Министерство энергетики Российской Федерации
(Минэнерго России)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 53624
от 30 января 2019 г.

ПРИКАЗ

9 января 2019 г. № 2

Москва

Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229

В соответствии с пунктом 2 статьи 28 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2018, № 53 (ч. I), ст. 8448), пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483) и подпунктом «б» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2018, № 34, ст. 5483, № 51, ст. 8007) п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить прилагаемые:

gost.e-ecolog.ru

требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты;

изменения, которые вносятся в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 (зарегистрирован Минюстом России 20 июня 2003 г., регистрационный № 4799), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757 (зарегистрирован Минюстом России 22 ноября 2018 г., регистрационный № 52754).

2. Настоящий приказ вступает в силу по истечении трех месяцев со дня его официального опубликования.

Министр А.В. Новак

Департамент оперативного контроля
и управления в электроэнергетике
Юрлов Евгений Юрьевич
(495) 631-98-61

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от «09» 01 2019 г. № 2

ТРЕБОВАНИЯ
к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

I. Общие положения

1. Настоящие требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – требования) устанавливают технические требования к участию различных типов генерирующего оборудования электростанций в общем первичном регулировании частоты в целях поддержания в электроэнергетической системе частоты электрического тока (далее – частота) в пределах допустимых значений, а также порядок подтверждения выполнения собственниками и иными законными владельцами электростанций требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты.

2. Требования распространяются на все типы генерирующего оборудования электростанций, работающего в режиме выработки электрической энергии.

3. Требования являются обязательными для:

собственников и иных законных владельцев электростанций или входящего в их состав генерирующего оборудования, работающих в составе Единой энергетической системы России или технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем либо присоединяемых к указанным электроэнергетическим системам (далее – собственник или иной законный владелец электростанции);

системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – субъект оперативно-диспетчерского управления) при организации и осуществлении регулирования частоты в электроэнергетической системе.

4. В требованиях используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации и ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования», утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 05.12.2013 № 2164-ст (Стандартинформ, 2014).

5. В требованиях используются следующие сокращения:

АЭС – атомная электростанция;

ВОЛЭС – волновая электростанция;

ВЭС – ветровая (ветроэлектрическая) электростанция;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;

ГПА – газопоршневой агрегат;

ГРАМ – система группового регулирования активной мощности;

ГТУ – газотурбинная установка;

ГУБТ – газовая утилизационная бескомпрессорная турбина;

ГЭС – гидравлическая электростанция, в том числе гидроэлектростанция с водохранилищем суточного регулирования, гидроэлектростанция, не имеющая водохранилища (работающая по водотоку), а также приливная электростанция;

ДГА – детандер-генераторный агрегат;

ДГУ – дизель-генераторная установка;

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты;

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты;

ПГУ – парогазовая установка;

СЭС – солнечная электростанция;

ТЭС – тепловая электростанция, в том числе электростанция, в состав которой входят ГУБТ, ГПА, ДГА, ДГУ, а также геотермальная электростанция, электростанция, работающая на попутном газе, биогазе, твердых бытовых отходах и иных видах топлива.

II. Общие требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

6. Все генерирующее оборудование должно быть готово к участию в ОПРЧ, за исключением энергоблоков АЭС с реакторными установками на быстрых нейтронах, а также с реакторами большой мощности канальными.

Допустимо неучастие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа «Р», введенного в эксплуатацию до вступления в силу требований, при условии подтверждения технической невозможности его участия в ОПРЧ в порядке, установленном пунктом 7 требований.

7. При отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа «Р», введенного в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, собственник или иной законный владелец электростанции должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления проект решения об отсутствии технической возможности участия указанного генерирующего оборудования в ОПРЧ с приложением заключения организации – изготовителя оборудования или экспертной организации, осуществляющей деятельность по проведению испытаний, техническому обслуживанию и наладке данного типа оборудования, аккредитованной в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, и других имеющихся у него документов, подтверждающих отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ такого оборудования.

Субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 15 рабочих дней должен рассмотреть представленные документы и согласовать проект решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ соответствующего генерирующего оборудования или отказать в согласовании такого проекта решения с обоснованием причин отказа.

Решение об отсутствии технической возможности участия генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа «Р» в ОПРЧ утверждается собственником или

иным законным владельцем электростанции при условии согласования такого решения субъектом оперативно-диспетчерского управления. Собственник или иной законный владелец электростанции должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления копию указанного решения в течение 10 рабочих дней со дня его утверждения.

8. Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование электростанций, за исключением СЭС, ВЭС, ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, должно соответствовать следующим требованиям:

а) зона нечувствительности первичного регулирования не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами. Для турбин года выпуска до 1950 года зона нечувствительности первичного регулирования допускается до 0,25 Гц;

б) статизм первичного регулирования должен находиться в пределах:

4,0 – 5,0 процентов – для генерирующего оборудования ТЭС (кроме паровых турбин типа «Р»);

4,5 – 6,0 процентов – для гидротурбин.

Для турбин типа «Р» допускается статизм первичного регулирования в пределах 4,5 – 6,5 процентов.

Для паровых турбин в диапазоне нагрузок от 15 до 100 процентов номинальной мощности местный статизм первичного регулирования не должен превышать 6 процентов;

в) регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС, должны быть оснащены частотными корректорами;

г) «мертвая полоса» первичного регулирования* в регуляторах активной мощности не должна превышать 50,000±0,075 Гц.

---

* ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования», утвержденный и введенный в действие приказом Росстандарта от 05.12.2013 № 2164-ст (Стандартинформ, 2014).

9. Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование СЭС, ВЭС, ВОЛЭС и генерирующее оборудование на основе ГУБТ, ДГА должно соответствовать следующим требованиям:

а) «мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать 50,0±0,1 Гц;

б) статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0 –5,0 процентов.

10. При участии в ОПРЧ генерирующее оборудование должно обеспечивать изменение выдаваемой активной мощности при изменении частоты на величину требуемой первичной мощности, определяемой по формуле:

$$P_{тп} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{ном}}{f_{ном}} \cdot K_д \cdot \Delta f_р, \text{ МВт},$$

где:

S% – статизм первичного регулирования;

$P_{ном}$, МВт – номинальная мощность генерирующего оборудования (для СЭС, ВЭС и ВОЛЭС – исходная мощность генерирующего оборудования, работающего через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше, определяемая как фактическая мощность такого генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОПРЧ);

$K_д$ – коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности, нормированную требованиями для разного типа генерирующего оборудования при скачкообразном характере изменения частоты, величина которого определяется в соответствии с пунктами 24 и 28 требований;

$\Delta f_р$, Гц – расчетная величина отклонения частоты, определяемая следующим образом:

$\Delta f_р = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}$, Гц) или «мертвую полосу» (50,00 ± $f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_р \neq 0$ при отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности («мертвую полосу») первичного регулирования;

$\Delta f_р = f$ – (50,00 + $f_{нч}$ ($f_{мп}$) – при повышенной частоте ($\Delta f_р > 0$);

$\Delta f_р = f - (50{,}00 - f_{нч}\ (f_{мп})$ – при пониженной частоте ($\Delta f_р<0$);

f – текущее значение частоты, Гц;

для СЭС, ВЭС, ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА $\Delta f_р=0$ при снижении частоты, $\Delta fp>0$ при повышении частоты выше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования (50,1 Гц).

