

АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Методические указания к выполнению
расчётно-графического задания
для студентов всех форм обучения по программе
магистерской подготовки «Электроустановки
электрических станций и подстанций»,
направление 140400 «Электроэнергетика и электротехника»

Составители: канд. техн. наук, доц. *М.А. Купарев*,

Рецензент:

канд. техн. наук, доц. *Г.В. Глазырин*

Работа подготовлена на кафедре электрических станций

© Новосибирский государственный
технический университет, 2014 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. РАСЧЁТ УСТРОЙСТВ ТОЧНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ	4
1.1. Способы синхронизации	4
1.2. Условия точной синхронизации	5
1.3. Критерии допустимости включения генераторов на параллельную работу. Порядок расчёта автоматических устройств точной синхронизации	9
1.4. Пример расчёта синхронизатора СА-1	13
2. ВЫБОР ВИДА АПВ ЛИНИЙ СВЯЗИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ	19
2.1. Особенности и разновидности АПВ линий с двусторонним питанием	19
2.2. Несинхронное АПВ	22
2.3. Быстродействующее АПВ	25
2.4. Пример расчёта по определению допустимости НАПВ и БАПВ	28
Список литературы	32
ПРИЛОЖЕНИЕ. Основные технические данные турбогенераторов (двухполюсных, одновальных)	33

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является самой автоматизированной отраслью народного хозяйства. Это связано со специфическими особенностями её технологических процессов. А именно, режимная взаимозависимость параллельно работающего электрооборудования, непрерывность процессов производства, транспорта и потребления электроэнергии при очень высокой скорости их протекания требуют скорости реакции, недоступной человеку. Поэтому дисциплина «Автоматика электрических станций» является одной из базовых в плане подготовки специалистов по электрическим станциям.

Расчётно-графическое задание по дисциплине «Автоматика электрических станций» состоит из двух частей. В первой части необходимо выполнить расчёт параметров устройства точной автоматической синхронизации генераторов электростанции, а также проверить их синхронную устойчивость после включения. Вторая часть задания связана с линиями связи электростанции с энергосистемой. В работе необходимо провести оценку возможности применения на этих линиях несинхронного и быстродействующего автоматического повторного включения (АПВ).

1. РАСЧЁТ УСТРОЙСТВ ТОЧНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ

1.1 Способы синхронизации

Синхронизацией генераторов называется процесс их включения на параллельную работу с другими синхронными машинами. Включение на параллельную работу может осуществляться способом *точной синхронизации* и *самосинхронизацией*. При точной синхронизации генератор включается в сеть уже возбуждённым, а при самосинхронизации сначала включается выключатель, а затем сразу на обмотку возбуждения подаётся ток, и за счёт возникающего синхронного момента генератор втягивается в синхронизм.

При точной синхронизации различают:

- 1) ручную синхронизацию (все действия производятся персоналом);
- 2) полуавтоматическую синхронизацию (действия персонала сведены к минимуму и ограничиваются только выполнением части операций (например, регулирование скорости вращения синхронизируемого генератора), в то время как другие операции производятся автоматически;
- 3) автоматическую синхронизацию (все операции производятся без вмешательства персонала специальными автоматическими устройствами).

При оснащении блоков электростанций генераторными выключателями синхронизация блока производится следующим образом: сначала включается выключатель стороны высшего напряжения (ВН) блока, а затем генераторный выключатель. На генераторный выключатель возлагаются также функции синхронизации генератора с распределительным устройством ВН. Следовательно, включение блока со стороны ВН осуществляется при отключенном генераторе. При отсутствии в блоке генераторного выключателя синхронизация возлагается на выключатель ВН.

В настоящих методических указаниях рассматривается включение генераторов по способу точной синхронизации.

1.2. Условия точной синхронизации

Поскольку при точной синхронизации генератор включается в сеть уже возбуждённым, то на его выводах имеется напряжение. Следовательно, процесс *точной синхронизации* подразумевает процесс уравнивания частоты вращения и напряжения включаемого генератора с частотой вращения и напряжением работающих генераторов, а также выбор соответствующего момента времени для подачи импульса на включение выключателя, когда направления векторов синхронизируемых напряжений совпадают.

При точной синхронизации необходимо соблюсти ряд условий:

- 1) необходимо выровнять значения напряжений генератора и системы;
- 2) необходимо выровнять частоты генератора и системы;

3) необходимо подать команду на включение выключателя генератора таким образом, чтобы в момент замыкания его контактов угол между векторами напряжений генератора и сети был равен нулю ($\delta=0$).

В реальной жизни при эксплуатации невозможно идеальное соблюдение всех этих условий. Наиболее опасным при синхронизации является невыполнение условия $\delta=0$, так как возникает толчок, обусловленный моментом, вследствие появления активной составляющей в уравнительном токе. Этот момент создаёт ударные воздействия на обмотки и на вал ротора генератора, что может привести к механическим повреждениям. Большое отклонение частоты тоже является опасным, поскольку может привести к возникновению качаний, и даже асинхронного режима. Поэтому предварительно необходимо определить, а затем на практике обеспечить допустимые отклонения от условий синхронизации. Процесс синхронизации относится к нормальным рабочим процессам, поэтому быстрота включения не имеет первостепенного значения, что позволяет в некоторой степени ограничить воздействия на генератор. И лишь в редких ненормальных режимах, сопровождающихся снижением частоты и напряжения или разделением электроэнергетической системы на не-синхронно работающие части, быстрота включения оказывается очень важной, вследствие чего допускаются повышенные воздействия на включаемый генератор.

Условие $\delta=0$ при синхронизации соответствует совпадению направлений векторов напряжений генератора и системы. Но в процессе раскрутки генератора векторы этих напряжений совпадать по направлению, как правило, не могут (совпасть они могут только случайно). Если при этом будет идеально соблюдаться условие равенства частот, то имеющийся угол δ меняться не будет и никогда не достигнет нулевого значения. Для того чтобы направления этих векторов когда-то совпали, генератору необходимо иметь некоторое скольжение, то есть скорость вращения его ротора должна быть отличной от номинальной. Скольжение является первой производной по времени от угла δ . Именно только при отклонении скорости вращения ротора векторы напряжений могут периодически сходиться и расходиться. То есть для выполнения условия № 3 требуется некоторое отклонение от условия № 2. Чем больше будет отклонение или скольжение, тем быстрее векторы напряжений будут

сходиться и расходиться. Очевидно, что отклонение должно быть небольшим, поэтому в процессе синхронизации генераторы раскручивают не до номинальной скорости, а близкой к ней.

Устройства синхронизации можно разделить на два класса: синхронизаторы с постоянным углом опережения и синхронизаторы с постоянным временем опережения. Смысл опережения заключается в следующем. Условие $\delta=0$ при синхронизации должно выполняться в момент замыкания контактов выключателя. Поскольку выключатель имеет не нулевое время включения, команда на включение должна подаваться заранее, то есть с опережением. Отсюда и вытекают такие понятия как время и угол опережения. Очевидно, что время опережения должно равняться времени включения выключателя, а угол опережения – это тот угловой путь, который проходит вектор напряжения генератора за время включения до схождения с вектором напряжения энергосистемы. Так как время включения выключателя меняться не может, то в зависимости от частоты генератора угол опережения должен быть разным. При большом скольжении векторы напряжений сходятся и расходятся быстро, соответственно вектор напряжения генератора пройдет больший угловой путь по сравнению со случаем, когда скольжение будет меньше. Следовательно, чем больше скольжение, тем больше должен быть угол опережения. Это должны учитывать автоматические синхронизаторы, применяемые на электростанциях. А это, в свою очередь, означает, что синхронизаторы с постоянным углом опережения не способны учитывать разное скольжение и успешность синхронизации может быть обеспечена только при строго заданной заранее скорости генератора. В реальных условиях обеспечить заданную скорость очень затруднительно и это приведет к затягиванию процесса. Поэтому синхронизаторы с постоянным углом опережения на электростанциях не применяются; их область применения ограничивается автоматикой повторного включения с улавливанием синхронизма (АПВУС) для линий с двухсторонним питанием. На практике также очень затруднительно оказывается обеспечить равномерность скорости вращения генератора. Поэтому на электростанциях следует применять такие синхронизаторы, которые способны сами вычислять нужный угол опережения, учитывая не только разную скорость вращения генератора, но и изме-

нение скорости в процессе синхронизации (ускорение или вторую производную от угла δ) [1].

