларификации, а для удаления значительного количества влаги — центрифугирование способом пурификации. Фильтрацией очищается масло от механических примесей, продуктов разложения и небольшого количества влаги.

Оборудование, применяемые для очистки масла, и необходимые температуры подогрева его при очистке указаны в табл. 3.11.

Глава 4

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

4.1. Общие сведения о старении изоляции

Продолжительное воздействие тепла, влаги, кислорода вызывает старение изоляционных материалов трансформатора, прежде всего тех, основой которых является целлюлоза (электроизоляционная бумага), а также и тех, где основой являются волокнистые текстильные материалы, пластмассы, тканевые материалы, эластомеры. Термические свойства диэлектриков, определяемые классом нагревостойкости, обуславливают срок службы трансформатора, который в зависимости от условий в процессе эксплуатации укорачивается или удлиняется. Важнейшим фактором, определяющим срок службы трансформатора, является режим работы.

Процесс старения материалов — необратимое изменение их физико-химических, механических свойств и структуры при эксплуатации и длительном хранении. Старение обуславливает изменение исходных электрических, механических и химических свойств материала. Однако степень снижения электрической прочности, вызванная процессом старения, не велика. В то же время возникающие при этом изменения механических характеристик изоляционных материалов (прочности на разрыв, числа выдерживаемых перегибов) делают трансформатор чувствительным к неизбежно возникающим при коротком замыкании перемещениям проводников, вызываемым динамическими усилиями, пропорциональными квадрату тока (чем и опасны токи КЗ).

Поэтому в трансформаторе с состарившейся изоляцией легко может возникнуть витковое замыкание. Степень снижения предела прочности изоляции при растяжении по сравнению с исходным его значением становится существенной уже после относительно непродолжительного времени старения, особенно если трансформатор работает достаточно часто и длительно с перегрузкой.

Время, по истечении которого изоляционный материал приходит в негодность, называется его сроком службы. Согласно за-

кону Аррениуса, который показал, что константа скорости химической реакции меняется в зависимости от температуры по экспоненциальному закону, срок службы любого изоляционного материала определяется выражением

$$E = C e^{A + \frac{B}{T}},$$

где C — число лет эксплуатации; A и B — постоянные, устанавливаемые экспериментально для изучаемого изоляционного материала (A — безразмерная величина, B измеряется в градусах Кельвина); T — термодинамическая температура, К.

Для диапазона температур 80...140 °С, имеющих место при эксплуатации трансформаторов с изоляцией класса А, для определения срока ее службы справедлива формула Монтзингера:

$$E = D e^{-p\vartheta}, \quad (4.1)$$

где D — постоянная, °С⁻¹; p — коэффициент; ϑ — температура изоляции, принимаемая по наиболее нагретой точке, °С.

В рекомендациях Международной электротехнической комиссии (МЭК) по нагрузочной способности значение постоянной p , необходимое для определения срока службы, не указано, так как не было согласовано из-за расхождения во мнениях по физическим свойствам изношенного изоляционного материала (по современной научной терминологии — из-за свойств самоорганизации, фрактальности, ценологических, хаоса).

Однако существует единое мнение о том, что в диапазоне температур от 80 до 140 °С каждые 6 °С прироста температуры ϑ вызывают сокращение срока службы изоляции вдвое, т.е. ее износ удваивается (шестиградусное правило старения изоляции). Это означает, что если в диапазоне 80...140 °С температуре ϑ соответствует срок службы E , то при температуре $(\vartheta + 6)$ °С срок службы составит $0,5E$, т.е.

$$0,5E = D e^{-p(\vartheta+6)}.$$

Откуда постоянная p , входящая в формулу Монтзингера будет равна 0,1155 °С⁻¹ (чаще просто $p = 0,115$).

Если в качестве базовой выбрана такая температура ϑ_6 , для которой срок службы принимается нормальным, то отношение этого срока к сроку службы, соответствующему любой другой температуре ϑ , называемое относительным износом изоляции, обозначают через ξ . Обычно срок службы изоляции трансформатора определяют, ориентируясь на номинальную температуру в его наиболее нагретой точке, принимаемую равной 98 °С (эта температура связана с кипением воды при 100 °С). Заводы-изготовители

могут указывать другую номинальную температуру в наиболее нагретой точке.

При нормальной нагрузке и максимальной температуре охлаждающей среды (среднесуточной температуре воздуха 30 °С и температуре воды у входа в охладитель 25 °С) максимально допустимые значения температуры верхних слоев масла не должны превышать:

95 °С в трансформаторах (и реакторах), имеющих естественное масляное или дутьевое охлаждение;

75 °С в трансформаторах (и реакторах), имеющих охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха (если завод-изготовитель не указывает другое значение);

70 °С в трансформаторах, имеющих масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (если не указано другое значение).

Используя формулу Монтзингера (4.1), находим

$$\xi = \frac{D e^{-0,1155\theta_6}}{D e^{-0,1155\theta}} = e^{0,1155(\theta - \theta_6)}.$$

Пусть $\theta_6 = 98$ °С. Эта температура соответствует температуре наиболее нагретой точки трансформатора $\theta_{н.н.т}$ при температуре охлаждающей среды $\theta_{о.с} = 20$ °С, превышении средней температуры обмотки $\Delta\theta_{о.с} = 65$ °С, осевом перепаде температуры масла в обмотке $\Delta\theta_o = 22$ °С. Значения θ_6 , $\theta_{н.н.т}$, $\theta_{о.с}$, $\Delta\theta_{о.с}$, $\Delta\theta_o$ характеризуют некоторое нормальное состояние трансформатора в котором он может находиться, т.е. эксплуатироваться. Изменения значения температуры охлаждающей среды θ , на другое значение изменит срок службы трансформатора.

Таким образом, трансформатор с температурой в наиболее нагретой точке, равной 98 °С, стареет нормально. Срок службы изоляции в этом случае составит десятки лет (20 и более). Следовательно, если принять $\theta_6 = 98$ °С, получим окончательную формулу для расчета относительного износа изоляции ξ при неизменной температуре θ :

$$\xi = e^{0,1155(\theta - 98)}.$$

Расчет температуры наиболее нагретой точки трансформатора упрощен и справедлив, строго говоря, только для однородной обмотки (с одинаковыми катушками и охлаждающими каналами катушек), у которой превышения средней температуры каждой катушки над температурой прилегающих слоев масла одинаковы, а температура масла изменяется вдоль высоты обмотки по линейному закону.

Фактически это не так, что очевидно из рис. 4.1, где показаны температурные переходные процессы при наборе трансформатором

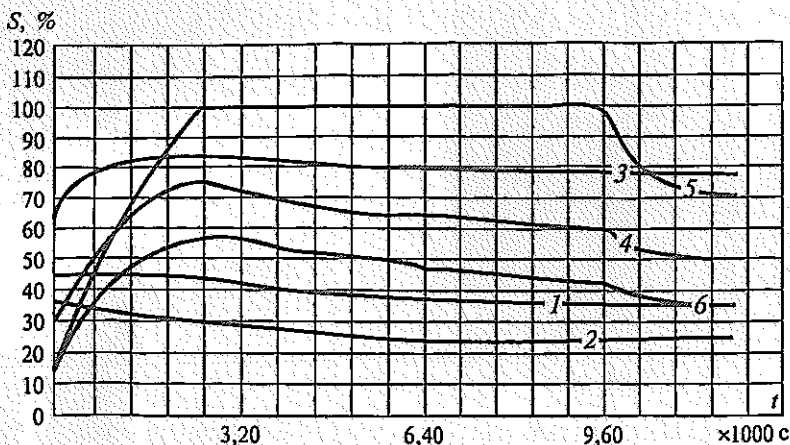


Рис. 4.1. Переходные процессы при наборе трансформатором нагрузки с 60 до 100 % и температуре воздуха 6°C с $dT_{\text{зад}}/dt = -0,0015^{\circ}\text{C/c}$:

1 — изменение температуры масла в верхней части бака; 2 — изменение задаваемого уровня температуры на выходе адаптивного задатчика интенсивности $T_{\text{зад}}$; 3 — изменение температуры наиболее нагретой точки; 4 — изменение перепада температуры по баку; 5 — изменение расхода воздуха на охладитель; 6 — отводимая от трансформатора мощность на одну фазу

нагрузки с 60 до 100 % (который может происходить, например, при аварийных режимах).

Если при неизменной нагрузке в течение времени t температура охлаждающей среды $\vartheta_{\text{о.с}}$ резко изменяется, то температура наиболее нагретой точки $\vartheta_{\text{н.н.т}}$ также изменяется, хотя и с некоторым запаздыванием, обусловленным тепловой постоянной времени трансформатора. В таких случаях при определении $\vartheta_{\text{н.н.т}}$ необходимо исходить из эквивалентной температуры охлаждающей среды $\vartheta_{\text{э}}$ (а не из среднеарифметической), взятой за некоторый промежуток времени.

Эквивалентная температура охлаждающей среды определяется исходя из следующих допущений:

срок службы трансформатора зависит только от температуры наиболее нагретой точки $\vartheta_{\text{н.н.т}}$;

изменение температуры охлаждающей среды влияет на изменение температуры наиболее нагретой точки таким же образом, как изменение нагрузки;

приrost температуры охлаждающей среды на 6°C уменьшает срок службы изоляции вдвое, т.е. в такой же степени, как при возрастании температуры на 6°C из-за увеличения нагрузки.

При правильно организованной эксплуатации следует вести учет эквивалентной нагрузки трансформатора и эквивалентной температуры охлаждающего воздуха. Последняя для рассматриваемого

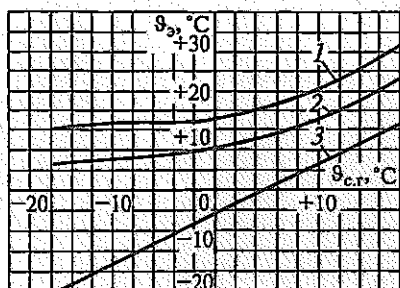


Рис. 4.2. Зависимость эквивалентной температуры $\theta_{э}$ от средней годовой температуры воздуха $\theta_{с.г.}$:

1 — летней; 2 — годовой; 3 — зимней

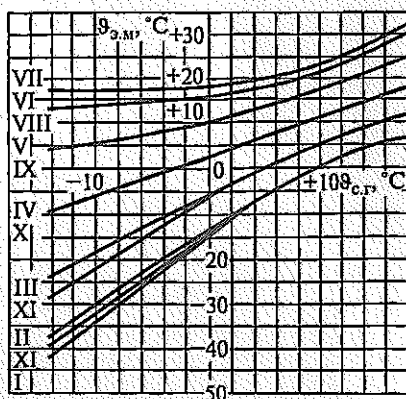
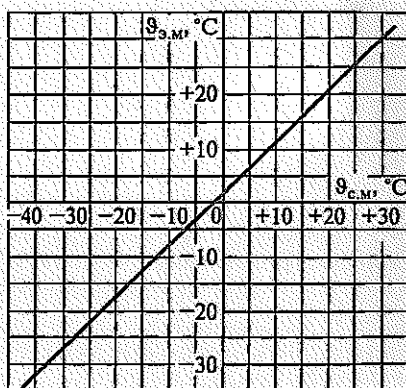


Рис. 4.3. Зависимость эквивалентных месячных температур $\theta_{э.м.}$ от средней годовой температуры воздуха $\theta_{с.г.}$:

I ... XII — месяцы года

Рис. 4.4. Зависимость эквивалентных месячных температур $\theta_{э.м.}$ от средней месячной температуры воздуха $\theta_{с.м.}$



периода набора нагрузки определяется по средней годовой температуре воздуха для данной местности $\theta_{с.г.}$ по рис. 4.2 ... 4.4. Данные по средней годовой температуре воздуха приводятся в соответствующих метеорологических справочниках.

4.2. Тепловая диаграмма трансформатора

Тепловой режим трансформатора, находящегося под нагрузкой, характеризуется тепловой диаграммой, которая наглядно показывает изменение температуры масла и обмотки по высоте трансформатора.

Согласно действовавшему до 1985 г. ГОСТ 14209—69* для трансформаторов с различными системами охлаждения установлены нормированные значения:

температуры охлаждающей среды ϑ ;

превышения температуры масла над температурой охлаждающей среды (в верхних слоях масла ϑ_m и в средней по высоте части трансформатора $\vartheta_{m,ср}$);

превышения температуры обмотки в верхних слоях масла $\vartheta_{обм}$ и в средней части трансформатора (средняя температура обмотки) $\vartheta_{обм,ср}$;

температуры обмотки в наиболее нагретой точке $\vartheta_{обм,н.н.т}$ и соответствующего превышения температуры $\Delta_{обм,н.н.т}$;

превышения температуры в наиболее нагретой точке обмотки над средней температурой обмотки $\epsilon_{ср}$ и над температурой обмотки в верхних слоях масла ϵ ;

градиент превышения температуры обмотки над температурой масла g .

ГОСТ 14209—85 сохраняет математическую модель расчета температуры масла в верхних слоях, температуры наиболее нагретой точки обмотки и относительного износа изоляции, установленную ГОСТ 14209—69. Сохранены шестиградусное правило старения изоляции, максимально допустимые температуры масла в верхних слоях при систематических нагрузках (95 °С) и при аварийных перегрузках (115 °С), нормированное (базовое) значение температуры обмотки в наиболее нагретой точке (98 °С). Сохранен также вид тепловой диаграммы трансформатора.

Установлены следующие ограничения на максимально допустимую температуру в наиболее нагретой точке обмотки:

160 °С — для аварийных перегрузок трансформаторов на 110 кВ и ниже;

140 °С — для аварийных перегрузок трансформаторов на 110 кВ и выше;

140 °С — для систематических нагрузок.

Максимально возможные систематические перегрузки — 1,5, аварийные — 2,0. Максимально допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки трансформаторов определяются по таблицам в зависимости от времени (длительности) перегрузки и соотношения начальной и повышенной нагрузок.

Тепловые диаграммы для трансформаторов с системами охлаждения М и Д, ДЦ и Ц при номинальных условиях даны на рис. 4.5.

При отклонении режима трансформатора от номинального возникает необходимость расчета температур обмотки и масла.

* ГОСТ 14209—85, введенный в действие (с 1 июля 1985 г.), несколько изменил методику определения допустимых нагрузок силовых масляных трансформаторов общего назначения.

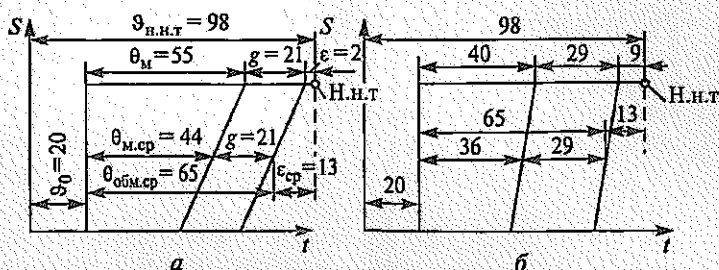


Рис. 4.5. Тепловые диаграммы трансформаторов с различными системами охлаждения:

a — с системами М и Д; *б* — с системами ДЦ и Ц

Для трансформаторов справедливо соотношение

$$\vartheta_m = \Delta P^m, \quad (4.2)$$

где ΔP^m — потери мощности в трансформаторе.

При номинальном режиме потери

$$\Delta P_{\text{ном}} = P_{\text{ХХ}} + P_{\text{КЗ}} = P_{\text{ХХ}} \left(1 + \frac{P_{\text{КЗ}}}{P_{\text{ХХ}}} \right) = P_{\text{ХХ}} (1 + d),$$

откуда, используя номинальную мощность трансформатора в относительных единицах, можно записать:

$$\Delta P = P_{\text{ХХ}} + P_{\text{КЗ}} \dot{S}_{\text{ном}}^2 = P_{\text{ХХ}} (1 + d \dot{S}_{\text{ном}}^2),$$

тогда

$$\vartheta_m = \vartheta_{\text{м.ном}} \left(\frac{1 + d \dot{S}_{\text{ном}}^2}{1 + d} \right),$$

где $P_{\text{ХХ}}$ — мощность холостого хода; $P_{\text{КЗ}}$ — мощность короткого замыкания; $d = P_{\text{КЗ}}/P_{\text{ХХ}}$; $\dot{S}_{\text{ном}}$ — полная номинальная мощность в отн. ед.

Согласно ГОСТ 14209—69 и рекомендациям МЭК при расчетах нагрузочной способности трансформаторов принимают $d = 5$. Согласно рекомендациям МЭК в (4.2) можно принимать $m = 0,9$ для трансформаторов с системами охлаждения М и Д и $m = 1$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц.

Для превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке $\Delta \vartheta_{\text{обм.н.н.т}}$ над температурой масла ϑ_m справедливо соотношение

$$\Delta \vartheta_{\text{обм.н.н.т}} \approx \Delta P_{\text{обм}}^n,$$

где $\Delta P_{\text{обм}}^n$ — потери мощности в обмотке.

Поэтому

$$\Delta\vartheta_{\text{обм.н.н.т}} = \Delta\vartheta_{\text{обм.н.н.т.ном}} \left(\frac{\Delta P_{\text{обм}}}{P_{\text{кз}}} \right) = \Delta\vartheta_{\text{обм.н.н.т.ном}} \dot{S}_{\text{ном}}^{2n} = (g + \varepsilon) \dot{S}_{\text{ном}}^{2n}.$$

Или

$$\Delta\vartheta_{\text{обм.н.н.т}} = \vartheta_{\text{м}} + (g + \varepsilon) \dot{S}_{\text{ном}}^{2n}. \quad (4.3)$$

Температура обмотки в наиболее нагретой точке определяется аналогично:

$$\vartheta_{\text{обм.н.н.т}} = \vartheta_{\text{м}} + (g + \varepsilon) \dot{S}_{\text{ном}}^{2n}.$$

Согласно рекомендациям МЭК $n = 0,8$ для трансформаторов с системами охлаждения М и Д и $n = 0,9$ для трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц.

