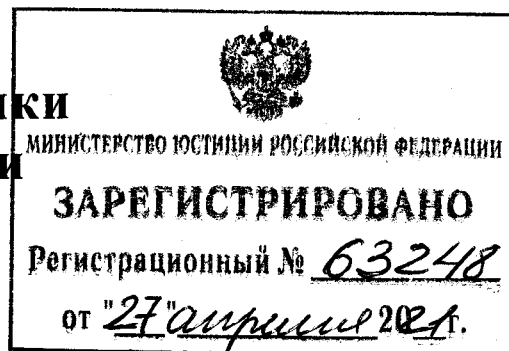




**Министерство энергетики  
Российской Федерации**  
(Минэнерго России)

**П Р И К А З**



28 февраля 2021 г.

Москва

№ 1195

**Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о 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 подпунктом «г» 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) и пунктами 1 и 2<sup>1</sup> 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) **п р и к а з ы в а ю:**

## 1. Утвердить:

Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии согласно приложению № 1;

изменения, которые вносятся в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» согласно приложению № 2.

2. Настоящий приказ вступает в силу с 1 сентября 2021 г. и действует до 31 августа 2027 г.

Министр



Н.Г. Шульгинов

**ПРАВИЛА**  
**разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству**  
**электрической энергии и схем внешнего электроснабжения**  
**энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии**

**I. Общие положения**

1. Настоящие Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее – Правила) устанавливают требования к разработке схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии (далее – схема выдачи мощности), схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (далее – схема внешнего электроснабжения) и порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при их согласовании.

2. Выполнение требований Правил является обязательным для:

юридических и физических лиц, имеющих намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям объекта по производству электрической энергии или энергопринимающих устройств по основаниям, предусмотренным пунктом 2 Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5525; 2019, № 23, ст. 2940) (далее – Правила технологического присоединения, заявитель соответственно);

сетевых организаций, соответствующих установленным Правилами

технологического присоединения требованиям к определению сетевой организации, в которую должна быть подана заявка на технологическое присоединение к электрическим сетям соответствующего объекта по производству электрической энергии или энергопринимающего устройства, а также иных собственников и законных владельцев объектов электросетевого хозяйства, в том числе входящих в состав объекта по производству электрической энергии, в случаях когда в соответствии с требованиями Правил технологического присоединения указанные собственники и законные владельцы обязаны выполнять функции сетевых организаций при технологическом присоединении к электрическим сетям (далее – сетевая организация);

системного оператора и субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – субъект оперативно-диспетчерского управления);

субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих на праве собственности или ином законном основании объектами по производству электрической энергии, объектами электросетевого хозяйства и (или) энергопринимающими устройствами, входящими в состав территориальной или объединенной электроэнергетической системы либо ее части, на территории которой планируется технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии или энергопринимающего устройства заявителя;

проектных организаций и иных юридических и физических лиц, привлекаемых заявителями для выполнения работ по разработке схем выдачи мощности, схем внешнего электроснабжения (далее – проектная организация).

3. Схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) должна разрабатываться заявителем в отношении объекта по производству электрической энергии (энергопринимающего устройства), соответствующего критериям, установленным подпунктом «к» пункта 10 Правил технологического присоединения, в следующих случаях:

а) присоединение нового или ранее выведенного из эксплуатации объекта по производству электрической энергии с максимальной мощностью более 5 МВт или энергопринимающего устройства с максимальной мощностью более 50 МВт;

б) изменение категории надежности, точек присоединения и (или) видов производственной деятельности существующего объекта по производству электрической энергии с максимальной мощностью более 5 МВт или существующего энергопринимающего устройства с максимальной мощностью более 50 МВт, не влекущее пересмотра величины его максимальной мощности, но изменяющее технические решения по выдаче мощности (внешнему электроснабжению) такого объекта (устройства);

в) увеличение максимальной мощности существующего объекта по производству электрической энергии с максимальной мощностью более 5 МВт или существующего энергопринимающего устройства с максимальной мощностью более 50 МВт на величину 5 МВт или более;

г) увеличение максимальной мощности существующего объекта по производству электрической энергии с максимальной мощностью до 5 МВт включительно или существующего энергопринимающего устройства с максимальной мощностью до 50 МВт включительно на величину 5 МВт или более, в результате которого суммарная величина максимальной мощности объекта по производству электрической энергии или энергопринимающего устройства превысит 5 МВт или 50 МВт соответственно.

4. Требования Правил не распространяются на схемы выдачи мощности и схемы внешнего электроснабжения, технические задания на разработку которых согласованы и утверждены до даты принятия настоящих Правил.

5. Разработка схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) и ее согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления должны осуществляться заявителем самостоятельно или с привлечением проектной организации.

Проектная организация вправе выступать в отношениях, регулируемых Правилами, от имени заявителя в случае и пределах, если соответствующие права и

обязанности предоставлены ей в порядке, установленном гражданским законодательством Российской Федерации.

6. Процедура разработки и согласования схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) включает в себя:

а) разработку, согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления и утверждение технического задания на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) (далее – техническое задание);

б) сбор исходных данных, необходимых для формирования математических расчетных моделей энергосистемы (далее – математические расчетные модели), необходимых для выполнения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, предусмотренных техническим заданием, и разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения);

в) формирование математических расчетных моделей и их верификацию субъектом оперативно-диспетчерского управления;

г) разработку, согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления и утверждение схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).

7. Направление проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) на рассмотрение и согласование иным субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии, на объектах электроэнергетики которых предполагается выполнение технических мероприятий по технологическому присоединению объекта заявителя к электрическим сетям, осуществляется заявителем в инициативном порядке. В случае если проект схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) направлен заявителем на рассмотрение и согласование таким субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии, рассмотрение ими проектов соответствующих документов осуществляется на безвозмездной основе, в порядке и сроки, аналогичные установленным настоящими Правилами для сетевой организации.

8. Разработка схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) осуществляется в целях предварительной технико-экономической проработки и оценки вариантов мероприятий по технологическому присоединению такого объекта (устройства) к электрическим сетям.

9. При разработке схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должно быть обеспечено соблюдение требований, установленных Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, и нормативными правовыми актами Минэнерго России, утвержденными в соответствии с постановлением 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» и постановлением 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».

При разработке схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) необходимо руководствоваться нормативными правовыми актами Минэнерго России, указанными в абзаце первом настоящего пункта, действующими на дату согласования технического задания на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).

10. Схема выдачи мощности должна быть разработана, согласована с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления и утверждена в период до планируемой даты ввода в работу в составе энергосистемы первого энергоблока, турбогенератора, гидроагрегата или этапа (очереди) строительства (реконструкции, технологического присоединения) объекта по производству электрической энергии, связанного с увеличением его максимальной мощности (далее – единица генерирующего оборудования), продолжительность которого не превышает прогнозного периода, на который в соответствии с Правилами

разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073; 2021, № 6, ст. 985), разработана схема и программа развития Единой энергетической системы России (схема и программа развития электроэнергетики соответствующего субъекта Российской Федерации – для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем), учтенная в качестве исходной информации (далее – схема и программа развития, учтенная в качестве исходной информации) для разработки такой схемы выдачи мощности.

