МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УТВЕРЖДЕНО

приказом Минэнерго России
от 30 июня 2003 г № 277

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

ПО УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Москва
«Издательство НЦ ЭНАС»
2004

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.311(083)
ББК 31.27
М54

Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.:
М54 Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.

ISBN 5-993-196-413-4

Методические указания по устойчивости энергосистем устанавливают технические требования к электроэнергетическим системам и их объединениям по устойчивости.

Настоящие указания утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г. № 277.

Для персонала организаций, предприятий, осуществляющих проектирование и эксплуатацию энергосистем.

УДК 621.311(083)
ББК 31.27

ISBN 5-993-196-413-4

© Макет, оформление.
ЗАО «Издательство НЦ ЭНАС», 2004

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Методические указания по устойчивости энергосистем (далее – Методические указания) устанавливают технические требования, которым должны удовлетворять электроэнергетические системы (далее – энергосистемы) и их объединения в отношении устойчивости.

1.2. Методические указания предназначены для организаций, осуществляющих проектирование и эксплуатацию энергосистем.

2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для настоящих Методических указаний применяются следующие понятия, термины и определения:

2.1. Энергосистема – технический объект как совокупность электростанций, приемников электрической энергии и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима.

2.2. Устойчивость энергосистем – способность сохранять синхронизм между электростанциями, или, другими словами, возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений.

2.3. Связи и сечения

2.3.1. Связь – последовательность элементов, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты, рассматриваемые как сетевые элементы.

2.3.2. Сечение – совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Применяется также понятие «частичное сечение» как совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых к делению энергосистемы на две изолированные части не приводит.

2.4. Схема и режим энергосистемы

2.4.1. Исходя из требований к устойчивости *схемы энергосистемы* подразделяются на ***нормальные,*** когда все сетевые элементы, определяющие устойчивость, находятся в работе, и ***ремонтные***, от-

личающиеся от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети (а при эксплуатации – также из-за отключенного состояния устройств противоаварийной автоматики) уменьшен максимально допустимый переток в каком-либо сечении (см. также п. 2.4.3).

2.4.2. Различают установившиеся и переходные режимы энергосистем.

К установившимся относятся режимы, которые характеризуются неизменными параметрами. Медленные изменения режима, связанные с внутрисуточными изменениями электропотребления и генерации, нерегулярными колебаниями мощностей, передаваемых по связям, работой устройств регулирования частоты и активной мощности и т. п., рассматриваются как последовательность установившихся режимов.

К переходным относятся режимы от начального возмущения до окончания вызванных им электромеханических процессов (с учетом первичного регулирования частоты энергосистемы). Нормативные возмущения приведены в п. 2.5.

2.4.3. При эксплуатации исходя из требований к устойчивости энергосистем перетоки мощности в сечениях в установившихся режимах подразделяются следующим образом:

нормальные (наибольший допустимый переток называется *максимально допустимым*);

вынужденные (наибольший допустимый переток называется *аварийно допустимым*).

Вынужденные перетоки допускаются для предотвращения или уменьшения ограничений потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС (кроме сечений, примыкающих к АЭС; см. также пп. 3.7–3.8).

2.4.4. При проектировании перетоки мощности в сечениях при установившихся режимах подразделяются следующим образом:

нормальные (наибольший допустимый переток называется *максимально допустимым*),

утяжеленные.

Утяжеленным считается переток, характеризующийся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций в режимах максимальных и минимальных нагрузок, если общая продолжительность существования таких режимов в течение года не превышает 10 %.

2.5. Наиболее тяжелые возмущения, которые учитываются в требованиях к устойчивости энергосистем, называемые *нормативными возмущениями*, подразделены на три группы: I, II и III. В состав групп входят следующие возмущения:

а) **короткое замыкание (КЗ) с отключением элемента(ов) сети.** Распределение по группам возмущений указано в табл. 1.