Одни из самых первых синхронизаторов с постоянным временем опережения – это аналоговые устройства типа АСТ-4 и СА-1 отечественного производства. Автоматический синхронизатор АСТ-4 является наименее совершенным, поскольку он выполнен на релейной базе и не рассчитан на учёт изменения скорости (или скольжения) генератора. Автоматический синхронизатор СА-1 оказывается более совершенным, поскольку выполнен на микроэлектронной базе и способен учитывать изменение скорости генератора. Основное допущение, заложенное в алгоритм функционирования СА-1, это неизменность ускорения генератора в течение времени опережения. В настоящее время на электростанциях устанавливаются микропроцессорные автоматические синхронизаторы, принцип функционирования которых может существенно отличаться от принципа аналоговых устройств. Но, в целом, для микропроцессорных синхронизаторов требуется задавать такие же уставки, как и для аналоговых, а порядок их выбора также не изменяется. Кроме этого, некоторые микропроцессорные синхронизаторы отечественного производства являются программными моделями аналогового синхронизатора СА-1 [1, 2, 3].

В конечном итоге для автоматических синхронизаторов потребуется задавать следующие основные уставки: максимально допустимое скольжение и максимально допустимый угол опережения. Максимально допустимая разность значений напряжений генератора и системы зависит от способа определения угла δ в самом синхронизаторе, и, как правило, задаётся разработчиком. В современных микропроцессорных синхронизаторах при использовании метода подсчёта тактовых импульсов в принципе не может быть какой-либо погрешности в определении угла δ , а соответственно такая уставка может и не предусматриваться. А для аналоговых синхронизаторов, особенно использующих биения, расхождение напряжений синхронизируемого генератора и системы по значению таит в себе большую опасность значительной погрешности в определении угла опережения, что в итоге приведёт к недопустимо большому углу включения. По этой причине в синхронизаторах предусматривается блокирование сигнала на включение выключателя при превышении разности

синхронизируемых напряжений выше определённого порога. Например, в синхронизаторе СА-1 этот порог принят на уровне 15% от номинального значения и расчёту не подлежит.

Максимально допустимые угол опережения и скольжение взаимосвязаны. Как было показано выше, большой угол опережения имеет место при большом скольжении. Это означает, что генератор не достаточно точно раскручен, его скорость очень сильно отличается от номинальной, и при таких условиях не может быть гарантирована успешная синхронизация, поскольку не могут выполняться допущения, заложенные в принцип работы синхронизатора. Например, это неизменность скорости генератора в течение времени опережения для синхронизатора АСТ-4 или неизменность ускорения генератора для синхронизатора СА-1. В итоге это может привести к недопустимо большому углу δ в момент замыкания контактов выключателя. Поэтому для разных типов синхронизаторов разработчиками устанавливаются свои предельно возможные значения по максимально допустимому углу опережения и скольжению.

1.3. Критерии допустимости включения генераторов на параллельную работу.

Порядок расчёта автоматических устройств точной синхронизации

На практике всегда будет иметь место некоторое отклонение от требуемых условий синхронизации. Как уже указывалось, большое скольжение и большой угол включения δ (ещё его можно назвать углом ошибки) в момент замыкания контактов выключателя являются очень опасными. Угловая ошибка может быть обусловлена нестабильностью времени включения выключателя, помехами, нарушающими стабильность работы синхронизаторов, а также несовершенством самих синхронизаторов, оказывающихся неспособными идеально точно определить нужный угол опережения. Важно, чтобы в процессе синхронизации эта угловая ошибка, а также скольжение были в пределах допустимых значений, зависящих от параметров генератора и энергосистемы, с которой он синхронизируется. Поэтому расчёт уставок синхронизаторов начинается с определения максимальных допустимых значений

угла ошибки и угловой частоты скольжения, которые впоследствии определяют максимально допустимый угол опережения.

Самыми опасными значениями угла включения в процессе синхронизации оказываются 120 и 135 электрических градусов для турбо- и гидрогенераторов соответственно (с учётом свободных составляющих в токе включения) [4]. Именно при таких значениях угла имеет место максимальное значение уравнивающей активной мощности, а значит и механического момента, действующего на генератор. Допустимость включения с тем или иным углом оценивается сопоставлением значений тока и момента, возникающих при синхронизации и при трёхфазном коротком замыкании (КЗ) с ЭДС генератора $E_{Г*} = 1,05$, являющимся предельными по прочности. (Здесь и далее индекс «звёздочка» означает приведение к относительным номинальным единицам генератора.) В качестве критериев допустимости такого включения используются коэффициенты запаса по току и по моменту:

$$K_I = \frac{I_{КЗ}^{(3)}}{I_{вкл}}; \quad K_M = \frac{M_{КЗ}^{(3)}}{M_{вкл}}; \quad (1)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на выводах генератора,
 $M_{КЗ}^{(3)}$ – электромагнитный момент при трёхфазном КЗ.

Значения этих коэффициентов должны быть больше единицы. То есть важно, чтобы нормальный рабочий процесс синхронизации не оказался тяжелее аварийного режима короткого замыкания. $K_I > K_M$ всегда, поэтому расчётным является K_M , то есть момент на валу машины в момент включения более опасен, чем ток. Значение K_M в настоящее время нормируется: для нормального режима работы принимается $K_M \geq 2$, а для аварийных ситуаций $K_M \geq 1,25$. $K_M = 2$ означает, что при включении генератора на параллельную работу возникающий электромагнитный момент должен быть как минимум в 2 раза меньше момента при трёхфазном КЗ.

Эти два коэффициента запаса взаимосвязаны через допустимый ток включения согласно формуле

$$K_M \approx \frac{1}{2I_{вкл\ доп} X_{d*}}. \quad (2)$$

Допустимый ток включения определяется в свою очередь коэффициентом запаса по току. Для многих генераторов будет обеспечиваться требуемое значение коэффициента запаса по моменту ($K_M \geq 2$) при минимально допустимом значении $K_I = 1$. К таким генераторам относятся те, у которых сверхпереходное сопротивление не превышает значение 0,25. Если сверхпереходное сопротивление генератора больше 0,25 (это, как правило, генераторы большой мощности), то поступают следующим образом. Сначала принимают минимально допустимое значение коэффициента запаса по моменту $K_M = 2$, а затем из выражения (2) определяют значения максимально допустимого тока включения и коэффициента запаса по току.

Следующий шаг расчёта заключается в определении максимально допустимого угла включения (угла ошибки) в радианах:

$$\delta_{\text{вкл max доп}} \approx I_{\text{вкл доп}} (X''_{d*} + X''_{\text{вн}*}), \quad (3)$$

где $X''_{\text{вн}*}$ – эквивалентное сверхпереходное сопротивление всей внешней электрической цепи относительно выводов генератора, приведённое к его номинальной мощности. Верхний индекс «два штриха» означает, что все генераторы внешней сети должны замещаться сверхпереходными сопротивлениями.

Угловая погрешность ($\delta_{\text{ош}}$) синхронизаторов содержит две составляющие: мультипликативную и аддитивную. Мультипликативная составляющая зависит от скольжения и определяется разбросом по времени включения выключателя ($\Delta t_{\text{в}*}$) и точностью задания времени опережения синхронизатора ($\Delta t_{\text{с}*}$). Аддитивная составляющая ($\Delta \delta_{\text{с}}$) погрешности не зависит от скольжения и обусловлена наличием помех, дрейфом нуля в микроэлектронной или микропроцессорной части, влиянием температуры.

$$\delta_{\text{ош}} = \Delta \delta_{\text{с}} + \omega_s t_{\text{вв}} (\Delta t_{\text{в}*} + \Delta t_{\text{с}*}) \quad (4)$$

Этот угол ошибки не должен превышать максимально допустимый угол включения. Тогда, если примем $\delta_{\text{ош}} = \delta_{\text{вкл max доп}}$, то можно будет из формулы (4) определить максимально допустимую угловую частоту скольжения

$$\omega_{s \text{ max доп}} = \frac{\delta_{\text{вкл max доп}} - \Delta \delta_{\text{с}}}{t_{\text{вв}} (\Delta t_{\text{в}*} + \Delta t_{\text{с}*})}, \text{ рад/с}, \quad (5)$$

или максимально допустимую частоту скольжения

$$f_{S \max \text{ доп}} = \omega_{S \max \text{ доп}} / 2\pi, \text{ Гц.} \quad (6)$$

Далее рассчитывается максимально допустимый угол опережения без учёта ускорения:

$$\delta_{\text{оп max доп}} = 180 \cdot \omega_{S \max \text{ доп}} \cdot t_{\text{ВВ}} / \pi, \text{ градусы.} \quad (7)$$

Учёт ускорения при расчёте производить не нужно, так как оно будет учитываться синхронизатором в процессе его работы. Если рассчитанные значения максимально допустимой частоты скольжения и угла опережения превышают установленные паспортными данными синхронизатора, то в качестве уставки принимаются значения, указанные в паспортных данных. Например, для синхронизаторов по типу СА-1 максимально допустимая частота скольжения не может превышать 2,5–3 Гц, а максимальный угол опережения 120°.