11. Использование системы автоматического управления и технологических режимов работы, препятствующих изменению мощности генерирующего оборудования при изменениях частоты (включая использование ограничителей мощности и регуляторов давления «до себя» на турбинах, режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин, использование регуляторов мощности без частотной коррекции, отключение регуляторов мощности или устройств автоматического регулирования производительности котельных установок), не допускается, за исключением случаев неисправности основного оборудования электростанции или систем автоматического регулирования. В указанных случаях использование соответствующих систем автоматического управления и технологических режимов работы оборудования должно осуществляться на основании диспетчерской заявки, поданной собственником или иным законным владельцем электростанции и согласованной субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с требованиями пунктов 22, 23 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5518; 2018, № 34, ст. 5483, № 51, ст. 8007) (далее – Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

12. После изменения мощности, вызванного изменением частоты, оперативный персонал электростанции должен принять необходимые меры для выполнения требований участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, поддерживая устойчивый режим оборудования вплоть до восстановления частоты.

13. Вмешательство оперативного персонала электростанции в работу систем автоматического управления мощностью генерирующего оборудования,

препятствующее участию в ОПРЧ, не допускается, за исключением случая выхода мощности за допустимые при данном состоянии оборудования значения. Самостоятельные действия оперативного персонала электростанции, выполнение которых допускается (запрещается), должны быть определены в инструкциях по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

14. Неучастие генерирующего оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации, в ОПРЧ допускается только на основании диспетчерской заявки, поданной собственником или иным законным владельцем электростанции и согласованной субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктами 22, 23 Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

III. Требования к участию в общем первичном регулировании частоты генерирующего оборудования тепловых, атомных, гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций

15. Для участия в ОПРЧ и в процессе такого участия генерирующее оборудование ТЭС (за исключением генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА в случаях, указанных в пункте 35 требований), АЭС, ГЭС и ГАЭС в дополнение к требованиям главы II настоящих требований должно соответствовать положениям настоящей главы.

16. Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами и не должны препятствовать действию регулятора частоты вращения турбины.

17. Для исключения противодействия регулятору частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности генерирующего оборудования настройки его частотного корректора должны соответствовать характеристикам регулятора частоты вращения турбины.

18. При первичном регулировании частоты технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть

обеспечено поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.

Совокупность основного и вспомогательного оборудования электростанции, его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие генерирующего оборудования электростанции в ОПРЧ в соответствии с требованиями пунктов 24 – 28 требований.

19. При отклонениях частоты, когда требуемое регулятором частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, должно обеспечиваться сохранение устойчивой работы основного и вспомогательного оборудования и поддержание технологических параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений, установленных эксплуатационной документацией.

20. Групповые регуляторы активной мощности (для групп генерирующего оборудования в составе ГЭС, ГАЭС, ПГУ, ТЭС) не должны допускать блокировки действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.

21. В устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины.

22. При скачкообразном изменении частоты изменение активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования должно носить устойчивый апериодический характер. В установившемся режиме отклонение фактической мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности должно быть не более ±1 процент от номинальной мощности генерирующего оборудования.

23. Генерирующее оборудование, участвующее в НПРЧ с заданным резервом первичного регулирования, в режимах работы энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный резерв первичного регулирования, должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, соответствующими требованиям ОПРЧ.

24. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ТЭС (кроме ПГУ, ГТУ, ГПА и ДГУ) должны соответствовать следующим требованиям:

а) при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности на загрузку или разгрузку величиной 10 процентов и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона;

б) в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности, определенной по приведенной в пункте 10 требований формуле, 10 процентов и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться реализация:

не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 секунд;

всей требуемой первичной мощности за время не более 5 минут для газо-мазутных энергоблоков, не более 6 минут для пылеугольных энергоблоков, не более 7 минут для ТЭС с общим паропроводом;

в) в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 процентов номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 процентов номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой, указанной в подпункте «б» настоящего пункта. В указанном случае величина требуемой первичной мощности должна определяться по указанной в пункте 10 требований формуле для $К_д$=0,5 на 15 секунде и $К_д$=1 на 5 минуте для газо-мазутных энергоблоков, на 6 минуте для пылеугольных энергоблоков, на 7 минуте для ТЭС с общим паропроводом от момента отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности для генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности) первичного регулирования;

г) реализация первичной мощности величиной более 10 процентов номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой.

25. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики ГПА, ДГУ, генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС должны соответствовать следующим требованиям:

а) при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности на загрузку или разгрузку, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне;

б) в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 минуты;

в) величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. Потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно не допускается.

26. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 должны соответствовать следующим требованиям:

а) при отклонениях частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем реализации требуемой первичной мощности в пределах регулировочного диапазона:

на загрузку величиной до 2 процентов или на разгрузку величиной до 8 процентов номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки не более 98 процентов номинальной тепловой мощности;

на разгрузку величиной до 8 процентов номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки более 98 процентов номинальной тепловой мощности;

на разгрузку величиной до 8 процентов номинальной электрической мощности энергоблока при работе реактора на мощностном эффекте реактивности с последующим ограничением на установившемся после разгрузки уровне мощности;

б) при скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в указанных диапазонах, должна обеспечиваться реализация:

не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 секунд;

всей требуемой первичной мощности за время не более 2 минут;

в) реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных в подпунктах «а» и «б» настоящего пункта диапазонов должна выполняться с учетом характеристик и ограничений, обусловленных настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки.

27. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР ТОИ должны соответствовать следующим требованиям:

а) при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности на загрузку или разгрузку величиной 10 процентов и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона;

б) в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 процентов и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться реализация:

не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 секунд;

всей требуемой первичной мощности за время не более 2 минут;

в) реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных в подпунктах «а» и «б» настоящего пункта диапазонов должна выполняться с учетом характеристик и ограничений, обусловленных настройками технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки.

28. Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики ПГУ (ГТУ) должны соответствовать следующим требованиям:

а) при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности на загрузку или разгрузку величиной 10 процентов и менее номинальной мощности ПГУ (ГТУ), должно обеспечиваться участие ПГУ (ГТУ) в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона;

б) в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 процентов и менее номинальной мощности ПГУ (ГТУ) должна обеспечиваться реализация:

первичной мощности в объеме 2,5 процентов номинальной мощности ПГУ (ГТУ) за время не более 15 секунд;

первичной мощности в объеме 5 процентов номинальной мощности ПГУ (ГТУ) за время не более 30 секунд;

первичной мощности в объеме 10 процентов номинальной мощности ПГУ (ГТУ) за время не более 2 минут;

в) в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 процентов номинальной мощности ПТГ (ГТУ) в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 процентов номинальной мощности ПГУ (ГТУ) с динамикой, указанной в подпункте «б» настоящего пункта. В указанном случае величина требуемой первичной мощности должна определяться по указанной в пункте 10 требований формуле для $К_д$=0,25 на 15 секунде, $К_д$=0,5 на 30 секунде и $К_д$=1 на 2 минуте от момента отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования;

г) реализация первичной мощности величиной более 10 процентов номинальной мощности ПГУ (ГТУ) в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями ПГУ (ГТУ), режимами ее работы и технологической автоматикой.

IV. Требования к участию в общем первичном регулировании частоты генерирующего оборудования ветровых и солнечных электростанций

29. Для участия в ОПРЧ и в процессе такого участия генерирующее оборудование ВЭС и СЭС в дополнение к требованиям главы II настоящих требований должно соответствовать положениям настоящей главы.

30. При увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования не более чем через 10 секунд должно обеспечиваться снижение активной мощности генерирующего оборудования ВЭС и СЭС на величину требуемой первичной мощности. Величина требуемой первичной мощности должна определяться исходя из величины отклонения частоты от верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования на момент начала снижения активной мощности генерирующего оборудования ВЭС и СЭС.

Снижение активной мощности генерирующего оборудования ВЭС и СЭС в процессе первичного регулирования должно происходить не более 5 секунд и носить устойчивый апериодический характер.