ГОСТ 14209—69 на основании использования тока нагрузки и номинального тока трансформатора дает несколько иное соотношение:

$$\vartheta_{\text{обм.н.н.т}} = \vartheta_{\text{м}} + bg \left(\frac{I}{I_{\text{тр.ном}}} \right)^{2m} = \vartheta_{\text{м}} + (g + \varepsilon) \left(\frac{I}{I_{\text{тр.ном}}} \right)^{2m}.$$

Коэффициенты b и m для разных систем охлаждения следующие:

	М	Д	ДЦ и Ц
b	1,1	1,1	1,31
m	0,8	0,9	1,0

4.3. Нагрев трансформаторов при неравномерном графике нагрузки

При неравномерном графике нагрузки трансформатора его тепловой режим непрерывно изменяется, причем законы изменения температуры масла и температуры обмотки отличаются друг от друга, что объясняется их различной теплоемкостью и другими физическими факторами.

Пусть имеется двухступенчатый график нагрузки трансформатора (рис. 4.6, а). Превышение температуры масла (индексы «м» опущены) в верхних слоях можно исходя из рис. 4.6, б записать следующим образом:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= \theta_0 + (\theta_{1y} - \theta_0)(1 - e^{-\Delta t_1/T}); \\ \theta_2 &= \theta_1 + (\theta_{2y} - \theta_1)(1 - e^{-\Delta t_2/T}); \\ \theta_3 &= \theta_0 + (\theta_{3y} - \theta_2)(1 - e^{-\Delta t_3/T}), \end{aligned} \quad (4.4)$$

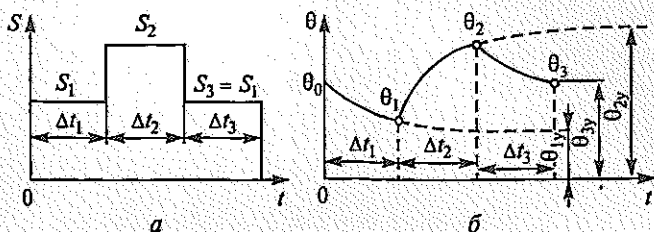


Рис. 4.6. Нагрев масла трансформатора при многоступенчатом графике нагрузки:

a — график нагрузки; *б* — изменение температуры масла

где θ_{1y} , θ_{2y} , θ_{3y} — установившиеся превышения температуры масла в верхних слоях соответственно при нагрузках трансформатора S_1 , S_2 , S_3 ; T — постоянная времени нагрева трансформатора; Δt — промежуток времени нагрева при нагрузке S трансформатора.

Постоянная времени нагрева трансформатора равна отношению его полной теплоемкости C_Σ к полной теплоотдаче $Q_{отд}$, которая в свою очередь равна отношению суммарных потерь в стали и меди трансформатора к установившемуся превышению температуры масла в верхних слоях $\theta_{м.уст.ном}$, т. е.

$$T = \frac{C_\Sigma}{Q_{отд}} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i G_i}{(P_{ХХ} + P_{КЗ})/\theta_{м.уст.ном}} = \frac{C_\Sigma \theta_{м.уст.ном}}{P_{ХХ} + P_{КЗ}}.$$

Для трансформаторов с медной обмоткой

$$C_{Cu} = 132 G_o + 108 G_{б.р} + 545 G_m + 133 G_{магн};$$

для трансформаторов с алюминиевой обмоткой

$$C_{Al} = 288 G_o + 108 G_{б.р} + 545 G_m + 133 G_{магн},$$

где G_o — масса обмотки, т; $G_{б.р}$ — масса бака с радиаторами или охладителями, т; G_m — масса масла, т; $G_{магн}$ — масса магнитопровода, т.

Ориентировочно постоянные времени нагрева трансформаторов можно принять по табл. 4.1. Их значения мало изменяются от конструкции к конструкции, так как определяются массами сердечника и обмотки.

Для определения температуры масла при многоступенчатом графике нагрузки трансформатора (рис. 4.7) необходимо в общем случае составить систему из n уравнений (где n — число ступеней графика), аналогичную (4.4), и решить ее при условии, что $\theta_n = \theta_0$.

Решение такой системы позволяет найти начальное превышение температуры масла θ_0 и превышение температуры масла θ_x в конце любой ступени x :

**Постоянные времени нагрева различных трансформаторов
(ГОСТ 14209—69)**

Система охлаждения трансформатора	Номинальная мощность трансформатора, МВ · А	Постоянная времени нагрева, ч
М	0,001 ... 1	2,5
	1,6 ... 6,3	3,5
Д	10 ... 32	2,5
	40 ... 63	3,5
ДЦ, Ц	100 ... 125	2,5
	Более 125	3,5

$$\theta_0 = \frac{1}{K_{n-1}} \sum_{i=1}^n \theta_{iy} (K_i - K_{i-1});$$

$$\theta_x = \frac{1}{K_x} \left[\theta_0 + \sum_{i=1}^n \theta_{iy} (K_i - K_{i-1}) \right],$$

где $K_i = e^{t_i/T}$; t_i — интервал времени от начала графика нагрузки до конца i -й ступени; θ_{iy} — установившееся превышение температуры масла в верхних слоях при неизменной нагрузке, равной нагрузке i -го интервала; n — число ступеней графика нагрузки.

Постоянная времени нагрева обмотки значительно меньше постоянной времени нагрева трансформатора и составляет несколько минут. Поэтому можно считать, что температура обмотки в наиболее нагретой точке в моменты ступенчатого изменения нагрузки меняется также скачком от одного установившегося значе-

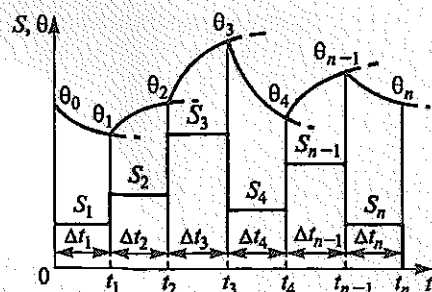


Рис. 4.7. Нагрев масла трансформатора при многоступенчатом графике нагрузки

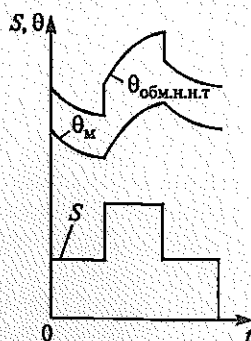


Рис. 4.8. Нагрев масла и обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке при двухступенчатом графике нагрузки

ния к другому, а далее изменяется соответственно изменению температуры масла (рис. 4.8).

Значение $\vartheta_{\text{обм.н.н.т}}$ определяется по выражению (4.3).

4.4. Нагрузочная способность трансформатора

Силовые трансформаторы выпускаются в соответствии с рядом номинальных мощностей. Номинальная мощность трехфазного трансформатора определяется номинальным током и номинальным напряжением:

$$S_{\text{тр.ном}} = \sqrt{3} U_{\text{тр.ном}} I_{\text{тр.ном}}$$

Расчетный срок службы трансформатора в 25 лет обеспечивается при соблюдении условий

$$S_{\text{тр}} = S_{\text{тр.ном}}; \quad U_{\text{с}} = U_{\text{тр.ном}}; \quad \vartheta_{\text{o}} = \vartheta_{\text{o.ном}},$$

где $S_{\text{тр}}$ — нагрузка трансформатора; $U_{\text{с}}$ — напряжение сети, к которой подключен трансформатор; ϑ_{o} — температура охлаждающей среды.

Реальные условия эксплуатации трансформаторов существенно отличаются от нормированных, поэтому возникает вопрос о допустимых перегрузках, происходящих в случае нарушений одного или одновременно нескольких условий, перечисленных ранее, т. е.

$$S_{\text{тр}} > S_{\text{тр.ном}};$$

$$\vartheta_{\text{o}} > \vartheta_{\text{o.ном}} = 20^{\circ}\text{C};$$

$$U_{\text{с}} > U_{\text{тр.ном}}.$$

Перегрузки по напряжению нормально должны исключаться схемой и режимом работы электрической сети, а также защитными устройствами. Поэтому обычно рассматривается только допустимость перегрузок по мощности (току) в условиях изменяющейся температуры охлаждающей среды.

Различают систематические и аварийные перегрузки. Первые могут иметь место систематически при неравномерном суточном графике нагрузки трансформатора, вторые — при аварийной ситуации. Во втором случае требуется обеспечить электроснабжение потребителей, несмотря на наличие перегрузки трансформатора.

Допустимость систематических перегрузок лимитируется износом изоляции, поэтому требуется, чтобы $L_{\text{ср}} \leq 1$, т. е. средний износ изоляции должен быть меньше или равен расчетному при заданных условиях. При этом ГОСТ 14209—69 вводит дополнительные ограничения:

$$\vartheta_{\text{обм.н.н.т}} \leq 140^{\circ}\text{C}; \quad \vartheta_{\text{м}} \leq 95^{\circ}\text{C}; \quad S_{\text{тр}} \leq 1,5 S_{\text{тр.ном}}$$

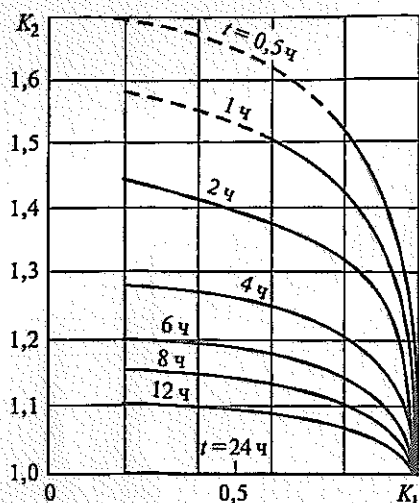


Рис. 4.9. График нагрузочной способности трансформатора с системой охлаждения ДЦ (Ц)

охлаждения М, Д, ДЦ и Ц при условии, что постоянная времени нагрева этих трансформаторов равна 2,5 или 3,5 ч, а эквивалентная температура охлаждающей среды изменяется от -10 до $+40$ °С.

На рис. 4.9 в качестве примера приведен график нагрузочной способности трансформатора с системой охлаждения ДЦ (Ц) и постоянной времени нагрева 3,5 ч при эквивалентной температуре охлаждающей среды 20 °С, а на рис. 4.10 и 4.11 приведено семейство графиков нагрузочной способности масляных трансформаторов с системами охлаждения соответственно М и Д, ДЦ и Ц. На этих графиках даны семейства кривых $K_2 = f(K_1)$ при различных длительностях перегрузки. Коэффициенты начальной K_1 и повышенной K_2 нагрузок находят по следующим выражениям:

$$K_1 = \frac{I_{\text{эк1}}}{I_{\text{т.ном}}} \approx \frac{S_{\text{эк1}}}{S_{\text{тр.ном}}};$$

$$K_2 = \frac{I_{\text{эк2}}}{I_{\text{т.ном}}} \approx \frac{S_{\text{эк2}}}{S_{\text{тр.ном}}},$$

где $I_{\text{эк1}}$ и $I_{\text{эк2}}$ — эквивалентные токи соответственно начальной и повышенной нагрузок; $S_{\text{эк1}}$ и $S_{\text{эк2}}$ — эквивалентные мощности соответственно начальной и повышенной нагрузок.

Эквивалентный ток и эквивалентная мощность определяются по формулам

Последнее условие лимитируется параметрами вводов трансформатора и параметрами устройств РПН (регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой) и ПБВ (переключения без возбуждения).

Допустимость аварийных перегрузок лимитируется не износом изоляции, а предельно допустимыми температурами для обмотки и масла:

$$\vartheta_{\text{обм.и.н.т}} \leq 140 \text{ °С}; \quad \vartheta_{\text{м}} \leq 115 \text{ °С}.$$

Вопрос о допустимости систематических перегрузок решается с учетом графиков нагрузочной способности трансформаторов. ГОСТ 14209—69 содержит 36 таких графиков для трансформаторов с системами

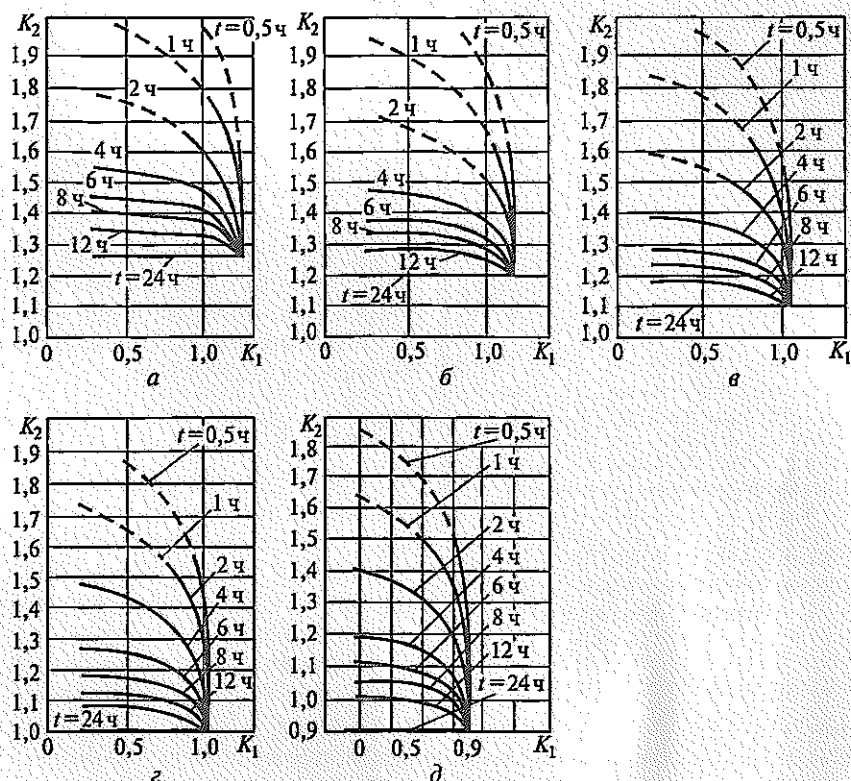


Рис. 4.10. Графики нагрузочной способности масляных трансформаторов с системами охлаждением М и Д:

а — при эквивалентной температуре $\theta_3 = -10^\circ\text{C}$; б — при $\theta_3 = 0^\circ\text{C}$; в — при $\theta_3 = 10^\circ\text{C}$; г — при $\theta_3 = 20^\circ\text{C}$; д — при $\theta_3 = 30^\circ\text{C}$

$$I_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 t_2 + \dots + I_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

$$S_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}};$$

где I_n , S_n и t_n — соответственно ток, полная мощность и продолжительность n -й ступени графика нагрузки трансформатора.

При $K_2 > 1,5$ кривые на графиках показаны пунктиром, так как на работу трансформатора с перегрузками более 50 % требуется согласие завода-изготовителя.

Для пользования графиками нагрузочной способности реальный график нагрузки трансформатора необходимо преобразовать

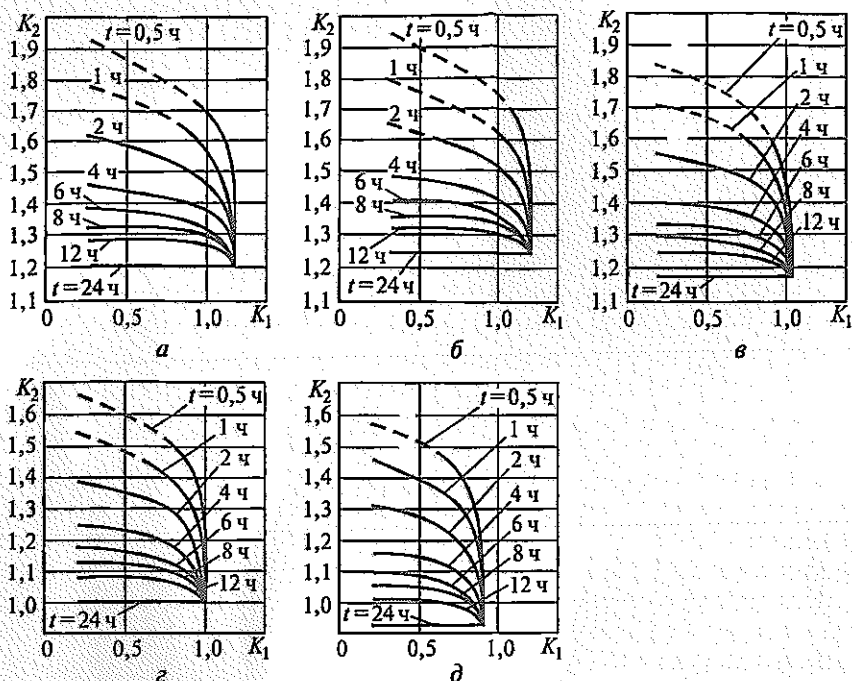


Рис. 4.11. Графики нагрузочной способности масляных трансформаторов с системами охлаждения ДЦ и Ц:

а — при эквивалентной температуре $\theta_3 = -10^\circ\text{C}$; б — при $\theta_3 = 0^\circ\text{C}$; в — при $\theta_3 = 10^\circ\text{C}$; г — при $\theta_3 = 20^\circ\text{C}$; д — при $\theta_3 = 30^\circ\text{C}$

в эквивалентный двухступенчатый. При этом возможны три варианта:

1) суточный график содержит один максимум нагрузки в зоне перегрузки, где $S_{\text{тр}} > S_{\text{тр.ном}}$;

2) суточный график содержит два максимума нагрузки в той же зоне, причем больший максимум нагрузки является вторым по времени;

3) суточный график в указанной зоне содержит два максимума нагрузки, причем больший максимум нагрузки является первым по времени.

В первом варианте $S_{\text{эк2}}$ определяется для зоны, где $S_{\text{тр}} > S_{\text{тр.ном}}$, а $S_{\text{эк1}}$ — для зоны продолжительностью 10 ч, предшествующей режиму перегрузки.

Во втором варианте $S_{\text{эк2}}$ определяется для зоны, где $S_{\text{тр}} > S_{\text{тр.ном}}$, во время второго максимума нагрузки, а $S_{\text{эк1}}$ — для предшествующей зоны продолжительностью 10 ч, включая первый максимум нагрузки в той мере, в какой он в эту зону входит.

В третьем варианте $S_{\text{эк2}}$ определяется для зоны, где $S_{\text{тр}} > S_{\text{тр.ном}}$ во время первого максимума нагрузки, а $S_{\text{эк1}}$ — для последующей

зоны продолжительностью 10 ч, включая второй максимум в той мере, в какой он входит в эту зону.

ГОСТ 14209—69 разрешает использовать так называемое однопроцентное правило систематических перегрузок: если максимум типового (среднего) графика нагрузки трансформатора в летнее время меньше его номинальной мощности, то в зимнее время допускается дополнительная однопроцентная перегрузка трансформатора на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 % (причем должно соблюдаться условие $S_{тр} \leq 1,5S_{тр.ном}$).