Таблица 1

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях с ном. напряжением, кВ			
	110–220	330–500	750	1 150
КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин				
Отключение сетевого элемента основными[*1] защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше – ОАПВ, 110–220 кВ – ТАПВ)	I	I	I	I
То же, но с неуспешным АПВ[*2]	I	I	I[*3], II	II
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ[*2]	II	–	–	–
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ[*2]	II	–	–	–
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ[*2]	–	II	III	III
Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя[*4]	II	III	III	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	–	III	III	
То же, но при трехфазном КЗ	III	–	–	
КЗ на системе (секции) шин				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	–	–

[*1] Или резервными защитами с не меньшим быстродействием.

[*2] При обеспечении автоматического запрета АПВ в случае неногасания дуги неуспешное АПВ может не рассматриваться.

[*3] На связи АЭС с энергосистемой.

[*4] При этом учитываются отключения всех сетевых элементов (включая СШ), связанных с отключением смежных выключателей.

Примечание. Расчетная длительность КЗ принимается по верхней границе фактических значений. При проектировании должны приниматься меры, обеспечивающие при работе основной защиты длительности КЗ, не превышающие следующих значений:

Номинальное напряжение, кВ	110	220	330	500	750	1 150
Время отключения КЗ, с	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08

б) **скачкообразный аварийный небаланс активной мощности по любым причинам:** отключение генератора или блока генераторов с общим выключателем, крупной подстанции, вставки постоянного тока (ВПТ) или крупного потребителя и др. Распределение небалансов по группам возмущений указано в табл. 2.

Таблица 2

Значение аварийного небаланса мощности	Группа нормативных возмущений
Мощность генератора или блока генераторов, подключенных к сети общими выключателями Мощность двух генераторов АЭС, подключенных к одному реакторному блоку	II
Мощность, подключенная к одной секции (системе) шин или распредустройства одного напряжения электростанции	III*

* Аварийные небалансы группы III относятся к случаю, когда рассматривается устойчивость параллельной работы по связям между ОЭС, и учитываются, если их возникновение возможно при возмущениях, приведенных в табл. 1.

Кроме того, в группу III включаются следующие возмущения:

в) **одновременное отключение двух ВЛ,** расположенных в общем коридоре более чем на половине длины более короткой линии, в результате возмущения группы I в соответствии с табл. 1;

г) **возмущения групп I и II с отключением элемента сети или генератора**, которые вследствие ремонта одного из выключателей приводят к отключению другого элемента сети или генератора, подключенных к тому же распредустройству.

Примечание. Если процессы самозапуска двигателей крупного потребителя могут вызвать значительные снижения напряжения на ПС энергосистемы (более чем на 15 %), то возмущение, приводящее к такому процессу, должно быть отнесено к возмущению группы I.

2.6. Коэффициент запаса устойчивости по активной мощности

2.6.1. Коэффициент запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в сечении $K_{\text{р}}$ вычисляется по формуле:

$$K_{\text{р}} = \frac{P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})}{P_{\text{пр}}}, \qquad (1)$$

где $P_{\text{пр}}$ – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;

P – переток в сечении в рассматриваемом режиме, $P > 0$;

$\Delta P_{\text{нк}}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне $P \pm \Delta P_{\text{нк}}$).

Запас устойчивости по активной мощности может быть задан также в именованных единицах, $\Delta P_{\text{зап}} = P_{\text{пр}} - (P + \Delta P_{\text{нк}})$.

Значение амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности устанавливается для каждого сечения энергосистемы (в том числе частичного) по данным измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности сечения может быть определена по выражению:

$$\Delta P_{\text{нк}} = K \sqrt{\frac{P_{\text{н1}} \cdot P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}}, \qquad (2)$$

где $P_{\text{н1}}$, $P_{\text{н2}}$ – суммарные мощности нагрузки с каждой из сторон рассматриваемого сечения, МВт;

коэффициент K принимается равным 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании (ограничении) перетока мощности в сечении, $\sqrt{\text{МВт}}$.

Амплитуда нерегулярных колебаний, найденная для сечения, может быть распределена по частичным сечениям в соответствии с коэффициентами распределения мощности в этом сечении.

Примечания: 1. В случае оперативного (неавтоматического) изменения уставок ограничителей (регуляторов) перетоков при аварийном изменении схемы сечения их действие в послеаварийном режиме не учитывается.