31. На все время, пока установившееся значение частоты превышает верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования должно устанавливаться ограничение максимальной нагрузки генерирующего оборудования ВЭС и СЭС, равное разности фактической мощности генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОПРЧ (далее – исходная мощность) и значения требуемой первичной мощности. Система регулирования генерирующего оборудования ВЭС и СЭС должна обеспечивать следящий за частотой режим первичного регулирования и при увеличении отклонения частоты за пределами «мертвой полосы» первичного

регулирования изменять первичную мощность пропорционально текущему отклонению частоты.

32. После снижения квазиустановившегося значения частоты менее верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования должно автоматически сниматься ограничение максимальной нагрузки генерирующего оборудования ВЭС и СЭС.

V. Требования к участию в общем первичном регулировании частоты генерирующего оборудования волновых электростанций, генерирующего оборудования на основе газовых утилизационных бескомпрессорных турбин и детандер-генераторных агрегатов

33. Для участия в ОПРЧ и в процессе такого участия генерирующее оборудование ВОЛЭС в дополнение к требованиям главы II настоящих требований должно соответствовать положениям настоящей главы.

При наличии технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты генерирующее оборудования на основе ГУБТ и ДГА для участия в ОПРЧ и в процессе такого участия в дополнении к требованиям глав II и III настоящих требований должно соответствовать положениям пункта 34 требований.

34. При увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования должно обеспечиваться снижение активной мощности генерирующего оборудования ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА на величину требуемой первичной мощности в пределах имеющегося регулировочного диапазона со скоростью, установленной документами по эксплуатации систем автоматического управления генерирующего оборудования ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА.

Восстановление нагрузки генерирующего оборудования ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА должно выполняться после снижения квазиустановившегося значения частоты менее верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования.

35. При отсутствии технической возможности автоматического снижения активной мощности генерирующего оборудования ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА на величину требуемой первичной мощности и в случае повышения частоты более 51 Гц должно производиться автоматическое отключение генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА от энергосистемы за время, не превышающее 10 секунд с момента превышения частоты более 51 Гц.

Восстановление подключения к энергосистеме генерирующего оборудования ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА должно выполняться при снижении квазиустановившегося значения частоты ниже 50,1 Гц.

VI. Порядок подтверждения выполнения требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

36. В целях подтверждения выполнения собственниками и иными законными владельцами электростанций требований к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ на всех электростанциях, присоединяемых к электроэнергетической системе или функционирующих в составе электроэнергетической системы, должны быть обеспечены проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ, а также организованы и осуществляться мониторинг и контроль участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

37. Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в соответствии с требованиями должны осуществляться при:

а) проведении аттестации генерирующего оборудования и оценке его готовности к выработке электрической энергии в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 14, ст. 1916; 2018, № 53, ст. 8661) (далее – Правила оптового рынка) – в отношении генерирующего оборудования электростанций, с использованием которого осуществляется участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности;

б) технологическом присоединении объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям – в рамках проверки выполнения технических условий на технологическое присоединение;

в) реконструкции, модернизации, техническом перевооружении объекта по производству электрической энергии, изменении установленной генерирующей мощности объекта по производству электрической энергии (генерирующего оборудования), изменении типа, заводских или эксплуатационных параметров и характеристик генерирующего оборудования, связанных с заменой (модернизацией) основного оборудования объекта по производству электрической энергии и (или) его систем управления (регулирования);

г) выявлении неудовлетворительного участия в ОПРЧ введенного в эксплуатацию генерирующего оборудования электростанций по результатам мониторинга участия в ОПРЧ, осуществляемого субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктом 42 требований.

38. В случаях, указанных в подпункте «а» пункта 37 требований, проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны осуществляться в порядке, установленном Правилами оптового рынка, с соблюдением пунктов 39 – 46 требований.

Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в случаях, указанных в подпунктах «б» – «г» пункта 37 требований, должны осуществляться независимо от его использования для осуществления деятельности по производству и купле-продаже электрической энергии и мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности или розничном рынках электрической энергии.

39. Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны осуществляться путем проведения испытаний генерирующего оборудования по программам, разработанным и утвержденным собственником или иным законным владельцем электростанции. В отношении генерирующего оборудования электростанций установленной генерирующей

мощностью более 5 МВт программа испытаний должна быть направлена на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления.

При получении от собственника или иного законного владельца электростанции проекта программы испытаний субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 10 рабочих дней должен рассмотреть проект программы испытаний и согласовать его либо в тот же срок уведомить собственника или иного законного владельца электростанции об отказе в согласовании проекта программы испытаний с приложением обоснованных замечаний по нему.

При получении от субъекта оперативно-диспетчерского управления замечаний по проекту программы испытаний собственник или иной законный владелец электростанции обязан их устранить и направить проект программы испытаний на повторное согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления.

40. Испытания по проверке готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны проводиться путем имитации скачкообразного изменения частоты на входе в систему регулирования или имитации скачкообразного увеличения и уменьшения значения первичной мощности в соответствии с программой испытаний и фиксации результатов соответствующего изменения активной мощности генерирующего оборудования.

Испытания по проверке готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ, за исключением генерирующего оборудования ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА, должны включать опыты на загрузку и разгрузку (для генерирующего оборудования СЭС и ВЭС – только на разгрузку) в пределах регулировочного диапазона генерирующего оборудования по активной мощности с проверкой восстановления исходной мощности после снятия имитации отклонения частоты или имитации скачкообразного увеличения и уменьшения значения первичной мощности в соответствии с программой испытаний.

Испытания по проверке готовности ГПА, ДГУ, генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА к участию в ОПРЧ допускается не выполнять при условии наличия в составе утвержденной эксплуатационной документации схем и алгоритмов действия системы

автоматического управления, обеспечивающей выполнение требований глав II и V требований.

Испытания по проверке готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ должны признаваться успешными, если фактическое изменение активной мощности генерирующего оборудования соответствует расчетной величине требуемой первичной мощности и требуемой динамике изменения активной мощности генерирующего оборудования при его участии в ОПРЧ в соответствии с положениями требований.

41. По результатам испытаний собственник или иной законный владелец электростанции должен сформировать и утвердить отчет по проверке готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ (далее – отчет), содержащий выводы по подтверждению (неподтверждению) соответствия генерирующего оборудования настоящим требованиям.

Для генерирующего оборудования электростанций установленной генерирующей мощностью более 5 МВт проект указанного отчета до его утверждения должен быть направлен для рассмотрения и согласования субъекту оперативно-диспетчерского управления в срок не позднее 10 рабочих дней со дня проведения испытаний.

При получении от собственника или иного законного владельца электростанции проекта отчета субъект оперативно-диспетчерского управления должен в течение 5 рабочих дней рассмотреть и согласовать его или в тот же срок направить собственнику или иному законному владельцу электростанции обоснованные замечания по проекту отчета.

При получении от субъекта оперативно-диспетчерского управления замечаний по проекту отчета собственник или иной законный владелец электростанции обязан их устранить и направить проект отчета на повторное согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления. Утверждение отчета должно осуществляться после его согласования субъектом оперативно-диспетчерского управления.

42. На каждой электростанции ее собственником или иным законным владельцем должен быть организован и осуществляться текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Системный оператор должен осуществлять мониторинг и анализ участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций, функционирующих в составе Единой энергетической системы России, для всех случаев отклонения частоты в энергосистеме от номинальной на ±0,2 Гц и более, а также при скачкообразных отклонениях частоты в энергосистеме на величину в пределах ±0,10÷0,20 Гц от номинальной частоты.

Субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе должен осуществлять мониторинг и анализ участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций, функционирующих в составе такой энергосистемы, для всех случаев отклонения частоты в энергосистеме от номинальной на ±0,4 Гц и более, а также при скачкообразных отклонениях частоты в энергосистеме на величину в пределах ±0,20÷0,40 Гц от номинальной частоты.