При работе трансформатора может частично или полностью отказать система принудительного охлаждения (вентиляторы, насосы). При этом, естественно, нагрузка трансформаторов должна быть снижена по значению или длительности. Соответствующие рекомендации содержатся в ГОСТ 14209—69.

Различают два типа аварийных перегрузок:

кратковременные — независимые от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора;

длительные — зависящие от предшествующей нагрузки.

Кратность и длительность кратковременных аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц связаны следующим образом:

Кратность перегрузки	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0	3,0
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

При аварийных режимах работа с перегрузкой трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц (в случае, если коэффициент начальной нагрузки K_1 не превышает 0,93), допускается в течение не более 5 сут. Перегрузка на 40 % во время максимумов нагрузки для этих трансформаторов допускается, если общая продолжительность последних не превышает 6 ч в сутки. При этом должны быть приняты все возможные меры для усиления охлаждения трансформаторов (включение вентиляторов, насосов системы охлаждения, резервных охладителей и т. п.).

4.5. Выбор мощности силовых трансформаторов для дуговых сталеплавильных печей

Выбор мощности силового трансформатора для группы дуговых сталеплавильных печей (ДСП) с одинаковой номинальной мощностью $S_{ном}$ до 25 МВ·А осуществляется формулой

$$1,3S_{тр} \geq \Delta S_N = k_n \Delta S_n,$$

где 1,3 — кратность Z из табл. 4.2; $S_{тр}$ — выбираемая мощность силового трансформатора; ΔS_N — размах колебаний мощности N дуговых сталеплавильных печей (N — число печей в группе);

Допустимая кратность Z действующего расчетного пикового тока к номинальному для силовых трансформаторов разной мощности

Число ударных толчков в сутки n	Трансформатор мощностью, МВ·А	
	до 25	до 100
До 3	4	2
До 10	2	1,3
11 ... 1000	1,3	1,1

k_n — коэффициент, учитывающий возрастание размаха колебаний мощности при увеличении числа ДСП в группе; ΔS_n — размах колебаний мощности единичной ДСП.

При пользовании табл. 4.2 следует иметь в виду нелинейный характер зависимости числа ударных толчков n от кратности Z . Поэтому, например, при числе ударных толчков 12 в сутки следует помнить, что 12 ближе к 10, чем к 1000.

Коэффициент размаха колебаний мощности изменяется при увеличении числа ДСП в группе следующим образом:

Число ДСП	2	3	4	5	6
Значение коэффициента k_n	1,19	1,31	1,41	1,5	1,57

Размах колебаний мощности единичной ДСП

$$\Delta S_n = k_{\text{экс}} S_{\text{тр}},$$

где $k_{\text{экс}} = 2$ — кратность тока мощности эксплуатационного короткого замыкания.

Выбор мощности силового трансформатора $S_{\text{тр}}$ для группы ДСП с одинаковой номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$ более 25 МВ·А до 100 МВ·А определяется формулой

$$1,1 S_{\text{тр}} \geq \Delta S_n,$$

где 1,1 — кратность Z из табл. 4.2.

Выбор мощности силового трансформатора $S_{\text{тр}}$ для группы ДСП с одинаковой номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$ более 100 МВ·А осуществляется с учетом систематических ударных толчков мощности, превышающих номинальную мощность трансформатора $S_{\text{тр,ном}}$, которые необходимо согласовывать с заводом-изготовителем.

Выбор мощности силового трансформатора $S_{\text{тр}}$ для группы ДСП с одинаковой номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$ при наличии специальных трансформаторов с коэффициентом перегрузки β по пиковой мощности определяется формулой

$$\beta S_N \geq \Delta S_N.$$

Выбор мощности силового трансформатора $S_{\text{тр}}$ для группы ДСП с различной номинальной мощностью $S_{\text{ном}}$ определяется выражением

$$ZS_{\text{тр}} \geq \Delta S_N = k_{\text{экс}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N S_{\text{ном}}}{S_{\text{п max}}}},$$

где $S_{\text{п max}}$ — максимальная мощность ДСП в группе.

Прогнозируемые значения размахов колебаний мощности ДСП, определяющие ударные толчки нагрузки последних, во многом определяют технические решения при проектировании систем электроснабжения предприятий с электросталеплави́льным производством.

При оценке размахов колебаний мощности ДСП рекомендуется учитывать вероятностный характер совпадения режимов расплавления печей. Экспериментальными исследованиями установлено, что вероятность совпадения режимов расплавления у m ДСП, из их общего числа, равного n , распределяется по биномиальному закону:

$$p_{mn} = C_n^m p^m (1-p)^{n-m}, \quad (4.5)$$

где C_n^m — число сочетаний из n элементов по m ;

$$p = t_p T^{-1}, \quad (4.6)$$

где t_p — суммарная продолжительность работы единичной ДСП в режиме расплавления; T — период работы единичной ДСП.

Обработка статистических данных показала, что гистограммы размахов колебаний токов ДСП (и, следовательно, размахов колебаний мощности) могут быть аппроксимированы экспоненциальным, а в ряде случаев и нормальным законом, причем размах колебаний с вероятностью не ниже 0,95 не превосходит номинального тока (мощности) печного трансформатора.

Если среднее значение размахов колебаний мощности единичной ДСП равно ΔS , а среднеквадратичное отклонение размахов колебаний равно σ , то при использовании нормального закона значения размахов колебаний мощности ДСП, определяемые с достаточно большой вероятностью их непревышения, будут меньше тех же величин, определенных по экспоненциальному закону. Например, с вероятностью 0,95 размах колебаний мощности ДСП, определяемый по нормальному закону, $\Delta S_{0,95}^n \leq \Delta S + 1,65\sigma$, а по экспоненциальному закону $\Delta S_{0,95}^3 \leq \Delta S + 2\sigma$.

Те же величины, определенные с вероятностью не превышения 0,99, равны $\Delta S_{0,95}^H \leq \Delta \bar{S} + 2,6\sigma$; $\Delta S_{0,95}^3 \leq \Delta \bar{S} + 3,6\sigma$.

Значения σ определяются на основе обычных представлений математической статистики.

Таким образом, использование экспоненциального закона обеспечивает гарантированную оценку верхней границы размахов колебаний мощности ДСП.

Переходя к определению параметров экспоненциального распределения, отметим, что они характеризуются значительным разбросом своих значений и зависят как от технологических факторов, так и от мощности ДСП. Однако для определения верхней границы возможных размахов колебаний мощности целесообразно принять экспоненциальную функцию распределения вероятности вида

$$F = 1 - e^{-\gamma\varphi}, \quad (4.7)$$

где $\varphi = \Delta S/S_{\text{ном}}$ — относительное значение размаха колебаний мощности единичной ДСП; ΔS — абсолютное значение размаха колебаний мощности; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность печного трансформатора; γ — параметр распределения.

Установлено с вероятностью не ниже 0,95, что размах колебаний не превосходит $S_{\text{ном}}$, т.е. при $\varphi = 1$ в (4.7) значение $F = 1 - e^{-\gamma} \geq 0,95$, откуда

$$\gamma \geq 3.$$

Подставив γ в (4.7), получили функцию распределения

$$F = 1 - e^{-3\varphi}$$

и соответствующую ей плотность распределения $f = 3e^{-3\varphi}$.

При наличии n ДСП с вероятностями, определяемыми (4.5), одновременно в режиме расплавления находится m ДСП, а результирующий размах колебаний определяется суммой размахов колебаний m этих печей.

При экспоненциальном распределении вероятностей некоторой случайной величины распределение вероятностей суммы m таких величин подчинено закону Эрланга m -порядка с функцией распределения

$$F_m = 1 - \sum_{k=0}^{m-1} \frac{(\gamma\varphi)^k}{k!} e^{-\gamma\varphi}.$$

Поскольку значение m само является случайной величиной, то по формуле полной вероятности функция распределения размаха колебаний мощности n ДСП

$$F_m = 1 - \sum_{m=0}^n p_{mn} F. \quad (4.8)$$

Для расчета по (4.8) необходима информация о значениях вероятности по (4.6). При оценке верхней границы размаха колебаний мощности ДСП следует принимать $p = 0,5$. Таким образом, по (4.8) можно определить размах колебаний мощности ДСП при любой вероятности их непревышения.

Для выбора мощности трансформаторов ГПП по условию динамической устойчивости вероятность размаха колебаний следует принимать равной вероятности, соответствующей непревышению эксплуатационного тока короткого замыкания.

Проведенные расчеты для различного числа n показали, что если с вероятностью p значение размаха колебаний мощности единичной ДСП не превышает ΔS_n , то для n ДСП при той же вероятности размах колебаний мощности

$$\Delta S_n \leq \sqrt{n} \Delta S_1,$$

т.е. значение $k_n = \sqrt{n}$ является коэффициентом увеличения размаха колебаний мощности для n ДСП.

Для $p = 0,95$ был получен коэффициент $k_n = \sqrt{n}$, что является, очевидно, частным случаем рассмотренной выше задачи.

Таким образом, мощность трансформатора для питания группы ДСП

$$ZS \geq \Delta S_n = \sqrt{n} \Delta S_1,$$

где $\Delta S_1 = k_{\text{экс}} S_{\text{ном}}$.

4.6. Контроль состояния трансформатора

Любой силовой трансформатор эксплуатируется годами (известны случаи работы трансформатора в течение 40 и более лет) в самых различных режимах и при разных внешних воздействиях. Это разнообразие не может быть представлено аналитически. Необходима некоторая система оценки состояния трансформатора, организованная на предприятии.

Внешние исследования силовых трансформаторов проводятся в пределах, оговоренных нормативно-технической и конструкторской документацией. Однако опыт эксплуатации определяет необходимость оценки изношенного оборудования в следующих случаях:

- когда близок или наступил срок окончания эксплуатации согласно «Системе технического обслуживания и ремонта»;
- если из-за интенсивной работы происходит физический износ;
- когда имеет место амортизационный или моральный износ.

В этих случаях возникает необходимость предварительной оценки состояния изношенного электрооборудования для разработки плана достаточно эффективных методов дальнейших испытаний или мероприятий по поддержанию функционирования электрооборудования.

вания. Приведем некоторые приемы, позволяющие оценивать изношенное оборудование.

Внешние исследования включают в себя: контроль показаний измерительных приборов; проверку уровня, давления, температуры и цвета масла; взятие проб масла; проверку исправности средств сигнализации, защиты, автоматики и газового реле; визуальный контроль поверхностей вводов и изоляторов, ошиновки, кабелей и контактных соединений.

Исследования осуществляются осмотром, простейшими и специальными приборами. Наиболее эффективен тепловизорный контроль, включающий в себя термографию. Опыт эксплуатации свидетельствует, что выявить начало развития одного из основных дефектов высоковольтных вводов — отложение металлосодержащих коллоидных частиц на фарфоре — позволяет обнаружение зоны повышенного (на $1...2^{\circ}\text{C}$) нагрева, возникающей при появлении даже незначительных полос осадка.

Термография производится в процессе эксплуатации, когда обнаруживается та или иная аномалия и делаются предположения о возможных неисправностях, например:

локальные нагревы на стенках бака силового трансформатора, могут возникать из-за разрушения изоляции шпилек или обрыва шиннок заземления;

аномальным считается повышение температуры, которого нет на соседних фазах или на похожих силовых трансформаторах;

наблюдаемое неравномерное распределение тепловых потерь по высоте обмотки и локальные нагревы на стенках бака свидетельствуют о возможности ускоренного старения изоляции отдельных катушек или витков;

перегревы крайних обмоток высоковольтных вводов говорят о разбухании дополнительной бумажной изоляции или шламообразовании;

повышение температуры корпуса маслососа возможно из-за трения крыльчаток, дефекта подшипников, виткового замыкания в обмотке электродвигателя;

нарушение плавного повышения температуры по высоте термосифонного фильтра свидетельствует о возможном шламообразовании, случайно закрытой задвижке или работе силового трансформатора в режиме холостого хода;

при низкой температуре труб радиаторов возможны неисправность плоского крана радиатора, или ошибочное его закрытие, коррозия труб и шламообразование;

резкое падение температуры в маслопроводе после газового реле или отсечного клапана говорит о возможности дефекта крана, расположенного у газового реле;

нагрев расширителя герметичного маслоснаполненного высоковольтного ввода возможен при образовании короткозамкнутого контура внутри расширителя;

продольный нагрев на поверхности фарфоровой крышки, начиная от верхнего фланца, возможен при появлении частичных разрядов из-за увлажнения верхней части остова высоковольтного ввода; нарушении герметичности прокладок маслорасширителя и попадании влаги;

неравномерность температуры на поверхности высоковольтного ввода может возникать из-за разбухания или смещения его бумажной основы, а также из-за шламообразования на уступах его остова или нарушения циркуляции масла в нем.

Контроль за состоянием маслоочистительных и маслосборных устройств (маслоочистительного фильтра, бумажной изоляции обмоток) во время эксплуатации осуществляется экспресс-анализом на увлажнение масла по изменению цвета индикаторного силикагеля, который при впитывании влаги розовеет и приобретает яркую окраску.

Если же предполагается проводить анализ масла для определения количества фурановых соединений, по которым оценивается степень полимеризации бумажной изоляции обмоток, то забор проб масла из силового трансформатора необходимо проводить до смены термосифонных фильтров. (При наличии в силовом трансформаторе термосифонного фильтра образующиеся фурановые продукты адсорбируются и распадаются из-за кислой среды на силикагеле, а информация о старении изоляции может поступать только при установлении динамического равновесия между продуктами поглощения и выделения сорбента.)

Проверку действия систем охлаждения, РПН, маслоснасосов и двигателей приводов необходимо производить периодически и тщательно, так как по статистике нарушения в работе устройств РПН и ПВВ составляют 14... 24 %, а элементов системы охлаждения — 8,6 %.

Основными узлами, где появляются дефекты силовых трансформаторов, являются устройства регулирования напряжения. Опыт эксплуатации РПН показывает, что при нормальном газовыделении из-за плохого состояния контактов РПН возможно быстрее развитие аварии на силовых трансформаторах. С этим парадоксом необходимо считаться.

Если силовой трансформатор имеет систему принудительной циркуляции масла, то забор проб масла следует проводить как при включенной, так и при выключенной системе циркуляции (степень загрязнения масла механическими примесями определяется по температурной зависимости $\lg \delta$). Если старый силовой трансформатор имеет сильное загрязнение активной части, то при включении принудительной циркуляции масла произойдет снижение его пробивного напряжения.

Выявление и локализацию частичных разрядов электрическими и акустическими методами необходимо осуществлять в сило-

вых трансформаторах напряжением 330 кВ и выше, однако известны случаи их выявления и при более низком напряжении. Частичные разряды — опасный вид развивающихся внутренних дефектов силовых трансформаторов, т. е. появление частичных разрядов между обмоткой и барьерной изоляцией, это свидетельствует о понижении эффективной циркуляции масла в канале. При этом необходима проверка работы системы охлаждения и анализ масла. Если же уровень устойчивых частичных разрядов превышает уровень помех в пять и более раз, значит имеется опасный развивающийся дефект трансформатора.

В трансформаторах различного типа существуют характерные зоны повышенной вибрации, и требуется производить оценку уровня и характера шума в этих зонах.

При вибрации всего бака силового трансформатора возможно нарушение жесткости установки трансформатора на катках или фундаменте. В этом случае необходимо проверить положение башмака или установить дополнительные прокладки. Если же в режиме нагрузки усиливается вибрация силового трансформатора, или изменяется частота вибрации, или появляется модулированный шум, это свидетельствует об ухудшении запрессовки обмоток и магнитопровода.

Если присутствуют резонансные колебания (шум) на частотах до 100 Гц, значит вибрации вызваны вентиляторами и маслососами, однако возможно и то, что они связаны с электродинамическими процессами (магнитострикцией в магнитопроводе и электродинамическими процессами в обмотке). Причинами резонансных колебаний на частотах 300 и 500 Гц могут быть распрессовка или дефект сборки магнитопровода.

Если при переходе от режима холостого хода к режиму нагрузки вибрация бака силового трансформатора уменьшается, значит вибрационные дефекты отсутствуют. Если частота и амплитуда вибрации превышают контрольное значение, пропорциональное квадрату тока, то возможно ослабление узлов крепления или потеря радиальной устойчивости обмоток. Если это превышение происходит постепенно (от замера к замеру), то имеет место снижение запрессовки обмотки.

При отключении электродвигателей вентиляторов силового трансформатора с системой охлаждения Д по ГОСТ 11677—85 допускается его нагрузка до 50 % от номинальной мощности (при отключении электродвигателей вентиляторов возможна локализация источника шума).

Результаты внешнего исследования вносят в карту осмотра, в которой предусмотрены соответствующие показатели состояния отдельных частей и деталей и обнаруженные во время внешнего исследования дефекты. Обнаруженные дефекты записываются в журнале дежурного персонала.

Ресурсная диагностика силовых трансформаторов должна осуществляться обязательно. Минимальная оценка их состояния включает в себя внешний осмотр и взятие проб масла, а также диагностику в объеме межремонтных испытаний. Второй уровень исследования — контроль внутреннего состояния трансформатора может осуществляться с привлечением специализированных подразделений. На этом уровне диагностирования технического состояния трансформатора ставится цель: более точно, чем на первом уровне оценить его физический и моральный износ и обосновать возможность продолжения эксплуатации, а также выявить внутренние развивающиеся и аварийные дефекты.

Ресурсная диагностика включает в себя три этапа исследования:

лабораторный — физико-химический анализ масла и хроматографический анализ растворенных газов;

тестовый — испытание и контроль параметров без включения и с отключением напряжения;

аналитический — диагностика состояния по полученным результатам исследований и экспертных запросов.

Лабораторный этап состоит из анализа взятых при внешнем исследовании проб масла и заполнения соответствующих форм для последующего хранения результатов. Анализ проб осуществляется с целью определения свойств масла как элемента изоляции и охлаждающей среды трансформатора, РПН, высоковольтных вводов и дугогасящей среды в устройствах РПН, а также как источника информации о внутреннем состоянии оборудования.

Результаты лабораторных испытаний масла позволяют выделить две области его эксплуатации: область нормального состояния и область риска.

Нормальное состояние масла соответствует интервалу от предельных значений его характеристики после заливки до значений, ограничивающих область нормального состояния масла в эксплуатации. Состояние масла, гарантирующее надежную работу трансформатора минимально, определяется контролем трех показателей — пробивного напряжения, кислотного числа и температуры вспышки в закрытом тигле.