Завершающим этапом расчёта синхронизатора является проверка синхронной устойчивости. Максимально допустимый угол вылета ротора должен определяться по известному правилу площадей. Поскольку механический момент на холостом ходу агрегата практически нулевой, угол включения и скольжение невелики, это обеспечивает большую площадку торможения. В связи с этим принимается максимально допустимый угол вылета ротора равным 180° [4]. Максимальный угол вылета ротора ($\delta_{\text{выл max}}$) после включения с рассчитанными углом ошибки и скольжением определяется по следующей методике.

В момент включения генератор обладает избыточной кинетической энергией относительного движения ротора:

$$\Delta A = \frac{T_J \omega_{S*}^2}{2} \cdot \int_{\delta_{\text{ош}}}^{\delta_{\text{выл max}}} (P_{\text{ур}*} - P_{\text{нг}*}) d\delta. \quad (8)$$

Поскольку генератор в процессе синхронизации включается не нагруженным, то $P_{\text{нг}*} = 0$. Тогда уравнивающая активная мощность генератора в относительных единицах:

$$P_{\text{ур}*} = P_{\text{ур синх}} + P_{\text{ур реак}} = \frac{U_{C*}^2}{X'_{dp*}} \sin \delta + \frac{U_{C*}(X'_{dp*} - X_{qp*})}{2X'_{dp*} X'_{qp*}} \sin 2\delta. \quad (9)$$

Здесь: $X'_{dp*} = X'_{d*} + X'_{вн*}$ – расчётное реактивное сопротивление по продольной оси, $X_{qp*} = X_{q*} + X'_{вн*}$ – расчётное реактивное сопротивление по поперечной оси. $X'_{вн*}$ – эквивалентное переходное сопротивление всей внешней электрической цепи относительно выводов генератора, приведённое к его номинальной мощности. Верхний индекс «один штрих» означает, что все генераторы внешней сети должны замещаться переходными сопротивлениями.

Второе слагаемое формулы (9) представляет собой реактивную составляющую уравнительной мощности, обусловленную несимметрией ротора по продольной и поперечной осям. Поскольку турбогенераторы являются неявнополюсными машинами, то при их синхронизации реактивной составляющей можно пренебречь. Тогда, интегрируя выражение (8), получим

$$\delta_{\text{выл max}} = \arccos(\cos \delta_{\text{ош}} - 157 X'_{dp*} T_J \omega_{S*}^2), \quad (10)$$

где $\omega_{S*} = \omega_{S \text{ max доп}} / (2\pi f_{\text{ном}})$ – относительная максимально допустимая угловая частота скольжения.

Для гидрогенераторов при учёте реактивной составляющей устойчивость может быть проверена по выражению

$$\delta_{\text{выл max}} = \sqrt{\delta_{\text{ош}}^2 + (314 \cdot T_J \omega_{S*}^2) / C}, \text{ радианы}, \quad (11)$$

где

$$C = \frac{0,81}{X'_{dp*}} + \frac{0,81(X'_{dp*} - X_{qp*})}{X'_{dp*} X_{qp*}}. \quad (12)$$

Если рассчитанный максимальный угол вылета ротора по формулам (10) или (11) окажется меньше 180° , то синхронная устойчивость генератора после включения будет обеспечена. Если угол вылета получился больше 180° , то необходимо уменьшать максимально допустимые скольжение, угол ошибки и угол опережения и повторить расчёт по определению угла вылета.

Расчёт синхронизаторов необходимо проводить для максимального режима работы энергосистемы, который характеризуется наименьшим внешним эквивалентным сопротивлением. Согласно формулам (3), (5) и (7) при наименьшем внеш-

нем сопротивлении потребуется уложиться в самые жёсткие критерии по угловой ошибке, по максимально допустимому скольжению и углу опережения.

1.4. Пример расчёта синхронизатора СА-1

Исходные данные. Конденсационная электростанция (КЭС) состоит из пяти блоков с генераторами ТВВ-320-2ЕУЗ и трансформаторами ТДЦ-400000; два блока работают на распределительное устройство среднего напряжения (РУСН) 110 кВ, от которого питаются тупиковые линии нагрузки, остальные три блока работают на распределительное устройство высшего напряжения (РУВН) 220 кВ, к которому подключены три двухцепные линии связи с энергосистемой. Длина каждой линии 160 км и выполнены проводами АС-400/51 с удельным сопротивлением 0,42 Ом/км. Мощность КЭС системы 10000 МВА. Связь между РУСН и РУВН осуществляется двумя автотрансформаторами связи типа АТДЦН-200000/220/110. Структурная схема электростанции приведена на рис. 1. Время включения генераторного выключателя типа ВВГ-20-160/12500 составляет 0,14 с, разброс по времени включения 0,04 с, погрешности синхронизаторов $\Delta t_{C*} = 0,02$, $\Delta \delta_C = 0,05$ рад.

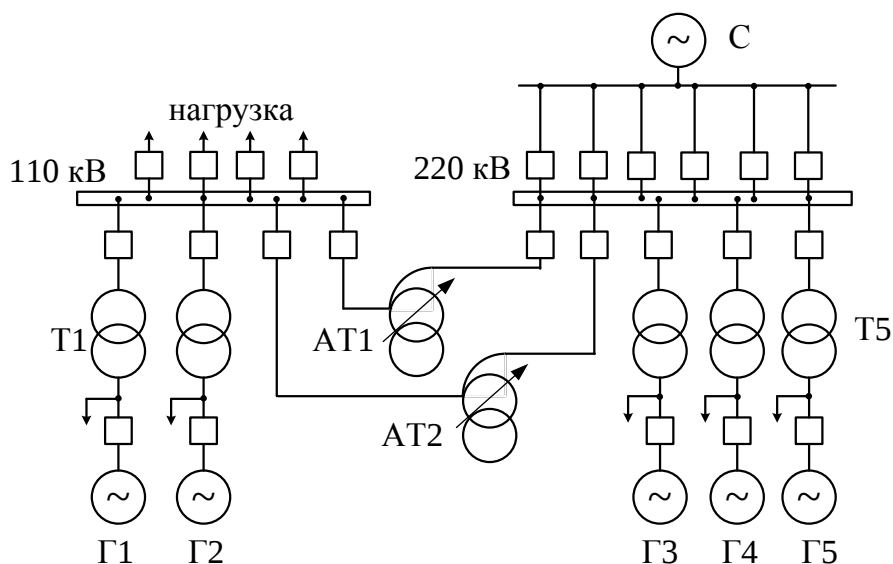


Рис. 1. Структурная схема КЭС

В примере рассмотрим включение в процессе синхронизации любого генератора, работающего на РУВН, например, Г5. Расчёт параметров синхронизатора начинаем с составления схемы замещения и определения значений сопротивлений и

ЭДС её элементов. Все генераторы должны быть представлены в схеме замещения сверхпереходными сопротивлениями, а это означает, что схема замещения составляется точно так же, как и для расчёта токов КЗ. Если токи КЗ уже рассчитаны, то целесообразно воспользоваться уже готовыми схемами замещения для точки КЗ на выводах рассматриваемого генератора. Поскольку в формулах (3) – (12) все сопротивления должны быть приведены к относительным номинальным единицам генератора, то целесообразно изначально базисную мощность принять равной номинальной мощности генератора. В соответствии с этими рекомендациями принимаем $S_{\text{баз}} = 375 \text{ МВА}$ и производим расчёт параметров схемы замещения, которая представлена на рис. 2. Сам расчёт сопротивлений и ЭДС элементов схемы замещения здесь не приводится ввиду достаточной его известности.

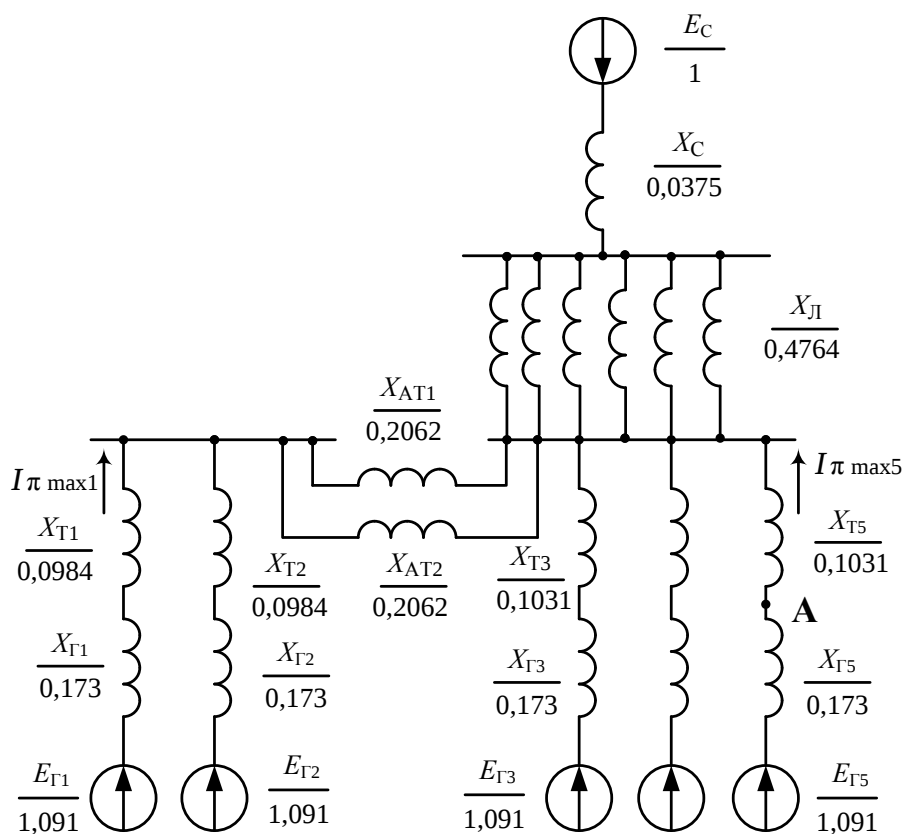


Рис. 2. Схема замещения КЭС

Далее необходимо найти эквивалентное сопротивление внешней цепи относительно выводов генератора Г5, т. е. относительно точки А. Промежуточная и конечная эквивалентные схемы замещения показаны на рис. 3.

