

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ИСЛАМА КАРИМОВА

АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Методические указания
к практическим занятиям

Ташкент – 2017

УДК 621.311: 621.316.925

Методические указания к практическим занятиям по курсу «Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем» / Сост.: Радионова О.В., Талипова С.Б. – Ташкент: ТашГТУ, 2017. – 32 с.

Методические указания включают описание выбора способов автоматического повторного включения (АПВ) линий электропередач, способов автоматической синхронизации генераторов, а также расчет уставок АПВ и синхронизации.

Методические указания имеют целью закрепление студентами изучаемого теоретического материала по автоматизации электрических станций и электроэнергетических систем, а также приобретение практических навыков в решении задач выбора способов АПВ линий электропередач, способов автоматической синхронизации генераторов, а также в расчете уставок АПВ и синхронизации.

Данные методические указания предназначены для студентов направления 5310200 – Электроэнергетика (производство, передача и распределение энергии).

Печатаются по решению научно-методического совета ТашГТУ

Рецензенты: к.т.н., доц. Мирзаев А.Т. (НДЦ АО «Узбекэнерго»),
д.т.н., проф. Аллаев К.Р. (ТашГТУ)

© Ташкентский государственный технический университет, 2017

1. Выбор способа и расчет уставок автоматического повторного включения (АПВ) одиночных линий с двухсторонним питанием.

Определение способа АПВ одиночных линий с двухсторонним питанием следует начинать с выяснения возможности применения несинхронного АПВ (НАПВ), как наиболее простого по своему устройству. Для этого следует:

1. Составить эквивалентную схему замещения электрической сети, частью которой является рассматриваемая линия электропередачи. Расчет можно вести в относительных или именованных единицах. В последнем случае сопротивления всех элементов схемы должны быть приведены к одной ступени напряжения. Нагрузочные ветви в схему замещения не включаются. Генераторы вводятся в схему замещения своими сверхпереходными сопротивлениями.

2. Упростить схему замещения, приведя ее к виду рис. 1.1.

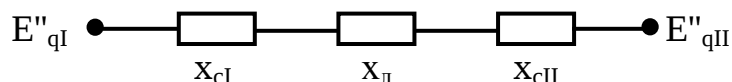


Рис. 1.1

На рис 1.1: x_L – сопротивление рассматриваемой линии; x_{cI} и x_{cII} – сопротивление частей системы, связываемых ею, а E''_{qI} и E''_{qII} – их сверхпереходные э.д.с. Каждая из них принимается равной $1,05 U_{ном}$ ($U_{ном}$ – номинальное напряжение системы).

3. Вычислить максимальный уравнивающий ток ($J_{ур.макс.}$), протекающий по линии при угле сдвига между векторами э.д.с. E''_{qI} и E''_{qII} равном 180° . При расчете в именованных единицах

$$J_{ур.макс} = \frac{2,1U_{ном}}{\sqrt{x_{cI} + x_L + x_{cII}} \sqrt{3}}$$

4. Распределить вычисленное значение уравнивающего тока линии между генераторами, трансформаторами и синхронными компенсаторами (если таковые имеются) схемы замещения и найти таким образом токи несинхронного включения ($J_{НС}$) для каждого из этих элементов.

5. Сравнить полученные значения токов несинхронного включения с допустимыми.

Для турбогенераторов с косвенной системой охлаждения и гидрогенераторов с демпферными обмотками допускается

$$\frac{J_{HC}}{J_{НОМ}} \leq \frac{0,625}{x_d''};$$

для гидрогенераторов без демпферной обмоток и турбогенераторов с непосредственной системой охлаждения –

$$\frac{J_{HC}}{J_{НОМ}} \leq 3;$$

для синхронных компенсаторов –

$$\frac{J_{HC}}{J_{НОМ}} \leq \frac{0,84}{x_d''};$$

для трансформаторов –

$$\frac{J_{HC}}{J_{НОМ}} \leq \frac{100}{e_{k\%}}.$$

Здесь $J_{НОМ}$ – номинальный ток; x_d'' – сверхпереходное сопротивление (в относительных единицах); $e_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора.

Если по расчету НАПВ оказывается не допустимым, а неучтенные местные нагрузки достаточно велики, то их следует ввести в схему замещения и расчет повторить. Эти нагрузки отсасывают от генераторов часть тока включения и вводятся в схему замещения с параметрами ЭДС нагрузки $E_H = U_{НОМ}$, относительное сопротивление нагрузки $x_H = 0,35$.

Сопротивление нагрузки в именованных единицах

$$x_{нагр} = x_H \frac{U_{НОМ}^2}{S_{нагр}},$$

где $S_{нагр}$ – полная мощность нагрузки.

Для выяснения возможности применения несинхронного АПВ при учете нагрузки следует:

– ввести в схему замещения нагрузочный шунт ($x_{нагр}$) в соответствии с рис. 1.2. Можно принять $E''_{qII} = U_c$.

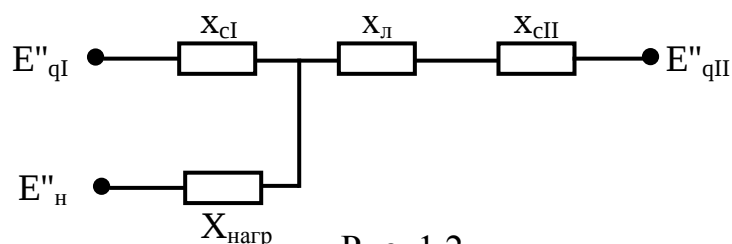


Рис. 1.2

– найти эквивалентные ЭДС (E''_{Σ}) и сопротивление (x_{Σ}) части системы I и нагрузочного шунта

$$E''_{\Sigma} = \frac{E''_{qI} x_{нагр} + E''_n x_{cI}}{x_{cI} + x_{нагр}}; \quad x_{\Sigma} = \frac{x_{cI} x_{нагр}}{x_{cI} + x_{нагр}};$$

– вычислить максимальный уравнивающий ток ($J_{урмакс}$), протекающий по линии,

$$J_{ур.макс.} = \frac{E''_{\Sigma} + E''_{qII}}{x_{\Sigma} + x_L + x_{cII}}$$

– распределить вычисленное значение $J_{урмакс.}$ между нагрузочным шунтом, генераторами и трансформаторами схемы замещения. (Определение токораспределения производится также как и при расчете токов короткого замыкания);

– сравнить полученные для генераторов и трансформаторов токи несинхронного включения ($J_{нс}$) с допустимыми значениями.

Если НАПВ по расчету не проходит (ток несинхронного включения для какого-либо элемента схемы превосходит допустимое значение), а линия оборудована высокочастотной защитой и быстродействующими выключателями, нужно проверить возможность установки быстродействующего автоматического повторного включения (БАПВ). Для этого следует:

– определить время цикла АПВ

$$t = t_3 + t'_{ов} + t_{\delta n},$$

где t_3 – время действия защиты ЛЭП;

$t'_{ов}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\delta n}$ – время бестоковой паузы (не менее 0,2 с по условию деионизации дугового промежутка в месте короткого замыкания);

– найти начальный угол (δ^0_0) расхождения роторов генераторов, расположенных на разных концах линии электропередачи,

$$\delta^0_0 = \arcsin \frac{P_{нагр} (x_{cI} + x_L + x_{cII})}{E_{qI} U_{cII}},$$

где $P_{нагр}$ – мощность, передаваемая по линии электропередачи в момент, предшествовавший короткому замыканию на ней;

x_{cI} – сопротивление системы I, из которой мощность передавалась в систему II (см. рис. 1.1), в установившемся режиме;

x_L и x_{cII} – сопротивления линии и системы II соответственно;

E_{qI} – э.д.с. системы I;

U_{cII} – напряжение системы II;

– вычислить изменение угла выбега роторов генераторов ($\Delta\delta^o$) за время цикла АПВ

$$\Delta\delta^o = 9000 \cdot \left(\frac{1}{P_{сIном} \cdot T_{jcI}} + \frac{1}{P_{сIIном} \cdot T_{jcII}} \right) \cdot P_{нагр} t^2,$$

где $P_{сIном}$ и $P_{сIIном}$ – номинальные мощности систем I и II;

T_{jcI} и T_{jcII} – постоянные времени этих систем;

$P_{нагр}$ – мощность, передававшаяся по ЛЭП до короткого замыкания;

t – время цикла АПВ.