Глава 5

ВКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОСЛЕ МОНТАЖА И РЕМОНТА

5.1. Общие сведения

Для обеспечения нормальной работы силовых трансформаторов на промышленных предприятиях их установка должна быть выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ. Правильная эксплуатация силовых трансформаторов обеспечивает бесперебойное снабжение промышленных потребителей электроэнергией, а также рациональное и экономное ее расходование.

В условиях эксплуатации к силовым трансформаторам предъявляются следующие требования.

1. Трансформатор должен обеспечивать надежное электроснабжение потребителей (предприятия, цеха и т. п.). Выполнение этого условия обеспечивается при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий правильным, технически и экономически обоснованным выбором числа и мощности трансформаторов для главных понижающих и цеховых подстанций с учетом категорий потребителей.

2. Режим работы трансформатора должен быть экономически целесообразным. Выполнение этого условия определяется обеспечением минимума потерь мощности в трансформаторах при работе по заданному графику нагрузки и достигается соответствующей загрузкой и устранением холостого хода трансформатора, отключением трансформаторов, работающих с малой загрузкой и т. д.

3. Установка трансформатора должна обеспечивать в условиях эксплуатации его пожаробезопасность. Выполнение этого условия зависит от соблюдения всех требований, предусмотренных соответствующими нормами и правилами.

4. Трансформатор должен быть снабжен соответствующими видами защиты от различных повреждений и ненормальных режимов работы (от внутренних повреждений, многофазных замыканий в обмотках и на их выводах, сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними КЗ или возможными перегрузками, понижения уровня масла и т. п.).

Кроме различных видов защиты трансформатор должен быть снабжен соответствующими измерительными приборами, обеспечивающими эксплуатационному персоналу возможность наблюдения как за режимами работы трансформатора, так и за режимами работы всей системы электроснабжения промышленного предприятия.

5.2. Методы контроля влажности изоляции трансформатора

Проверка влажности изоляции трансформаторов включает в себя определение сопротивления изоляции через 60 мин после включения (R_{60}), коэффициенту абсорбции обмоток (R_{60}/R_{15}), тангенса угла диэлектрических потерь обмоток ($\lg \delta$), отношения емкостей обмоток при частотах 50 и 2 Гц (C_2/C_{50}), а также отношения емкостей обмоток в нагретом и холодном состояниях ($C_{гор}/C_{хол}$) и относительного прироста емкости по времени (ΔC) по отношению к емкости (C) обмоток при одной и той же температуре ($\Delta C/C$).

При оценке влажности изоляции трансформаторов необходимо выполнять следующие условия.

1. Состояние изоляции трансформаторов определять по комплексу измерений, с тем чтобы преимущества одного метода восполняли недостатки другого.

2. Характеристики изоляции измерять в соответствии со схемами измерения, приведенными в табл. 5.1.

3. При измерениях все вводы обмоток одного напряжения соединять вместе. Остальные обмотки и бак трансформатора заземлять. Измерения начинать с сопротивлений R_{60} и R_{15} .

4. Характеристики изоляции трансформаторов с маслом измерять при температуре верхних слоев масла не ниже 10 °С.

Температуру трансформаторов без масла измеряют термометром, установленным в кармане термосигнализатора на крышке бака; при этом карман заполняют трансформаторным маслом. Если температура масла ниже 10 °С, то для измерения характеристик изоляции трансформатор подогревают.

При нагреве трансформатора с маслом температуру изоляции принимают равной температуре обмотки ВН, определяемой по сопротивлению этой обмотки постоянному току; это измерение производят не ранее чем через 60 мин после отключения нагрева обмотки током или через 30 мин после отключения внешнего нагрева.

При нагреве трансформатора без масла и определении значения $\Delta C/C$ температуру изоляции измеряют термометром (или термопарой) на верхнем ярме магнитопровода непосредственно после измерения величин ΔC и C .

Для получения значений, указанных в протоколе заводского испытания, трансформатор необходимо нагреть до температуры,

Схемы измерения характеристик изоляции трансформаторов

Обмотки, на которых производят измерения	Заземляемые части трансформатора
<i>Двухобмоточные трансформаторы</i>	
НН	Бак, ВН
ВН	Бак, НН
(ВН + НН)	Бак
<i>Автотрансформаторы</i>	
(ВН + СН)	Бак, НН
НН + Бак	(ВН + СН)
(ВН + СН) + НН	Бак
<i>Трехобмоточные трансформаторы</i>	
НН	Бак, СН, ВН
СН	Бак, ВН, НН
ВН	Бак, НН, СН
(ВН + СН)*	Бак, НН
(ВН + СН + НН)*	Бак

* Измерения обязательны для трансформаторов мощностью 16000 кВ·А и более на напряжение 35 кВ, а также для трансформаторов на 110 кВ независимо от мощности.

превышающей заводскую не менее чем на 10 °С; измерение характеристик изоляции производят при спаде температуры.

5. Измерение характеристик изоляции производить не ранее чем через 12 ч после окончания заливки трансформатора маслом. Перед измерениями требуется протереть поверхности вводов трансформатора.

6. Относительную влажность воздуха определять аспирационным или комнатным психрометром по таблицам, прилагаемым к приборам.

**Нормы отбраковки изоляции трансформаторов
на напряжение до 35 кВ**

Тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток $\operatorname{tg} \delta$ для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов, залитых маслом, не должен превышать значений, указанных в табл. 5.2.

Пересчет значений $\operatorname{tg} \delta$, измеренных на заводе при температуре t_2 , для приведения их к температуре измерения на монтаже t_1 , а также для определения нормированных значений $\operatorname{tg} \delta$ при тем-

Таблица 5.2

Максимально допустимые значения $\text{tg } \delta$ изоляции обмоток трансформаторов, %, при различных температурах

Мощность трансформатора, кВ·А	Температура, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300	1,2	1,5	2,0	2,6	3,4	4,5	6,0
10 000 и выше	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Примечание. Значения $\text{tg } \delta$, указанные в таблице, относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

Таблица 5.3

Значения коэффициентов k_1 при различных значениях $t_2 - t_1$

$t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
k_1	1,15	1,31	1,51	1,75	2	2,3	2,65
$t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	40	45	50	55	60	65	70
k_1	3,0	3,5	4	4,6	5,3	6,1	7

пературах, некратных десяти, производят с помощью коэффициента k_1 , значения которого приведены в табл. 5.3.

Примеры. 1. Трансформатор мощностью 10 000 кВ·А на 35 кВ. Данные заводского протокола: $\text{tg } \delta$ (при измерении по схеме ВН—бак, НН) при температуре 60 °С равен 1,2 %. Температура изоляции трансформатора при измерении на монтаже 20 °С.

Находим $t_2 - t_1 = 60 - 20 = 40$ °С; тогда по табл. 5.3 $k_1 = 3$, откуда $\text{tg } \delta = 1,2/3,0 = 0,4$ %. Значение $\text{tg } \delta$ на монтаже не должно превышать 130 % от 0,4 %, т.е. он должен быть не выше $0,4 \cdot 1,3 = 0,52$ %.

2. Для трансформатора мощностью 1600 кВ·А на 35 кВ при измерении на монтаже $\text{tg } \delta = 1,2$ %. Температура изоляции трансформатора 15 °С.

Поскольку в табл. 5.2 даны нормированные значения $\text{tg } \delta$ только при температурах, кратных десяти, для проведения сравнения определяют нормированное значение $\text{tg } \delta$ при 15 °С, для чего указанное в таблице значение $\text{tg } \delta$, например при 20 °С, приводят к температуре 15 °С с помощью коэффициента k_1 . Тогда $t_2 - t_1 = 20 - 15 = 5$ °С, а $k_1 = 1,15$; следовательно $\text{tg } \delta$ при 15 °С равен $1,5/1,15 = 1,3$, т.е. измеренное значение удовлетворяет нормам.

Сопротивление изоляции обмоток R_{60° , для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов, залитых маслом, не должно быть менее значений, указанных в табл. 5.4.

Пересчет значений R_{60° , измеренных на заводе при температуре t_2 , для приведения их к температуре измерения на монтаже t_1 ,

Таблица 5.4

Минимально допустимые значения сопротивлений обмоток трансформаторов, МОм, при различных температурах

Мощность трансформатора, кВ·А	Температура, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300	450	300	200	130	90	60	40
10 000 и выше	900	600	400	260	180	120	80

Таблица 5.5

Значения коэффициентов k_2 при различных значениях $t_2 - t_1$

$t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
k_2	1,23	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15
$t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	40	45	50	55	60	65	70
k_2	5,1	6,2	7,5	9,2	11,2	13,9	17

а также для определения нормированных значений R_{60° при температурах, некратных десяти, производят с помощью коэффициента k_2 , значения которого приведены в табл. 5.5.

Примеры. 1. Трансформатор мощностью 16 000 кВ·А на 35 кВ. Данные заводского протокола: R_{60° (при измерении по схеме ВН — бак, НН) равно 300 МОм при $t_2 = 55^\circ\text{C}$. Температура изоляции трансформатора при измерении на монтаже 20°C .

Находим $t_2 - t_1 = 35^\circ\text{C}$; тогда (по табл. 5.5) $k_2 = 4,15$. Сопротивление изоляции, приведенное к 20°C , $R_{60^\circ} = 300 \cdot 4,15 = 1245$ МОм. Сопротивление изоляции на монтаже должно быть не ниже 70 % этого значения, т.е. не менее $1245 \cdot 0,7 = 870$ МОм.

2. Для трансформатора мощностью 6300 кВ·А на 35 кВ при измерении на монтаже $R_{60^\circ} = 500$ МОм. Температура изоляции трансформатора 13°C .

Поскольку нормированные значения R_{60° даны только при температурах, кратных десяти, для сравнения необходимо определить нормированное значение R_{60° при 13°C , для чего указанное в табл. 5.4 значение R_{60° , например при 20°C , приводят к температуре 13°C с помощью коэффициента k_2 . В этом случае $t_2 - t_1 = 20 - 13 = 7^\circ\text{C}$, а $k_2 = 1,36$. Следовательно R_{60° при 13°C равно $300 \cdot 1,36 = 408$ МОм, т.е. измеренное значение R_{60° (500 МОм) удовлетворяет нормам.

Отношение $R_{60^\circ}/R_{15^\circ}$ для трансформаторов мощностью менее 10 000 кВ·А при температуре 10...30 °C должно быть не ниже 1,3.

**Минимально допустимое пробивное напряжение пробы масла
трансформатора**

Класс напряжения трансформатора, кВ	Пробивное напряжение масла в стандартном разряднике, кВ
До 15	25
15... 35	30
110... 220	55*

* Пробивное напряжение пробы остатков масла в трансформаторах на 110 кВ, транспортируемых без масла, должно быть не менее 50 кВ.

Пробивное напряжение проб масла из трансформаторов должно удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 5.6.

Отношение $\Delta C/C$ (для трансформаторов, поступивших на предприятие без масла или при необходимости осмотра активной части трансформатора со сливом масла) значений, измеренных в конце ревизии, и приращение значений $\Delta C/C$, измеренных в конце и начале ревизии (приведенных к одной температуре), не должно превышать значений, указанных в табл. 5.7.

Пересчет значения $\Delta C/C$, измеренного в конце ревизии при температуре t_1 обмотки ВН для приведения его к температуре t_2 обмотки ВН, измеренной в начале работ, производят с помощью коэффициента k_3 , значения которого приведены в табл. 5.8.

Пример. Начальное значение $\Delta C/C$ обмотки трансформатора мощностью 10 000 кВ·А на 35 кВ при температуре обмотки 20 °С равно 4 %. Значение $\Delta C/C$, измеренное в конце работ при температуре обмотки 15 °С, равно 6 %.

Находим разницу температур $t_2 - t_1 = 5$ °С; тогда по табл. 5.8 $k_3 = 1,25$. Значение $\Delta C/C$, приведенное к 20 °С будет $6 \cdot 1,25 = 7,5$ %.

Таблица 5.7

**Максимально допустимое отношение $\Delta C/C$ значений обмоток
трансформаторов, измеренных в конце ревизии (и приращение значений,
измеренных в конце и начале ревизии)**

Мощность и класс напряжения трансформатора	$\Delta C/C$, %, при температуре изоляции, °С				
	10	20	30	40	50
До 35 кВ мощностью до 6300 кВ·А	13 (4)	20 (6)	30 (9)	45 (13,5)	75 (22)
До 35 кВ мощностью 10000 кВ·А и более и на 110 кВ независимо от мощности	8 (3)	12 (4)	18 (5)	29 (8,5)	44 (13)

Примечание. Значения $\Delta C/C$ относятся ко всем обмоткам данного трансформатора; их измеряют по схемам, приведенным в табл. 5.1.

Значения коэффициентов k_3

$t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25
k_3	1,25	1,55	1,95	2,4	3,0
$t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	30	35	40	45	50
k_3	3,7	4,6	5,7	7,0	8,8

Таблица 5.9

Максимально допустимые значения C_2/C_{50} , %, обмоток трансформаторов в масле при различных температурах обмоток

Мощность трансформатора, кВт · А	Температура, $^\circ\text{C}$						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300	450	300	200	130	90	60	40
10 000 и выше	900	600	400	260	180	120	80

Разность значений $\Delta C/C$ в конце и начале работ, приведенная к 20°C , будет $7,5 - 4 = 3,5\%$, т.е. эта разность не превышает 4% (см. табл. 5.7).

Величина C_2/C_{50} для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов, залитых маслом, измеренная на монтаже, не должна превышать значений, указанных в табл. 5.9.

Нормы отбраковки изоляции трансформаторов на напряжение 110 кВ

Значения $\text{tg} \delta$ изоляции обмоток, измеренные на монтаже при заводской температуре или приведенные к одинаковой температуре (если температура при измерении отличается от заводской), должны быть не более 130% от данных заводского протокола испытаний.

Для приведения значений $\text{tg} \delta$, измеренных на заводе, к температуре измерения при монтаже производят пересчет с учетом коэффициента k_1 , значения которого приведены в табл. 5.3.

Значения сопротивления изоляции обмоток R_{60° , измеренные на монтаже при заводской температуре (если температура при измерении отличается от заводской), должны быть не менее 70% от данных заводского протокола.

Для приведения значений R_{60° , измеренных на заводе, к температуре изоляции при монтаже производят пересчет при помощи коэффициента k_2 , значения которого приведены в табл. 5.5.

Значения пробивного напряжения пробы масла трансформаторов приведены в табл. 5.6, а значения $\Delta C/C$ — в табл. 5.7.

5.3. Условия включения трансформаторов в эксплуатацию без сушки

Решение вопроса о включении трансформатора в эксплуатацию после монтажа или ремонта зависит от его мощности, напряжения, условий транспортировки (с расширителем или без него, с маслом или без масла), а также от условий, в которых находился трансформатор до начала монтажа и в период его выполнения.

Ревизию трансформатора начинают с проверки его герметичности (табл. 5.10).

Условия включения трансформаторов пяти групп (I...V) без сушки приведены в табл. 5.11...5.14.

Таблица 5.10

Методы проверки герметичности трансформаторов

Условия транспортировки трансформатора	Методы проверки герметичности
Заполненный маслом, без расширителя	1. Проверка давлением столба масла высотой 1,5 м от уровня крышки в течение 3 ч (трансформатор считают герметичным, если при проверке не наблюдается течи в местах, расположенных выше уровня масла, с которым он поступил на предприятие). 2. Предварительная проверка давлением сухого воздуха 15 кПа в течение 3 ч (трансформатор считают герметичным, если давление понизится не более чем до 13 кПа). 3. Окончательная проверка после монтажа трансформатора (до установки воздухоосушителя) давлением столба масла высотой 0,6 м над высшим рабочим уровнем масла в расширителе в течение 3 ч (при температуре масла в баке не ниже 10 °C)
Без масла, с избыточным давлением сухого воздуха или азота	1. Не позднее чем через 10 дней после прибытия на площадку (в дальнейшем не реже 1 раза в месяц в течение срока хранения) избыточное давление проверяют манометром внутри бака и сопоставляют его с давлением перед отправкой трансформатора с завода. 2. При нарушении герметичности проверяют уплотнения созданием давления азота (или сухого воздуха) до 25 кПа. Трансформатор считают герметичным, если по истечении 3 ч давление снизится не более чем до 23 кПа (при изменении температуры окружающей среды в пределах 10...15 °C)

Примечание. Результаты проверки герметичности оформляют актом (или протоколом) и учитывают при решении вопроса о введении трансформатора в эксплуатацию без сушки.

Таблица 5.11

Условия включения трансформаторов I и II групп без сушки

(I группа — трансформаторы мощностью до 1000 кВ·А на напряжение до 35 кВ, транспортируемые с маслом и расширителем; II группа — трансформаторы мощностью 1600...6300 кВ·А на напряжение до 35 кВ, транспортируемые с маслом и расширителем)

Герметичность	Пробивное напряжение масла	R_{60° и $R_{60^\circ}/R_{15^\circ}$	C_2/C_{50}	$\lg \delta$ обмоток
а	б	в	г	д
1. Уровень масла в расширителе в пределах отметок маслоуказателя	1. Не менее 25 кВ (действующее значение) для трансформаторов напряжением до 15 кВ и не менее 30 кВ для трансформаторов напряжением до 35 кВ	R_{60° должно соответствовать нормам (табл. 5.4); $R_{60^\circ}/R_{15^\circ} \geq 1,3$ при $t = 10 \dots 30^\circ \text{C}$	При невыполнении условий а-1, б-1 или в дополнително определяют отношение C_2/C_{50} обмоток в масле, которое должно удовлетворять нормам (табл. 5.9)	Если значение C_2/C_{50} не соответствует данным табл. 5.9, измеряют $\lg \delta$ обмоток в масле, который должен удовлетворять нормам табл. 5.2
2. Уровень масла ниже отметок маслоуказателя, но обмотки переключателя покрыты маслом	2. На 5 кВ ниже по сравнению со значениями, указанными в п. 1	—	—	—

Примечание. Для включения трансформаторов этих групп без сушки достаточно выполнение одной из следующих комбинаций: 1) а-1, б-1, в, г (или д); 2) а-2, б-1, в, г (или д); 3) а-1, б-2, в, г (или д); 4) а-1, б-1, г (или д).

Для трансформаторов мощностью до 100 кВ·А достаточно выполнение комбинаций: 1) а-1, б-1; 2) а-2, б-1 (или д); 3) а-1, б-2, г (или д).