Схема внешнего электроснабжения должна быть разработана, согласована с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления и утверждена в период до планируемого завершения первого этапа технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств заявителя, продолжительность которого не превышает прогнозного периода, на который разработана схема и программа развития, учтенная в качестве исходной информации для разработки такой схемы внешнего электроснабжения.

11. Утвержденная схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) действительна до 31 декабря последнего года прогнозного периода, на который разработана схема и программа развития, учтенная в качестве исходной информации для разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения), при условии подачи заявителем в сетевую организацию в установленном пунктами 8, 9 и 10 Правил технологического присоединения порядке заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям и заключения с сетевой организацией договора об осуществлении технологического присоединения (в случае технологического присоединения к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети по индивидуальному проекту - соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту) в



срок не более 12 календарных месяцев с даты утверждения схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).

Действие утвержденной схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) прекращается в следующих случаях:

при несоблюдении заявителем условия, указанного в абзаце первом настоящего пункта Правил;

если мероприятия по технологическому присоединению объекта по производству электрической энергии (энергопринимающего устройства) заявителя не завершены в течение срока действия выданных заявителю технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – технические условия) с учетом продления срока действия ранее выданных технических условий, и такой срок действия технических условий (с учетом его продления) превышает период до 31 декабря последнего года прогнозного периода, на который разработана схема и программа развития, учтенная в качестве исходной информации для разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).

12. При планируемом заявителем технологическом присоединении к электрическим сетям одновременно объекта по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств заявителя по решению заявителя допускается разрабатывать схему выдачи мощности и схему внешнего электроснабжения как единый документ. В указанном случае в отношении такого документа при его разработке и согласовании должны быть выполнены требования, установленные настоящими Правилами как для схемы выдачи мощности, так и для схемы внешнего электроснабжения.

## II. Требования к разработке и согласованию технического задания на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения)

13. Техническое задание должно быть разработано заявителем либо привлеченной им проектной организацией.

14. Техническое задание должно содержать требования к содержательному наполнению схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения), составу

и объему расчетов, составу и содержанию работ, выполняемых в рамках разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения), указанные в пункте 46 Правил и приложении № 1 к Правилам (для разработки схемы выдачи мощности) или пункте 47 Правил и приложении № 2 к Правилам (для разработки схемы внешнего электроснабжения).

Увеличение объема требований, содержащихся в техническом задании, относительно указанного в абзаце первом настоящего пункта осуществляется только по инициативе заявителя.

Уменьшение объема требований, содержащихся в техническом задании, относительно указанного в первом абзаце настоящего пункта осуществляется только по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией.

15. Техническое задание должно быть согласовано заявителем с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией (сетевыми организациями), к электрическим сетям которой (которых) планируется осуществить технологическое присоединение его объекта по производству электрической энергии и (или) энергопринимающих устройств.

16. Проект технического задания должен направляться в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации в электронном виде в редактируемом текстовом формате (при отсутствии у заявителя технической возможности предоставления в электронном виде – на бумажном носителе) с сопроводительным письмом за подписью уполномоченного заявителем должностного лица.

17. Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевая организация в течение 10 рабочих дней с даты получения от заявителя проекта технического задания должны рассмотреть его на соответствие требованиям пункта 14 Правил и в случае подтверждения соответствия согласовать его либо в тот же срок направить заявителю обоснованные замечания к проекту технического задания.

18. При получении от субъекта оперативно-диспетчерского управления и

(или) сетевой организации замечаний к проекту технического задания заявитель с привлечением при необходимости проектной организации должен в течение 10 рабочих дней с даты получения таких замечаний доработать проект технического задания и повторно направить его на рассмотрение субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации.

19. При получении от заявителя доработанного проекта технического задания субъект оперативно-диспетчерского управления и сетевая организация должны в течение 5 рабочих дней повторно рассмотреть и в случае отсутствия замечаний согласовать его либо в тот же срок направить заявителю замечания к доработанному проекту технического задания.

При рассмотрении доработанного проекта технического задания субъект оперативно-диспетчерского управления и сетевая организация выполняют проверку устранения замечаний, выданных ранее в соответствии с пунктом 17 Правил, и вправе выдать замечания на доработанную редакцию технического задания только в связи с неполным (некорректным) устранением предыдущих замечаний либо в случае внесения заявителем или привлеченной им проектной организацией изменений (дополнений) в проект технического задания, не связанных с устранением ранее выданных замечаний.

При наличии замечаний к доработанному проекту технического задания их устранение и последующее рассмотрение и согласование проекта технического задания с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией осуществляются в соответствии с пунктом 18 и абзацами первым и вторым настоящего пункта Правил.

20. Согласование проекта технического задания или направление замечаний к нему в соответствии с пунктами 17 и 19 Правил должны осуществляться путем направления писем за подписью уполномоченных должностных лиц, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией, с приложением согласованного технического задания или замечаний к нему соответственно.

21. После получения от субъекта оперативно-диспетчерского управления и

сетевой организации писем о согласовании технического задания техническое задание должно быть утверждено заявителем в течение 3 рабочих дней со дня получения последнего согласования с проставлением подписи уполномоченного заявителем должностного лица и даты утверждения.

22. В случае если в ходе разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) у заявителя возникает необходимость частичного отступления от требований, указанных в техническом задании, внесение изменений в техническое задание и их согласование с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией должно осуществляться в порядке, предусмотренном настоящей главой Правил для согласования проекта технического задания.

23. После утверждения технического задания (изменений в техническое задание) заявитель должен в течение 5 рабочих дней с даты его (их) утверждения направить субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации электронную копию утвержденного технического задания (утвержденных изменений в техническое задание) на бумажном носителе, созданную путем его (их) сканирования, а в случае если техническое задание (изменения в техническое задание) созданы и утверждены в форме электронного документа – копию такого электронного документа, подтвержденную электронной подписью лица, уполномоченного действовать от имени заявителя.

### III. Требования к сбору и предоставлению исходных данных для разработки схемы выдачи мощности, схемы внешнего электроснабжения

24. Для формирования математических расчетных моделей и выполнения расчетов, предусмотренных техническим заданием, заявитель или привлеченная заявителем проектная организация должны осуществить сбор необходимых для этого исходных данных, в том числе путем направления субъекту оперативно-диспетчерского управления, сетевой организации и (или) другим субъектам электроэнергетики запросов о предоставлении исходных данных, отсутствующих у заявителя и привлеченной им проектной организации.

25. Запросы субъекту оперативно-диспетчерского управления, сетевой организации и другим субъектам электроэнергетики о предоставлении исходных данных должны направляться заявителем (привлеченной им проектной организацией) в письменной форме путем направления письма за подписью уполномоченного заявителем должностного лица с приложением копии утвержденного технического задания. В запросе о предоставлении исходных данных (далее – запрос) также должен быть указан состав и объем запрашиваемой информации в пределах перечня, установленного пунктами 26 и 27 Правил.