Постоянная времени системы (T_{jc}) может быть определена по выражению

$$T_{jc} = \left(\sum_{i=1}^n T_{ji} \cdot P_{номi} \right) \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi},$$

где n – число агрегатов системы;

T_{ji} и $P_{номi}$ – постоянная времени и номинальная мощность i -того агрегата соответственно.

В каталогах в ряде случаев вместо постоянной времени T_j задается момент инерции, тогда T_j может быть найдена по выражению

$$T_j = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{JD^2 n^2}{P_H},$$

где T_j – постоянная времени агрегата в секундах;

JD^2 – маховой момент инерции в тм^2 ;

n – скорость вращения агрегата в об/мин;

P_H – номинальная мощность агрегата в МВт;

– определить предельный угол выбега роторов генераторов к моменту повторного включения

$$\delta_{пред}^o = \delta_0^o + \Delta\delta^o.$$

Для того, чтобы можно было применить БАПВ этот угол не должен превышать $60^o - 70^o$.

Если применение НАПВ или БАПВ оказывается невозможным, а линия электропередачи связывает ГЭС с системой и вся ее мощность передается в эту систему, можно установить на конце ЛЭП со стороны системы АПВ с контролем отсутствия напряжения на ней, а со стороны ГЭС – автоматическое повторное включение с самосинхронизацией генераторов (АПВС). Так как включение линии со стороны ГЭС при АПВС происходит при погашенном поле генераторов и у гидрогенераторов достаточно большое переходное сопротивление, толчок уравнивающего тока не превышает допустимое значение.

Поэтому никакие дополнительные расчеты для выяснения возможности применения АПВС не требуются. Но при этом нужно выбрать уставки элементов указанных устройств АПВ:

а) выдержка времени реле времени устройства АПВ с контролем отсутствия напряжения на ЛЭП:

$$t_{АПВ} = t_{зII} + t_{ОВII} + t_{\partial} - t_{ВВИ} + t_{зап} - t_{зI} - t_{ОВI},$$

где $t_{АПВ}$ – уставка реле времени;

$t_{зI}$ и $t_{ОВI}$ – время действия защиты и собственное время отключения выключателя ЛЭП на подстанции, где установлено это АПВ, при к.з. вблизи от шин этой подстанции;

$t_{зII}$ и $t_{ОВII}$ – время действия защиты и собственное время отключения выключателя на противоположном конце ЛЭП при к.з. в той же точке;

t_{∂} – время деионизации дугового промежутка (0,2-0,3 с);

$t_{ВВИ}$ – собственное время включения выключателя ЛЭП на подстанции, где устанавливается АПВ с контролем отсутствия напряжения;

$t_{зап}$ – время запаса (порядка 0,1 с);

б) напряжение срабатывания реле минимального напряжения устройств АПВ на обоих концах линии

$$U_{срмрм} \leq 0.5U_{ном} / K_{TH}$$

и напряжение срабатывания реле максимального напряжения

$$U_{ср} \approx 0.7U_{ном} / K_{TH},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ЛЭП;

K_{TH} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

в) частота срабатывания реле разности частот

$$f_{ср} = 0.03 \div 0.05 \cdot f_{ном}.$$

На линии межсистемной связи, по которой нормально передается весьма незначительная мощность, при невозможности применения НАПВ и БАПВ может быть установлено на одном конце ее устройство АПВ с контролем отсутствия напряжения на ЛЭП, а на другом конце АПВ с проверкой синхронизма.

Выбор установок АПВ с контролем отсутствия напряжения производится также как и в предыдущем случае. Уставки реле времени устройства АПВ на обоих концах линии выбираются аналогично, а уставки реле контроля синхронизма (РКС)

$$\delta_{cp} = \frac{t_{АПВ} \delta_{доп}}{K_H \left[1 + K_B (t_{ВВ} + t_{АПВ}) \right]},$$

где δ_{cp} – угол срабатывания РКС;

$t_{АПВ}$ – уставки реле времени АПВ;

$\delta_{доп}$ – допустимый угол расхождения роторов генераторов к моменту повторного включения ЛЭП ($\delta_{доп} = 60 - 70^\circ$);

$t_{ВВ}$ – собственное время включения выключателя ЛЭП;

$K_B = 0,8$ – коэффициент возврата РКС;

$K_H = 1,1 - 1,2$ – коэффициент надежности.

Рассмотренное устройство может быть использовано как устройство автоматического повторного включения с ожиданием синхронизма (АПВОС). Его применение возможно во всех случаях, однако для одиночных ЛЭП с двухсторонним питанием оно мало эффективно, так как условия синхронизма после отключения ЛЭП, по которой передавалась большая мощность, восстанавливаются спустя достаточно большое время (несколько минут). Поэтому на таких линиях, как правило, АПВОС применяют в качестве устройства, резервирующего БАПВ при выводе из действия высокочастотной защиты.

Еще одним способом трехфазного АПВ, который можно применять при нецелесообразности использования вышеописанных методов, является так называемое АПВ на выделенный район. Этот способ применим тогда, когда по линии электропередачи из системы передается мощность, недостающая для покрытия станционной нагрузки, и на станции имеется двойная система шин. Суть его заключается в следующем (см. рис. 1.3).

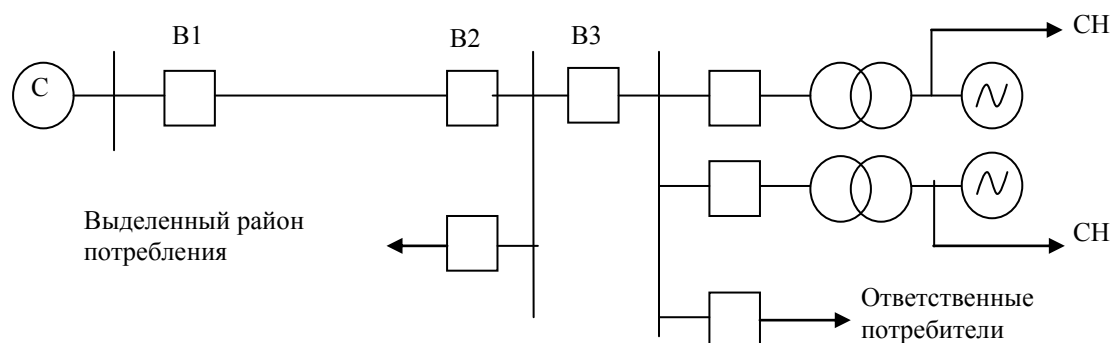


Рис.1.3

Действие защиты ЛЭП со стороны электростанции переводится с выключателя В2 на междушинный выключатель В3, а повторно включается лишь выключатель В1. При этом (в случае устранившегося к.з.) сохраняется питание собственных нужд и наиболее ответственных потребителей, которых может обеспечить сама станция, и восстанавливается электроснабжение потребителей выделенного района. Выключатель В3 остается отключенным.

На линиях напряжением 110 кВ и более, когда это требуется для сохранения устойчивости, наряду с трехфазным находит применение однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). Для его осуществления релейная защита ЛЭП дополняется органом выбора поврежденной фазы. На линиях с двухсторонним питанием этот орган выполняется с помощью реле сопротивления. Сопротивление срабатывания этих реле в первичных Омах

$$Z_{COB} = \frac{Z_{рабмин}}{K_H K_B},$$

где $Z_{рабмин}$ – минимальное рабочее сопротивление;

$K_H = 1,15 - 1,3$ – коэффициент надежности;

$K_B = 1,2$ – коэффициент возврата реле;

$$Z_{рабмин} = \frac{U_{рабмин}}{\sqrt{3} J_{рабмакс}}.$$

Здесь $U_{рабмин}$ – минимальное рабочее напряжение;

$J_{рабмакс}$ – максимальный рабочий ток ЛЭП.

Чувствительность избирательного органа определяют по выражению

$$K_{\chi} = \frac{Z_{сов}}{Z_{л}},$$

где K_{χ} – коэффициент чувствительности (он должен быть $\geq 1,5$);

$Z_{сов}$ – сопротивление срабатывания органа выбора;

$Z_{л}$ – сопротивление линии, на которой устанавливается ОАПВ.