2. Для всех режимов допускается принимать величину $\Delta P_{\text{нк}}$ для режима максимальных нагрузок.

2.6.2. Вычисление предельного по статической устойчивости перетока в сечении осуществляется утяжелением режима (увеличением перетока). При этом рассматриваются траектории утяжеления режима, представляющие собой последовательности установившихся

режимов, которые при изменении некоторой группы параметров позволяют достичь границы области статической устойчивости.

Следует рассматривать увеличение перетока в сечении для ряда траекторий утяжеления, которые характерны для данной энергосистемы и различаются перераспределением мощности между узлами, находящимися по разные стороны рассматриваемого сечения. Значение $P_{пр}$ определяется по траектории, которой соответствует наименьшая предельная мощность.

Рассматриваются, как правило, сбалансированные по мощности способы утяжеления режима, т. е. такие, при которых частота остается практически неизменной.

2.6.3. Перетоки, предельные по статической устойчивости, и перетоки, допустимые в послеаварийных режимах, определяются с учетом перегрузки оборудования (в частности по току ротора генераторов), допустимой в течение 20 мин.

Большую перегрузку, допустимую в течение меньшего времени, можно учитывать, если она обеспечивается соответствующим оборудованием и если эта перегрузка оперативно или автоматически ликвидируется за допустимое время благодаря снижению перетока в сечении (автоматический пуск гидрогенераторов, перевод их из компенсаторного режима в активный и т. п.).

2.6.4. В эксплуатации для контроля соблюдения нормативных запасов устойчивости следует, как правило, использовать значения перетоков активной мощности.

При необходимости максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки задаются как функции от режимных параметров (загрузки отдельных электростанций и/или числа работающих генераторов, перетоков в других сечениях, напряжений в узловых точках и др.). Такие параметры включатся в число контролируемых.

В зависимости от конкретных условий в качестве контролируемых могут использоваться и другие параметры режима энергосистемы, в частности, значения углов между векторами напряжений по концам электропередачи. Допустимые значения контролируемых параметров устанавливаются на основе расчетов.

2.7. Коэффициент запаса по напряжению

2.7.1. Значения коэффициента запаса по напряжению K_U относятся к узлам нагрузки и вычисляются по формуле:

$$K_U = \frac{U - U_{кр}}{U}, \qquad (3)$$

где U – напряжение в узле в рассматриваемом режиме;

$U_{кр}$ – критическое напряжение в том же узле, соответствующее границе статической устойчивости электродвигателей.

Критическое напряжение в узлах нагрузки 110 кВ и выше при отсутствии более точных данных следует принимать равным большей из двух величин: $0{,}7U_{ном}$ и $0{,}75U_{норм}$, где $U_{норм}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы.

2.7.2. Для контроля за соблюдением нормативных запасов по напряжению в узле нагрузки в эксплуатационной практике могут использоваться напряжения в любых узлах сети энергосистемы. Допустимые значения напряжений в контролируемых узлах устанавливаются расчетами режимов энергосистемы.

3. ТРЕБОВАНИЯ К УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

3.1. По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений (см. п. 2.5), при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах.

В области допустимых режимов должно быть обеспечено отсутствие самораскачивания. Если самораскачивание проявляется, то должны приниматься меры по устранению его причин, а оперативно должно быть дополнительно разгружено сечение, в котором наблюдаются колебания, до исключения этих колебаний.

Допустимые перетоки определяются также допустимыми токовыми нагрузками (перегрузками с учетом их длительности) оборудования в заданном и в нормативных послеаварийных режимах и другими имеющимися ограничениями.

3.2. Показатели устойчивости должны быть не ниже указанных в табл. 3 (см. также пп. 3.3 – 3.6).

Таблица 3

Режим, переток в сечении	Минимальные коэффициенты запаса по активной мощности	Минимальные коэффициенты запаса по напряжению	Группы возмущений, при которых должна обеспечиваться устойчивость энергосистемы	
			в нормальной схеме	в ремонтной схеме
Нормальный	0,20	0,15	I, II, III	I, II
Утяжеленный	0,20	0,15	I, II	I
Вынужденный	0,08	0,10	–	–

3.3. При отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного КЗ, возможно применение ПА для обеспечения устойчивости, но без воздействия на разгрузку АЭС и при объеме нагрузки, отключаемой ПА, не более 5–7 % нагрузки приемной энергосистемы (большее число относится к энергосистеме, меньшее – к энергообъединению).