26. Исходными данными, предоставляемыми субъектом оперативно-диспетчерского управления, являются:

результаты последнего зимнего и летнего контрольного замера потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения в электрической сети территориальной энергосистемы, на территории которой расположены (будут расположены) объект по производству электрической энергии или энергопринимающие устройства заявителя, и смежных территориальных энергосистем, моделирование и расчет электроэнергетических режимов которых необходимы в соответствии с техническим заданием (далее – соответствующая территориальная энергосистема);

результаты последних из проведенных расчетов текущих величин действующих значений периодической составляющей токов короткого замыкания в начальный момент времени для установившегося режима в электрической сети соответствующей территориальной энергосистемы;

динамика изменения собственных максимумов потребления мощности и потребления электрической энергии в электрической сети соответствующей территориальной энергосистемы за последние 5 лет, предшествующие году получения субъектом оперативно-диспетчерского управления запроса;

нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики соответствующей территориальной энергосистемы, действующая на дату получения запроса;

информация о характерной загрузке электростанций в энергорайоне, на территории которого планируется строительство (реконструкция, увеличение максимальной мощности) объекта по производству электрической энергии или технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя, для режимов зимних минимальных нагрузок рабочего дня, зимних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, режимов паводка по фактическим данным за период трех последних лет, предшествующих году получения субъектом оперативно-диспетчерского управления запроса;

коэффициенты зависимости изменения максимума потребления мощности соответствующей территориальной энергосистемы при изменении температуры наружного воздуха во всем диапазоне температур;

коэффициенты суточной неравномерности графика потребления мощности за последние три года, предшествующие году получения субъектом оперативно-диспетчерского управления запроса, для летнего и зимнего периодов, определяемые как соотношение минимального и максимального потребления мощности в сутки прохождения зимнего и летнего максимума потребления мощности, в том числе отдельно для периода паводка;

сведения о контролируемых сечениях в соответствующей территориальной энергосистеме.

27. Исходными данными, предоставляемыми сетевой организацией, собственниками и иными законными владельцами других объектов электроэнергетики в отношении принадлежащих им электрических сетей и объектов электроэнергетики являются:

технические параметры линий электропередачи (далее – ЛЭП) и электросетевого оборудования (включая допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, отключающую способность выключателей и иных коммутационных аппаратов);

технические параметры генерирующего оборудования;

нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики;

параметры и принципы действия комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА);

информация о каналах связи, используемых для функционирования комплексов и устройств РЗА.

28. При получении запроса субъект оперативно-диспетчерского управления, сетевая организация или другой субъект электроэнергетики (далее также – получатели запроса) обязаны в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса предоставить имеющуюся у них информацию в определенных ими формах и форматах в доступном для прочтения виде (rtf, pdf, формат текстовых файлов) либо в письменной форме уведомить заявителя (проектную организацию) об отсутствии соответствующих данных или невозможности их предоставления с указанием причин отказа.

Предоставление заявителю (привлеченной им проектной организации) запрашиваемых исходных данных должно осуществляться без взимания с них дополнительной платы.

29. Основаниями для отказа в предоставлении заявителю (привлеченной им проектной организации) исходных данных являются выполнение одного или нескольких из следующих условий:

запрашиваемые данные не входят в перечень исходных данных, указанный в пунктах 26 и 27 Правил;

указанный в запросе объект электроэнергетики не принадлежит получателю запроса на праве собственности или ином законном основании;

запрашиваемые данные не соответствуют содержанию утвержденного технического задания;

запрашиваемые данные опубликованы в открытом доступе на официальном сайте органа власти или ином публичном информационном ресурсе, официальном сайте получателя запроса или иного обладателя информации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», либо содержатся в официально опубликованном документе, принятом органом власти, либо включены в

государственную информационную систему и могут быть получены заявителем (привлеченной им проектной организацией) самостоятельно;

заявителем в установленный срок не выполнены требования и мероприятия по обеспечению защиты конфиденциальной информации – в случае, указанном в пункте 30 Правил.

30. В случае если запрашиваемые заявителем (привлеченной им проектной организацией) данные отнесены получателем запроса к информации, составляющей коммерческую тайну или иную конфиденциальную информацию, доступ к которой может быть ограничен в соответствии с законодательством Российской Федерации, при получении и последующем использовании таких данных заявителем и проектной организацией должны быть соблюдены условия обращения с конфиденциальной информацией и выполнены требования и мероприятия по предоставлению, ограничению доступа третьих лиц и защите конфиденциальной информации, определенные получателем запроса в соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 31, ст. 3448; 2020, № 24, ст. 3751 ) и Федеральным законом от 29 июля 2004 г. № 98-ФЗ «О коммерческой тайне» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3283; 2018, № 17, ст. 2435).

Получатель запроса обязан в срок не более 5 рабочих дней со дня, следующего за получением запроса, в письменной форме уведомить заявителя или привлеченную им проектную организацию о необходимости выполнения таких требований и мероприятий.

Заявитель или привлеченная им проектная организация обязаны выполнить соответствующие требования и мероприятия в срок не более 15 рабочих дней со дня получения вышеуказанного уведомления. В указанном случае срок предоставления заявителю исходных данных, установленный пунктом 28 Правил, должен быть увеличен получателем запроса на срок выполнения заявителем таких требований и мероприятий.



#### IV. Требования к формированию и верификации математических расчетных моделей

31. Для проведения расчетов электроэнергетических режимов, токов короткого замыкания, статической и динамической устойчивости заявителем либо привлеченной им проектной организацией должны быть сформированы математические расчетные модели на следующие периоды:

на планируемый год ввода в работу в составе энергосистемы каждой единицы генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии (завершения каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя);

на перспективу 5 лет начиная с указанной в техническом задании планируемой даты ввода последней единицы генерирующего оборудования в работу в составе энергосистемы (планируемой даты завершения последнего этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя) в случае, если указанный пятилетний период не превышает период, на который разработана схема и программа развития Единой энергетической системы России (схема и программа развития электроэнергетики соответствующего субъекта Российской Федерации – для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем), являющаяся актуальной на дату утверждения технического задания (далее – расчетный период схемы и программы развития электроэнергетики), либо на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики, актуальной на дату утверждения технического задания, в случае, если планируемые годы ввода в работу в составе энергосистемы последующих единиц генерирующего оборудования (завершения последующих этапов технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя) выходят за пределы расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики (далее – перспективные расчетные модели) – для каждого года указанного периода.

32. Формирование математических расчетных моделей должно осуществляться с использованием программного обеспечения для проведения

расчетов режимов. Выбор такого программного обеспечения определяется заявителем либо привлеченной им проектной организацией самостоятельно.

Программные комплексы, используемые заявителем или проектной организацией для расчетов переходных режимов, должны обеспечивать моделирование конкретных систем возбуждения и систем регулирования генерирующего оборудования, обеспечивающее соответствие расчетного и фактического изменения параметров электроэнергетического режима генерирующего оборудования.

33. При формировании математических расчетных моделей должны быть учтены исходные данные, полученные (собранные) заявителем в соответствии с главой III Правил. В случае выявления в процессе формирования математических расчетных моделей недостающих исходных данных заявитель (привлеченная им проектная организация) обязан направить повторный запрос в адрес соответствующих субъектов электроэнергетики в порядке, предусмотренном главой III Правил.

34. Математические расчетные модели должны быть верифицированы субъектом оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктами 42 и 43 Правил.

35. В случае если математические расчетные модели для проведения расчетов установившихся режимов, статической устойчивости и расчетов переходных режимов разработаны заявителем (привлеченной им проектной организацией) в формате программных комплексов, используемых субъектом оперативно-диспетчерского управления, для верификации таких расчетных моделей заявитель либо привлеченная им проектная организация должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления письмо с приложением следующих материалов:

всех перспективных расчетных моделей в электронном виде в редактируемых форматах программных комплексов, указанных в абзаце первом настоящего пункта, с помощью которых будут проводиться расчеты;

пояснительной записки к перспективным расчетным моделям, содержащей информацию в объеме, предусмотренном пунктом 37 Правил.