При $K_{\chi} < 1,5$ вместо ненаправленного следует использовать направленное реле сопротивления. Вообще способы повышения чувствительности органа выбора поврежденной фазы такие же как и способы повышения чувствительности пусковых органов дистанционной защиты.

Уставка реле сопротивления органа выбора поврежденной фазы:

$$Z_{сров} = Z_{сов} \frac{K_{ТГ}}{K_{ТН}},$$

где $z_{\text{сов}}$ – сопротивление срабатывания органа выбора в первичных омах;

$K_{\text{тн}}$ и $K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения и трансформатора тока соответственно.

2. ВЫБОР СПОСОБА АПВ ЛИНИЙ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Выбирают способ АПВ таких ЛЭП, исходя из следующих соображений. При трех и более параллельных связях между двумя генерирующими точками сети одновременное размыкание всех их маловероятно. А если остается хотя бы одна связь, то машины быстро из синхронизма выйти не могут, и при АПВ отключившейся линии несинхронное включение не возникает. Следовательно, в этом случае на обеих сторонах каждой из линий параллельных связей можно установить такое же простое АПВ, как и на линиях с односторонним питанием. При двух параллельных связях одна из них к моменту короткого замыкания на ЛЭП другой связи может оказаться разомкнутой (выведена в ремонт линия или выключатель этой связи). Тогда за время цикла АПВ машины могут выйти из синхронизма (одна из генерирующих точек оказывается отключенной от остальной системы). В таком случае следует проверить возможность применения НАПВ. Если по расчету оно не проходит, установить АПВ с контролем отсутствия встречного напряжения и проверкой (или ожиданием) синхронизма.

3. ПРИМЕРЫ ВЫБОРА И РАСЧЕТА АПВ ЛИНИЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ.

Пример 1. Выбрать способ трехфазного АПВ линии электропередачи длиной 40 км, напряжением 220кВ, соединяющей КЭС с системой бесконечной мощности. На КЭС установлены 4 блока генератор-трансформатор с генераторами ТВФ-60-2 и трансформаторами ТДЦ мощностью 80 МВА и высшим напряжением 220 кВ и 2 блока с генераторами ТВФ-100-2 и повышающими трансформаторами ТДЦ мощностью 125 МВА и высшим напряжением 220 кВ. По ЛЭП связи с системой передается $P_{\text{нагр}} = 200$ МВт при $\cos\varphi_{\text{нагр}} = 0,8$.

Остальная мощность электростанции передается потребителям по линиям одностороннего питания. Линия связи с системой оборудована выключателями ВВБ-220 с собственными временами отключения $t_{\text{ов}} = 0,08$ с и включения $t_{\text{вв}} = 0,2$ с. На ней установлена высокочастотная защита с временем действия $t_3 = 0,06$ с.

На рисунке 3.1 представлена принципиальная схема рассматриваемой электросети.

Требующиеся для расчета параметры элементов этой схемы таковы /Л-1/:

Генераторы Г-1 – Г-4 типа ТВФ-60-2:

- номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}=60$ МВт;
- полная мощность $S_{\text{ном}}=75$ МВА ($\cos\varphi=0,8$);
- маховый момент $JD^2=4*9,7$ тм²;
- синхронное сопротивление $x_d=1,606$;
- сверхпереходное сопротивление $x''_d=0,195$.

Генераторы Г-5 – Г-6 типа ТВФ-100-2:

- номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}=100$ МВт;
- полная мощность $S_{\text{ном}}=117,5$ МВА ($\cos\varphi=0,85$);
- маховый момент $JD^2=4*13$ тм²;
- синхронное сопротивление $x_d=1,79$;
- сверхпереходное сопротивление $x''_d=0,183$.

Трансформаторы Т-7 – Т-10 типа ТДЦ-80:

- мощность $S_{\text{ном}}=80$ МВА;
- напряжение короткого замыкания $e_k=11\%$.

Трансформаторы Т-11 – Т-12 типа ТДЦ-125:

- мощность $S_{\text{ном}}=125$ МВА;
- напряжение короткого замыкания $e_k=11\%$.

Линия связей с системой:

- длина линии $l=40$ км;
- удельное сопротивление линии $x_{уд}=0,4$ Ом/км;
- активная мощность, передаваемая по ЛЭП, $P_{\text{нагр}}=200$ МВт;
- полная мощность, передаваемая по ЛЭП, $S_{\text{нагр}}=250$ МВА.

Система:

- мощность $S_c=\infty$;
- напряжение $U_c=220$ кВ.

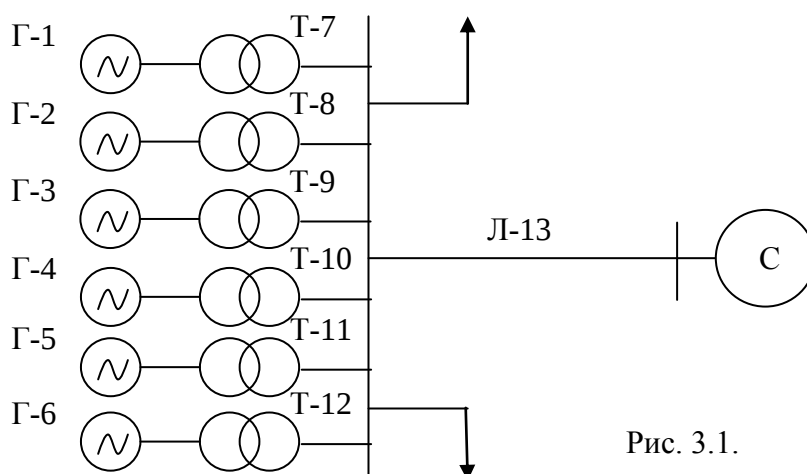


Рис. 3.1.

Решение.

Сначала проверим возможность установки на линии НАПВ. Расчет будем вести в именованных единицах по средним напряжениям. За базисное напряжение примем $U_6=230$ кВ. Приведем к этой ступени напряжения сопротивления всех элементов электросети и составим эквивалентную схему замещения (рис. 3.2).

Так как по линиям одностороннего питания от КЭС передается большая часть ее мощности, расчет произведем с учетом этой нагрузки, заменив ее эквивалентным шунтом с относительным сопротивлением $x_*=0,35$ и ЭДС $E=0,9$.

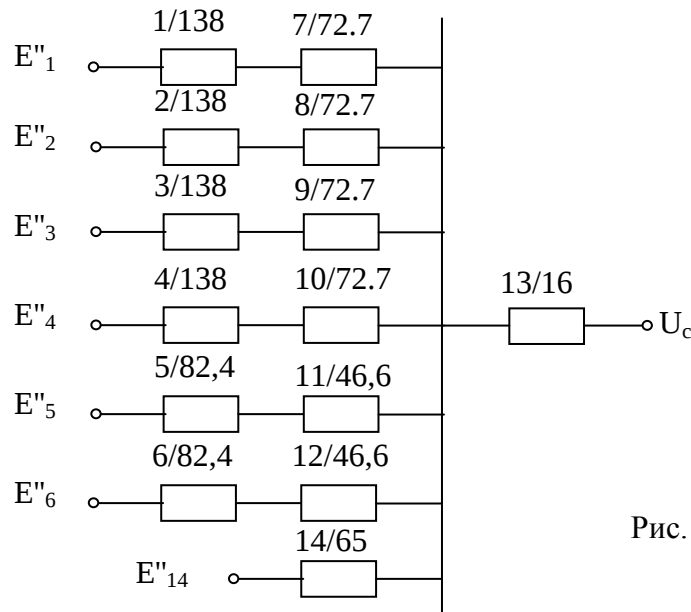


Рис. 3.2

Сопротивления, приведенные к базисной ступени напряжения: генераторов:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_d'' \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = 0,195 \frac{230^2}{75} = 138 \text{ Ом}$$

$$x_5 = x_6 = 0,183 \frac{230^2}{1175} = 82,4 \text{ Ом}$$

трансформаторов:

$$x_7 = x_8 = x_9 = x_{10} = \frac{e_k \%}{100} \cdot \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{80} = 72,7 \text{ Ом}$$

$$x_{11} = x_{12} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 46,6 \text{ Ом}$$

линий электропередачи:

$$x_{13} = x_{y\partial} l \frac{U_\delta^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 40 \frac{230^2}{230^2} = 16 \text{ Ом}$$

нагрузочного шунта:

$$x_{14} = x_{uu}'' \frac{U_{\delta}^2}{S_{uu}} = 0.35 \frac{230^2}{4 \cdot 75 + 2 \cdot 117.5 - 250} = 65 \text{ Ом}$$

(S – мощность нагрузочного шунта).