Таблица 5.12

Условия включения трансформаторов III группы (мощностью 10 000 кВ·А и более на напряжение до 35 кВ, транспортируемых с маслом без расширителя) без сушки

Герметичность	Пробное напряжение масла	R_{60}	C_2/C_{50}	$\lg \delta$ обмоток
а	б	в	г	д
Проверка герметичности уплотнений в соответствии с указаниями, приведенными в табл. 5.10	Не менее 25 кВ (действующее значение) для трансформаторов напряжением до 15 кВ и не менее 30 кВ для трансформаторов напряжением до 35 кВ	R_{60} должно соответствовать нормам (табл. 5.4) или не должно отличаться от данных заводского протокола, приведенных к температуре измерения на монтаже в соответствии с табл. 5.4, более чем на 30 % в сторону понижения	Отношение C_2/C_{50} должно быть не более значений, указанных в табл. 5.9	Если значение C_2/C_{50} не удовлетворяет нормам, измеряется $\lg \delta$ обмотки, который должен соответствовать данным табл. 5.9 или не должен отличаться от данных заводского протокола, приведенных к температуре измерения на монтаже в соответствии с табл. 5.2, более чем на 30 % в сторону увеличения

Примечание. Для включения трансформаторов этой группы без сушки достаточно выполнения условий, приведенных в графах а, б, в, г (или д).

Таблица 5.13
Условия включения трансформаторов IV группы (на напряжение 110 кВ всех мощностей, транспортируемых с маслом без расширителя) без сушки

Герметичность	Пробивное напряжение масла	R_{60°	$\lg \delta$ обмоток	$\Delta C/C$
а	б	в	г	д
Проверка герметичности уплотнений в соответствии с указаниями, приведенными в табл. 5.10	Не менее 55 кВ (действующее значение)	R_{60° не должно отличаться от данного заводского протокола, приведенных к температуре измерения на монтаже в соответствии с табл. 5.4, более чем на 30 % в сторону уменьшения	$\lg \delta$ обмоток не должен отличаться от данных заводского протокола, приведенных к температуре измерения на монтаже в соответствии с табл. 5.2, более чем на 30 % в сторону увеличения	При необходимости осмотра активной части трансформатора со сливом масла определить отношение $\Delta C/C$ в конце ревизии и приращение отношения $\Delta C/C$, определенного в конце и начале ревизии (приведенные к одной температуре). Они должны соответствовать нормам, указанным в табл. 5.7

Примечание. Для включения трансформаторов этой группы без сушки достаточно соблюдения одной из следующих комбинаций условий: 1) а, б, в, г (если ревизию активной части не производили); 2) а, б, в, г, д (если производили ревизию активной части со сливом масла).

Измерение R_{60° и $\lg \delta$ обмоток производят после заливки трансформатора маслом.

Таблица 5.14
Условия включения трансформаторов V группы (на 110 кВ всех мощностей, транспортируемых без масла) без сушки

Герметичность	Пробивное напряжение масла	R_{60}	Состояние индикатора увлажнения	$\lg \delta$ обмоток	$\Delta C/C$
а	б	в	г	д	е
Проверка герметичности уплотнений в соответствии с указаниями, приведенными в табл. 5.10	1. Пробивное напряжение остатков масла со дна бака должно быть не менее 50 кВ (действующее значение) 2. При соблюдении условий а, б-1, г, е разрешается заливка трансформатора маслом (обмотка должна быть покрыта маслом). Пробивное напряжение пробы масла, взятой из нижней части бака, должно быть не менее 55 кВ	R_{60} , измеренное после заливки трансформатора маслом, не должно отличаться от данных заводского протокола, приведенных к температуре измерения на монтаже в соответствии с табл. 5.4, более чем на 30 % в сторону уменьшения	Индикаторный силикагель для неувлажнения трансформатора должен иметь голубой цвет	$\lg \delta$ обмоток, измеренный после заливки трансформатора маслом, не должен отличаться от данных заводского протокола, приведенных к температуре измерения на монтаже в соответствии с табл. 5.2, более чем на 30 % в сторону увеличения	Отношение $\Delta C/C$, определенное в конце ревизии, и приращение отношения $\Delta C/C$, измеренного в конце и начале ревизии (приведенные к одной температуре), должны соответствовать нормам, указанным в табл. 5.7

Примечание. Для включения трансформаторов этой группы без сушки необходимо соблюдение требований в графах а, б-1, б-2, в, г, д, е. Измерение R_{60} и $\lg \delta$ обмоток выполняют после заливки маслом.

5.4. Контрольный прогрев и контрольная подсушка трансформаторов в масле

При установке на объектах *контрольный прогрев в масле* выполняют для силовых трансформаторов всех мощностей на напряжения до 110 кВ в следующих случаях:

наличие признаков увлажнения масла, с которыми прибыл трансформатор, или при значениях $\Delta C/C$ (для трансформаторов, транспортируемых без масла), превышающих нормы (см. табл. 5.12);

время пребывания активной части трансформатора на воздухе, превышает значения, указанные в табл. 5.15;

характеристики изоляции не соответствуют нормам.

Контрольный прогрев трансформатора производят с маслом без вакуума до температуры верхних слоев масла, превышающей высшую из температур, указанных в паспорте трансформатора, на 5 °С при нагреве методом постоянного тока или методом короткого замыкания и на 15 °С при нагреве индукционным методом. Температура верхних слоев масла (в обоих случаях) не должна превышать 75 °С. Контрольный прогрев заканчивают при температуре верхних слоев масла, превышающей на 5 °С температуру, до которой производят прогрев.

Контрольную подсушку трансформатора в масле, т. е. контрольный прогрев, но с применением вакуума 46,5 кПа (350 мм рт. ст.) при температуре верхних слоев масла 80 °С производят, если в результате контрольного прогрева без вакуума характеристики изоляции не соответствуют нормам.

Через каждые 12 ч контрольной подсушкой в течение 4 ч специальным шестеренчатым масляным насосом производительностью не менее 4...6 м³/ч обеспечивается циркуляция масла через трансформатор. Подсушку прекращают, когда характеристики изоляции будут соответствовать нормам, но не ранее чем через 36 ч

Таблица 5.15

Допускаемая продолжительность пребывания активной части трансформатора на воздухе

Мощность и класс напряжения трансформатора	Продолжительность пребывания, ч, не более			
	при относительной влажности воздуха, %			при температуре воздуха ниже 0 °С
	до 65	65...80	более 80	
До 6300 кВ·А, до 35 кВ	24	16	12	12
10000 кВ·А и более, 35 кВ; все трансформаторы на 110 кВ и выше	16	12	8	8

после достижения температуры 80°. Продолжительность контрольного прогрева или контрольной подсушки не более 48 ч. Если за это время характеристики изоляции не достигнут требуемых значений, трансформатор подлежит сушке.

Контрольный прогрев (или контрольную подсушку) трансформатора выполняют одним из следующих методов:

- индукционным нагревом за счет вихревых потерь в стали бака;
- прогревом постоянным током;
- прогревом токами короткого замыкания.

В качестве дополнительного нагрева рекомендуется применять электронагревательные печи закрытого типа, установленные под дном трансформатора (из расчета 1...2 кВт на 1 м² поверхности дна бака).

Прогрев постоянным током по сравнению с методом индукционных потерь имеет значительные преимущества:

- сокращение материальных ресурсов и затрат труда при подготовке к процессу;
- сокращение расхода электроэнергии;
- обеспечение возможности постоянного контроля температуры обмоток.

Для прогрева трансформатора постоянным током необходимо пропустить через его обмотки ток, близкий к номинальному, при этом обычно используют только обмотки ВН и СН. Наиболее целесообразно использование схем прогрева, в которых обмотки всех трех фаз трансформатора обтекаются прогревающим током, что обеспечивается соответственно параллельным или последовательным их соединением. Иногда применяют менее эффективные схемы прогрева с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединяются параллельно, а третья включается последовательно с ними.

Использование указанных схем соединения обмоток для прогрева возможно для трансформаторов, у которых звезда и треугольник выведены на крышке, или для трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой.

Напряжение, необходимое для прогрева, определяется в зависимости от схемы соединения обмоток трансформаторов:

при параллельном соединении всех трех фазных обмоток

$$U = I_{\max} R_{\phi} k;$$

при двух фазах, соединенных параллельно и включенных последовательно с третьей,

$$U = 1,5 I_{\max} R_{\phi} k;$$

при двух крайних фазах, включенных последовательно,

$$U = 2 I_{\max} R_{\phi} k;$$

при трех фазах, включенных последовательно,

$$U = 3 I_{\max} R_{\phi} k,$$

где $I_{\max}$ — максимальный фазный ток прогреваемой обмотки, А; R_{ϕ} — сопротивление фазы обмотки при 15 °С, Ом; $k = 0,8 \dots 0,9$ — коэффициент, учитывающий изменения сопротивления R_{ϕ} при нагреве.

Начинать прогрев до достижения температуры верхних слоев масла 40 °С разрешается током, равным 1,2 от номинального.

Сопротивление R_{ϕ} каждой фазы обмотки, входящей в схему прогрева, определяют по технической документации или измерением.

Источниками постоянного тока на монтаже могут быть генераторы возбуждения (резервные) и сварочные генераторы.

Прогрев трансформатора постоянным током запрещается до получения результатов измерений:

тока холостого хода при пониженном напряжении;

сопротивления обмоток постоянному току и коэффициента трансформации на выбранном положении переключателей;

сопротивления изоляции обмоток, а также в случае обнаружения каких-либо дефектов на активной части.

При прогреве постоянным током контролируют температуру верхних слоев масла — по термометрическому сигнализатору и температуру t_r обмотки — измерением ее омического сопротивления R_r и пересчетом по формуле

$$t_r = \frac{R_r}{R} (235 + t) - 23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

где R и t — сопротивление и температура обмотки, приведенные в паспорте трансформатора.

Бак трансформатора и обмотки, не участвующие в прогреве (если они электрически не связаны с прогреваемыми обмотками), надежно заземляют; также заземляют и закорачивают обмотки трансформаторов тока.

Нагрев продолжается не менее 10 ч, считая с момента включения трансформатора на прогрев.

Прогрев трехфазных трансформаторов методом короткого замыкания производится по схемам включения обмоток, приведенным на рис. 5.1.

При потерях мощности короткого замыкания $\Delta P_{\text{кз}}$ менее 500 кВт и температуре обмоток 75 °С необходимая мощность для прогрева трехфазных трансформаторов

$$P_{\text{пр}} = \frac{1}{3} \Delta P_{\text{кз}},$$

а при $\Delta P_{\text{кз}} > 500$ кВт мощность прогрева $P_{\text{пр}} = 0,49 P_{\text{кз}}$.

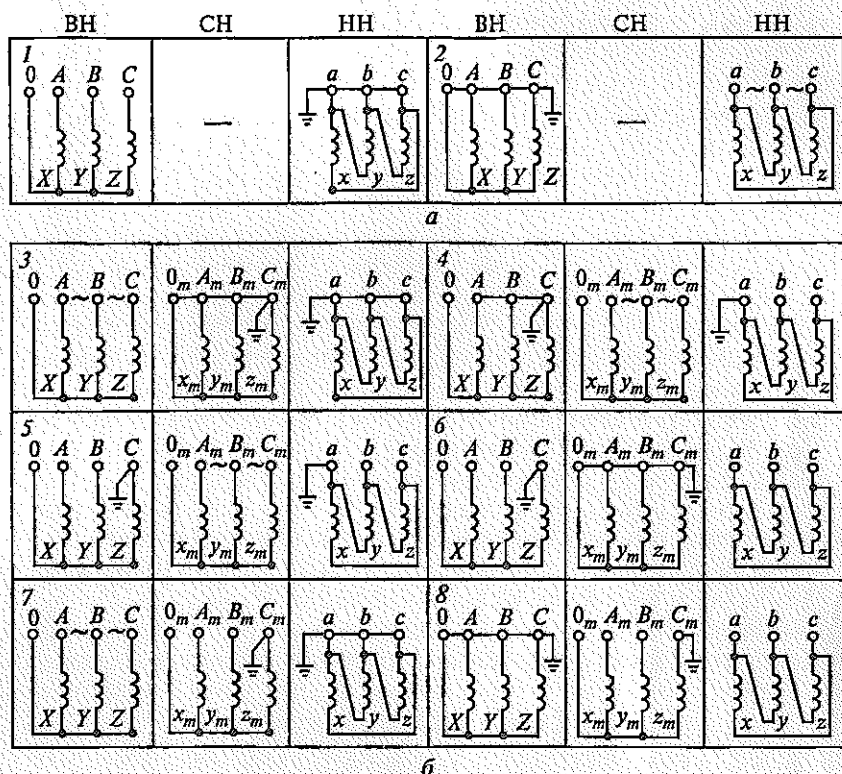


Рис. 5.1. Схемы включения обмоток для контрольного прогрева токами короткого замыкания:

а — двухобмоточных трансформаторов (1 и 2); б — трехобмоточных трансформаторов (3...8)

Когда мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности или равны, ток прогрева

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{кз}}}},$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный линейный ток питаемой обмотки, А.

Когда мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности, ток прогрева

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{кз}}} \frac{P_{2\text{ном}}}{P_{1\text{ном}}}},$$

где $P_{1\text{ном}}$ — номинальная мощность (большая) питаемой обмотки, кВт; $P_{2\text{ном}}$ — номинальная мощность (меньшая) обмотки, замкнутой накоротко, кВт.

При этом ток прогрева $I_{\text{пр}} \leq 0,7 I_{\text{ном}}$.

Когда мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности или равны, напряжение прогрева трансформатора

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{КЗ}} U_{\text{ном}}}{100} \frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{ном}}},$$

где $U_{\text{КЗ}}$ — напряжение КЗ пары обмоток, участвующих в прогреве, %; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение питаемой обмотки, кВ.

Когда мощности участвующих в прогреве обмоток не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, напряжение прогрева

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{КЗ}} U_{\text{ном}}}{100} \frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{ном}}} \frac{P_{2\text{ном}}}{P_{1\text{ном}}}.$$

Прогрев трансформатора методом короткого замыкания (так же, как и прогрев постоянным током) запрещается в случае обнаружения указанных выше дефектов на активной части. Прогрев производят с установленными вводами, расширителем, выхлопной трубой и маслом, залитым до нормального уровня.

5.5. Сушка трансформаторов

Как правило, трансформаторы, прошедшие ремонт с полной или частичной сменой обмоток или изоляции, подлежат сушке независимо от результатов измерений.

Сушку изоляции трансформатора высокой температурой производят в вакуумных шкафах и собственном баке (без масла) или специальных камерах.

Процесс сушки изоляции трансформаторов состоит в искусственном создании условий, при которых влага перемещается из внутренних слоев изоляции к поверхности, а с поверхности в окружающую среду. Перемещение влаги внутри материала происходит в соответствии с физическими законами от более влажных слоев к менее влажным и от более нагретых к менее нагретым. Перемещения влаги с поверхности изоляции в окружающую среду происходит под действием разности давлений пара на поверхности изоляционного материала и в окружающем пространстве.

Таким образом, в процессе сушки необходимо повышать давление пара у поверхности материала, что достигается его нагревом, и понижать давление в окружающем пространстве посредством создания вакуума или вентиляции сушильного пространства сухим воздухом.

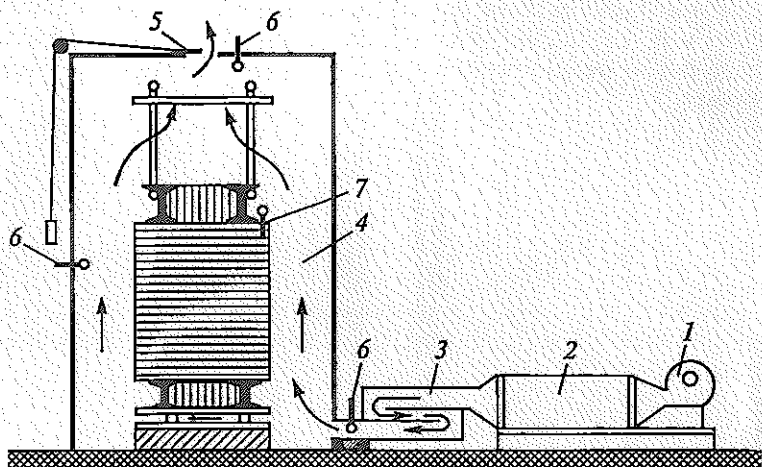


Рис. 5.2. Схема сушки трансформатора в камере при помощи воздуходувки: 1 — вентилятор; 2 — нагреватель; 3 — искроуловитель; 4 — утепленная камера; 5 — регулировочный шибер; 6 — термометры; 7 — термодатчик на обмотке

При сушке изоляции сухим воздухом активную часть трансформатора помещают в хорошо утепленную и защищенную изнутри от возгорания камеру (рис. 5.2). Сухой воздух в камеру подается от воздуходувки и удаляется через вытяжное отверстие, унося с собой пары воды. Температура входящего в камеру воздуха должна быть не выше 105°C , а выходящего — не ниже $80\ldots 90^{\circ}\text{C}$. Для контроля за температурой используются термометры. Количество воздуха, подаваемого в камеру за 1 мин, должно быть в 1,5 раза больше объема камеры.

В эксплуатации наиболее часто применяется сушка трансформатора в его же баке без масла с применением вакуума, допустимого для данной конструкции (рис. 5.3).

Перед сушкой масло удаляют и бак насухо протирают. Выемную часть опускают в бак, крышку которого герметично крепят болтами. Для контроля за температурой на сердечнике и баке устанавливают термодатчики сопротивления (рис. 5.4). Для нагрева на бак наматывают обмотку, предварительно подложив под нее тепловую изоляцию (асбест или стеклоткань).

Обмотку накладывают не на весь бак, а на 40...60 % его высоты в нижней части трансформатора, чтобы температура распределялась более равномерно. Если нет асбеста или стеклоткани, подкладывают деревянные рейки толщиной 1...2 см. Провод для обмотки рекомендуется брать с асбестовой изоляцией. На трубчатые или ребристые баки обмотку наматывают поверх труб или ребер. Для дополнительного подогрева под дно бака ставят электропечь (табл. 5.16).