$$X_{\text{ЭЧ}} = \frac{X_{\Gamma 1} + X_{\Gamma 1}}{2} = \frac{0,173 + 0,0984}{2} = 0,1357; \quad X_{\text{ЭАТ}} = \frac{X_{\text{АТ}1}}{2} = \frac{0,2062}{2} = 0,1031;$$

$$X_{\text{СЭ}} = X_{\text{С}} + \frac{X_{\text{Л}}}{6} = 0,0375 + \frac{0,4764}{2} = 0,1169;$$

$$X_1 = \frac{X_{\Gamma 3} + X_{\Gamma 3}}{2} = \frac{0,173 + 0,1031}{2} = 0,1381;$$

$$X_2 = X_{\text{ЭЧ}} + X_{\text{ЭАТ}} = 0,1357 + 0,1031 = 0,2388;$$

$$X_3 = X_2 // X_1 = \frac{0,2388 \cdot 0,1381}{0,2388 + 0,1381} = 0,0875;$$

$$X_4 = X_3 // X_{\text{СЭ}} = \frac{0,0875 \cdot 0,1169}{0,0875 + 0,1169} = 0,0500;$$

$$E_{\text{СЭ}} = \frac{E_{\Gamma 1} \cdot X_{\text{СЭ}} + E_{\text{С}} \cdot X_3}{X_{\text{СЭ}} + X_3} = \frac{1,091 \cdot 0,1169 + 1 \cdot 0,0875}{0,1169 + 0,0875} = 1,052;$$

$$X''_{\text{ВН}} = X_4 + X_5 = 0,0500 + 0,1031 = 0,1531.$$

Эквивалентное сверхпереходное сопротивление внешней цепи:

$$X''_{\text{ВН}^*} = X''_{\text{ВН}} = 0,1531.$$

Если принятая базисная мощность отличается от номинальной мощности генерато-

ра, то $X''_{\text{ВН}^*} = X''_{\text{ВН}} \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ ном}}}{S_{\text{баз}}}$.

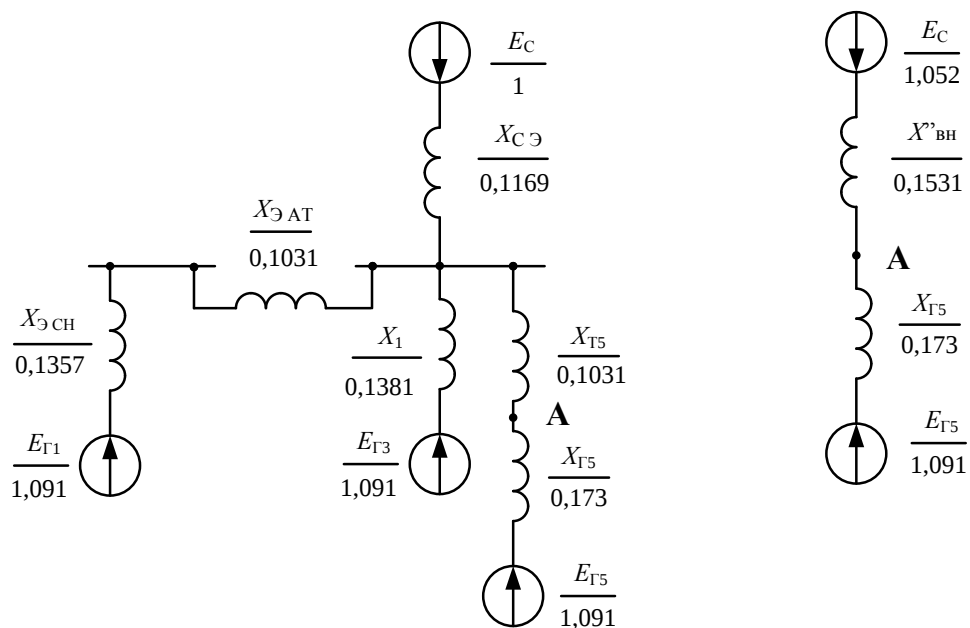


Рис. 3. Эквивалентирование схемы замещения

Так как сверхпереходное сопротивление генератора меньше 0,25, принимаем коэффициент запаса по току $K_I = 1$. Это означает, что максимально допустимый ток включения принимаем равным току трёхфазного КЗ: $I_{\text{вкл доп}} = 1$. Далее определяем максимально допустимый угол включения (максимально допустимый угол ошибки) по формуле (3):

$$\delta_{\text{вкл max доп}} = \delta_{\text{ош}} \approx 1 \cdot (0,173 + 0,1531) = 0,3261 \text{ рад. } (18,68^\circ).$$

Максимально допустимая угловая частота скольжения по формуле (5):

$$\omega_{S \text{ max доп}} = \frac{0,3261 - 0,05}{0,14(0,04 + 0,02)} = 32,87 \text{ рад/с},$$

Или максимально допустимая частота скольжения по формуле (6):

$$f_{S \text{ max доп}} = 32,87 / 2\pi = 5,23 \text{ Гц}.$$

Расчётное значение максимально допустимой частоты скольжения превышает максимально возможное для синхронизатора СА-1, поэтому в качестве уставки принимаем

$$f_{S \text{ max доп}} = 2,5 \text{ Гц}; \quad \omega_{S \text{ max доп}} = 2,5 \cdot 2\pi = 15,71 \text{ рад/с}.$$

Максимально допустимый угол опережения по формуле (7):

$$\delta_{\text{оп max доп}} = 180 \cdot \omega_{S \text{ max доп}} \cdot t_{\text{ВВ}} / \pi = 180 \cdot 15,71 \cdot 0,14 / \pi = 126^\circ.$$

В качестве уставки принимаем максимально возможное для синхронизатора значение допустимого угла опережения 120° .

Для проверки синхронной устойчивости необходимо внести изменения в схему замещения по рис. 2, поскольку здесь рассчитываются процессы после включения генератора и к этому времени сверхпереходные составляющие уже затухают. Все генераторы должны быть представлены в схеме замещения переходными сопротивлениями, а сама схема замещения имеет точно такой же вид. В рамках расчётно-графического задания допускается пренебречь изменениями в эквивалентной энергосистеме, на которую работает электростанция и считать сопротивление X_C неизменным. В действительности такое допущение оправдывается, поскольку для крупных энергосистем это изменение может быть незначительным на уровне нескольких

процентов. Так как процесс эквивалентирования схемы замещения тот же самый, и поэтому он здесь не приводится. В результате расчётов получаем:

$$X'_{d*} = 0,258; \quad X'_{вн*} = 0,1597;$$

$$X'_{dp*} = X'_{d*} + X'_{вн*} = 0,258 + 0,1597 = 0,4177.$$

Далее рассчитываем максимальный угол вылета ротора по формуле (10), предварительно рассчитав ω_{s*} и T_J .

$$\omega_{s*} = 15,71 / (2\pi \cdot 50) = 0,0500.$$

Механическая постоянная инерции агрегата T_J – это время, в течение которого ротор машины под действием момента, определённого по номинальной полной мощности при $\cos \varphi = 1$, разгоняется из неподвижного состояния до номинальной частоты вращения. Это время следует определять с учётом турбины. Значения T_J с учётом турбины приведены в [5] и в приложении. Если в [5] отсутствует рассчитываемый генератор, то можно воспользоваться следующей формулой:

$$T_J = J \cdot \frac{\omega_{ном}^2}{S_{Г ном}}, \quad (13)$$

где $J = G \cdot D^2$ – момент инерции вращающихся частей,

G – масса ротора, кг, D – диаметр ротора, м.