Сверхпереходные ЭДС, приведенные к базисной ступени напряжения:

генераторов

$$E_1'' = E_2'' = E_3'' = E_4'' = (1 + x_d'' \sin \varphi_H) U_{\delta} = (1 + 0.195 \cdot 0.6) \cdot 230 = 257 \text{ кВ};$$

$$E_5'' = E_6'' = (1 + 0.183 \cdot \sqrt{1 - 0.85^2}) \cdot 230 = 274 \text{ кВ};$$

где $\sin \varphi_H = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_H}$;

нагрузки

$$E_{14}'' = E_{uu}'' \cdot U_{\delta} = 0.9 \cdot 230 = 207 \text{ кВ}.$$

Напряжение системы $U_c = 230 \text{ кВ}$.

Упростим схему замещения, приведя ее к виду рис. 3.3.

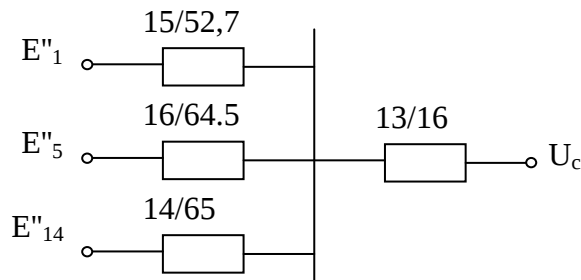


Рис. 3.3

Здесь

$$x_{15} = \frac{x_1 + x_7}{4} = \frac{138 + 72.7}{4} = 52.7 \text{ Ом};$$

$$x_{16} = \frac{x_5 + x_{11}}{2} = \frac{82.4 + 46.6}{2} = 64.5 \text{ Ом};$$

При дальнейшем упрощении схемы получим (рис. 3.4):

$$x_{17} = \frac{x_{15} x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{52.7 \cdot 64.5}{52.7 + 64.5} = 29 \text{ Ом};$$

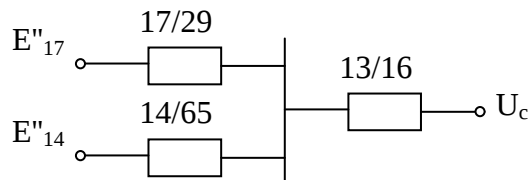


Рис. 3.4

$$E_{17}'' = \frac{E_6'' x_{16} + E_5'' x_{15}}{x_{16} + x_{15}} = \frac{257 \cdot 64.5 + 274 \cdot 52.7}{64.5 + 52.7} = 265 \text{ кВ}$$

Далее (рис. 3.5) найдем

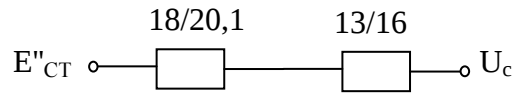


Рис. 3.5

$$x_{18} = \frac{x_{17}x_{14}}{x_{14} + x_{17}} = \frac{29 \cdot 65}{29 + 65} = 20.1 \text{ Ом}$$

$$E''_{CT} = \frac{E''_{CT}x_{14} + E''_{14}x_{17}}{x_{14} + x_{17}} = \frac{265 \cdot 65 + 207 \cdot 29}{65 + 29} = 247 \text{ кВ}$$

Максимальное значение уравнивающего тока

$$J_{урмрм} = \frac{E''_{CT} + U_c}{\sqrt{3}(x_{18} + x_{13})} = \frac{247 + 230}{\sqrt{3}(20.1 + 16)} = 7.64 \text{ кА}$$

Фазное напряжение на шинах станции (при угле расхождения ЭДС станции и напряжения системы на 180^0 последнее имеет отрицательный знак)

$$\frac{U_{ш}}{\sqrt{3}} = -\frac{U_c}{\sqrt{3}} + J_{урмрм}x_{13} = -\frac{230}{\sqrt{3}} + 7.64 \cdot 16 = -11 \text{ кА}$$

Ток несинхронного включения генератора ТФВ-60-2

$$J_{нс.1} = \left(\frac{E''_{CT}}{\sqrt{3}} - \frac{U_{ш}}{\sqrt{3}} \right) / (4 \cdot x_{15}) = \left(\frac{257}{\sqrt{3}} + 11 \right) / (4 \cdot 52.7) = 0.757 \text{ кА}$$

Номинальный ток генератора ТВФ-60-2, приведенный к базисной ступени напряжения

$$J_{ном} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_\delta} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0.188 \text{ кА}$$

Допустимый для этого генератора толчок уравнивающего тока

$$J_{доп} = \frac{0.625}{x_d''} J_{ном} = \frac{0.625}{0.195} 0.188 = 0.6 \text{ кА}$$

Так как $J_{нс.1} = 0.757 \text{ кА} > J_{доп} = 0.6 \text{ кА}$, то, не производя дальнейшего расчета, следует заключить, что НАПВ применить нельзя.

Наличие быстродействующих защиты и выключателей ЛЭП дает основание проверить возможность установки на ней БАПВ.

Так как $t_{вв} = 0.2 \text{ с}$ не превосходит допустимого времени бестоковой паузы $t_{б.п.} = 0.2 \text{ с}$, то время цикла БАПВ

$$t = t_z + t_{ов} + t_{б.п.} = 0.06 + 0.08 + 0.2 = 0.34 \text{ с.}$$

Для определения начального угла (δ_0) между векторами э.д.с. генераторов и напряжения системы и составим схему замещения рассматриваемой электросети для режима, предшествовавшего короткому замыканию (установившейся режим). Она приведена на рис. 3.6. За базисное напряжение также принято $U_\delta = 230 \text{ кВ}$.

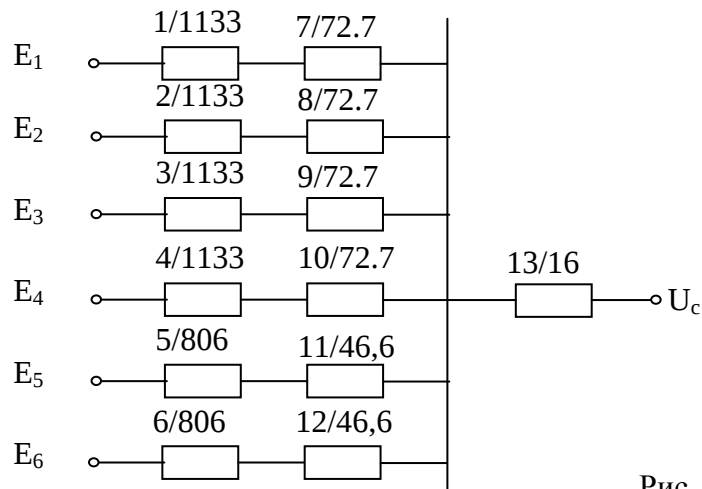


Рис. 3.6

Отличие этой схемы от приведенной на рис. 3.2 заключается в том, что в ней отсутствует нагрузочный шунт и вместо сверхпереходных сопротивлений (x''_d) и ЭДС (E'') генераторов в нее введены синхронные сопротивления (x_d) и ЭДС установившегося режима (E). Здесь:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_d \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = 1,606 \frac{230^2}{75} = 1133 \text{ Ом}$$

$$x_5 = x_6 = 1,79 \frac{230^2}{117,5} = 806 \text{ Ом}$$

$$E_1 = E_2 = E_3 = E_4 = (1 + x_d \sin \varphi_H) U_\delta = (1 + 1,606 \cdot 0,6) \cdot 230 = 457 \text{ кВ};$$

$$E_5 = E_6 = (1 + 1,79 \cdot \sqrt{1 - 0,85^2}) \cdot 230 = 447 \text{ кВ}.$$

Приводя схему к простейшему виду, получим (рис. 3.7)