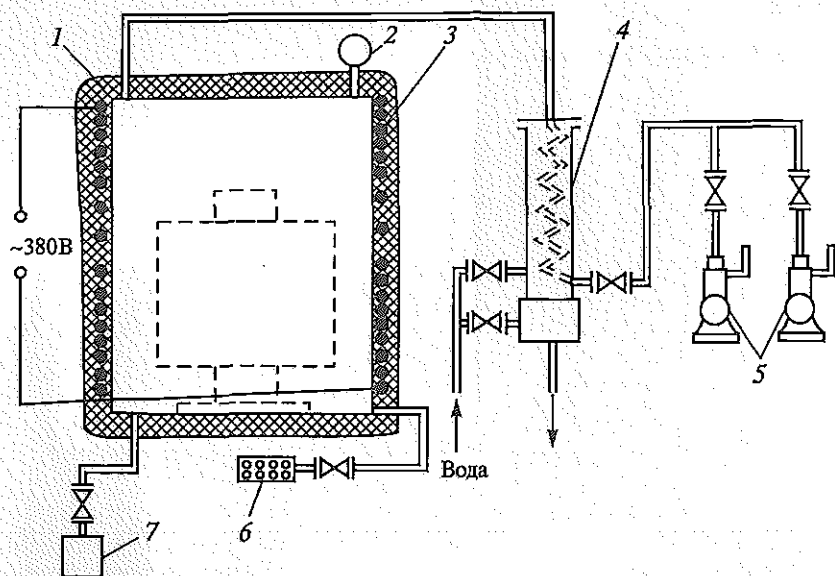


Рис. 5.3. Схема сушки трансформатора в собственном баке под вакуумом: 1 — теплоизоляция бака; 2 — вакуумметр; 3 — витки индукционной обмотки; 4 — охлаждающая колонка; 5 — вакуум-насосы; 6 — фильтр для очистки подса-сываемого воздуха; 7 — бачок для слива масла

Сушка происходит следующим образом. Обмотка, подключенная к сети переменного тока с напряжением 220...380 В или сварочному трансформатору, обтекается током. Образующийся при этом магнитный поток создает в стенках бака индукционные токи, нагревающие его.

Когда температура обмоток трансформатора достигает 85...100 °С,

для удаления паров из бака включается вакуум-насос, создающий разрежение до 20 кПа. В дальнейшем каждые 6 кПа и доводят до предельно допустимого для данного бака.

Сушка должна происходить при температуре обмоток трансформатора не выше 100 °С, а бака не выше 120 °С. Регулирование температуры производится включением и отключением обмотки или частичным отключением ее витков.

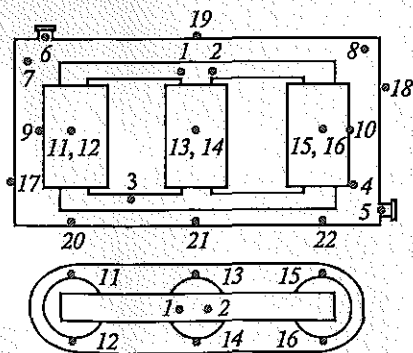


Рис. 5.4. Точки (1...22) установки термодатчиков на активной части и баке трансформатора

**Зависимость мощности электропечей для подогрева дна бака
от его периметра**

Периметр бака, м	До 10	11...15	16...20	21...26
Мощность печей, кВт на 1 м периметра	0,8	0,9...1,0	1,5...1,8	1,9...2,2

Сушку можно считать законченной, если сопротивление обмотки трансформатора на протяжении 6 ч остается без изменения. По окончании сушки температуру внутри бака снижают до 80 °С и трансформатор заливают сухим маслом под вакуумом. После того как трансформатор остынет до температуры окружающего воздуха, выемную часть его извлекают из бака для осмотра, расклиновки и затяжки креплений.

Для ускорения сушки рекомендуется использовать эффект термодиффузии. Для этого в процессе сушки температуру поверхностей активной части периодически снижают до 50...60 °С и затем повышают до прежнего уровня. При снижении температуры охлаждаются верхние (наружные) слои изоляции, возникает перепад температур наружных и внутренних слоев, вызывающий выделение влаги из внутренних слоев и способствующий ускорению процесса сушки.

Расчет намагничивающей обмотки для сушки трансформатора индукционными токами производится следующим образом.

Требуемая мощность сушки определяется по формуле

$$P = kF(100 - t_{\text{окр}}) 10^{-3},$$

где k — коэффициент теплоотдачи, равный 5 Вт/м² для утепленного и 12 Вт/м² для неутепленного бака; F — поверхность бака; $t_{\text{окр}}$ — температура окружающего воздуха.

Число витков однофазной намагничивающей обмотки

$$w = \frac{AU}{I},$$

где A — коэффициент, определяемый по удельному расходу мощности $\Delta P = P/lh$; U — подводимое напряжение, В; l — периметр бака, м; h — высота боковой поверхности бака.

Значения коэффициента A приведены в табл. 5.17.

Ток в обмотке при однофазном источнике питания

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{U \cos \varphi}, \quad (5.13)$$

где $\cos \varphi$ принимается равным 0,53.

Таблица 5.17

Зависимость коэффициента A для баков с толщиной стенки 6 мм и более от удельного расхода мощности на сушку трансформатора

ΔP	0,75	0,80	0,85	0,95	1,0
A	2,33	2,26	2,18	2,07	2,02
ΔP	1,05	1,10	1,15	1,20	1,6
A	1,87	1,92	1,88	1,84	1,61
ΔP	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1
A	1,63	1,59	1,56	1,54	1,51
ΔP	2,2	2,4	2,5		
A	1,49	1,44	1,42		

Для намотки на бак применяется провод марок ПР, ПРГ или АПР, сечение которого определяется по формуле $S = I/\delta$, мм², где δ — удельная плотность тока, А/мм², для провода марок ПР и ПРГ принимается равным 3...6 А/мм², а для провода марки АПР — 2...5 А/мм².

Число витков трехфазной обмотки определяется по следующим формулам:

$$w_1 = w_3 = \frac{0,75AU}{I}; \quad w_2 = \frac{0,3AU}{I},$$

где w_1 и w_3 — число витков, укладываемых в верхней и нижней частях бака; w_2 — число витков, укладываемых в средней части бака.

Ток в намагничивающих обмотках

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{\sqrt{3}U \cos \varphi}.$$

5.6. Включение сухих и совтоловых трансформаторов на напряжение до 15,75 кВ

Сухие трансформаторы хранят в закрытом, сухом, проветриваемом помещении при температуре не ниже 5 °С и относительной влажности воздуха не более 80 %.

При проверке состояния сухого трансформатора и подготовке его к включению необходимо:

произвести внешний осмотр, снять консервирующую смазку, тщательно продуть трансформатор чистым воздухом и протереть, обратив особое внимание на чистоту изоляторов;

мегомметром на напряжение 1000 В проверить изоляцию стяжек или шпилек, прессующих магнитопровод, и стальных колец, прессующих обмотки, и убедиться в отсутствии замыканий их с магнитопроводом трансформатора;

измерить сопротивление обмоток постоянному току на всех ответвлениях. Сопротивления аналогичных ответвлений разных фаз не должны отличаться друг от друга более чем на 2 % (если нет специальных указаний в паспорте трансформатора);

проверить коэффициент трансформации на всех ответвлениях обмоток;

измерить сопротивление изоляции каждой обмотки трансформатора относительно других обмоток, соединенных с его заземленным корпусом.

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов при температуре 20... 30 °С должно соответствовать нормам, указанным в табл. 5.18, или быть не более чем на 30 % меньше значений заводского протокола.

Сопротивление изоляции следует измерять мегомметром на напряжение 2500 В; для трансформаторов напряжением 10 кВ и ниже допускается применять мегомметр на 1000 В.

Если сопротивление изоляции обмоток трансформаторов ниже значений, указанных в табл. 5.18, необходимо произвести сушку трансформатора одним из следующих методов:

токами короткого замыкания;

в специальном шкафу с электрическим обогревом;

при помощи воздухоудвки с применением фильтров и искрогасительных камер.

Сушку следует продолжать до тех пор, пока сопротивление изоляции обмоток при температуре 85... 100 °С не будет постоянным в течение не менее 8... 12 ч.

Температуру обмоток определяют измерением сопротивления обмоток постоянному току или двумя-тремя термopарами (спиртовыми термометрами), установленными в наиболее нагретых местах: в канале между обмотками, под верхним ярмом магнитопровода.

Трансформаторы мощностью до 400 кВ·А, снабженные жесткой рамой (салазками), следует перемещать по монтажной площадке на монтажных катках или трубах; трансформаторы мощно-

Таблица 5.18

Предельное сопротивление изоляции сухих трансформаторов различных классов напряжения

Класс напряжения, кВ	До 1	1, 6	Свыше 6
Предельное сопротивление изоляции, МОм	100	300	500

стью 630 кВ·А и более — на тележке с переставными гладкими катками.

Трансформаторы должны устанавливаться в закрытом незапыленном, невзрывоопасном помещении с достаточным притоком чистого воздуха на расстоянии не менее 200 мм от стен или других предметов.

Окружающая среда не должна содержать агрессивных испарений; относительная влажность воздуха в помещении не должна превышать 80 %.

Совтоловые трансформаторы хранят в заводской упаковке в месте, защищенном от атмосферных осадков.

При подготовке совтолового трансформатора к включению необходимо:

- произвести внешний осмотр;

- проверить герметизацию, для чего открыть кран между баком трансформатора и мановакуумметром и измерить избыточное давление, которое должно составлять 2 Па (0,2 кгс/м²);

- снизить избыточное давление до нуля или снять вакуум через специальную пробку в верхней части бака;

- заменить временную стальную заглушку на крышке над реле давления специальной стеклянной диафрагмой, предварительно установив реле давления. Стеклянную диафрагму заменять в минимальный срок во избежание увлажнения совтола;

- проверить уровень совтола по температурной отметке соответствующего указателя (при несоответствии уровня совтола нормам слить его избыток через нижний вентиль или долить через верхний вентиль до нужного уровня);

- взять пробу совтола и проверить его электрическую прочность, которая должна быть не ниже 30 кВ при температуре $(65 \pm 3)^\circ\text{C}$, в противном случае необходимо произвести замену совтола (электрическая прочность совтола определяется средним значением, полученным из пяти последовательно проведенным пробоям);

- проверить сопротивление изоляции обмоток с помощью мегомметра на напряжение 2500 В;

- измерить сопротивление постоянному току на всех ответвлениях обмоток.

По монтажной площадке трансформаторы следует перемещать на монтажных катках или трубах, установленных на жесткую раму (салазки).

Общие правила работы с совтолом. Применяемые шланги, прокладки и другие материалы должны быть стойкие к совтолу.

Запрещается смешивать совтол с трансформаторным маслом.

Следует надевать специальную защитную одежду, которая должна храниться отдельно от личной одежды и спецодежды других работающих.

Все работы с совтолом следует выполнять с применением индивидуальных защитных средств (противогазов, специальных масок и т.д.).

После работы с совтолом открытые части тела необходимо хорошо промыть теплой водой с мылом. Совтол, попавший на кожу, смывать сначала растворителем (ацетоном), а затем — теплой водой с мылом.

5.7. Техническая документация и включение трансформаторов

При сдаче трансформатора в эксплуатацию оформляют:

1. Комплект технической документации завода-изготовителя, на основании которой выполняется монтаж.

2. Акт приемки фундамента трансформатора под монтаж.

3. Акт приемки в монтаж силового трансформатора.

4. Протокол определения возможности ввода в эксплуатацию трансформатора без ревизии активной части.

5. Протокол ревизии трансформатора (если таковая производилась).

6. Протоколы измерений характеристик изоляции.

7. Протокол сушки трансформатора (если таковая производилась).

8. Протокол испытания и промывки охлаждающих устройств трансформатора (радиаторов, системы охлаждения ДЦ, Ц).

9. Протокол анализа физико-химических свойств трансформаторного масла.

10. Протоколы проверки в лаборатории газового реле, реле уровня масла, реле KS-1000 (переключающего устройства типа РС-3), термометрических сигнализаторов (термометров) и всех измерительных приборов.

11. Протоколы испытаний трансформатора и защитных устройств.

12. Протокол испытания на герметичность давлением столба масла полностью смонтированного трансформатора.

Оформление указанной документации обеспечивают:

монтажная организация (п. 1, 2, 7, 8, 12);

наладочная организация (п. 11);

монтажная и наладочная организации (п. 3...6);

предприятие-заказчик (п. 9 и 10).

Примечание. Если между окончанием монтажа и включением трансформатора на 110 кВ прошло более 3 мес, наладочная организация по заданию предприятия-заказчика выполняет повторно измерение сопротивления изоляции R_{60} , R_{60}/R_{15} и $\text{tg}\delta$ всех его обмоток, а также измерение сопротивления обмоток постоянному току в рабочем положении переключателей.

Включение трансформаторов. Включение трансформатора на 110 кВ под напряжение допускается не ранее чем через 12 ч после

последней долировки масла. На время пробного включения трансформатора максимальную защиту устанавливают с нулевой выдержкой времени, сигнальные контакты газовой защиты пересоединяют на отключение выключателя.

До пробного включения трансформатора проверяют:

- уровень масла в расширителе и маслонаполненных вводах;
- состояние изоляторов (отсутствие повреждений, грязи, краски);
- отсутствие посторонних предметов на трансформаторе;
- открыты ли радиаторные краны, кран маслопровода, газового реле, а также задвижки (верхняя и нижняя) систем охлаждения ДЦ и Ц;
- отсутствие воздуха в трансформаторе (отвинчиванием пробок на вводах, люках и других частях), а также в газовом реле;
- заземление бака;
- отсутствие течи масла;

правильность положения указателей на всех переключателях напряжения, а в трансформаторах с РПН — схему управления приводом переключающего устройства;

соблюдение всех требований техники безопасности.

Включение трансформатора производят толчком на номинальное напряжение не менее чем на 30 мин, при этом его прослушивают и наблюдают за состоянием.

Нормальная работа трансформатора сопровождается умеренным, равномерным звуком, без резкого гудения или повышенного местного шума и треска внутри него.

Трансформатор отключают в следующих случаях: сильном (или неравномерном) шуме или потрескивании внутри него; ненормально возрастающей температуре масла; выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы; течи масла, вызывающей резкое снижение его уровня в расширителе, и при других явных признаках нарушения нормального состояния.

После снятия напряжения изменяют уставку максимальной защиты и сигнальные контакты газовой защиты на сигнал, после чего несколько раз включают и отключают трансформатор толчком на полное номинальное напряжение для проверки отстройки его защиты от бросков намагничивающего тока.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор ставится под нагрузку и принимается в эксплуатацию.

ПРИЛОЖЕНИЯ. Основные данные трансформаторов

Приложение 1

Двухобмоточные трехфазные трансформаторы мощностью от 25 до 25 000 кВ·А
на напряжение 6; 10 кВ (ГОСТ 11920—85Е)

Марка	Номинальная мощность, кВт · А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		U _{кз} , %	I _{хх} , %	Габаритные размеры, м			Масса, т		
								ВН	НН	P _{хх}	P _{кз}	l	b
		Без регулирования напряжения											
ТМ-25/10 У1	25	6; 10	0,4	0,13	0,6	4,5	3,2	1,12	0,46	1,22	0,35	0,15	0,35
ТМ-40/10 У1	40	6; 10	0,4	0,19	0,88	4,5	3,0	1,12	0,48	1,27	0,45	0,20	0,45
ТМ-63/10 У1	63	6; 10	0,4	0,26	1,28	4,5	2,0	1,12	0,56	1,40	0,54	0,27	0,54
ТМ-100/10 У1	100	6; 10	0,4	0,36	1,97	4,5	2,6	1,20	0,80	1,47	0,67	0,35	0,67
ТМ-160/10 У1	160	6; 10	0,4; 0,69	0,56	2,65	4,5	2,4	1,21	0,92	1,58	0,97	0,40	0,97
ТМ-250/10 У1	250	6; 10	0,4; 0,69	0,82	3,70	4,5	2,3	1,26	1,04	1,72	1,30	0,64	1,30
ТМ-400/10 У1	400	6; 10	0,4; 0,69	1,05	5,50	4,5	2,1	1,40	1,08	1,90	1,90	0,89	1,90
ТМ-630/10 У1	630	6; 10	0,4; 0,69	1,56	7,60	5,5	2,0	1,75	1,27	2,15	3,00	1,40	3,00
ТМ-1000/10 У1	1000	6; 10	0,4; 0,69	2,45	12,2	5,5	1,4	2,70	1,75	3,00	5,00	1,98	5,00
ТМС-1000/10 У1	1000	3,15 ... 10,5	0,4; 0,69	2,75	12,2	8,0	1,5	2,70	1,77	3,15	6,00	2,00	6,00
ТМ-1600/10 У1	1600	6; 10	0,4; 0,69	3,30	18,0	5,5	1,3	2,45	2,30	3,40	7,00	2,90	7,00
ТМ-2500/10 У1	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,60	26,0	5,5	1,0	3,50	2,26	3,60	6,40	4,20	8,00

Марка	Номи- нальная мощ- ность, кВ · А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		$U_{кз},$ %	$I_{хх},$ %	Габаритные размеры, м			Масса, т		
		ВН	НН	$P_{хх}$	$P_{кз}$			l	b	h	транс- портная	активной части	пол- ная
ТМ-4000/10 У1	4000	6; 10	3,15; 0,69	6,40	33,5	6,5	0,9	3,90	3,65	3,90	9,70	5,60	13,20
ТМ-6300/10 У1	6300	10	3,15; 0,69	9,00	46,5	6,5	0,8	4,30	3,70	4,05	12,1	8,10	17,30
С регулированием напряжения под нагрузкой: РПН на стороне ВН $\pm 12\% \pm 8$ ступеней													
ТРДНС-25000/10-73У1	25 000	10,5	6,3	25	115	9,5	0,5	6,22	4,3	5,34	47,2	23,1	55,0
С переключением без возбуждения: ПВВ на стороне ВН $\pm 2 \times 2,5\%$ (ГОСТ 16555—75)													
Масляные													
ТМЗ-400/10 У1	400	6; 10	0,4	1,08	5,50	5,5	4,5	1,72	1,1	1,58	2,10	0,80	2,10
ТМЗ-630/10 У1	630	6; 10	0,4	1,68	7,60	6,5	3,2	1,93	1,10	1,83	2,90	1,25	2,90
ТМЗ-1000/10 У1	1000	6; 10	0,4; 0,69	2,45	11,0	5,5	1,4	2,28	1,25	2,07	4,30	2,07	4,30
ТМЗ-1600/10 У1	1600	6; 10	0,4; 0,69	3,30	16,5	5,5	1,3	2,51	1,34	2,58	6,50	2,97	6,50
ТМЗ-2500/10 У1	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,60	24,0	5,3	1,0	3,50	2,30	3,50	10,00	4,20	10,00
С негорючим заполнением													
ТНЗ-630/10 У1	630	6; 10	0,4	1,68	7,6	5,5	3,2	1,90	1,10	1,80	3,40	1,40	3,40
ТНЗ-1600/10 У1	1600	6; 10	0,4; 0,69	3,30	16,5	5,5	1,3	2,50	1,40	2,60	8,00	2,60	8,00
ТНЗ-2500/10 У1	2500	6; 10	0,4; 0,69	4,60	24,0	5,5	1,0	3,50	2,30	3,50	12,00	4,20	12,00