По данным табл. П.18.3 источника [5] для генератора ТВВ-320 $T_J = 6,4$ с; подставляем в формулу (10):

$$\delta_{\text{выл max}} = \arccos(\cos 18,68^\circ - 157 \cdot 0,4177 \cdot 6,4 \cdot 0,0500^2) = 95,85^\circ.$$

Полученный максимальный угол вылета меньше предельно допустимого 180° , следовательно, синхронная устойчивость генератора после включения с углом $18,68^\circ$, будет обеспечена. Тогда окончательно принимаем уставки по максимальному углу опережения 120° и скольжению 2,5 Гц.

2. ВЫБОР ВИДА АПВ ЛИНИЙ СВЯЗИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

2.1. Особенности АПВ линий с двухсторонним питанием

Параметры АПВ линий электропередачи являются очень важными для электрических станций, поскольку они могут сопровождаться значительными воздействиями на их основные элементы, в частности на трансформаторы и на генераторы, подобно воздействиям при синхронизации. Причины таких воздействий обусловлены особенностями как самих линий с двухсторонним питанием, так и устройств их АПВ. Кратко рассмотрим эти особенности.

Главной особенностью линий с двусторонним питанием, а также параллельных и двухцепных линий (даже при одностороннем их питании) является наличие напряжения по обоим концам линии. Поэтому на таких линиях для восстановления изоляции в месте неустойчивого КЗ необходимо отключение поврежденной линии с двух сторон. В свою очередь это требует установки выключателей и релейной защиты (РЗ) на обоих концах таких линий. А это определяет ряд особенностей выполнения их АПВ.

Во-первых, устройства АПВ должны устанавливаться на обоих концах каждой линии так же, как и устройства РЗ.

Во-вторых, выбор выдержек времени устройств АПВ необходимо производить с учётом времени действия РЗ двух концов линий. То есть, АПВ такой линии может осуществляться только после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Тогда для определения выдержки времени АПВ вводится дополнительное условие:

$$t_{АПВ1} > t_{РЗ2} - t_{РЗ1} + t_{отк2} - t_{отк1} + t_{Д} - t_{вкл1} + t_{зап}. \quad (14)$$

В формуле (14) индексом 1 обозначены наименьшая выдержка времени РЗ, время отключения и время включения выключателя на своём конце линии (на котором выбирается выдержка времени АПВ); индексом 2 обозначены выдержка времени второй ступени РЗ и время отключения выключателя на противоположном конце ЛЭП. Время запаса здесь принимается равным 0,5 – 0,7 с. Если вторая ступень РЗ проти-

в противоположного конца не обеспечивает достаточной надёжности при повреждениях на рассматриваемом конце ЛЭП, то в формуле (14) необходимо подставлять выдержку времени третьей ступени РЗ.

В-третьих, во многих случаях целесообразно и даже необходимо осуществлять контроль отсутствия или наличия напряжения на включаемой линии. Так, если не принять необходимых мер, то при устойчивых повреждениях устройства однократного АПВ, установленные на обоих концах линии, будут производить в общей сложности включение выключателей на устойчивое КЗ дважды. Причём включение второго конца будет излишним. Чтобы не производить второго включения на устойчивое КЗ, применяют контроль наличия напряжения на линии перед АПВ выключателя, включающего линию под нагрузку. Благодаря этому включение от АПВ на устойчивое КЗ происходит только один раз с той стороны, где отсутствует устройство контроля наличия напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется наличие напряжения, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включённая с противоположного конца, остаётся под напряжением. Тогда условие (14) изменяется в условие (15):

$$t_{\text{АПВ}} > t_{\text{РЗ2}} - t_{\text{РЗ1}} + t_{\text{отк2}} - t_{\text{отк1}} + t_{\text{зап}}. \quad (15)$$

Для возможности контроля наличия или отсутствия напряжения на самой линии желательна установка трансформаторов напряжения. Однако распределительные устройства, как правило, оснащаются трансформаторами напряжения только на системах сборных шин. Тогда информацию о напряжении получают от различных устройств отбора напряжения. Наиболее распространён отбор напряжения от конденсаторов, применяемых для высокочастотной связи. Основным элементом выпускаемых промышленностью шкафов отбора напряжения являются трансформаторы отбора напряжения (ТОН). Они работают в режиме, близком к трансформатору тока, но допускают значительно большее сопротивление нагрузки. Измерительные приборы, подключаемые к ТОН, шунтируются регулируемым резистором, сопротивление которого подбирается таким образом, чтобы напряжение на приборе составляло ровно 100 В.

В-четвёртых, на линиях с двухсторонним питанием может оказаться необхо-

димым контролировать синхронность напряжений по концам перед их АПВ. Если две электростанции или две части энергосистемы имеют слабую связь по линиям электропередачи, то любое отключение даже одной из параллельных линий будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы. Особенно тяжёлым будет случай, если две части энергосистемы связаны одной единственной линией. При этом в одной из частей энергосистемы возникнет дефицит активной мощности, вследствие чего частота в ней будет уменьшаться, а в другой будет избыток активной мощности, что вызовет повышение частоты. Поскольку напряжения в разделившихся частях энергосистемы будут иметь разную частоту, при включении отключившейся линии от АПВ может возникнуть большой уравнивающий ток.

Кроме того, замыкание двух частей энергосистемы в этом случае будет сопровождаться более или менее длительным асинхронным режимом. При асинхронном режиме угол между напряжениями изменяется циклически, проходя через значения 180 и 360° . Ток при этом изменяется от минимального значения, близкого к нулю, до максимального, которое может превышать токи КЗ. Вместе с тем асинхронный режим сопровождается значительным снижением напряжения (в пределе – до нуля) на промежуточных подстанциях, расположенных на электропередаче, связывающей две несинхронно работающие части энергосистемы. Циклические колебания тока и значительные понижения напряжения при длительном асинхронном режиме представляют опасность для электрооборудования и могут привести к серьёзному расстройству работы энергосистемы.

В первую очередь несинхронные включения линий представляют опасность для генераторов электростанций, поскольку они будут сопровождаться механическим воздействием из-за наличия уравнивающей активной мощности. Эти воздействия носят такой же характер, как и воздействия при точной синхронизации. Кроме генераторов несинхронные включения могут быть опасными и для силовых трансформаторов, так как ток включения, протекающий через них, может превосходить ток трёхфазного КЗ, являющийся предельно допустимым по прочности.

Во многих случаях несинхронных включений такие воздействия на электрооборудование оказываются в пределах допустимых значений. Это объясняется не-

сколькими причинами. В большинстве случаев асинхронный режим завершается выравниванием частот и восстановлением синхронизма (ресинхронизацией). При наличии между двумя электростанциями или частями энергосистемы нескольких линий повторное включение одной из отключившихся линий не приведёт к возникновению большого толчка уравнительного тока, поскольку связь между генерирующими частями энергосистемы сохранялась по остальным линиям. Поэтому, согласно ПУЭ, при наличии между двумя электростанциями или частями энергосистемы трёх связей и более с достаточной пропускной способностью, разрешается применение простых АПВ без контроля синхронизма.

Воздействия на генераторы при несинхронных включениях линий оказываются меньшими, чем при синхронизации. Это объясняется тем, что при синхронизации весь уравнительный ток протекает по одному включаемому генератору, а при АПВ линий он растекается по многим параллельно работающим генераторам и на каждый из них приходится лишь небольшая часть этого тока.

Поэтому на линиях с двухсторонним питанием, на которых, согласно специальным расчётам, при их замыкании асинхронный режим завершается выравниванием частот несинхронно работающих частей и восстановлением синхронизма, устанавливаются наиболее простые устройства – *несинхронные АПВ (НАПВ)*. Тогда не требуется применять специальные меры по недопущению несинхронных включений и при осуществлении *быстродействующего АПВ (БАПВ)*, при котором, благодаря быстродействию релейной защиты и выключателей линии, полное время цикла АПВ не превышает 0,5 секунд. В указанных условиях к моменту повторного замыкания транзита разность частот разделившихся частей системы незначительна. Таким образом, при БАПВ включение производится также несинхронно, но при более лёгких условиях по сравнению с НАПВ.