В случае если математические расчетные модели для проведения расчетов установившихся режимов, статической устойчивости и расчетов переходных режимов разработаны заявителем (привлеченной им проектной организацией) в формате программных комплексов, не используемых субъектом оперативно-диспетчерского управления, для верификации таких расчетных моделей заявитель либо привлеченная им проектная организация должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления письмо с приложением пояснительной записки, содержащей информацию в объеме, предусмотренном пунктами 37 – 39 Правил.

Субъект оперативно-диспетчерского управления должен не позднее даты вступления в силу настоящего приказа опубликовать перечень программных комплексов, используемых им для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, и предусмотренных такими программными комплексами форматов математических расчетных моделей в открытом доступе на его официальном сайте в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» и обеспечивать его актуализацию в течение 10 рабочих дней, начиная с даты начала применения им для вышеуказанных целей новых программных комплексов и форматов математических расчетных моделей, определенной организационно-распорядительным документом такого субъекта.

36. Для верификации математических расчетных моделей, используемых для проведения расчетов токов короткого замыкания, заявитель либо привлеченная им проектная организация должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления письмо с приложением следующих материалов:

графического изображения (графической схемы) исходной и всех перспективных расчетных моделей в электронном виде;

пояснительной записки к указанным расчетным моделям, содержащей информацию в объеме, предусмотренном пунктами 37 и 40 Правил.

37. Пояснительная записка к математическим расчетным моделям, представляемая субъекту оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктами 35 и 36 Правил, должна содержать следующую информацию, используемую при формировании математических расчетных моделей:

а) перечень введенных в эксплуатацию и выведенных из эксплуатации ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, учтенных в перспективных расчетных моделях, с указанием:

перечня изменений относительно существующего состава ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования (для расчетных моделей, используемых при проведении расчетов токов короткого замыкания - относительно исходной расчетной модели);

типов оборудования и технических характеристик ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования, расчетных параметров ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования;

б) изменения положений коммутационных аппаратов в перспективных расчетных моделях относительно существующего состояния электрической сети (для расчетных моделей, используемых при проведении расчетов токов короткого замыкания - относительно исходной расчетной модели);

в) изменения топологии электрической сети в перспективных расчетных моделях относительно существующей топологии электрической сети (для расчетных моделей, используемых при проведении расчетов токов короткого замыкания - относительно исходной расчетной модели).

38. В части расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивости пояснительная записка в дополнение к информации, указанной в пункте 37 Правил, должна также содержать результаты расчетов максимально допустимых перетоков активной мощности для нормальной схемы не менее чем в трех существующих контролируемых сечениях (в случае, если количество контролируемых сечений менее трех - во всех существующих контролируемых сечениях) и информацию об используемых траекториях утяжеления для схемы электрической сети, существующей на дату представления

расчетных моделей на верификацию субъекту оперативно-диспетчерского управления, без учета вновь вводимых в эксплуатацию (выводимых из эксплуатации) объектов электроэнергетики, ЛЭП и оборудования.

39. В части расчетных моделей для расчетов переходных режимов пояснительная записка в дополнение к информации, указанной в пункте 37 Правил, должна также содержать результаты расчетов предельного времени отключения трехфазного короткого замыкания на шинах не менее трех электростанций (в случае, если количество электростанций в изолированном энергорайоне менее трех – на шинах всех существующих электростанций) по критерию обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций (для принятого в исходной схеме состава и режима работы генерирующего оборудования электростанций) для схемы электрической сети, существующей на дату представления расчетных моделей на верификацию субъекту оперативно-диспетчерского управления, без учета вновь вводимых в эксплуатацию (выводимых из эксплуатации) объектов электроэнергетики, ЛЭП и оборудования.

40. В части расчетных моделей для расчетов токов короткого замыкания пояснительная записка в дополнение к информации, указанной в пункте 37 Правил, должна также содержать результаты расчетов токов короткого замыкания на шинах объектов электроэнергетики (с распределением по присоединениям) для исходной схемы электрической сети, существующей на дату представления расчетных моделей на верификацию субъекту оперативно-диспетчерского управления, без учета вновь вводимых в эксплуатацию (выводимых из эксплуатации) объектов электроэнергетики, ЛЭП и оборудования.

41. К письму о направлении математических расчетных моделей должны быть приложены копии всех писем субъектов электроэнергетики о предоставлении исходных данных, полученных в ответ на запросы заявителя (привлеченной им проектной организации), направленные в соответствии с главой III Правил.

42. Субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 15 рабочих дней со дня получения от заявителя либо привлеченной им проектной организации материалов, указанных в пунктах 35 и 36 Правил, на основании анализа

предоставленных в пояснительной записке результатов расчета или состава и параметров расчетной модели выполняет верификацию математических расчетных моделей и направляет заявителю (привлеченной им проектной организации) заключение о верификации математических расчетных моделей либо выявленные замечания к ним.

43. При наличии замечаний заявитель либо привлеченная им проектная организация в течение 10 рабочих дней со дня получения таких замечаний от субъекта оперативно-диспетчерского управления дорабатывает математические расчетные модели и повторно направляет в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления письмо с приложением скорректированных материалов, указанных в пунктах 35 и 36 Правил.

При получении от заявителя (привлеченной им проектной организации) доработанных материалов субъект оперативно-диспетчерского управления рассматривает их в течение 5 рабочих дней со дня, следующего за днем получения таких материалов, и в случае отсутствия замечаний направляет заявителю (привлеченной им проектной организации) заключение о верификации математических расчетных моделей либо выявленные замечания к ним.

При рассмотрении доработанных материалов субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет проверку устранения замечаний, выданных ранее в соответствии с пунктом 42 Правил, и вправе выдать замечания к доработанным математическим расчетным моделям только в связи с неполным (некорректным) устранением предыдущих замечаний либо в случае внесения заявителем или привлеченной им проектной организацией изменений (дополнений) в математические расчетные модели, не связанных с устранением ранее выданных замечаний.

При наличии замечаний к доработанным материалам их устранение заявителем (привлеченной им проектной организацией) и рассмотрение повторно доработанных материалов субъектом оперативно-диспетчерского управления осуществляются в соответствии с абзацами первым – третьим настоящего пункта Правил.

V. Требования к содержанию, разработке и согласованию схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения)

44. Разработка схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должна осуществляться заявителем либо привлеченной им проектной организацией на основании согласованного в соответствии с главой II Правил и утвержденного заявителем технического задания и с использованием математических моделей, сформированных и верифицированных в соответствии с главой IV Правил.

45. В процессе разработки схемы выдачи мощности или схемы внешнего электроснабжения должны быть выполнены работы и проведены расчеты в соответствии с требованиями к составу и объему расчетов, составу и содержанию работ, указанными в приложении № 1 к Правилам для схемы выдачи мощности или приложении № 2 к Правилам для схемы внешнего электроснабжения соответственно.