Трансформаторы трехфазные мощностью до 63 000 кВ·А на напряжение 35 кВ (ГОСТ 11920—85Е)

Марка	Номи- нальная мощ- ность, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		U_{K3} , %	I_{K3} , %	Габаритные размеры, м			Масса, т			
		ВН	НН	P_{xx}	P_{K3}			l	b	h	транс- портная	активной части	пол- ная	
Без регулирования напряжения														
ТМ-100/35 У1	100	35	0,4	0,46	1,97	6,5	2,6	1,33	0,90	2,2	1,30	0,45	1,30	1,30
ТМ-160/35 У1	160	35	04; 0,69	0,70	2,65	6,5	2,6	—	—	—	1,70	0,65	1,70	1,70
ТМ-250/35 У1	250	35	04; 0,69	1,00	3,70	6,5	2,6	1,53	1,60	2,18	2,00	0,75	2,00	2,00
ТМ-400/35 У1	400	35	04; 0,69	1,35	5,50	6,5	3,5	1,53	1,67	2,22	2,70	1,00	2,70	2,70
ТМ-630/35 У1	630	35	04; 0,69	1,90	7,60	6,5	3,0	1,71	1,82	2,37	3,50	1,45	3,50	3,50
ТМ-1000/35 У1	1000	20; 35	0,4...10,5	2,75	12,2	6,5	1,5	2,70	1,57	3,15	6,00	2,40	6,00	6,00
ТМ-1600/35 У1	1600	20; 35	0,4...10,5	3,65	18,0	6,5	1,4	2,66	2,30	3,40	7,10	3,06	7,10	7,10
ТМ-2500/35 У1	2500	20; 35	0,69...10,5	5,10	26,0	6,5	1,1	3,80	2,45	3,80	7,62	4,03	9,60	9,60
ТМ-4000/35 У1	4000	20; 35	3,15...10,5	6,70	33,5	7,5	1,0	3,85	3,60	3,73	10,6	5,69	13,2	13,2
ТМ-6300/35 У1	6300	20; 35	3,15...10,5	9,25	46,5	7,5	0,9	4,25	3,65	3,78	12,2	8,1	16,2	16,2
С переключением без возбуждения: ПВВ на стороне ВН ± 2×2,5 %														
ТД-10000/35 У1	10000	38,5	6,3; 10,5	14,5	65,0	7,5	0,8	2,99	3,76	4,29	20,0	11,4	21,8	21,8
ТД-16000/35 У1	16000	38,5	6,3; 10,5	21,6	90,0	8,0	0,6	3,69	3,96	4,84	28,0	15,5	31,8	31,8

Марка	Номи- нальная мощ- ность, кВ · А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		$U_{кз},$ %	$I_{кх},$ %	Габаритные размеры, м			Масса, т			
		ВН	НН	$P_{кх}$	$P_{кз}$			l	b	h	транс- портная части	актив- ной части	пол- ная	
С регулированием напряжения под нагрузкой: РПН на стороне ВН $\pm 12\% \pm 8$ ступеней														
ТМН-1000/35 У1	1000	20; 35	0,4; 10,5	2,75	12,2	6,5	1,5	3,50	2,45	3,56	8,10	4,30	8,10	
ТМН-1600/35 У1	1600	20; 35	0,4; 11,0	3,65	16,5	6,5	1,4	3,70	2,55	3,75	9,6	5,60	9,6	
ТМН-2500/35 У1	2500	20; 35	0,69; 11,0	5,10	26,0	6,5	1,1	3,46	3,49	3,97	12,3	5,40	12,3	
ТМН-4000/35 У1	4000	20; 35	6,3; 11,0	6,70	33,5	7,5	1,0	3,69	3,60	3,99	14,9	7,24	16,3	
ТМН-6300/35 У1	6300	20; 35	6,3; 11,0	9,25	46,5	7,5	0,9	4,10	3,57	4,11	17,9	9,43	19,6	
ТМН-10000/35-74 У1	10000	10,5; 36,75	3,15; 10,5	12,5	60,0	8,0	0,8	5,97	5,40	5,00	24,9	13,9	28,8	
ТДНС-16000/35-74 У1	16000	10,5; 36,75	6,3; 10,5	18,0	85,0	10,0	0,6	8,10	3,07	5,25	31,5	17,4	35,8	
ТРДНС-25000/35-72 У1	25000	15,75; 36,75	6,3; 10,5	25,0	115	9,5	0,5	5,00	4,27	6,56	47,0	28,5	55,0	
ТРДНС-32000/15-73 У1	32000	15,75	6,3	30	145	11,5	0,45	6,60	4,3	5,53	54,0	33,0	61,0	
ТРДНС-32000/15-72 У1	32000	20; 36,75	6,3; 10,5	30	145	11,5	0,45	6,60	4,30	5,53	54,0	33,0	61,0	
ТРДНС-40000/35-74 У1	40000	15,75; 36,75	6,3; 10,5	36	170	11,5	0,4	6,80	4,50	5,50	55,0	35,0	70,0	
ТРДНС-63000/35-72 У1	63000	20; 36,75	6,3; 10,5	50	250	11,5	0,35	7,00	4,55	6,06	78,0	51,0	91,0	

Трансформаторы трехфазные мощностью до 125000 кВ·А, на напряжение 110 кВ
с регулированием напряжения под нагрузкой (ГОСТ 12965—85Е)

Марка	Номинальная мощность, кВт · А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		U_{K3} , %	I_{K3} , %	Габаритные размеры, м			Масса, т		
		ВН	НН	P_{KX}	P_{K3}			l	b	h	транспортная	активной части	полная
РПН на стороне НН 15 % +10 ступеней; -12% -8 ступеней													
ТМН-2500/110-73 У1	2500	110	6,6; 11,0	5,5	22	10,5	1,5	4,63	3,54	4,09	22,0	9,7	24,0
ТМН-6300/110-73 У1	6300	115	6,6; 11,0	10,0	48	10,5	1,0	6,09	4,20	5,26	32,0	12,7	37,7
РПН в нейтрале ± 16% ± 9 ступеней													
ТДН-10000/110-70 У1	10000	115	6,6; 11,0	14,0		10,5	0,9	6,33	3,70	5,55	37,0	16,1	43,4
ТДН-16000/110-76 У1	16000	115	6,6; 11,0	21,0	86	10,5	0,85	6,60	4,40	5,57	44,0	22,4	40,3
ТРДН-25000/110-76 У1	25000	115	6,3; 10,5	25,0	120	10,5	0,75	6,58	4,65	5,82	57,6	32,6	67,2
ТРДН-32000/110-76 У1	32000	115	6,3; 10,5	32,0	145	10,5	0,75	7,55	4,72	5,75	65,3	36,8	75,7
ТРДН-40000/110-76 У1	40000	115	6,3; 10,5	42,0	160	10,5	0,70	7,28	5,02	6,25	79,0	44,9	92,4
ТРДЦН-63000/110-75У1	63000	115	6,3; 10,5	59,0	245	10,5	0,65	8,31	4,24	6,47	93,0	57,3	109,0
ТРДЦН-80000/110-75У1	80000	115	6,3; 10,5	70,0	310	10,5	0,60	8,70	5,25	7,00	121,0	73,8	136,0
ТРДЦН-125000/110-75У1	125000	115	10,5	100,0	400	10,5	0,55	8,40	5,70	7,60	138,0	100,0	159,0

Трехобмоточные трансформаторы

Марка	Номинальная мощность, кВт · А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт		U _{кз} , %			I _{хх} , %			Габаритные размеры, м			Масса, т	
		ВН	СН	НН	P _{хх}	P _{кз}	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	l	b	h	транспортная	активная	полная		
Трехфазные мощностью до 16 000 кВт·А на напряжение 35 кВт (ГОСТ 11920—85Е)																	
С регулированием напряжения под нагрузкой:																	
РПН на стороне ВН ± 9% ± 6 ступеней, СН и НН без ответвлений																	
ТМТН-6300/35У1	6300	35	10,5... ...5,75	6,3	12	55	7,5	16,0	7,5	1,2	5,2	4,3	4,5	20,0	10,0	26,5	
РПН на стороне ВН ± 12 % не менее ± 8 ступеней, СН и НН без ответвлений																	
ТДТН-10000/35У1	10 000	36,75	10,5... ...5,75	6,3	19	61	8,0	16,5	7,0	1,0	6,0	4,3	5,2	26,0	14,0	35,0	
ТДТН-16000/35У1	16 000	36,75	10,5... ...5,75	6,3	28	116	8,0	16,5	7,0	0,95	6,5	4,5	5,5	35,0	20,0	47,0	
Трехфазные мощностью до 80 000 кВт·А на напряжение 110 кВ (ГОСТ 12965—85Е)																	
С регулированием напряжения под нагрузкой:																	
РПН в нейтрале ВН ± 16% ± 9 ступеней, ПБВ на стороне СН 38,5 кВ ± 2×2,5 %																	
ТМТН-6300/110-73У1	6300	115	38,5	6,6; 11	14	58	10,5	17,0	6,0	1,2	6,2	3,5	3,4	37,6	15,0	44,2	
ТДТН-10000/110-76У1	10000	115	38,5	6,6; 11	19	76	10,5	17,0	6,0	1,1	6,9	3,7	5,4	45,0	22,0	57,1	
ТДТН-16000/110-76У1	16000	115	38,5	6,6; 11	26	96	10,5	17,0	6,0	1,0	7,3	4,5	5,7	61,0	30,0	59,8	
ТДТН-250000/110-76У1	25 000	115	11,0; 38,5	6,6; 11	36	140	10,5	17,0	6,0	1,0	7,5	5,9	5,9	65,0	37,0	76,6	

ТДТН-40000/110-67У1	40000	115	11,0; 38,5	6,6; 11	50	220	10,5	17,0	6,0	0,9	7,5	5,0	6,2	88,0	53,0	103,0
ТДТН(ТДЦТН)- 63000/110-76У1	63000	115	11,0; 38,5	6,6; 11	70	290	10,5	17,0	6,5	0,85	9,4	5,4	7,2	110,0	68,0	135,0
ТДТН(ТДЦТН)- 80000/110-69У1	80000	115	11,0; 38,5	6,6; 11	82	390	10,5	17,0	6,5	0,6	10,3	6,2	8,0	121,0	80,0	148,0
Трехфазные мощностью до 63000 кВ·А на напряжение 150 кВ (ГОСТ 17546—72*) С регулированием под нагрузкой: РПН в нейтралі ВН ± 12% ± 8 ступеней, ПБВ на стороне СН (при токе до 700 А ± 2 × 2,5 %, при токе более 700 А ± 5 %)																
ТДТН-16000/150-70У1	16000	158	38,5	6,6; 11	25	96	10,5	18,0	6,0	1,0	7,9	4,5	6,0	55,0	31,0	64,1
ТДТН-25000/150-70У1	25000	158	38,5	6,6; 11	34	145	10,5	18,0	6,0	0,9	8,0	4,6	6,4	67,0	37,0	76,0
ТДТН-40000/150-70У1	40000	158	38,5	6,6; 11	53	185	10,5	18,0	6,0	0,8	8,0	4,8	6,7	88,0	54,0	100,0
ТДТН-63000/150-70У1	63000	158	38,5	6,6; 11	67	285	10,5	18,0	6,0	0,7	8,0	4,9	7,4	109,0	69,0	131,0
Трехфазные мощностью до 40000 кВ·А на напряжение 220 кВ (ГОСТ 17544—85) С регулированием под нагрузкой: РПН в нейтралі ВН ± 12% ± 8 ступеней, ПБВ на стороне СН: (при токе до 700 А ± 2 × 2,5 %, при токе 700...1200 А ± 5 %, при токе более 1200 А без ответвлений)																
ТДТН-25000/220-70У1	25000	230	38,5	6,6; 11	50	135	12,5	20,0	6,5	1,2	10,2	5,1	8,1	95,0	49,0	114,0
ТДТН-40000/220-70У1	40000	230	38,5	6,6; 11	66	240	12,5	22,0	9,5	1,1	6,7	5,4	9,5	105,0	57,0	121,0

Примечания: 1. Структура условного обозначения: Т — трехфазный, Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная масла, Т — трехобмоточный, Н — регулирование напряжения под нагрузкой.
2. Мощность каждой из обмоток (ВН, СН и НН) составляет по 100 % от номинальной.

Комплектные трансформаторные подстанции

Марка	Номинальная мощность, кВт·А	Напряжение, кВ		Габаритные размеры, мм, не более			Масса, кг
		ВН	НН	длина	ширина	высота	
Однотрансформаторные							
КТП-25-6/0,4	25	6	0,4	1300	1300	2740	740
КТП-25-10/0,4	25	10	0,4	1300	1300	2740	740
КТП-40-6/0,4	40	6	0,4	1300	1300	2740	740
КТП-40-10/0,4	40	10	0,4	1300	1300	2740	845
КТП-63-6/0,4	63	6	0,4	1300	1300	2740	995
КТП-63-10/0,4	63	10	0,4	1300	1300	2740	995
КТП-100-6/0,4	100	6	0,4	1300	1300	2740	1100
КТП-100-10/0,4	100	10	0,4	1300	1300	2740	1100
КТП-160-6/0,4	160	6	0,4	1300	1300	1385	1385
КТП-160-10/0,4	160	10	0,4	1300	1300	2740	1385
КТП-250-10/0,4	250	10	0,4	1500	2100	2900	1850
КТП-100-35/0,4	100	35	0,4	5300	—	11980	2190
КТП-400-6/0,4	400	6	0,4	—	—	—	2310
КТП-400-10/0,4	400	10	0,4	—	—	—	2310
КТП-630-6/0,4	630	6	0,4	—	—	—	—
КТПМ-630-6/0,4	630	6; 10	0,4	—	—	—	—
КТПН-400	400	6; 10	0,4	—	—	—	2865

КТПН-630	630	6; 10	0,4	—	—	—	2865
КТПН-1000	1000	6; 10	0,4	—	—	—	—
<i>Двухтрансформаторные</i>							
КТП-250-6/0,4	2 × 250	6; 10	0,4	—	—	—	—
КТП-400-6/0,4	2 × 400	6; 10	0,4	—	—	—	—
КТП-630-6/0,4	2 × 630	6	0,4	—	—	—	—
КТП-630-10/0,4	2 × 630	10	0,4	—	—	—	—
КТПМ-630-6/0,4	630	6	0,4	—	—	—	—
КТПМ-630-10/0,4	630	10	0,4	—	—	—	—

Примечание. Буква М в обозначении типа трансформатора — магистральные, Н — наружной установки.

Параметры КТПШ Самарского завода

Наименование параметра	Мощность трансформатора, кВ · А					
	250	400	630	1000	1600	2500
Ток электродинамической стойкости (амплитудное значение), кА: на стороне ВН на стороне НН	51 25	51 25	51 50	51 50	51 70	51 81
Ток термической стойкости в течение 1 с, кА: на стороне ВН на стороне НН	20 10	20 10	20 20	20 20	20 40	20 40
Схема и группа соединения обмоток трансформатора	Y/Y _n —0	Y/Y _n —0	D/Y _n —11			
Число трансформаторов	1 или 2					
Компоновка двухтрансформаторных подстанций	Однорядные, двухрядные					

П р и м е ч а н и е. Буква П в обозначении типа трансформатора — для объектов промышленности.

Трансформаторы трехфазные сухие мощностью от 10 до 160 кВ·А, напряжением до 660 В

Марка	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, В		Потери, Вт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТС-10/0,66	10	380, 660	230, 400	75 (90)	280	4,5	7,0
ТС3-10/0,66	10	380	36, 42	75 (90)	280	4,5	7,0
ТС-16/0,66	16	380, 660	230, 400	100 (125)	400	4,5	5,8
ТС3-16/0,66	16	380	36, 42	100 (125)	400	4,5	5,8
ТС-25/0,66	25	380, 660	230, 400	140 (180)	560	4,5	4,8
ТС3-25/0,66	25	380	36, 42	140 (180)	560	4,5	4,8
ТС-40/0,66	40	380, 660	230, 400	200 (250)	800	4,5	4,0
ТС3-40/0,66	40	380	36, 42	200 (250)	800	4,5	4,0
ТС-63/0,66 ТС3-63/0,66	63	380, 660	230, 400	280 (350)	1050	4,5	3,3
ТС-100/0,66 ТС3-100/0,66	100	380, 660	230, 400	390 (490)	1450	4,5	2,7
ТС-160/0,66 ТС3-160/0,66	160	380, 660	230, 400	560 (700)	2000	4,5	2,3

**Трансформаторы силовые трехфазные сухие защищенные общего назначения мощностью от 160 до 1600 кВ·А
на напряжение от 6 до 15,75 кВ**

Марка	Номиналь- ная мощ- ность, кВ·А	$U_{кз}, \%$	Потери, Вт		$I_{хх}, \%$	Масса трансформатора, кг	Размеры, мм		
			$P_{хх}$	$P_{кз}$			высота	длина	ширина
ТС3-160/10	160	5,5	700	2700	4,0	1400	1700	1800	950
ТС3-250/10	250	5,5	1000	3800	3,5	1800	1850	1850	1000
ТС3-400/10	400	5,5	1300	5400	3,0	2400	2150	2250	1000
ТС3-630/10	630	5,5	2000	7300	1,5	3400	2300	2250	1100
ТС3-1000/10	1000	5,5	3000	11200	1,5	4600	2250	2400	1350
ТС3-1600/10	1600	5,5	4200	16000	1,5	6500	3200	2650	1350
ТС3-250/15	250	8,0	1100	4440	4,0	2200	1850	2300	1200
ТС3-400/15	400	8,0	1400	6000	3,5	2700	2150	2450	1200
ТС3-630/15	630	8,0	2300	8700	2,0	4000	2350	2450	1350
ТС3-1000/15	1000	8,0	3200	12000	2,0	5000	2750	2550	1350
ТС3-1600/15	1600	8,0	4300	16000	2,0	6800	3200	2600	1350
Трансформаторы для собственных нужд электростанций									
ТС3С-630/10	630	8,0	2000	8500	2,0	3800	2300	2250	1100
ТС3С-1000/10	1000	8,0	3000	12000	2,0	5600	2550	2400	1350

Трансформаторы сухие для электрических распределительных сетей с литой изоляцией «Grthal» (Франция)

Номинальная мощность, кВ · А*	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	6; 10												
Уровень изоляции	7,2 кВ для 6 кВ; 12 кВ для 10 кВ												
Частота, Гц	50												
Максимальная температура окружающей среды, °С	40												
Напряжение холостого хода обмотки НН, В	400 между фазами; 231 между фазой и нейтралью												
Способ и диапазон регулирования (без возбуждения)	ПВВ ± 2 × 2,5 %												
Схема и группа соединения обмоток	Д/У ₀ —11 или Д/У ₀ —5 (треугольник, звезда с выведенной нейтралью)												
Потери, Вт	610	820	950	1150	1300	1500	1700	2000	2500	2800	3500	4300	5500
холодного хода	2300	3100	3600	4300	5200	6400	7700	8800	10500	12300	14900	18300	22000
при нагрузке и температуре 75 °С	2700	3500	4100	4900	6000	7300	8800	10000	12000	14000	17000	21000	25000
при нагрузке и температуре 120 °С	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	7
Напряжение КЗ, %	2,3	2,0	1,8	1,5	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
Ток холостого хода, %	960	1150	1360	1580	1810	2060	2120	2620	2990	3750	5340	6340	7900
Масса, кг	770	950	1150	1360	1580	1820	1880	2360	2710	3400	4800	5800	7300
в металлическом кожухе без защитного кожуха													

* Номинальная мощность указана для естественного охлаждения, при принудительной вентиляции она может быть увеличена на 40%.