При анализе участия генерирующего оборудования в ОПРЧ количественная оценка должна производиться путем сравнения величин фактического и требуемого изменения активной мощности генерирующего оборудования в периоды времени, когда отклонения частоты от номинальной составляли ± 0,2 Гц и более (для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы – ± 0,4 Гц и более).

При сравнении величины фактической и требуемой первичной мощности генерирующего оборудования при скачкообразных отклонениях частоты должны учитываться требования по динамике выдачи первичной мощности, указанные в настоящих требованиях для генерирующего оборудования различного типа, путем использования в формуле, приведенной в пункте 10 требований, соответствующего коэффициента Кд.

Критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ в отношении генерирующего оборудования электростанций различного типа должны быть

установлены субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании требований глав II – V требований и опубликованы в открытом доступе на его официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

43. Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанции ее собственником или иным законным владельцем должны быть обеспечены:

а) измерение текущей частоты вращения турбин f, Гц с точностью 0,05 Гц или менее с периодом усреднения и регистрации не более 1 секунды – для генерирующего оборудования, оснащенного электрогидравлическими регуляторами частоты вращения турбин и автоматическими регуляторами активной мощности с частотной коррекцией (для остального генерирующего оборудования, включая генерирующее оборудование ВЭС, данное требование допускается не выполнять);

б) измерение текущей частоты на шинах электростанции с точностью не хуже 0,01 Гц или менее с периодом усреднения и регистрации не более 1 секунды;

в) измерение текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования P, МВт (для ВЭС и СЭС – измерение текущей активной мощности группы ветроэнергетических установок и фотоэлектрических солнечных модулей, работающих в составе энергосистемы через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше) с использованием датчиков активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемых к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:

датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения и регистрации не более 1 секунды;

датчики активной мощности генерирующего оборудования должны сохранять работоспособность при отклонениях частоты в энергосистеме в пределах 45-55 Гц;

измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;

измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 процентов от полного диапазона измерения датчика;

г) определение следующих параметров:

текущего отклонения частоты от номинального значения;

требуемой первичной мощности генерирующего оборудования (электростанции);

текущей первичной мощности, рассчитываемой как отклонение текущей мощности единицы генерирующего оборудования или электростанции от исходного (планового) значения при отклонениях частоты, превышающих «мертвую полосу» первичного регулирования;

д) контроль соответствия величины текущей первичной мощности единиц генерирующего оборудования или электростанции требуемому значению первичной мощности при текущем отклонении частоты.

44. Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ должен быть автоматизирован. Информация мониторинга должна представляться в табличном и графическом виде, позволяющем оценивать качество первичного регулирования при отклонениях частоты.

Срок хранения архивных данных мониторинга должен составлять не менее 3 календарных месяцев с даты их измерения (определения) в соответствии с пунктом 43 настоящей главы, а данные мониторинга для случаев отклонения частоты за пределы ±0,20 Гц должны храниться в виде отдельных архивов не менее 12 календарных месяцев с даты отклонения частоты за указанные пределы.

45. Собственник или иной законный владелец электростанции обязан предоставить данные проводимого им мониторинга, в том числе данные, указанные в пункте 43 требований, и результаты анализа участия генерирующего оборудования и (или) электростанции в ОПРЧ, а также данные, необходимые субъекту оперативно-диспетчерского управления для осуществления им мониторинга, указанного в пункте 42 требований, в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления по его запросу в установленный таким запросом срок, но не менее 3 рабочих дней.

46. При осуществлении субъектом оперативно-диспетчерского управления мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в соответствии с пунктом 42 требований должны использоваться телеметрическая информация, поступающая в диспетчерские центры, а также данные, полученные от собственников и иных законных владельцев электростанций в соответствии с пунктом 45 требований.

gost.e-ecolog.ru