При проектировании энергосистем в нормальной схеме и при нормальном перетоке устойчивость при возмущении группы I в сети 500 кВ и ниже должна обеспечиваться без применения ПА.

При эксплуатации энергосистем в нормальной схеме и при нормальном перетоке в случае возмущения группы I устойчивость должна обеспечиваться без применения ПА, за исключением тех случаев, когда:

выполнение требования приводит к необходимости ограничения потребителей, потери гидроресурсов или к ограничению загрузки (запрашиваемой мощности) отдельных электростанций, в том числе АЭС;

в результате возмущения предел статической устойчивости в сечении уменьшается более чем на 25 %.

В указанных случаях устойчивость должна обеспечиваться без воздействия ПА на разгрузку АЭС, если возможны другие управляющие воздействия.

Для пусковых схем объектов допускается применять ПА для предотвращения нарушения устойчивости при возмущениях группы I, а также при отключении элемента сети 750 кВ и выше, в том числе в результате неуспешного ОАПВ после однофазного КЗ, но без воздействия на разгрузку АЭС.

3.4. Послеаварийный режим после нормативных возмущений должен удовлетворять следующим требованиям:

коэффициенты запаса по активной мощности – не менее 0,08;

коэффициенты запаса по напряжению – не менее 0,1;

токовые перегрузки сетевых элементов и генераторов не превышают значений, допустимых в течение послеаварийного режима.

Длительность послеаварийного режима определяется временем, необходимым диспетчеру для восстановления условий нормального режима, не большим 20 мин.

В течение этого времени возникновение дополнительных возмущений (т. е. наложение аварии на аварию) не учитывается.

3.5. Динамическая устойчивость должна быть обеспечена для максимально допустимых перетоков в сечении, увеличенных на $\Delta P_{\text{ик}}$.

3.6. Устойчивость может не сохраняться в следующих случаях:

при возмущениях более тяжелых чем нормативные в данных схемно-режимных условиях;

если при возмущении, приводящем к ослаблению сечения, предел статической апериодической устойчивости в рассматриваемом сечении не превышает утроенной амплитуды нерегулярных колебаний мощности или уменьшается более чем на 70 %;

если аварийный небаланс мощности приводит к приращению мощности в сечении, превышающем 50 % предела статической апериодической устойчивости в рассматриваемом сечении.

При несохранении устойчивости деление по сечению должно не приводить к каскадному развитию аварии при правильной работе ПА или к погашению дефицитной по мощности подсистемы из-за недостаточности объема АЧР.

3.7. В эксплуатации любое отступление от требований, относящихся к нормальному перетоку (первая строка табл. 3) или к длительности послеаварийного режима (20 мин), означает переход к вынужденному перетоку и должно быть разрешено высшей оперативной инстанцией, в ведении или управлении которой находятся связи этого сечения.

Такое решение, как правило, принимается при планировании режимов исходя из располагаемых оперативных резервов активной мощности.

Переход к вынужденному перетоку в сечении на время прохождения максимума нагрузки, но не более 40 мин (дополнительно к 20 мин, разрешенных для послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений потребителей и/или мобилизации резерва, может быть выполнен оперативно по разрешению дежурного диспетчера указанной высшей оперативной инстанции.

3.8. При планировании режимов энергосистем должна быть исключена работа сечений, обеспечивающих выдачу мощности АЭС, с вынужденными перетоками.

3.9. На связях, по которым возможны асинхронные режимы, предусматриваются устройства ликвидации асинхронных режимов, действующих, в том числе, на деление энергосистем. Ресинхронизация, как с применением автоматических устройств, так и самопроизвольная, должна резервироваться делением.