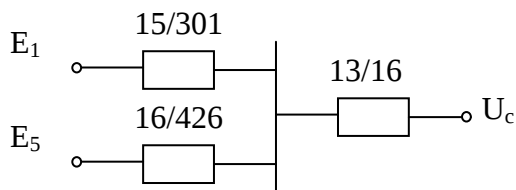


Рис. 3.7

$$x_{15} = \frac{x_1 + x_7}{4} = \frac{1133 + 72.7}{4} = 301 \text{ Ом};$$

$$x_{16} = \frac{x_5 + x_{11}}{2} = \frac{806 + 46.6}{2} = 426 \text{ Ом};$$

а затем (рис. 3.8)

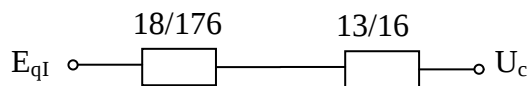


Рис. 3.8

$$x_{CT} = x_{18} = \frac{x_{15}x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{301 \cdot 426}{301 + 426} = 176 \text{ Ом}$$

$$E_{qI} = \frac{E_1 x_{16} + E_5 x_{15}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{457 \cdot 426 + 447 \cdot 301}{301 + 426} = 453 \text{ кВ.}$$

Начальный угол δ_0 между векторами э.д.с. генераторов станции и напряжением системы

$$\delta_0 = \arcsin \frac{P_{нагр} \cdot (x_{CT} + x_L + x_C)}{E_{qI} U_c} = \arcsin \frac{200(176 + 16 + 0)}{453 \cdot 230} = 22^\circ.$$

Постоянная инерции генераторов ТВФ-60-2 (постоянная инерции агрегата турбогенератор – турбина незначительно отличается от постоянной инерции генератора, что можно не учитывать, так как при этом расчетное значение предельного угла выбега роторов генераторов электростанции получается несколько больше действительного)

$$T_{j1} = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{JD^2 n^2}{P_H} = \frac{2,74 \cdot 10^{-6} (4 \cdot 97) 3000^2}{60} = 15 \text{ с.}$$

Постоянная инерции генераторов ТВФ-100-2

$$T_{j5} = \frac{2,74 \cdot 10^{-6} (4 \cdot 13) 3000^2}{100} = 13 \text{ с.}$$

Постоянная инерции электростанции

$$T_{jCC} = \left(\sum_{i=1}^n T_{ji} \cdot P_{ном i} \right) \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном i} = \frac{4T_{j1}P_{ном1} + 2T_{j5}P_{ном5}}{4P_{ном1} + 2P_{ном5}} = \frac{4 \cdot 15 \cdot 60 + 2 \cdot 13 \cdot 100}{4 \cdot 60 + 2 \cdot 100} = 14 \text{ с}$$

($P_{ном1}$ и $P_{ном5}$ – номинальная активная мощность генераторов ТВФ-60 и ТВФ-100 соответственно).

Так как мощность системы $S = \infty$, то изменение угла выбега роторов за время цикла БАПВ

$$\Delta \delta^\circ = 9000 \cdot \frac{P_{нагр} t^2}{T_{jCC} P_{ном CT}} = 9000 \frac{200 \cdot 0.34^2}{14(4 \cdot 60 + 2 \cdot 100)} \approx 34^\circ.$$

Предельный угол выбега роторов КЭС

$$\delta_{пред} = \delta_0 + \Delta \delta = 22 + 34 = 56^\circ.$$

Так как $\delta_{пред} = 56^\circ < \delta_{доп} = 60^\circ$, БАПВ по расчету проходит.

Пример 2. Для той же электросети, что и в задаче 1, рассчитать уставку и проверить чувствительность органа выбора поврежденной фазы ОАПВ линии связи с системой.

Решение. Минимальное рабочее напряжение линии

$$U_{\text{раб.мин}} = 0,9U_{\text{ном}} = 0,9 \cdot 230 = 207 \text{ кВ}$$

Максимальный рабочий ток

$$J_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_{\text{раб.мин}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 207} = 0,698 \text{ кА}$$

Минимальное рабочее сопротивление

$$Z_{\text{раб.мин}} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{\sqrt{3}J_{\text{раб.макс}}} = \frac{207}{\sqrt{3} \cdot 0,698} = 171 \text{ Ом}$$

Сопротивление срабатывания органа выбора

$$Z_{\text{сов}} = \frac{Z_{\text{раб.мин}}}{K_H \cdot K_{\phi}} = \frac{171}{1,15 \cdot 1,2} = 124 \text{ Ом}$$

При проверке чувствительности органа выбора можно принять $Z_L = X_L$.

$$\text{Тогда } K_{\phi} = \frac{Z_{\text{сов}}}{Z_L} = \frac{124}{16} = 7,75 > 1,5$$

По рабочим напряжению и току выбираем измерительные трансформаторы /Л-1/. Трансформатор напряжения НКФ-220-58 с номинальными напряжениями первичной и вторичной обмоток $220000/\sqrt{3}$ В и 100 В соответственно. Коэффициент трансформации его

$$K_{TH} = \frac{220000/\sqrt{3}}{100} = 2200/\sqrt{3}$$

Трансформатор тока ТФНД-220-1 с номинальными первичными и вторичными токами 750А и 5А. Его коэффициент трансформации

$$K_{TT} = \frac{750}{5} = 150$$

Уставка реле сопротивления органа выбора поврежденной фазы

$$Z_{\text{сров}} = Z_{\text{сов}} \frac{K_{TT}}{K_{TH}} = 124 \frac{150}{2200 \cdot \sqrt{3}} = 14,6 \text{ Ом}$$

Пример 3. Выбрать способы и рассчитать уставки ТАПВ линий электросети, приведенной на рис. 3.10.

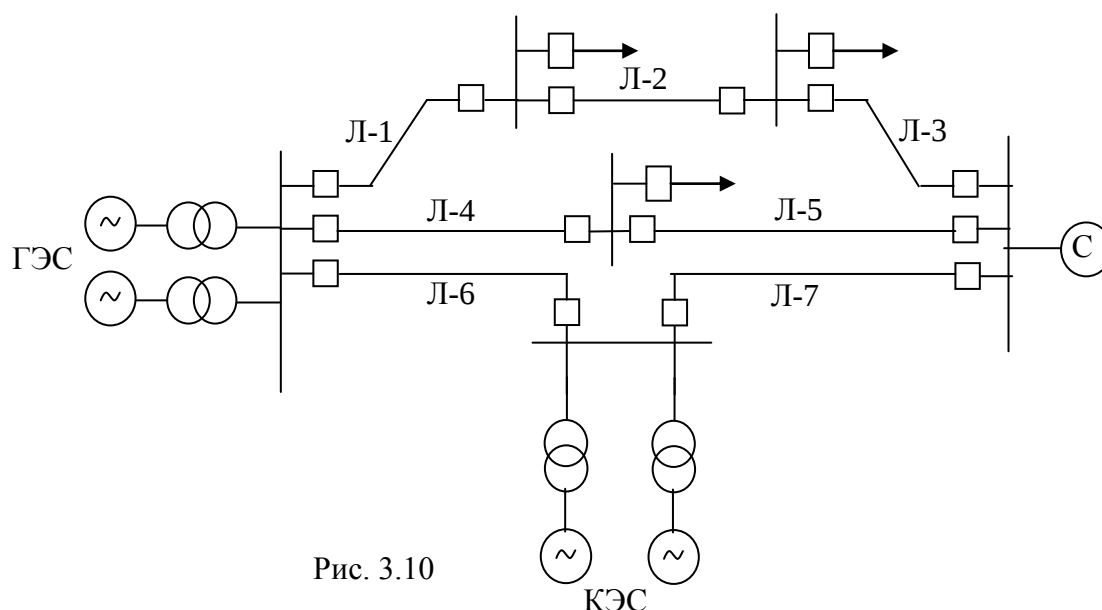


Рис. 3.10

На ГЭС установлены два блока с генераторами и трансформаторами по 80 МВА. Сверхпереходное сопротивление генератора ГЭС $x''_d=0,22$; напряжение короткого замыкания $e_k=11\%$.