Трансформаторы с негорючим жидким наполнителем (ОАО «Уралэлектротехмаш») на 6; 10 кВ*

Параметр	Тип трансформатора						
	ТНЭЗ-160/10	ТНЭЗ-250/10	ТНЭЗ-400/10	ТНЭЗ-630/10	ТНЭЗ-1000/10	ТНЭЗ-1600/10	ТНЭЗ-2500/10
Номинальная мощность, кВ·А	160	250	400	630	1000	1600	2500
Номинальное напряжение, кВ	6; 6,3; 10; 10,5						
Вторичное напряжение, В	400						
Номинальный ток обмотки НН, А	231	361	577	909	1440	2310	3610
Частота, Гц	50/60						
Напряжение короткого замыкания, %	4,1	4,8	4,3	5,3	5,6	5,7	6,4
Потери КЗ, кВт	2,28	3,25	4,5	6,8	10,5	15,6	22,0
Ток холостого хода, %	0,9	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
Масса жидкости, кг	280	350	415	560	770	1350	2075
Масса полная, кг	1200	1400	1615	2250	3170	4820	7300
Габаритные размеры, мм:							
длина	1550	1620	1700	1910	2140	2245	2500
ширина	870	900	915	1110	1160	1445	2190
высота	1500	1560	1590	1755	1790	2145	2490

* Т — трехфазный; Н — охлаждение естественное негорючим диэлектриком; Э — экологически чистый диэлектрик; З — герметизированный.

**Допуски на технические параметры различных трансформаторов
(ГОСТ 11677—85)**

Измеряемая величина	Допуск, %	Область использования допуска
Потери холостого хода	+15	Все трансформаторы и автотрансформаторы
Суммарные потери	+10	
Ток холостого хода	+30	
Напряжение КЗ на основном ответвлении	± 10	
Потери КЗ на основном ответвлении	+10	Все трансформаторы и основная пара сторон (ВН—СН) трехобмоточных автотрансформаторов
	+20	Неосновные пары сторон трехобмоточных автотрансформаторов
Коэффициент трансформации	± 1	Трансформаторы и автотрансформаторы с коэффициентом трансформации фазных напряжений не более трех или в случаях, когда этот допуск особо оговорен в стандартах или технических условиях
	$\pm 0,5$	Все остальные трансформаторы и автотрансформаторы

Примечание. Отсутствие отрицательного допуска для тока холостого хода и потерь означает, что значения эти снизу не ограничены.

Габариты трансформатора

Габариты	Группы размеров	Номинальная мощность $S_{ном}$, кВ·А	$U_{ном}$, кВ
I	1	До 20	До 35
	2	25...100	
II	3	160...250	
	4	400...630	
	5	1000	
III	6	1600...2500	110
	7	4000...6300	
IV	8	10000...32000	110 и 150
	9	Выше 32000	
V	10	До 16000	
	11	25000...32000	

Габариты	Группы размеров	Номинальная мощность $S_{ном}$, кВ·А	$U_{ном}$, кВ
VI	12	40000... 63000	110 и 150
	13	До 80000	220 и 330
VII	14	80000... 200000	110 и 150
	15	80000... 200000	220 и 330
VIII	16	Выше 20000	До 330
	17	Независимо от мощности	Выше 330
	18	Для ВЛ постоянного тока независимо от мощности	Независимо от напряжения

Приложение 13

Приближенные значения полных сопротивлений обмоток масляных трансформаторов $Z_{тр}$, Ом, при различных схемах соединения обмоток

Номинальная мощность $S_{ном}$, кВ·А	$U_{ном}$ обмоток ВН, кВ	Схема соединения обмоток	
		Y/Y_n	D/Y_n и Y/Z_n
25	6... 10	3,11	0,91
40	6... 10	1,95	0,56
63	6... 10	1,24	0,36
63	20... 35	1,14	0,41
100	6... 10	0,8	0,23
160	6... 10	0,49	0,14
160	20... 35	0,48	0,2
250	6... 10	0,31	0,09
250	20... 35	0,3	0,13
400	6... 10	0,19	0,06
400	20... 35	0,19	—
630	6... 10	0,13	0,04
630	20... 25	0,12	—
1000	6... 10	0,08	0,03
1000	20... 35	0,08	0,03
1600	6... 10	0,05	0,02
1600	20... 35	0,05	0,02

Примечания: 1. Данные таблицы относятся к трансформаторам с обмотками НН 400/230 В.

2. При расчете системы зануления в сетях до 1 кВ и, в частности при вычислении сопротивления петли фаза—нуль, необходимо знать полное сопротивление обмоток трансформаторов.

Допустимый уровень звука L_A , дБ (А), не более, для трансформаторов с охлаждением видов М, МВ и Ц, а также Д и ДЦ (при отсутствии охладителей с принудительным обдувом) в зависимости от мощности и номинального напряжения

Мощность, МВ·А	$U_{ном}$, кВ			Мощность, МВ·А	$U_{ном}$, кВ				
	6; 10	35	110; 150		35	110; 150	220	330	500; 750
0,1	47	52	—	10	68	71	73	—	—
0,16	49	54	—	16	70	73	75	—	—
0,25	51	55	—	25	72	75	77	—	—
0,4	53	57	—	40	74	76	78	79	—
0,63	55	59	—	63	75	77	79	80	81
1	57	60	—	100	—	81	83	84	85
1,6	59	62	—	160	—	83	85	86	87
2,5	61	63	66	250	—	86	88	89	90
4	63	65	68	400	—	86	88	89	90
6,3	65	67	70	630	—	—	89	90	91
				1000	—	—	—	91	92

Примечание. Для трансформаторов, уровни звуков которых превышают допустимые значения на рабочих местах, мероприятия по снижению шума до санитарной нормы определяет ГОСТ 12.1.003—83.

Понижающие трансформаторные подстанции различной мощности на напряжение 10/0,4 кВ для нужд сельских районов

Параметр	Мощность, кВ·А				
	25	40	63	100	250
<i>Технические данные ПТМА</i>					
Мощность силового трансформатора, кВ·А	25	40	63	100	250
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10	10	10	10	10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Номинальный ток плавких вставок высоковольтных предохранителей, А	3,2	5	8	16	30
Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А	36	58	92	144	36
Номинальный (расчетный) ток РУНН, А	50	75	160	220	60
Число отходящих линий НН	2	2	3	2	3
Номинальный ток отходящих линий НН, А	25; 25	25; 50	40; 40	160; 160	80; 100; 160
Номинальный ток линий уличного освещения, А	16	16	16	25	25
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	16	16	16	16	16
Ток термической стойкости на стороне сборных шин НН и ответвлений от них в пределах РУНН, А	800	1280	2020	3200	8040
Ток электродинамической стойкости на стороне сборных шин НН и ответвлений от них в пределах РУНН, А	1320	2100	3430	5710	9800

Технические данные ПТС и ПТСП					
Мощность силового трансформатора, кВ·А	25	40	63		
Максимальное рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	12	12	12		
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4	0,4	0,4		
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	6,3	6,3	6,3		
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	16	16	16		
Ток электродинамической стойкости на стороне НН и ответвлений, А	800	1280	2020		
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН и ответвлений, А	2020	3200	5050		
Число отходящих линий НН	1	2	3		
Ток отходящих линий НН, А	40	25; 25	25; 50	40; 40; 80	
Технические данные ПТСУ					
Мощность силового трансформатора, кВ·А	25	40			
Максимальное рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	12	12			
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4	0,4			
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	6,3	6,3			
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	16	16			
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне НН и ответвлений, А	800	1280			
Ток электродинамической стойкости на стороне НН и ответвлений, А	2020	3200			

Параметр	Мощность, кВ·А		
	4	10	
Номинальный ток плавких вставок высоковольтных предохранителей, А	5	8	
Число отходящих линий НН	2	2	
Ток отходящих линий НН, А	25; 25		
Технические данные КТПСО			
Мощность силового трансформатора, кВ·А	4	10	
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10	10	
Максимальное рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	12	12	
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,23	0,23	
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	6,3	6,3	
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	16	16	
Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне НН и ответвлений, А	435	1035	
Ток электродинамической стойкости на стороне НН и ответвлений, А	680	1638	
Число отходящих линий НН	1	2	2
	20	10; 10	50
Ток отходящих линий НН, А	25; 25		

Примечание. ПТМА — трансформаторная подстанция магтовая с автоматическими выключателями; ПТС — трансформаторная подстанция одностоялбовая; ПТСП — трансформаторная подстанция с комплексным аппаратом ПВР; ПТСУ — трансформаторная подстанция одностоялбовая упрощенного типа; КТПСО — комплексная трансформаторная подстанция столбовая однофазная.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аришинов Н. П.* Утилизация совтолосодержающего электрооборудования // *Электрика*. — 2002. — № 1.
2. *Баптиданов Л. М., Тарасов В. И.* Электрические станции и подстанции. — М.: Энергия, 1969.
3. *Быстрицкий Г. Ф., Кудрин Б. И.* Силовые трансформаторы промышленных предприятий. — М.: Изд-во МЭИ, 2001.
4. *Грудинский П. Г., Мандрыкин С. А., Улицкий М. С.* Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций. — М.: Энергия, 1974.
5. *Зюзин А. Ф., Поконов Н. З., Вишток А. М.* Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. — М.: Высш. шк., 1980.
6. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. — М.: Энергия, 1978.
7. Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Г. В. Алексеев, А. К. Ашратов, Е. В. Веремей, Е. С. Фрид. — М.: Энергия, 1978.
8. *Кудрин Б. И.* Электроснабжение промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1995.
9. *Кудрин Б. И., Чиндяник В. М., Абрамова Е. Я.* Электроснабжение промышленных предприятий. — Оренбург: Гос. университет, 2000.
10. *Мандрыкин С. А., Филатов А. А.* Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
11. *Могузов В. Ф.* Обслуживание силовых трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1991.
12. *Пануша А. И., Нифонтов Л. Н., Александров М. М.* К вопросу об утилизации совтола // *Электрика*. — 2002. — № 2.
13. *Пестряева Л. М.* Трансформаторы с трудногорючей экологически чистой электроизоляционной жидкостью // *Электрика*. — 2001. — № 4.
14. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей*. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
15. *Правила устройства электроустановок*. — 6-е изд. — М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.
16. *Рожкова Л. Д., Козулин В. С.* Электрооборудование станций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
17. *Садыкин В. Г.* Рекомендации по оценке состояния изношенного оборудования. Силовые трансформаторы. — Норильск: Норильский индустриальный институт, 2001.
18. *Справочник по электрическим установкам высокого напряжения* / Под ред. И. А. Бадмштейна, С. А. Бажанова. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

19. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий / Под ред. В.В. Белоцерковца, В.К. Добрынина, В.Д. Никельберга. Кн. 1. — М.: Энергоиздат, 1982.

20. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Б.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

21. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под ред. А.А. Федорова. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — Т. 1, 2.

22. *Усихин В.Н., Суханов В.В.* Выбор мощности силовых трансформаторов. — Красноярск: КГТУ, 2000.

23. *Федоров А.А., Попов Ю.П.* Эксплуатация электрооборудования промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1986.

24. Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др. — М.: Энергия, 1980.

25. Электротехнический справочник / Под ред. В.А. Лабунцова, А.Я. Шихина. — М.: Энергия, 1986. — Т. 2.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Глава 1. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ИХ ВЫБОР	10
1.1. Общие требования и условия работы	10
1.2. Выбор силовых трансформаторов	14
1.3. Трансформаторы главных понижающих подстанций	20
1.4. Цеховые подстанции систем электроснабжения	33
1.5. Преобразовательные подстанции	41
Глава 2. КОНСТРУКТИВНЫЕ СХЕМЫ И НАЗНАЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАНСФОРМАТОРА	44
2.1. Основные элементы трансформатора	44
2.2. Трехобмоточные трансформаторы	49
2.3. Системы охлаждения силовых трансформаторов	53
2.4. Регулирование напряжения трансформаторов	62
2.5. Группы соединений обмоток трансформатора	64
2.6. Параллельная работа трансформаторов	69
2.7. Экономический режим работы трансформаторов	72
2.8. Сухие трансформаторы и трансформаторы с негорючим жидким наполнителем	74
2.9. Совтоловые трансформаторы и их утилизация	78
2.10. Трансформаторы малой мощности	80
Глава 3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА	84
3.1. Характеристики и показатели трансформаторного масла	84
3.2. Очистка и сушка трансформаторного масла	91
3.3. Метод глубокой сушки трансформаторного масла	98
3.4. Заливка трансформаторов маслом	101
Глава 4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРА	103
4.1. Общие сведения о старении изоляции	103
4.2. Тепловая диаграмма трансформатора	107
4.3. Нагрев трансформаторов при неравномерном графике нагрузки	110
4.4. Нагрузочная способность трансформатора	113

4.5. Выбор мощности силовых трансформаторов для дуговых сталеплавильных печей	117
4.6. Контроль состояния трансформатора	121
Глава 5. ВКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОСЛЕ МОНТАЖА И РЕМОНТА	126
5.1. Общие сведения	126
5.2. Методы контроля влажности изоляции трансформатора	127
5.3. Условия включения трансформаторов в эксплуатацию без сушки	133
5.4. Контрольный прогрев и контрольная подсушка трансформаторов в масле	138
5.5. Сушка трансформаторов	142
5.6. Включение сухих и совтоловых трансформаторов на напряжение до 15,75 кВ	146
5.7. Техническая документация и включение трансформаторов	149
Приложения. Основные данные трансформаторов	151
Список литературы	171

Учебное издание

**Быстрицкий Геннадий Федорович
Кудрин Борис Иванович**

Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов
Учебное пособие

Редакторы *М. Д. Левина, В. Н. Махова*
Технический редактор *О. С. Александрова*
Компьютерная верстка: *В. В. Дёмкин*
Корректоры *И. Н. Волкова, М. В. Дьяконова*

Качество печати соответствует качеству
предоставленных издательством диапозитивов.

Изд. № А-527. Подписано в печать 14.03.2003. Формат 60×90/16.
Гарнитура «Таймс». Бумага тип. № 2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 11,0.
Тираж 20 000 экз. (1-й завод 1–8 000 экз.). Заказ № 2735.

Лицензия ИД № 02025 от 13.06.2000. Издательский центр «Академия».
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953.Д.002682.05.01 от 18.05.2001.
117342, Москва, ул. Бултерова, 17-Б, к. 223. Тел./факс: (095) 330-1092, 334-8337.

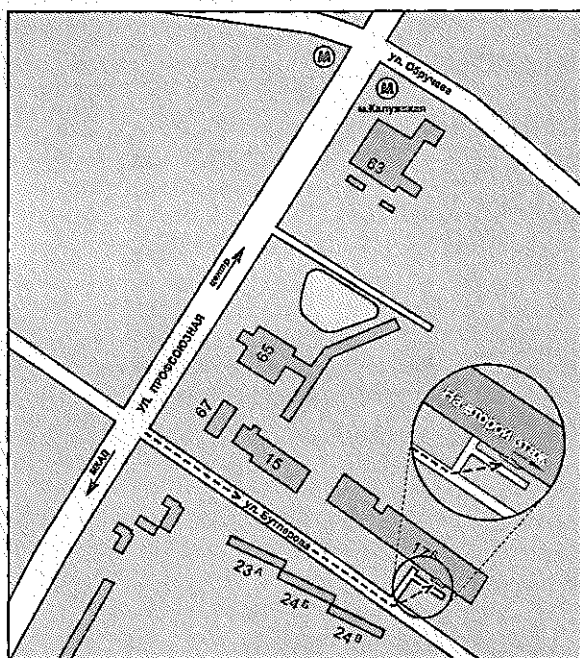
Отпечатано на Саратовском полиграфическом комбинате.
410004, г. Саратов, ул. Чернышевского, 59.

**Книги Издательского центра «Академия»
можно приобрести оптом по адресу:**

117342, Москва, ул. Бутлерова, 17-Б, к. 223.

Тел./факс: (095) 330-1092, 334-8337. E-mail: academph@online.ru

Издательство имеет возможность отправлять заказанную литературу железнодорожными контейнерами, почтово-багажными вагонами и почтовыми отправлениями.



Банковские реквизиты:

ОАО «Издательский центр «Академия»»

ИНН 7720121330, р/с 40702810538340101565,

к/с 30101810400000000225, БИК 044525225,

Стромынское ОСБ 5281/0807 Сбербанка России г. Москва