Допустимая длительность асинхронного режима и способ его прекращения устанавливаются для каждого сечения с учетом необходимости предотвращения повреждений оборудования энергосистемы, дополнительных нарушений синхронизма и нарушений электроснабжения потребителей. При этом особое внимание следует уделять устойчивости электростанций и крупных узлов нагрузки, вблизи которых может оказаться центр качаний.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ, УДОВЛЕТВОРЯЮЩИХ НОРМАТИВНЫМ ТРЕБОВАНИЯМ РАЗДЕЛА 3

4.1. Расчеты устойчивости энергосистем и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению осуществляются при проектировании и эксплуатации энергосистем.

Расчеты устойчивости выполняются для:

выбора основной схемы энергосистемы и уточнения размещения основного оборудования;

определения допустимых режимов энергосистемы;

выбора мероприятий по повышению устойчивости энергосистемы, включая средства ПА и параметры их настройки;

определения параметров настройки систем регулирования и управления, релейной защиты, АПВ и т. д.

Кроме того, расчеты устойчивости проводятся при разработке и уточнении требований к основному оборудованию энергосистемы, релейной защите, автоматике и системам регулирования по условиям устойчивости энергосистем.

4.2. Так как принимается, что переток в сечении под действием нерегулярных колебаний мощности меняется в диапазоне $P \pm \Delta P_{\text{нк}}$ (пп. 2.6.1 и 3.5), то требованиям к устойчивости должен соответствовать переток $P_{\text{М}} + \Delta P_{\text{нк}}$, где $P_{\text{М}}$ – максимально допустимый переток.

Максимально допустимым перетоком является максимальный переток $P_{\text{М}}$, удовлетворяющий всем далее перечисленным условиям (пп. 4.2.1–4.2.6). При этом принимается, что имеется достаточный оперативный резерв активной мощности для перехода к нормальному режиму от послеаварийного согласно требованиям п. 3.4.

4.2.1. Переток $P_{\text{М}}$ должен соответствовать коэффициенту запаса устойчивости по активной мощности $K_{\text{р}}$, не меньшему 20 % (см. табл. 3):

$$P_{\text{М}} \le 0{,}8P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{нк}}.$$

4.2.2. Переток $P_{\text{М}}$ должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 15 % во всех узлах нагрузки:

$$P_{\text{М}} \le P(U) - \Delta P_{\text{нк}}, \text{ при } U = U_{\text{кр}}/0{,}85.$$

Зависимость перетока от наименьшего напряжения строится на основе численного моделирования при различных перетоках мощности в рассматриваемом сечении. Это требование означает, что при исчерпании других возможностей регулирования напряжения необходимый запас по напряжению обеспечивается за счет снижения перетока мощности в сечении.

4.2.3. Переток $P_{\text{М}}$ должен быть таким, чтобы во всех послеаварийных схемно-режимных условиях, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений (ослабление сечения и/или аварийный небаланс мощности) с учетом действия ПА и/или первичного регулирования частоты, выполнялось первое требование п. 3.4:

$$P_{\text{М}} \le P^{\text{д/ав}}(P^{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{нк}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \text{ при } P^{\text{п/ав}} = 0{,}92\, P^{\text{п/ав}}_{\text{пр}},$$

где $P^{\text{д/ав}}$ – переток активной мощности в рассматриваемом сечении в доаварийном режиме;

$P^{\text{п/ав}}$ – переток активной мощности в сечении в послеаварийном установившемся режиме, в том числе после аварийного небаланса мощности, приводящего к увеличению перетока в сечении;

$P^{\text{п/ав}}_{\text{пр}}$ – предельная мощность в сечении по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, которая, в частности, в случае аварийного небаланса мощности может совпадать с исходной (рассматриваемой) схемой или измениться в случае ослабления сечения при аварийном отключении сетевых элементов или его усиления за счет отключения шунтирующих реакторов и т. п.;

$\Delta P_{\text{ПА}}$ – приращение допустимого перетока мощности в сечении за счет управляющих воздействий ПА долговременного действия на изменение мощности.

Переток в доаварийном режиме представляется в виде функции от перетока в послеаварийном режиме для возможности учета влияющих факторов, например, изменения потерь мощности или шунтирующих связей, не включенных в рассматриваемое частичное сечение.