На КЭС также работают два блока с генераторами по 30 МВА и трансформаторами по 32 МВА. Сверхпереходное сопротивление генераторов $x''_d=0,125$; напряжение короткого замыкания трансформаторов $e_k=10,5\%$. Мощность системы $S_c=500$ МВА; относительное сопротивление системы $x''_c=0,3$.

Напряжение линий электропередачи 110 кВ; длины линий – $l_1=l_3=20$ км; $l_2=40$ км; $l_4=l_5=35$ км; $l_6=25$ км; $l_7=30$ км.

На ЛЭП установлены выключатели ВМК-110 с собственными временами отключения $t_{ов}=0,09$ с, включения $t_{вв}=0,18$ с и временем бестоковой паузы при АПВ – $t_{бп}=0,4$ с. защита линий дистанционная с выдержкой времени первой ступени $t^1_3=0$ с и второй ступени $t^{11}_3=0,5$ с.

Решение. Линии Л-1 – Л-5 соединяют источники питания (ГЭС и система), между которыми имеются три связи. Поэтому на них нужно установить такие же простые устройства АПВ, какие используют на линиях одностороннего питания (на каждой из сторон линий Л-1 – Л-5).

Благодаря тому, что на обеих сторонах этих линий установлены одинаковые выключатели с равными временами отключения и временем бестоковой паузы ($t_{бп}$), превышающим необходимое время деионизации дугового промежутка (t_d), а $t^1_3=0$, уставку реле времени АПВ указанных ЛЭП –

$$t_{АПВ} = t_3^H + t_{БП} + t_{зан} - t_{БВ} = 0,5 + 0,4 + 0,1 - 0,18 = 0,82 \text{ с.}$$

Так как КЭС имеет только две связи с остальной частью сети (по линиям Л-6 и Л-7), то для этих линий следует проверить возможность установки НАПВ.

Для выяснения такой возможности для линий Л-7 составим эквивалентную схему замещения электросети при отключенной линии Л-6 (рис. 3. 11). При составлении этой схемы в нее следует ввести минимальное число одновременно работающих агрегатов КЭС, ибо тогда по каждому из них протекает наибольший ток несинхронного включения.

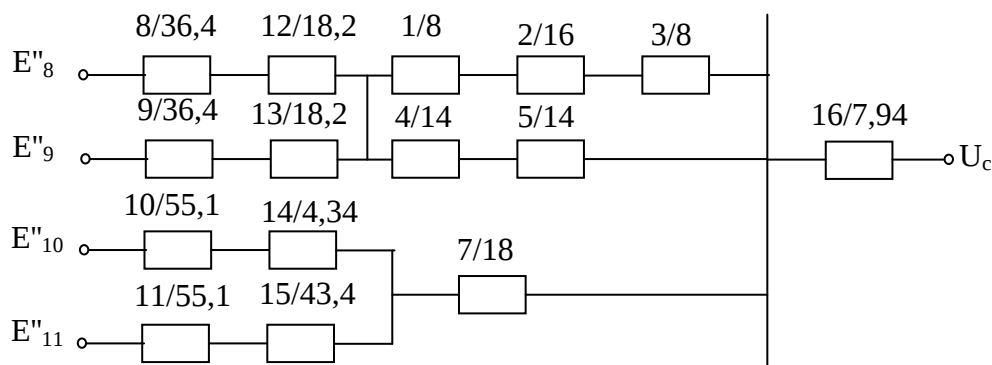


Рис. 3.11

В схеме рис. 3.11 сопротивления всех элементов приведены к напряжению $U_6=115$ кВ. их значения получены следующим образом:

для генераторов ГЭС –

$$x_8 = x_9 = x_d'' \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = 0,22 \frac{115^2}{80} = 36,4 \text{ Ом;}$$

аналогично для генераторов КЭС и системы –

$$x_{10} = x_{11} = 0,125 \frac{115^2}{30} = 55,1 \text{ Ом; } x_{16} = 0,3 \frac{115^2}{500} = 7,94 \text{ Ом;}$$

для трансформаторов –

$$x_{12} = x_{13} = \frac{e_k \%}{100} \cdot \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 18,2 \text{ Ом}$$

$$x_{14} = x_{15} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{32} = 43,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивления линий электропередачи –

$$x_1 = x_3 = x_{y\partial} \cdot l = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом; } x_2 = 0,4 \cdot 40 = 16 \text{ Ом;}$$

$$x_4 = x_5 = 0,4 \cdot 35 = 14 \text{ Ом; } x_7 = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом.}$$

Упрощая схему, получим (рис. 3.12):

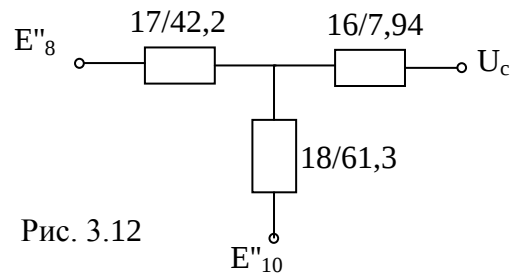


Рис. 3.12

$$x_{17} = \frac{x_8 + x_{12}}{2} + \frac{(x_1 + x_2 + x_3) \cdot (x_4 + x_5)}{x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5} = \frac{36,4 + 18,2}{2} + \frac{(8 + 16 + 8) \cdot (14 + 14)}{8 + 16 + 8 + 14 + 14} = 42,2$$

Ом;

$$x_{18} = \frac{x_{10} + x_{14}}{2} + x_7 = \frac{55,1 + 43,4}{2} + 12 = 61,3 \text{ Ом.}$$

Приведя схему к простейшему виду (рис. 3.13), найдем:

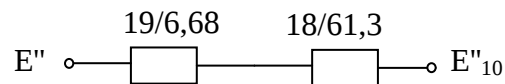


Рис. 3.13

Расчет уравнительного тока произведем по упрощенной методике, приняв, что ЭДС всех генераторов и напряжение системы равны $1,05 U_6$.

При этом

$$J_{ур.макс} = \frac{2,1U_\delta}{\sqrt{3}x_\Sigma} = \frac{21 \cdot 115}{\sqrt{3}(6,68 + 61,3)} = 2,05 \text{ кА.}$$

Ток несинхронного включения одного агрегата КЭС

$$J_{нс} = \frac{J_{ур.макс}}{2} = \frac{2,05}{2} = 1,025 \text{ кА.}$$

Приведенный к базисной ступени напряжения номинальный ток генератора КЭС

$$J_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_\delta} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,15 \text{ кА.}$$

Допустимый толчок тока несинхронного включения

$$J_{доп} = \frac{0,625}{x''_d} J_{ном} = \frac{0,625}{0,125} \cdot 0,15 = 0,75 \text{ кА.}$$

Так как $J_{нс}=1,025 \text{ кА} > J_{доп}=0,75 \text{ кА}$, по расчету НАПВ не проходит.

Линия Л-6 короче, чем Л-7. Поэтому на ней НАПВ также не пройдет. Следовательно, на линиях Л-6 и Л-7 нужно установить АПВ с контролем отсутствия встречного напряжения и проверкой (или ожиданием) синхронизма.

Выберем уставки этих АПВ. Уставка реле времени у них такая же, как и у АПВ линий Л-1 – Л-5. Уставка реле минимального напряжения

$$U_{с.р.мин} \leq 0,5U_{ном}/K_{тн}.$$

Примем $U_{срмин} = 0,3 \cdot U_{ном}/K_{тн}$. Тогда при установке на ЛЭП трансформатора напряжения НКФ-110-1 с коэффициентом трансформации $K_{тн} = \frac{110000/\sqrt{3}}{100} = 1100/\sqrt{3}$ получим:

$$U_{ср.мин} = 0,3 \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 1100/\sqrt{3}} = 32 \text{ В.}$$

Уставка реле контроля синхронизма

$$\delta_{ср} = \frac{t_{АПВ} \cdot \delta_{доп}}{k_n [1 + k_B) \cdot t_{БВ} + t_{АПВ}]} = \frac{0,82 \cdot 60}{1,1 [1 + 0,8) \cdot 0,18 + 0,82]} = 39^\circ.$$

4. ВЫБОР СПОСОБОВ И РАСЧЕТ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ

При выборе способов автоматической синхронизации надлежит проверить, возможно ли включение генератора в систему методом самосинхронизации в нормальных условиях (т.е. при отсутствии внезапно возникшего дефицита генераторной мощности). Для такой проверки следует:

а) составить эквивалентную схему замещения системы, в которую должен быть включен синхронизируемый генератор, приводя сопротивления всех входящих в схему элементов к одной ступени напряжения или к базисным условиям (последнее при расчете в относительной системе единиц), аналогично тому, как это было

показано для расчета НАПВ. При этом сопротивления и ЭДС генераторов нужно вводить в схему их переходными значениями x'_d и E'_q . За базисное напряжение целесообразно принимать номинальное напряжение синхронизируемого генератора, а при расчете в относительной системе единиц за базисную также принять номинальную мощность этого генератора;

б) упростить схему, приведя ее к виду рис. 4.1, где x'_d – переходное сопротивление синхронизируемого генератора, а x'_c и E'_c – эквивалентные переходные значения сопротивления и ЭДС системы. (Для упрощения расчета E'_c можно принять равным напряжению системы U_c);

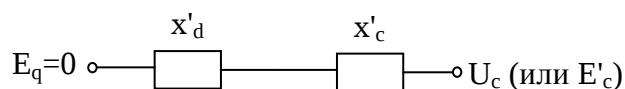


Рис. 4.1

в) найти переходное значение уравнительного тока при включении невозбужденного генератора (ЭДС его равна нулю)

$$J'_{yp} = \frac{U_c}{x'_d + x_c}$$

Для возможности включения генератора в систему методом самосинхронизации при отсутствии дефицита мощности должно быть удовлетворено условие:

$$J'_{yp} \leq 3,5 J_{ном},$$

где $J_{ном}$ – номинальный ток синхронизируемого генератора.

Если это условие выполняется, то для гидрогенераторов используют устройство автоматической, а для турбогенераторов – полуавтоматической синхронизации. Уставку реле разности частот в этих устройствах принимают равной 1,0–1,5 Гц.

При $J_{yp} > 3,5 J_{ном}$ включение генераторов электростанции на параллельную работу с системой производят с помощью полуавтосинхронизаторов с постоянным углом опережения (для турбогенераторов) или автосинхронизаторов с постоянным временем опережения. Для генераторов большой мощности последнее предпочтительнее.

Следует отметить, что применение автоматической не исключает использования ручной синхронизации генераторов, а также, что в условиях возникновения большого дефицита мощности в системе допускается включение генераторов в систему методом

самосинхронизации при скольжении до 20% вне зависимости от величины уравнивающего тока.

Расчет синхронизации состоит из определения параметров синхронизации, т. е. допустимого угла ошибки ($\delta_{\text{ош.доп}}$) и расчетной частоты скольжения ($\omega_{\text{сп}}$), и выбора уставок синхронизатора.

Допустимый угол ошибки

$$\delta_{\text{ош.доп}} = 2 \arcsin \frac{i_{\text{ур.доп}} (x''_d + x_{\text{св}} + x_c)}{3,6 \cdot \sqrt{2} \cdot E''_q}$$

где $i_{\text{ур.доп}}$ – допустимое значение толчка уравнивающего тока (не более амплитуды номинального тока генератора – $\sqrt{2} J_{\text{ном}}$);

x''_d и E''_q – сверхпереходные сопротивление и ЭДС генератора соответственно;

x_c – сопротивление системы;

$x_{\text{св}}$ – сопротивление связи генератора с системой.

Расчетная частота скольжения предварительно определяется по выражениям:

для синхронизатора с постоянным углом опережения –

$$\omega = \frac{\delta_{\text{ош.доп}}}{t_{\text{ВВ}}},$$

где $t_{\text{ВВ}}$ – собственное время включения выключателя в цепи генератора (или блока);

для синхронизатора с постоянным временем опережения –

$$\omega_{\text{сп}} = \frac{\delta_{\text{ош.доп}}}{\Delta t_c + \Delta t_c},$$

где $\Delta t_{\text{ВВ}}$ – разброс во времени включения выключателя;

Δt_c – ошибка реле опережения автосинхронизатора.

Затем производится проверка вычисленного значения расчетной частоты скольжения по выражению

$$\cos \delta_{\text{пред}} = \cos \delta_{\text{ош.пред}} - 157 T_j \left(\frac{\omega_{\text{сп}}}{\omega_n} \right)^2 \cdot (x'_d + x_{\text{св}*} + x_{\text{с}*}),$$

где $\delta_{\text{пред}}$ – предельный угол выбега ротора генератора после включения его в систему;

$\delta_{\text{ош.доп}}$ – допустимый угол ошибки;

T_j – постоянная инерции синхронизируемого агрегата;

$\omega_{\text{сп}}$ – расчетная частота скольжения;

ω_n – номинальная частота;

X_{c*} , X_{cb*} и X'_d – переходное сопротивление системы, генератора и сопротивление связи его с системой соответственно в относительных единицах (приведенных к номинальным параметрам генератора).

Если при расчете получается $\cos\delta_{\text{пред}} < -1$, то ω_{sp} следует уменьшить до значения, при котором соблюдается условие

$$\cos\delta_{\text{пред}} \geq -1.$$

При известных параметрах синхронизации уставки синхронизатора с постоянным углом опережения находят следующим образом:

уставку реле времени (t_k) принимают равной $t_k = 0,3 - 0,5$ с;

уставки реле минимального напряжения

$$U_{cp2} = 2U_n \sin \frac{\omega_{sp} \cdot t_{BB}}{2},$$

где U_n – номинальное вторичное напряжение трансформатора напряжения;

$$U_{cp} = 2U_n \sin \frac{\omega_{sp} \cdot (t_k + t_{BB})}{2}$$

у синхронизатора с постоянным временем опережения принимают время опережения $t_{оп} = t_{BB}$,

уставку реле контроля разности частот

$$U_{cpkc} = 2U_n \sin \frac{\omega_{sp} \cdot t_{BB}}{2},$$

уставку реле контроля разности напряжений

$$U_{срkn} = (0,1 - 0,15),$$

напряжение возврата реле "прибавить частоту" и реле "убавить частоту"

$$U_{впч} = U_{вуч} = (0,05 - 0,1)U_n,$$

уставку контурного реле времени (продолжительность импульса на изменение частоты за один период напряжения скольжения)

$$t_{имп} = 0,2 - 0,3 \text{с}.$$

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ

Проверить возможность включения генератора КЭС методом самосинхронизации. КЭС связана с системой бесконечной мощности ($S_c = \infty$) линий электропередачи напряжением $U_n = 110$ кВ и длиной $l = 100$ км. На электростанции установлены два блока с генераторами ТВФ-60-2 и трансформаторами ТДЦ-80. Линия

электропередачи оборудована выключателями ВМК-110. (Принципиальная схема электросети показана на рис. 5.1).

Для включения генераторов этой КЭС на параллельную работу выбрать уставки полуавтосинхронизатора с постоянным углом опережения.

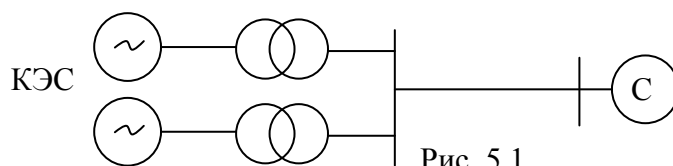


Рис. 5.1

Решение.

Ранее были найдены параметры генераторов и трансформаторов рассматриваемой КЭС (задача 1 раздела 3).

Параметры генераторов: мощность $S_{\text{ном}}=75$ МВА; напряжение $U_{\text{ном}}=10,5$ кВ; коэффициент мощности $\cos\varphi_n=0,8$; сверхпереходное сопротивление $x''_d=0,195$; переходное сопротивление $x'_d=0,282$; постоянная инерции $T_j=15$ с.

Параметры трансформаторов: мощность $S_{\text{ном}}=80$ МВА; напряжение короткого замыкания $e=11\%$.

Собственное время включения ВМК-110- $t_{\text{ВВ}}=0,18$ с.

Расчет произведем в относительной системе единиц при допущении, что ЭДС всех источников питания равны между собой. За базисные условия примем - напряжение $U_6=10,5$ кВ; $S_6=S_{\text{ном.ген}}=75$ МВА. Тогда $J_6=J_{\text{ном}}=188$ А.