2.2. Несинхронное АПВ

При обосновании вида АПВ всегда в начале рассматривается возможность использования НАПВ, и в случае недопустимости его применения рассматриваются более сложные и более совершенные виды АПВ. НАПВ является самым простым

устройством, не имеющем в своём составе каких-либо средств контроля синхронизма, а значит допускающим включение частей энергосистемы без ограничений по углу, в том числе и при углах $120 - 135^\circ$, при которых синхронные машины испытывают максимальные динамические воздействия. Допустимость применения НАПВ оценивается сопоставлением этих максимальных воздействий на каждый генератор энергосистемы с предельно допустимыми, исходя из аварийного значения коэффициента запаса по моменту $K_M = 1,25$. Но проводить расчёты динамических воздействий при углах $120 - 135^\circ$ очень сложно и неудобно, поэтому к настоящему времени, исходя из теоретического обоснования и расчётов, опыта и практики эксплуатации, сформулирован ряд критериев для разных типов генераторов. Все они основываются на определении тока несинхронного включения с углом π (180°) $I_{\pi \max}$:

- для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток и гидрогенераторов с успокоительными контурами

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\Gamma \text{ ном}}} \leq \frac{0,625}{X''_{d*}} ; \quad (16)$$

- для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток и гидрогенераторов без успокоительных контуров

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\Gamma \text{ ном}}} \leq 3 ; \quad (17)$$

- для синхронных компенсаторов

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,84}{X''_{d*}} . \quad (18)$$

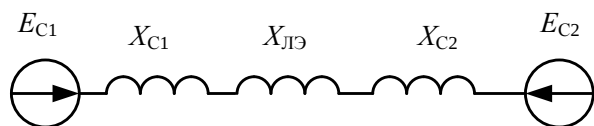


Рис. 4. Эквивалентная схема замещения для расчёта НАПВ

Расчёты начинаются с составления схемы замещения, нахождения её параметров и эквивалентирования к виду, показанному на рис. 4. Все генераторы с демпферными обмотками в схеме замещения должны быть представлены сверхпереходными сопротивлениями и ЭДС, а генераторы без демпферных обмоток – переходными. Остальные элементы замеща-

ются своими реактивными сопротивлениями. Далее вычисляется значение суммарного тока несинхронного включения с углом π по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = \frac{E_{C1} + E_{C2}}{X_{C1} + X_{ЛЭ} + X_{C2}}. \quad (19)$$

Формула (19) приведена для расчёта в относительных единицах, если расчёт ведётся в именованных единицах, необходимо учитывать фазное или линейное напряжение (коэффициент $\sqrt{3}$). Для нахождения тока несинхронного включения $I_{\pi \max}$, протекающего через конкретный генератор, можно воспользоваться правилом рычага. Затем проверяется выполнение одного из условий (16) – (18), соответствующее рассматриваемому генератору. При первом расчёте подпиткой от нагрузки можно пренебречь, и лишь в случае не соблюдения критериев можно её учесть. Учёт нагрузки вводит в схему замещения дополнительную параллельную ветвь, куда может уйти часть тока включения, вследствие чего уменьшатся токи, приходящиеся на генераторы. В схему замещения нагрузка вводится также $E_n = 0,85$ и $X_n = 0,35$ в относительных номинальных единицах самой нагрузки.

Такой расчёт следует провести для всех возможных (максимальных и минимальных) режимов работы энергосистем. Опасность максимального режима заключается в наибольшем суммарном токе несинхронного включения, что может привести и к наибольшим значениям токов $I_{\pi \max}$, а значит, и к наибольшим динамическим воздействиям. При минимальных режимах эквивалентные сопротивления частей энергосистемы увеличиваются по причине вывода части электрооборудования из работы, а суммарный ток включения, соответственно, уменьшается. Минимальные режимы опасны тем, что в электрической цепи становится меньше параллельно работающих ветвей генераторов, по которым может растекаться ток несинхронного включения, и в итоге очень часто $I_{\pi \max}$ превышает значение максимального режима.

Окончательный вывод о допустимости применения на линии НАПВ можно сделать, если соблюдается соответствующее условие из (16) – (18) для каждого генератора обеих частей энергосистемы и в максимальном, и в минимальном режимах. Кроме этого, вторым условием допустимости НАПВ является сохранение устойчивости после АПВ. В данной работе это условие не рассматривается, так как

в большинстве случаев это условие выполняется, особенно в концентрированных энергосистемах, при преобладании турбогенераторов с большим асинхронным моментом и быстродействующими регуляторами частоты вращения [4].

Преимуществами НАПВ являются простота и возможность применения на выключателях всех типов. Поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижения напряжения, необходимо тщательно анализировать поведение устройств РЗ и принимать меры, исключающие неправильные их действия.

2.3. Быстродействующее АПВ

БАПВ имеет минимально необходимую выдержку времени, при которой векторы напряжений разделившихся частей системы не успевают разойтись на большой угол δ . Поэтому включение будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний, соответственно БАПВ наносит меньше травм, чем НАПВ, но оно ограничено в области применения. Во-первых, БАПВ можно осуществить, если на линиях установлены быстродействующие защиты с обеих сторон. Быстродействующими являются защиты с абсолютной селективностью, для ЛЭП – это высокочастотные или продольные дифференциальные защиты. Во-вторых, БАПВ возможно только на ЛЭП, оборудованных быстродействующими выключателями с временем отключения не более 0,1 и включения не более 0,2 – 0,3 секунд. В итоге, быстродействующим считается АПВ, если бестоковая пауза не превышает 0,5 секунд и угол включения $\delta_{\text{вкл}}$ ограничен значением 70 – 90°.

БАПВ так же, как и НАПВ, можно отнести к самым простым устройствам, не имеющим каких-либо средств контроля синхронизма и допускающим включение с любым углом. Следовательно, БАПВ ничем не отличается от НАПВ (кроме меньшего времени и угла включения) в том числе и условиями проверки допустимости его применения. За счёт меньшего угла включения генераторы будут испытывать и меньшие динамические воздействия, что облегчает соблюдение условий допустимости применения. Для простоты подсчёта такого облегчения вводится коэффициент K_δ , больший единицы и на который умножается правая часть условий (16) – (18).

Тогда условия допустимости применения БАПВ имеют следующий вид:

- для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток и гидрогенераторов с успокоительными контурами

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\Gamma \text{ ном}}} \leq \frac{0,625}{X''_{d*}} K_{\delta} ; \quad (20)$$

- для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток и гидрогенераторов без успокоительных контуров

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\Gamma \text{ ном}}} \leq 3K_{\delta} ; \quad (21)$$

- для синхронных компенсаторов

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\text{ном}}} \leq \frac{0,84}{X''_{d*}} K_{\delta} . \quad (22)$$

Коэффициент K_{δ} зависит от угла включения и его значение можно определить по зависимостям рис. 5. Очевидно, что с увеличением угла включения уменьшается K_{δ} и в пределе равен единице при угле 120° . Это означает, что при таком угле включения генератор испытывает максимальные воздействия и БАПВ «превращается» в простейшее НАПВ.

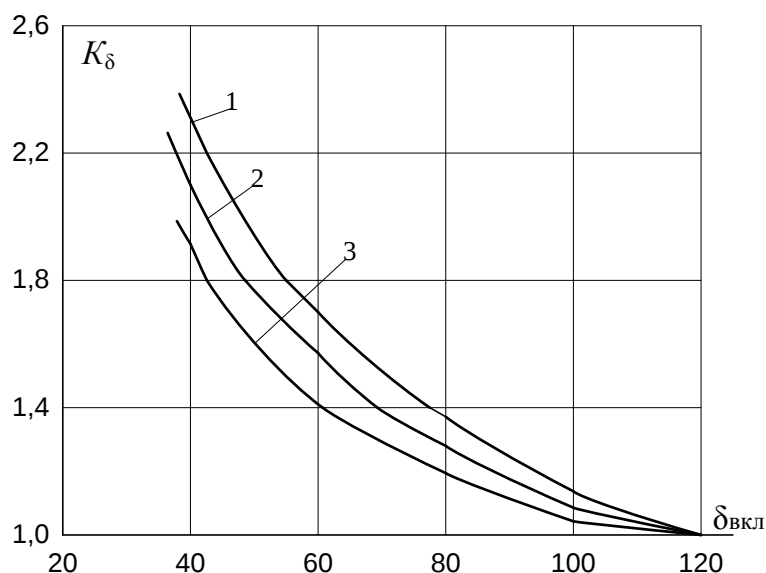


Рис. 5. Зависимость K_{δ} от угла включения (в градусах):

1 – для турбогенераторов с косвенным охлаждением; 2 – для турбогенераторов с непосредственным охлаждением, 3 – для гидрогенераторов

Для определения K_δ по рис. 5 потребуется рассчитать угол включения – это угол на который разойдутся векторы ЭДС разделившихся частей энергосистемы за время БАПВ. Угол включения будет складываться из начального угла электропередачи в доаварийном режиме (δ_0) и изменения углов напряжений ($\Delta\delta$) обеих разделившихся частей энергосистемы за время БАПВ согласно следующей формуле:

$$\delta_{\text{вкл}} = \delta_0 + |\Delta\delta_1| + |\Delta\delta_2|. \quad (23)$$

Начальный угол в доаварийном режиме приближённо можно определить так:

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{P_{\text{Л}} \cdot X_{\text{Л}}}{U_{\text{ном}}^2}\right), \quad (24)$$

где $P_{\text{Л}}$ – мощность, передаваемая по включаемой линии в доаварийном режиме, а $X_{\text{Л}}$ – её индуктивное сопротивление.