Предусмотренные схемой выдачи мощности или схемой внешнего электроснабжения технические решения должны соответствовать требованиям методических указаний по проектированию развития энергосистем, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с подпунктом «в» 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» (далее – Методические указания по проектированию развития энергосистем), к схемам выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схемам внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств, и требованиям, приведенным в приложении № 3 к Правилам для схемы выдачи мощности или приложении № 4 к Правилам для схемы внешнего электроснабжения соответственно (до вступления в силу Методических указаний по проектированию развития энергосистем).

46. Схема выдачи мощности должна содержать:

анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона, территориальной энергосистемы и (или) объединенной

энергосистемы, на территории которого (ой) планируется строительство (реконструкция, увеличение максимальной мощности) объекта по производству электрической энергии (далее – энергорайон размещения объекта по производству электрической энергии);

прогноз уровней потребления электрической энергии и мощности энергорайона размещения объекта по производству электрической энергии;

характеристики балансов мощности энергорайона размещения объекта по производству электрической энергии;

характеристику существующих элементов электрической сети, обеспечивающих выдачу мощности объекта по производству электрической энергии до его реконструкции (увеличения его максимальной мощности) – в случае разработки схемы выдачи мощности для действующего объекта по производству электрической энергии, в отношении которого планируется увеличение его максимальной мощности;

анализ режимов работы электрической сети соответствующего класса напряжения в энергорайоне размещения объекта по производству электрической энергии;

варианты технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии (не менее двух);

результаты расчетов электроэнергетических режимов для разработанных вариантов технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

технико-экономическое сравнение вариантов технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии с определением рекомендуемого варианта;

результаты расчетов статической и динамической устойчивости, расчетов токов короткого замыкания для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

анализ уровней напряжения в точке присоединения объекта по производству электрической энергии и в прилегающей электрической сети, основные технические



решения по установке источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии;

анализ влияния работы инверторного преобразователя на показатели качества электрической энергии (несимметрию, несинусоидальность) в точке присоединения объекта по производству электрической энергии и в прилегающей электрической сети – для объектов по производству электрической энергии, выдача мощности которых осуществляется с использованием инверторного оборудования;

анализ существующих комплексов и устройств РЗА, средств диспетчерского и технологического управления, в том числе каналов связи (далее – СДТУ), в энергорайоне размещения объекта по производству электрической энергии, а также на объекте по производству электрической энергии (в случае разработки схемы выдачи мощности для действующего объекта по производству электрической энергии, в отношении которого планируется увеличение его максимальной мощности);

основные технические решения по оснащению электрической сети и объекта по производству электрической энергии комплексами и устройствами РЗА, СДТУ, включая функциональные схемы таких комплексов и устройств и схемы организации каналов связи, учитывающие схемы их размещения, для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

принципиальную схему электрических соединений объекта по производству электрической энергии (главную схему);

карту-схему электрической сети для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

предварительные варианты размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП, и оценку возможности их реализации для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

предварительную оценку капитальных затрат на реализацию рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии, включая укрупненную оценку затрат на реализацию основных технических решений по оснащению электрической сети и объекта по производству электрической энергии комплексами и устройствами РЗА, СДТУ (с разделением затрат между заявителем, сетевой организацией и собственниками или иными законными владельцами других объектов электроэнергетики, необходимость реализации технических мероприятий на которых предусмотрена рекомендуемым вариантом).

47. Схема внешнего электроснабжения должна содержать:

анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона, территориальной энергосистемы и (или) объединенной энергосистемы, на территории которого(ой) планируется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя (далее – энергорайон размещения энергопринимающих устройств заявителя);

прогноз уровней потребления электрической энергии и мощности энергорайона размещения энергопринимающих устройств заявителя;

характеристики балансов мощности энергорайона размещения энергопринимающих устройств заявителя;

характеристику существующих элементов электрической сети, обеспечивающих внешнее электроснабжение энергопринимающих устройств заявителя – в случае разработки схемы внешнего электроснабжения для ранее присоединенных энергопринимающих устройств, в отношении которых планируется увеличение их максимальной мощности, изменение категории надежности электроснабжения, точек присоединения или видов производственной деятельности (далее – ранее присоединенные энергопринимающие устройства);

анализ режимов работы электрической сети соответствующего класса напряжения в энергорайоне размещения энергопринимающих устройств заявителя;

варианты технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств (не менее двух);

результаты расчетов электроэнергетических режимов для разработанных вариантов технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

технико-экономическое сравнение вариантов технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств с определением рекомендуемого варианта;

результаты расчетов статической устойчивости для рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

результаты расчетов токов короткого замыкания для рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

анализ уровней напряжения в точке присоединения энергопринимающих устройств заявителя и в прилегающей электрической сети, основные технические решения по установке источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии;

анализ существующих комплексов и устройств РЗА, СДТУ в энергорайоне размещения энергопринимающих устройств заявителя, а также на объектах электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройствах заявителя (в случае разработки схемы внешнего электроснабжения для ранее присоединенных энергопринимающих устройств);

основные технические решения по оснащению электрической сети, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА, СДТУ, подключению энергопринимающих устройств заявителя под действие устройств (комплексов) ПА, включая функциональные схемы таких комплексов и устройств РЗА, СДТУ и схемы организации каналов связи, учитывающие схемы их размещения, для рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

карту-схему электрической сети для рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

предварительные варианты размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП, и оценку возможности их реализации для рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

предварительную оценку капитальных затрат на реализацию рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств, включая укрупненную оценку затрат на реализацию основных технических решений по оснащению электрической сети, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА, СДТУ (с разделением затрат между заявителем, сетевой организацией и собственниками или иными законными владельцами других объектов электроэнергетики, необходимость реализации технических мероприятий на которых предусмотрена рекомендуемым вариантом).

48. Схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией, к электрическим сетям которой планируется осуществить технологическое присоединение энергопринимающих устройств и (или) объектов по производству электрической энергии заявителя.

49. Проект схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должен быть направлен заявителем либо привлеченной им проектной организацией в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации письмами за подписью уполномоченного должностного лица заявителя либо привлеченной им проектной организации с приложением томов схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) в электронном виде в формате pdf. Не допускается предоставление проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) в формате pdf с пофайловым разделением страниц.

50. Субъект оперативно-диспетчерского управления, сетевая организация должны рассмотреть в течение 15 рабочих дней с даты получения проекта схемы

выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) и при отсутствии замечаний согласовать его либо в тот же срок направить заявителю мотивированные замечания к схеме выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).

Рассмотрение проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) субъектом оперативно-диспетчерского управления должно осуществляться в части соответствия схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) и предусмотренных ею технических решений утвержденному техническому заданию и требованиям, установленным настоящими Правилами и нормативными правовыми актами, указанными в пункте 9 Правил.

Рассмотрение проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) сетевой организацией должно осуществляться в части технических решений по строительству (реконструкции, модернизации) электрической сети, оснащению объектов электросетевого хозяйства комплексами и устройствами РЗА, СДТУ, планируемых к реализации на объектах электросетевого хозяйства такой сетевой организации, а также предварительных вариантов размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП, и предварительной оценки капитальных затрат на выполнение технических решений, планируемых к реализации на объектах электросетевого хозяйства такой сетевой организации.

51. При получении от субъекта оперативно-диспетчерского управления и (или) сетевой организации замечаний к проекту схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) заявитель с привлечением при необходимости проектной организации должен в течение 40 рабочих дней доработать указанный проект и повторно направить его в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации с соблюдением требований, указанных в пункте 49 Правил, и приложением обоснованных ответов на полученные замечания.

52. Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сетевая организация должны в течение 10 рабочих дней с даты получения рассмотреть доработанный проект схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) в части вопросов, указанных в пункте 50 Правил, и на предмет

устранения ранее выданных замечаний и при отсутствии замечаний согласовать его либо в тот же срок направить заявителю мотивированные замечания к доработанному проекту.

При рассмотрении доработанного проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) субъект оперативно-диспетчерского управления и сетевая организация осуществляют проверку устранения замечаний, выданных ранее в соответствии с пунктом 50 Правил, и вправе выдать замечания к доработанному проекту схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) только в связи с неполным (некорректным) устранением предыдущих замечаний либо в случае внесения заявителем или привлеченной им проектной организацией изменений (дополнений) в проект схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения), не связанных с устранением ранее выданных замечаний.

При наличии замечаний к доработанному проекту схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) их устранение и последующее рассмотрение и согласование проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией осуществляются в соответствии с пунктом 51 и абзацами первым и вторым настоящего пункта Правил.

53. Согласование проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) или направление замечаний к нему в соответствии с пунктами 50, 52 Правил должны осуществляться субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией в письменной форме путем направления в адрес заявителя писем за подписью уполномоченных должностных лиц.

54. Схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) должна быть утверждена заявителем в срок не позднее 5 рабочих дней после дня снятия имеющихся разногласий (при их наличии) и ее согласования субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией.

Наличие неурегулированных разногласий в части разделения (распределения) капитальных затрат на реализацию рекомендуемого варианта технических решений

по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии или по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств не является основанием для отказа в согласовании схемы выдачи мощности или схемы внешнего электроснабжения.

55. Заявитель не позднее 5 рабочих дней со дня утверждения схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должен направить утвержденную схему выдачи мощности (схему внешнего электроснабжения) в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевой организации в электронном виде в формате, указанном в пункте 49 Правил.

56. Внесение изменений в утвержденную схему выдачи мощности (схему внешнего электроснабжения), согласование вносимых изменений с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией, их утверждение и направление утвержденных изменений субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации должны осуществляться в порядке и сроки, предусмотренные настоящей главой Правил для разработки, согласования и утверждения схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).

Приложение № 1  
к Правилам разработки и согласования схем  
выдачи мощности объектов по производству  
электрической энергии и схем внешнего  
электроснабжения энергопринимающих  
устройств потребителей электрической энергии,  
утвержденным приказом Минэнерго России  
от «28» 12 2020 г. №1195

**Требования к составу и объему расчетов, составу и содержанию работ,  
выполняемых в рамках разработки схемы выдачи мощности**

1. При разработке схемы выдачи мощности необходимо:

провести краткий анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона, территориальной энергосистемы и (или) объединенной энергосистемы, на территории которого(ой) планируется строительство (реконструкция, увеличение максимальной мощности) объекта по производству электрической энергии (далее – энергорайон), и разработать основные показатели развития электроэнергетики энергорайона с оценкой уровня потребления электрической мощности в отдельных узлах, предельных параметров суточного графика потребления мощности энергосистемы – максимум и минимум потребления мощности для характерных режимов (летнего, зимнего, периода паводка, половодья), балансов мощности и электрической энергии. При разработке схемы выдачи мощности объекта по производству электрической энергии, влияющего на режим работы прилегающего энергорайона, должны также рассматриваться балансы мощности и электрической энергии прилегающих энергорайонов;

разработать балансы мощности и электрической энергии энергорайона с учетом строительства (реконструкции, увеличения максимальной мощности) объекта по производству электрической энергии, а также с учетом очередности строительства (реконструкции) иных объектов по производству электрической энергии, очередности и объема мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей.

Проведение указанного в настоящем пункте анализа существующего баланса



мощности и электрической энергии энергорайона и разработка балансов мощности и электрической энергии энергорайона должны осуществляться:

на год ввода в работу в составе энергосистемы (далее – год ввода в работу) каждого энергоблока, турбогенератора, гидроагрегата или этапа (очереди) строительства (реконструкции, технологического присоединения) объекта по производству электрической энергии, связанного с увеличением его максимальной мощности (далее – единица генерирующего оборудования);

на перспективу 5 лет начиная с указанной в техническом задании планируемой даты ввода в работу в составе энергосистемы последней единицы генерирующего оборудования в случае, если указанный пятилетний период не превышает период, на который разработана схема и программа развития Единой энергетической системы России (схема и программа развития электроэнергетики соответствующего субъекта Российской Федерации – для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем), являющаяся актуальной на дату утверждения технического задания на разработку схемы выдачи мощности (далее – расчетный период схемы и программы развития электроэнергетики), либо на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики, актуальной на дату утверждения технического задания, на разработку схемы выдачи мощности, в случае, если планируемые годы ввода в работу последующих единиц генерирующего оборудования выходят за пределы расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики (далее – перспектива 5 лет).

2. При разработке схемы выдачи мощности должны быть определены режимы работы объекта по производству электрической энергии, учитывающие предельные параметры суточного графика потребления мощности энергосистемы – максимум и минимум потребления мощности для характерных режимов (летнего, зимнего, периода паводка/половодья).

3. При разработке схемы выдачи мощности должен быть проведен анализ режима работы основной электрической сети напряжением 110 кВ и выше (в случае если схемой выдачи мощности предусматривается выдача мощности объекта по

производству электрической энергии в электрическую сеть напряжением 6 – 35 кВ – также электрической сети напряжением 6 – 35 кВ соответственно) (далее – электрическая сеть напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше) энергорайона на основании фактического баланса мощности и электрической энергии и параметров электроэнергетического режима за дни контрольных замеров.

С учетом результатов указанного анализа и расчетов, проводимых в соответствии с требованиями настоящего приложения, должна быть разработана схема электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования и перспективу 5 лет и определены варианты развития электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности объекта по производству электрической энергии (каждой единицы генерирующего оборудования).

4. При определении технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей должна быть учтена очередность ввода каждой единицы генерирующего оборудования, а также этапы пусконаладочных работ и комплексных испытаний каждой единицы генерирующего оборудования, графики набора мощности энергоблоками атомных электростанций до их ввода в промышленную эксплуатацию.

5. Для определения основных технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии при разработке схемы выдачи мощности должны быть проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023) (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем).

При проведении расчетов электроэнергетических режимов необходимо учитывать существующие устройства сетевой автоматики и устройства (комплексы) противоаварийной автоматики (далее – ПА), установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической формах.

Для схем выдачи мощности гидроэлектростанций, имеющих максимальную располагаемую мощность в паводковый период, также должен быть рассмотрен режим паводка.

6. При выполнении расчетов электроэнергетических режимов и определении основных технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии:

мощность объекта по производству электрической энергии, для которого осуществляется разработка схемы выдачи мощности, во всех рассматриваемых режимах должна приниматься равной максимальной располагаемой для периодов зимних и летних нагрузок соответственно;

в режимах зимних максимальных нагрузок рабочего дня загрузка остальных электростанций энергорайона должна приниматься равной максимальной располагаемой мощности, а для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем загрузка остальных электростанций энергосистемы должна приниматься равной такой величине, которая обеспечивает покрытие расчетного потребления мощности данной энергосистемы в соответствующем характерном режиме;

в режимах зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, режимах для

паводкового периода загрузка остальных электростанций энергорайона должна приниматься равной характерной нагрузке для соответствующего расчетного режима, а для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем загрузка остальных электростанций энергосистемы должна приниматься равной такой величине, которая обеспечивает покрытие расчетного потребления мощности данной энергосистемы в соответствующих характерных режимах.