Составим эквивалентную схему замещения, вводя переходное сопротивление генераторов (рис. 5.2). Для этого приведем сопротивления всех элементов к принятым базисным условиям.

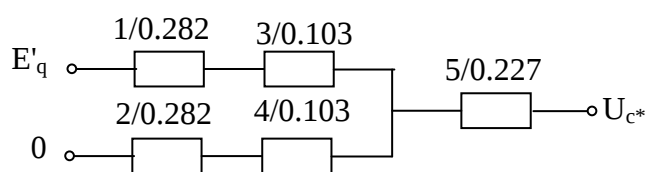


Рис. 5.2

Сопротивление генератора

$$x_1 = x_2 = x'_d \frac{S_6}{S_n} = 0,282 \frac{75}{75} = 0,282.$$

Сопротивление трансформатора

$$x_3 = x_4 = \frac{e_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_n} = \frac{11}{100} \cdot \frac{75}{80} = 0,103.$$

Сопротивление ЛЭП

$$x_5 = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{75}{115^2} = 0,227.$$

Относительное напряжение системы (U_{c*}) примем равным 1,05 (с учетом возможности его повышения на 5% по отношению к среднему).

Упрощая схему, приведем ее к виду (рис. 5.3).

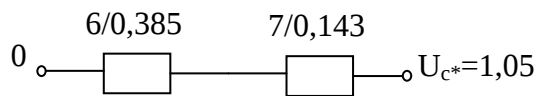


Рис. 5.3

Здесь

$$x_6 = x_2 + x_4 = 0,282 + 0,103 = 0,385$$

$$x_7 = \frac{(x_1 + x_3) \cdot x_5}{x_1 + x_3 + x_5} = \frac{(0,282 + 0,103) \cdot 0,227}{0,282 + 0,103 + 0,227} = 0,143$$

Относительное значение переходного уравнивающего тока генератора

$$J'_{yp*} = \frac{U_{c*}}{x_{\Sigma}} = \frac{1,05}{0,385 + 0,143} = 1,99 < J_{don*} = 3,5.$$

Следовательно, можно включать генераторы КЭС на параллельную работу с системой методом самосинхронизации.

Заменяв в схеме рис. 5.2 переходные сопротивления генераторов x_1 и x_2 на сверхпереходные $x''_d=0,195$ и включив в состав системы один (работающий) блок КЭС, получим

$$x_{c*} = \frac{(x_1 + x_3) \cdot x_5}{x_1 + x_3 + x_5} = \frac{(0,195 + 0,103) \cdot 0,227}{0,195 + 0,103 + 0,227} = 0,129.$$

Относительное значение сверхпереходной ЭДС генератора

$$E''_q = (1 + x''_d \sin \varphi_n) U_{ном*} = (1 + 0,195 \cdot 0,6) \cdot 1 = 1,12.$$

Приняв за допустимое значение толчка уравнивающего тока амплитуду номинального тока генератора (т. е. относительное значение его $i_{don} = \sqrt{2}$), найдем величину допустимого угла ошибки

$$\delta_{ош.дон} = 2 \arcsin \frac{i_{дон} (x''_d + x_{св*} + x_{с*})}{3,6 \cdot \sqrt{2} \cdot E''_q} = 2 \arcsin \frac{\sqrt{2}(0,195 + 0,103 + 0,129)}{3,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,12} = 12^\circ$$

Расчетная частота скольжения

$$\omega_{sp} = \frac{\delta_{ош.дон}}{t_{BB}} = \frac{12}{0,18} = 66,7^\circ / сек.$$

Проверим допустимость полученного значения ω_{sp} . Для этого определим косинус предельного угла выбега ротора генератора

$$\begin{aligned} \cos \delta_{пред} &= \cos \delta_{ош.дон} - 157 T_j \left(\frac{\omega_{sp}}{\omega_n} \right)^2 \cdot (x'_d + x_{св*} + x_{с*}) = \\ &= \cos 12^\circ - 157 \cdot 15 \left(\frac{66,7}{18000} \right)^2 \cdot (0,282 + 0,103 + 0,143) = 0,976 \\ (\omega_n &= 360 f_{ном} = 360 \cdot 50 = 18000^\circ / сек). \end{aligned}$$

Так $\cos \delta = 0,976 > -1$, ранее найденное значение ω_{sp} обеспечивает включение блока КЭС в систему без асинхронного хода.

Приняв уставку реле времени синхронизатора $t_k = 0,5$ с, найдем напряжения срабатывания реле напряжения

$$U_{cp2} = 2U_{ном} \sin \frac{\omega_{sp} t_{BB}}{2} = 2 \cdot 100 \sin \frac{66,7 \cdot 0,18}{2} = 21B$$

$$U_{cp1} = 2U_{ном} \sin \frac{\omega_{sp} (t_k + t_{BB})}{2} = 2 \cdot 100 \sin \frac{66,7 \cdot (0,5 + 0,18)}{2} = 77B$$

Литература

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. / Под ред. А.Ф.Дьякова. – М.: ЭНАС, 2000. – 504 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л.Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
4. Правила устройства электроустановок. – Т.: Инспекция «Узгосэнергонадзор», 2007. – 732 с.
5. Беркович М.А., Гладышев В.Л., Семенов В.А. Автоматика энергосистем. – М.: ЭАИ, 1991. – 240 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы... – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
7. www.s-avtomatika.ru
8. www.pea.ru
9. www.ziyo.net

Варианты заданий по выбору способа и расчету АПВ одиночной ЛЭП с двухсторонним питанием и расчету синхронизации генераторов

№ п/п	Тип генератора	Мощность генератора, МВт	Число блоков	Напряжение линии связи, кВ	Длина линии, км	Мощность тупиковых ЛЭП, МВА	Сопротивление системы, Ом	Вид защиты ЛЭП
1	Гидроген.	50	4	110	50	40	5	Дистанционная
2	-"	30	4	110	60	30	7	-"
3	-"	50	6	220	120	60	10	-"
4	-"	60	3	110	70	20	4	-"
5	-"	40	2	110	40	0	4	-"
6	Турбоген.	60	4	220	100	80	12	Высоко- частотная
7	-"	80	4	220	120	60	10	
8	-"	30	8	110	70	60	5	Дистанционная
9	-"	60	6	220	150	100	10	-"
10	-"	40	4	110	80	80	3,5	-"

1. Схема электрических соединений задания приведена на рис. 3.1
2. Недостающие данные для расчета принимать по справочнику.

Варианты заданий по выбору способов и расчету АПВ линий кольцевых сетей

№ п/п	Мощность ГЭС, МВт	Число блоков ГЭС	Мощность КЭС, МВт	Число агрегатов КЭС	Сопротив- ление системы, Ом	Напряже- ние ЛЭП, кВ	Длина ЛЭП, км						
							Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	Л-6	Л-7
1	60	2	100	2	0,5	35	15	25	20	20	20	15	35
2	60	3	80	2	0,6	35	15	15	15	18	17	25	12
3	100	4	90	3	0,7	35	14	19	16	15	25	25	20
4	100	2	180	3	5,0	110	30	35	25	40	30	40	40
5	95	3	90	3	4,2	110	25	35	30	30	45	45	45
6	120	4	100	2	5,8	110	20	30	35	25	50	50	38
7	120	2	125	2	6,0	110	15	25	40	40	35	48	47
8	145	2	300	3	18	220	60	70	70	80	70	100	45
9	180	2	300	2	20	220	40	80	80	90	60	95	55
10	200	2	252	4	19,6	220	50	75	70	100	45	85	70

Примечание:

1. Параметры генераторов и трансформаторов принять по справочнику с ближайшими к заданным мощностям.
2. Удельное сопротивление ЛЭП принять равным 0,4 Ом/км
3. Расчетная схема заданий приведена на рис. 3.10.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Выбор способа и расчет уставок автоматического повторного включения (АПВ) одиночных линий с двухсторонним питанием	3
2. Выбор способа АПВ линий замкнутых электрических сетей...	10
3. Примеры выбора и расчета АПВ линий с двухсторонним питанием	10
4. Выбор способов и расчет автоматической синхронизации генераторов	21
5. Пример расчета синхронизации генераторов	24
Литература	28
Приложение	29

Редактор Ахметжанова Г.М.