Изменение угла напряжения любой части энергосистемы должно рассчитываться с учётом изменения частоты из-за возникшего небаланса мощности. Изменение частоты реально происходит по экспоненциальному закону, но в течение времени БАПВ допускается принимать линейный закон изменения, то есть движение эквивалентного ротора энергосистемы считать равноускоренным с ускорением:

$$a_s = \frac{P_{\text{Л}} \cdot \omega_{\text{ном}}}{P_{\text{СЭ}} T_J}. \quad (25)$$

Изменение угла за время цикла БАПВ в электрических градусах:

$$\Delta\delta = \frac{a_s \cdot t_{\text{БАПВ}}^2}{2} = \frac{9000 \cdot P_{\text{Л}} \cdot t_{\text{БАПВ}}^2}{P_{\text{СЭ}} T_J}. \quad (26)$$

В ряде случаев для очень мощных частей энергосистемы допускается принимать неизменность их частоты за время цикла БАПВ, а соответственно $\Delta\delta=0$. Так можно поступать, если суммарная мощность энергосистемы несопоставимо превышает мощность, передаваемую по включаемой линии. Тогда потребуется рассчитать $\Delta\delta$ только для той отделившейся части энергосистемы, мощность которой сопоставима с мощностью линии, а правая часть уравнения (23) будет состоять только из двух слагаемых.

Время цикла БАПВ:

$$t_{\text{БАПВ}} = t_{\text{РЗ}} + t_{\text{ОВ}} + t_{\text{БП}}, \quad (27)$$

где $t_{\text{РЗ}}$ – время действия основной релейной защиты линии с абсолютной селективностью; $t_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателей линии; $t_{\text{БП}}$ – время бестоковой паузы. Время действия релейной защиты линии может составлять примерно 0,02 – 0,05 секунды. Время бестоковой паузы должно быть больше времени готовности привода выключателей и времени деионизации среды, которое зависит от класса напряжения линии. С учётом времени включения выключателей $t_{\text{БП}}$ можно принимать равным 0,15 – 0,2 секунды для линий 110 кВ, 0,2 – 0,25 секунды для линий 220 кВ и 0,35 – 0,4 секунды для линий 500 кВ. Время БАПВ обоих концов линии принимается одинаковым.

Вторым условием допустимости БАПВ является проверка сохранения динамической устойчивости электропередачи после включения так же, как и для НАПВ (в данной работе не рассматривается). Расчёт должен быть проведён также для всех возможных режимов работы энергосистем – для максимальных и минимальных.

2.4. Пример расчёта по определению допустимости НАПВ и БАПВ

Проверка допустимости НАПВ и БАПВ проводится на примере той же конденсационной электростанции, что и в примере по расчёту синхронизатора в разделе 1.4. Расчёт начинается также с составления исходной схемы замещения, показанной на рис. 2. Процесс эквивалентирования схемы замещения к виду по рис. 4 показан на рис. 6. Сначала проведём расчёт максимального режима работы электростанции и эквивалентной энергосистемы, когда все генераторы и другие элементы включены и находятся в работе:

$$X_{\text{ЭВН}} = \frac{X_{\text{ГЗ}} + X_{\text{ТЗ}}}{3} = \frac{0,173 + 0,1031}{3} = 0,0920;$$

$$X_{\text{ЭСТ}} = (X_{\text{ЭСН}} + X_{\text{ЭАТ}}) // X_{\text{ЭВН}} = \frac{(0,1357 + 0,1031) \cdot 0,0920}{0,1357 + 0,1031 + 0,0920} = 0,0664.$$

Суммарный ток несинхронного включения с углом π в относительных номинальных единицах генератора по формуле (19):

$$I_{\text{нс } \Sigma} = \frac{E_C + E_{\Gamma}}{X_C + X_{\text{Л}} / 6 + X_{\text{Э/СТ}}} = \frac{1 + 1,091}{0,0375 + 0,4764 / 6 + 0,0664} = 11,4.$$

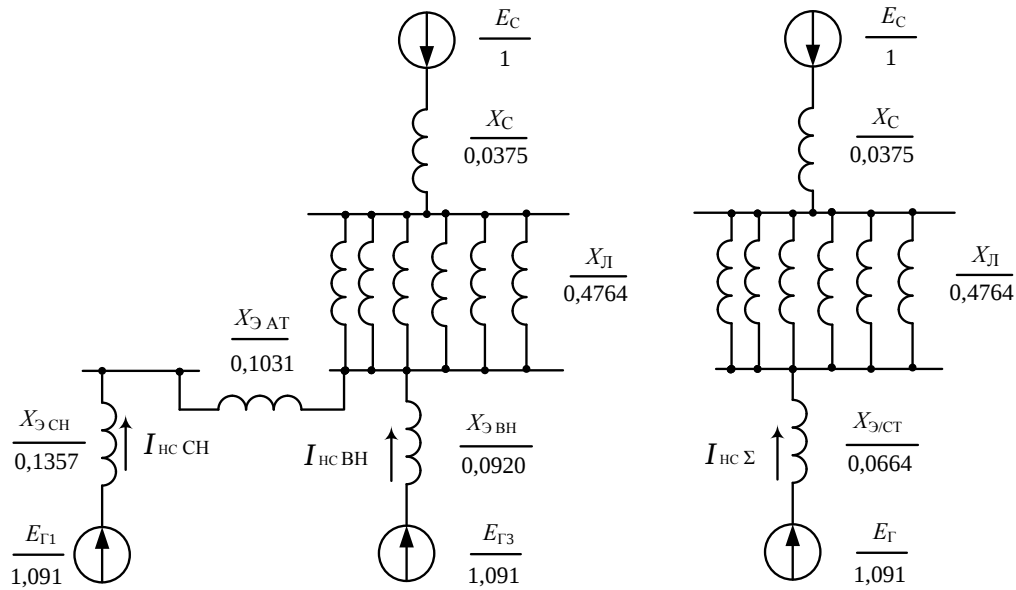


Рис. 6. Эквивалентирование схемы замещения

Найденный суммарный ток разветвляется по сторонам среднего и высшего напряжений электростанции. Для нахождения этих составляющих тока включения воспользуемся правилом рычага:

$$I_{\text{нс ВН}} = I_{\text{нс } \Sigma} \frac{X_{\text{ЭСН}} + X_{\text{ЭАТ}}}{X_{\text{ЭВН}} + X_{\text{ЭСН}} + X_{\text{ЭАТ}}} = 11,4 \cdot \frac{0,1357 + 0,1031}{0,0920 + 0,1357 + 0,1031} = 8,23;$$

$$I_{\text{нс СН}} = I_{\text{нс } \Sigma} - I_{\text{нс ВН}} = 11,4 - 8,23 = 3,17.$$

Далее находим ток несинхронного включения с углом π , протекающий по каждому из генераторов, работающих на среднее и высшее напряжение. Поскольку все блоки одинаковые, то для нахождения этого тока достаточно разделить значения 8,23 и 3,17 на соответствующее количество блоков. Так как все генераторы электростанции одинаковые типа ТВВ-320 с непосредственным охлаждением обмоток, то проверка допустимости НАПВ должна проводиться по условию (17). Поскольку расчёт ведётся в относительных номинальных единицах генератора, то $I_{\text{Гном}} = 1$. *Важное замечание: если значение тока включения найдено в именованных единицах, то при подстановке в формулы (16) – (18) и (20) – (22) этот ток включения и номи-*

нальный ток генератора должны быть приведены к одной и той же ступени напряжения.

Для генераторов средней стороны

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{Г \text{ ном}}} = \frac{I_{нс \text{ СН}}}{N_{\text{СН}}} = \frac{3,17}{2} = 1,585 < 3 - \text{условие соблюдается.}$$

Для генераторов стороны высшего напряжения

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{Г \text{ ном}}} = \frac{I_{нс \text{ ВН}}}{N_{\text{ВН}}} = \frac{8,23}{3} = 2,74 < 3 - \text{условие соблюдается.}$$

Условия для каждого из генераторов электростанции выполняется, значит, в максимальном режиме применение несинхронного АПВ допустимо. Таким же способом необходимо провести расчёт для генераторов эквивалентной системы, на которую работает электростанция, но из-за отсутствия исходных данных он в работе не рассматривается.

Далее необходимо по такой же методике провести расчёт минимального режима, когда часть блоков может быть выведена из работы. Из расчётов максимального режима видно, что в более жёстких условиях находятся генераторы стороны высшего напряжения. Это заранее было очевидно, поскольку при одинаковых блоках ток, утекающий на сторону среднего напряжения, ограничивается сопротивлением автотрансформаторов связи. Такое положение будет сохраняться при любом сочетании количества блоков по сторонам и достаточно проверки только генераторов высшей стороны. Поэтому в качестве минимального режима следует рассмотреть такой, когда выводится из работы часть блоков только на стороне высшего напряжения. Ввиду однотипности расчётов в этом примере минимальный режим не рассматривается.