7. На основании результатов расчетов и технико-экономического сравнения вариантов должен быть определен рекомендуемый вариант технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии (далее – рекомендуемый вариант).

При технико-экономическом сравнении вариантов технических решений в качестве рекомендуемого варианта выбирается вариант технических решений, обеспечивающий техническую возможность выдачи мощности объекта по производству электрической энергии с соблюдением требований, предусмотренных настоящим приложением и приложением № 3 к Правилам, суммарные дисконтированные затраты на реализацию которого с учётом всего перечня мероприятий для схемы выдачи мощности, выполняемых всеми собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, являются наименьшими.

8. При разработке схемы выдачи мощности для рекомендуемого варианта должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети энергорайона и динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

На основании результатов указанных расчетов должны быть определены:

предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях (в том числе в сечении выдачи мощности электростанции), на величину максимально

допустимых перетоков активной мощности в которых оказывают влияние состав и (или) технологический режим работы генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии и состояние элементов схемы выдачи мощности;

максимально допустимое время отключения короткого замыкания по условиям обеспечения устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии.

9. В случае если результаты расчетов статической устойчивости в электрической сети энергорайона и динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии для рекомендуемого варианта не удовлетворяют требованиям Методических указаний по устойчивости энергосистем и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, а также пункту 1 приложения № 3 к Правилам, должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети энергорайона и динамической устойчивости генерирующего оборудования для иных вариантов технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии и на основании результатов указанных расчетов определен новый рекомендуемый вариант.

10. При разработке схемы выдачи мощности для рекомендуемого варианта должны быть определены (пересмотрены) принципы действия и состав устройств (комплексов) ПА, а также определены необходимые объемы и дискретности управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетического режима на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования и на перспективу 5 лет и объектов электросетевого хозяйства с учетом требований Методических указаний по проектированию развития энергосистем, а также приложения № 3 к Правилам.

11. При наличии в распределительном устройстве объекта по производству электрической энергии (далее – РУ электростанции) «мертвых зон» и выявлении по результатам расчетов нарушения динамической устойчивости генерирующего

оборудования объекта по производству электрической энергии при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в «мертвой зоне» РУ электростанции, в условиях обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии при нормативных возмущениях, вызванных короткими замыканиями в любой другой точке РУ электростанции (с учетом возможного отказа выключателя, учитываемого в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем), необходимо предусмотреть реализацию технических решений, обеспечивающих исключение «мертвых зон» в РУ электростанции. При этом под «мертвой зоной» в РУ напряжением 110 кВ и выше электростанции понимается совокупность точек РУ электростанции, короткие замыкания в которых ликвидируются со временем, превышающим время действия основных защит.

12. При разработке схемы выдачи мощности для рекомендуемого варианта должны быть проведены расчеты токов короткого замыкания на шинах объекта по производству электрической энергии и в электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ энергорайона на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования и на перспективу 5 лет и выполнена оценка соответствия оборудования токам короткого замыкания на объектах электроэнергетики классом напряжения (6 – 35) 110 кВ и выше в электрической сети энергорайона. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической форме.

По результатам расчетов должны быть определены требования к оборудованию объекта по производству электрической энергии и технические решения по замене оборудования на других объектах электроэнергетики энергорайона и (или) разработаны мероприятия по ограничению токов короткого замыкания.

13. Указанные в пунктах 5, 8 и 12 настоящих требований расчеты электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости и токов короткого замыкания должны проводиться на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования и перспективу 5 лет.

14. При разработке схемы выдачи мощности для рекомендуемого варианта

должен быть выполнен анализ уровней напряжения в точке присоединения объекта по производству электрической энергии и в прилегающей электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования и перспективу 5 лет и определены технические решения по установке необходимых источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии.

Для объектов по производству электрической энергии, выдача мощности которых осуществляется с использованием инверторного оборудования, также должен быть выполнен анализ влияния работы инверторного преобразователя на показатели качества электрической энергии (несимметрию, несинусоидальность) в точке присоединения объекта по производству электрической энергии и в прилегающей электрической сети.

Для гидроэлектростанций должна быть учтена возможность работы генераторов в режиме синхронного компенсатора.

15. При разработке схемы выдачи мощности должен быть выполнен анализ существующих устройств и комплексов РЗА, СДТУ (в том числе схем организации каналов связи) в энергорайоне, а также на объекте по производству электрической энергии (в случае разработки схемы выдачи мощности для действующего объекта по производству электрической энергии, в отношении которого планируется увеличение его максимальной мощности).

Для рекомендуемого варианта должны быть определены основные технические решения по оснащению электрической сети и объекта по производству электрической энергии комплексами и устройствами РЗА, СДТУ (включая функциональные схемы таких комплексов и устройств РЗА, СДТУ, в том числе схемы организации каналов связи, учитывающие схемы их размещения) в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, и нормативными правовыми актами Минэнерго России, утвержденными в соответствии с постановлением

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».

16. При разработке схемы выдачи мощности для рекомендуемого варианта должна быть:

разработана принципиальная схема электрических соединений электростанции (главная схема) на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования;

разработана карта-схема электрической сети энергорайона;

проведена предварительная проработка вариантов размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП;

проведена предварительная оценка капитальных затрат на реализацию технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии, включая ориентировочные затраты на реализацию технических решений по оснащению электрической сети и объекта по производству электрической энергии комплексами и устройствами РЗА, СДТУ, с их разделением между заявителем и сетевой организацией (сетевыми организациями), к электрическим сетям которой (которых) планируется присоединение объекта по производству электрической энергии.

В случае если техническими решениями для рекомендуемого варианта, определенными в соответствии с настоящими требованиями, предусмотрена необходимость реализации технических мероприятий на объектах электроэнергетики, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании третьим лицам, оценка указанных капитальных затрат должна осуществляться также их разделением между заявителем, сетевой организацией и такими третьими лицами.

17. При технико-экономическом сравнении вариантов выдачи мощности в соответствии с пунктом 7 настоящих требований и предварительной оценке капитальных затрат на реализацию технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей, в том числе технических



решений, планируемых к реализации на объектах смежных сетевых организаций, для рекомендуемого варианта затраты на реализацию мероприятий на объектах электросетевого хозяйства должны определяться с использованием укрупненных нормативов цены типовых технологических решений, утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (зарегистрирован Минюстом России 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709).