Приращение активной мощности в сечении, обусловленное аварийным небалансом мощности или управлением мощностью ПА, зависит от динамических характеристик всех параллельно работающих энергосистем. Так как расчет указанного приращения по полной модели может оказаться затруднительным, допускается его расчет по упрощенной формуле с использованием обобщенной информации о подсистемах:

$$\Delta P_{\text{сеч}} = \frac{P^{N}_{\text{нб}} \sum_{m=1}^{M} K_{fm} P_{\text{нп}m} + P^{M}_{\text{нб}} \sum_{n=1}^{N} K_{fn} P_{\text{нп}}}{\sum_{n=1}^{N} K_{fn} P_{\text{нп}} + \sum_{m=1}^{M} K_{fm} P_{\text{нп}m}},$$

где $\Delta P_{\text{сеч}}$ – приращение мощности в сечении за счет аварийного небаланса или применения ПА;

$n = 1,2, \ldots, N$ – подсистемы передающей части энергосистемы;

$m = 1,2, \ldots, M$ – подсистемы приемной части энергосистемы;

$P^{N}_{\text{нб}}$ – аварийный избыток мощности (отключаемая генерация – с минусом) в передающей части;

$P^{M}_{\text{нб}}$ – аварийный дефицит мощности (отключаемая нагрузка – с минусом) в приемной части;

K_{fn}, K_{fm} – соответственно коэффициент частотной статической характеристики подсистем: n – передающей и m – приемной частей энергосистемы;

$P_{\text{н}n}, P_{\text{н}m}$ – соответственно суммарная нагрузка подсистем n и m.

4.2.4. В каждом из нормативных послеаварийных режимов во всех узлах нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 10 %:

$$P_{\text{М}} \le P^{\text{д/ав}}(U^{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{пк}} + \Delta P_{\text{ПА}}, \text{ при } U^{\text{п/ав}} = U_{\text{кр}}/0{,}9.$$

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наименьшего напряжения в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении.

4.2.5. Максимально допустимый переток мощности в любом сечении в рассматриваемом режиме должен не превышать предельного по динамической устойчивости перетока в том же сечении при всех нормативных возмущениях с учетом действия ПА:

$$P_{\text{М}} \le P^{\text{дин}}_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{пк}}.$$

4.2.6. Переток $P_{\text{М}}$ в послеаварийных режимах не должен приводить к токовым перегрузкам, превышающим допустимые значения:

$$P_{\text{М}} \le P^{\text{д/ав}}(I^{\text{п/ав}}) - \Delta P_{\text{пк}}, \text{ при } I^{\text{п/ав}} = I^{\text{п/ав}}_{\text{доп}},$$

где $I^{\text{п/ав}}$ – ток в наиболее загруженном сетевом элементе в послеаварийном установившемся режиме;

$I^{\text{п/ав}}_{\text{доп}}$ – допустимый ток с перегрузкой, разрешенной в течение 20 мин при заданной температуре окружающей среды в том же элементе. Здесь учтено требование п. 3.4 о допустимой длительности нормативного послеаварийного режима.

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наибольшего тока в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении.

Примечание. При определении допустимости перегрузок в послеаварийных режимах могут быть учтены изменения токов в течение 20 мин существования послеаварийного режима в соответствии с п. 2.6.3.

4.3. Предельный переток в общем случае может быть представлен в виде функции влияющих режимных параметров как в исходной, так и в послеаварийных схемах, $P_{пр} = \varphi(П_1, П_2,...)$. При этом рассчитывается предел при различных фиксированных значениях указанных параметров, после чего определяется аналитическое выражение функции влияния.

4.4. Если несохранение устойчивости согласно п. 3.6 допускается, то вместо соблюдения условий пп. 4.2.3–4.2.6 максимально допустимый переток определяют как максимальный переток, при котором деление энергосистемы не приводит к каскадному развитию аварии после соответствующих нормативных возмущений.

4.5. Допустимый перерток в вынужденном режиме (аварийно допустимый переток) определяется неравенствами пп. 4.2.1, 4.2.2 при $K_р = 0{,}08$ и $K_U = 0{,}1$, и условием недопущения каскадного развития аварий при нормативных возмущениях (см. п. 3.6).

gost.e-ecolog.ru