Если НАПВ оказалось допустимым, то проверять допустимость БАПВ бессмысленно – его условия будут соблюдаться ещё лучше. Не смотря на это, проведём расчёты допустимости БАПВ для этой же электростанции для того же максимального режима, но только в учебных целях. Расчёты проводим в предположении, что линии связи оборудованы быстродействующими выключателями с временем отключения 0,05 с и высокочастотной защитой с максимальным временем действия 0,05 с.

Принимаем допущение, что энергосистема, на которую работает КЭС, имеет гораздо большую мощность и в цикле АПВ её частота меняться не будет. Частота будет меняться только у генераторов рассматриваемой станции, т. е. $\Delta\delta_C = 0$.

Время цикла БАПВ по формуле (27)

$$t_{\text{БАПВ}} = 0,05 + 0,05 + 0,25 = 0,35.$$

Мощность, передаваемая по одной цепи линий связи до возникновения аварии

$$P_{\text{Л}} = \frac{N_{\text{Г}} \cdot P'_{\text{Г ном}} - P'_{\text{нг min лет}}}{N_{\text{Л}}} = \frac{5 \cdot 304 - 266}{6} = 209 \text{ МВт}.$$

Начальный угол электропередачи до возникновения аварии по формуле (24)

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{209 \cdot 67,2}{230^2}\right) = 15,4^\circ.$$

Изменение угла вектора напряжения рассматриваемой электростанции по формуле (26)

$$\Delta\delta = \frac{9000 \cdot 209 \cdot 0,35^2}{5 \cdot 304 \cdot 6,4} = 23,7^\circ.$$

Угол включения по формуле (23):

$$\delta_{\text{вкл}} = 15,4 + 23,7 = 39,1^\circ \approx 40^\circ.$$

По зависимости 2, изображённой на рисунке 5 определяем $K_\delta = 2,1$.

Проверяем допустимость БАПВ в максимальном режиме по условию (21)

$$\frac{I_{\pi \max}}{I_{\text{Г ном}}} = \frac{8,23}{3} = 2,74 < 3K_\delta = 3 \cdot 2,1 = 6,3.$$

Список литературы

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
2. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие для студентов вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 199 с.
3. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов по направлению 140200 «Электроэнергетика». – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 535 с.
4. Автоматика электроэнергетических систем / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981. – 479 с.
5. Методические указания по определению устойчивости энергосистем. Часть 2 / Министерство энергетики и электрификации СССР, Гл. техн. упр. По эксплуатации энергосистем, сост. Л.Г. Мамиконянц и др. – М.: Союзтехэнерго, 1979.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Основные технические данные турбогенераторов (двухполюсных, однофазных)

Турбо- генератор		S _{НОМ} , МВ·А	cos φ	U _{НОМ} кВ	Ток, А	Возбуждение турбоге- нератора при работе			Отношение короткого замыкания	Сопротивление постоянному току при 15 °С, Ом		Реактивные сопротивления, отн. ед.							Постоянная времени, τ' _{до} , с	Значение GD ² ротора турбо- генератора, т·м ²	Система возбуж- дения	Механическая постоянная инерции агре- гата Т _ж , с
P _{НОМ} , МВт	Тип					на холо- стом ходу, А	в номиналь- ном режиме			одной фазы обмотки статора	обмотки ротора	x _σ	x'' _d	x' _d	x _d	x'' _q	x ₂	x ₀				
							А	В														
25	T2-25-2*	31,2	0,8	6,3	2860	163	411	207	0,612	0,00198	0,33	0,1026	0,1276	0,203	1,953	0,19	0,156	0,08	10,2	4,94	Электро- машинная	9,3
25	T2-25-2*	31,2	0,8	10,5	1720	152	408	206	0,543	0,00537	0,33	0,106	0,131	0,216	2,126	0,196	0,16	0,0557	10,0	4,94	То же	9,3
30	ТВ2-30-2*	37,5	0,8	6,3	3430	163	470	237	0,51	0,00198	0,33	0,1234	0,148	0,24	2,343	0,22	0,179	0,0954	10,0	5,0	"-	8,6
30	ТВ2-30-2*	37,5	0,8	10,5	2060	152	468	236	0,453	0,00537	0,33	0,127	0,152	0,257	2,547	0,228	0,185	0,0668	10,0	5,0	"-	8,6
30	ТВС-30	37,5	0,8	10,5 (6,3)	-	-	-	-	0,49	-	-	-	0,143	0,238	2,458	-	-	-	10,4	5,4	"-	-
60	ТВ-60-2*	75,0	0,8	10,5	4125	255	717	239	0,52	0,00224	0,226	0,132	0,160	0,24	2,20	0,235	0,19	0,067	11,7	13,5	"-	10,15
60	ТВФ-60-2	75,0	0,8	10,5 (6,3)	4125	617	1500	200	0,68	0,0022	0,0995	0,12	0,146	0,217	1,66	-	0,18	0,077	6,0	8,85	"-	8,25
63	ТВФ-63-2	78,7	0,8	10,5 (6,3)	-	-	-	-	0,54	-	-	-	0,20	0,30	1,91	-	-	-	9,7	6,2	"-	-
100	ТВ2-100-2*	117,58	0,85	13,8	4925	268	650	319	0,61	0,00145	0,335	0,113	0,138	0,203	1,80	0,207	0,168	0,082	13	21	"-	9,85
100	ТВФ-100-2	117,58	0,85	10,5	6475	640	1650	270	0,605	0,00104	0,123	0,158	0,183	0,263	1,79	0,274	0,223	0,095	6,2	13	"-	7,85
120	ТВФ-120-2	141	0,85	10,5	5350	-	-	-	0,499	-	-	-	0,214	0,314	2,155	-	-	-	6,5	13	"-	-
150	ТВВ-150-2*	176,5	0,85	18,0	5670	813	2000	390	0,62	0,0024	0,1425	0,185	0,21	0,31	1,71	-	0,255	0,1	5,1	17,8	"-	7,6
165	ТВВ-165-2	194,0	0,85	18,0	-	-	-	-	0,615	-	-	-	0,213	0,304	1,713	-	-	-	5,4	17,5	"-	-
200	ТГВ-200	235,0	0,85	15,75	8630	696	1780	450	0,58	0,00113	0,194	0,165	0,19	0,273	1,845	0,192	0,232	0,083	6,5	25	Ионная	7,5
200	ТВВ-200-2	235,0	0,85	15,75	8630	1045	2680	316	0,58	0,00154	0,0874	0,166	0,19	0,27	1,84	0,192	0,232	0,085	6,3	22,4	Электро- машинная	7,0
200	ТВФ-200-2	235,0	0,85	11,0	12370	860	2240	400	0,586	0,00041	0,123	0,140	0,165	0,25	1,88	0,248	0,20	0,094	6,9	26,4	То же	7,5
200	ТГВ-200М	235,0	0,85	15,75	-	-	-	-	0,558	-	-	-	0,204	0,31	1,862	-	-	-	6,9	25	"-	-
300	ТГВ-300	353,0	0,85	20,0	10200	1040	2890	440	0,524	0,00128	0,114	0,17	0,195	0,30	2,21	0,195	0,238	0,095	7,0	31,1	Ионная	6,5
320	ТВВ-320-2	376,0	0,85	20,0	-	1200	2900	447	0,624	0,00133	0,1145	0,148	0,173	0,26	1,70	0,178	0,21	0,087	6	29,8	Электро- машинная	6,4
500	ТГВ-500	589,0	0,85	20,0	17000	-	-	-	0,452	-	-	0,25	0,28	0,406	2,21	0,286	0,25	-	5,56	-	-	5,6
500	ТВВ-500-2	589,0	0,85	20,0	17000	-	4000	425	0,406	-	-	-	0,233	0,355	2,46	0,26	0,284	-	-	41	-	5,6
800	ТВВ-800-2	889,0	0,9	24,0	-	-	-	-	0,475	-	-	-	0,223	0,373	2,343	-	0,273	0,106	9,4	61	-	5,3
800	ТГВ-800	941,0	0,85	24,0	22600	-	8000	425	0,415	-	-	-	0,286	0,421	2,54	-	0,349	0,16	6,7	52,7	-	5,3
1200	ТВВ-1200-2	1335,0	0,9	24,0	246050	-	-	-	-	-	-	-	0,266	0,403	2,336	-	0,325	0,158	9,4	-	-	4,8

Примечания: 1. Постоянная инерции агрегата (с учётом турбины) приведена к номинальной активной мощности. 2. Генераторы, отмеченные *, с производства сняты.