Приложение № 2  
к Правилам разработки и согласования схем  
выдачи мощности объектов по производству  
электрической энергии и схем внешнего  
электропитания энергопринимающих  
устройств потребителей электрической энергии,  
утвержденным приказом Минэнерго России  
от «28» 12 2020 г. № 1195

**Требования к составу и объему расчетов, составу и содержанию работ,  
выполняемых в рамках разработки схемы внешнего электропитания**

1. При разработке схемы внешнего электропитания необходимо:

провести краткий анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона, территориальной энергосистемы и (или) объединенной энергосистемы, на территории которого(ой) планируется технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителя (далее – энергорайон), и разработать основные показатели развития электроэнергетики энергорайона с оценкой уровня потребления электрической энергии и мощности в отдельных узлах, суточного графика нагрузки, балансов мощности и электрической энергии. При разработке схемы внешнего электропитания энергопринимающих устройств, влияющих на режим работы прилегающего энергорайона, должны также рассматриваться балансы мощности и электрической энергии прилегающих энергорайонов;

разработать балансы мощности и электрической энергии энергорайона с учетом очередности и объема мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей.

Проведение указанного в настоящем пункте анализа существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона и разработка балансов мощности и электрической энергии энергорайона должны осуществляться:

для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств;

на перспективу 5 лет начиная с указанной в техническом задании

планируемой даты завершения последнего этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств в случае, если указанный пятилетний период не превышает период, на который разработана схема и программа развития Единой энергетической системы России (схема и программа развития электроэнергетики соответствующего субъекта Российской Федерации – для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем), являющаяся актуальной на дату утверждения технического задания на разработку схемы внешнего электроснабжения (далее – расчетный период схемы и программы развития электроэнергетики), либо на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики, актуальной на дату утверждения технического задания на разработку схемы внешнего электроснабжения, в случае если планируемые сроки реализации последующих этапов технологического присоединения энергопринимающих устройств выходят за пределы расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики (далее – перспектива 5 лет).

2. При разработке схемы внешнего электроснабжения должен быть проведен анализ режима работы основной электрической сети напряжением 110 кВ и выше (в случае если схемой внешнего электроснабжения предусматривается присоединение энергопринимающих устройств заявителя к электрическим сетям напряжением 6 – 35 кВ, также анализ режима работы электрической сети напряжением 6 – 35 кВ соответственно) (далее по тексту настоящих требований – электрическая сеть напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше) энергорайона на основании фактического баланса мощности и электрической энергии и параметров электроэнергетического режима за дни контрольных замеров.

С учетом результатов указанного анализа и расчетов, проводимых в соответствии с требованиями настоящего приложения, должна быть разработана схема основной электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и на перспективу 5 лет.

3. При определении технических мероприятий по строительству

(реконструкции, модернизации) электрических сетей должны быть учтены этапы технологического присоединения энергопринимающих устройств, а также заявленная категория надежности электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя.

4. Для определения основных технических решений по схеме внешнего электроснабжения должны быть проведены расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023) (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем) для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и на перспективу 5 лет.

При проведении расчетов электроэнергетических режимов необходимо учитывать существующие устройства сетевой автоматики и устройства (комплексы) противоаварийной автоматики, установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической форме.

5. На основании результатов расчетов и технико-экономического сравнения вариантов должен быть определен рекомендуемый вариант технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств заявителя (далее – рекомендуемый вариант).

При технико-экономическом сравнении вариантов технических решений в качестве рекомендуемого варианта выбирается вариант технических решений, обеспечивающий техническую возможность внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя с соблюдением требований, предусмотренных настоящим приложением и приложением № 4 к Правилам, суммарные дисконтированные затраты на реализацию которого с учётом всего перечня мероприятий для схемы внешнего электроснабжения, выполняемых всеми собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, являются наименьшими.

6. При разработке схемы внешнего электроснабжения для рекомендуемого варианта должны быть выполнены расчеты статической устойчивости в электрической сети энергорайона для нормальной и основных ремонтных схем, а также нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

На основании результатов указанных расчетов должны быть определены предварительные величины максимально допустимых перетоков активной мощности в существующих и вновь образуемых контролируемых сечениях, на максимально допустимые перетоки активной мощности в которых оказывают влияние состав и (или) технологический режим работы элементов схемы внешнего электроснабжения.

7. В случае если результаты расчетов статической устойчивости в электрической сети энергорайона для рекомендуемого варианта не удовлетворяют требованиям Методических указаний по устойчивости энергосистем и Методических указаний по проектированию развития энергосистем, а также пункту 1 приложения № 4 к Правилам, либо выявлена необходимость увеличения максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях, должны быть разработаны мероприятия по обеспечению статической устойчивости в электрической сети энергорайона (усиление электрической сети, установка и (или) модернизация устройств (комплексов) ПА с определением принципов действия, необходимых видов, объемов и дискретности управляющих

воздействий ПА) для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и на перспективу 5 лет.

8. При разработке схемы внешнего электроснабжения для рекомендуемого варианта должны быть проведены расчеты токов короткого замыкания в электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и на перспективу 5 лет и выполнена оценка соответствия оборудования токам короткого замыкания на объектах электроэнергетики классом напряжения (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона. Результаты расчетов должны быть представлены в табличной и графической форме.

По результатам расчетов должны быть определены требования к оборудованию объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя и технические решения по замене оборудования на других объектах электроэнергетики энергорайона и (или) разработаны мероприятия по ограничению токов короткого замыкания.

9. Указанные в пунктах 4, 6 и 8 настоящего приложения расчеты электроэнергетических режимов, статической устойчивости и токов короткого замыкания должны проводиться для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и на перспективу 5 лет.

10. При разработке схемы внешнего электроснабжения для рекомендуемого варианта должен быть выполнен анализ уровней напряжения в точке присоединения энергопринимающих устройств заявителя и в прилегающей электрической сети напряжением (6 – 35) 110 кВ и выше энергорайона для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и определены технические решения по установке необходимых источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для обеспечения допустимых уровней напряжения и качества электрической энергии.

11. При разработке схемы внешнего электроснабжения должен быть выполнен анализ существующих устройств и комплексов РЗА, СДТУ (в том числе схем организации каналов связи) в энергорайоне, а также на объекте заявителя (в случае

разработки схемы внешнего электроснабжения для существующих энергопринимающих устройств заявителя).

Для рекомендуемого варианта должны быть определены основные технические решения по оснащению электрической сети, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА, СДТУ (включая функциональные схемы таких комплексов и устройств РЗА, СДТУ, в том числе схемы организации каналов связи, учитывающие схемы их размещения), подключению энергопринимающих устройств заявителя под действие устройств (комплексов) ПА в соответствии с требованиями:

Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937;

нормативных правовых актов Минэнерго России, утвержденных в соответствии с постановлением 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»;

Правил полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. № 442 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 23, ст. 3008; 2020, № 36, ст. 5617).

Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 6 июня 2013 г. № 290 (зарегистрирован Минюстом России 9 августа 2013 г., регистрационный № 29348), с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 18 октября 2018 г. № 898 (зарегистрирован Минюстом России 14 ноября 2018 г., регистрационный № 52677).

12. При разработке схемы внешнего электроснабжения для рекомендуемого варианта должна быть:

разработана карта-схема электрической сети энергорайона;

проведена предварительная проработка вариантов размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП;

проведена предварительная оценка капитальных затрат на реализацию технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств, включая ориентировочные затраты на реализацию технических решений по оснащению электрической сети, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА, СДТУ, с их разделением между заявителем и сетевой организацией (сетевыми организациями), к электрическим сетям которой (которых) планируется присоединение энергопринимающих устройств заявителя.

В случае если техническими решениями для рекомендуемого варианта, определенными в соответствии с требованиями настоящего приложения, предусмотрена необходимость реализации технических мероприятий на объектах электроэнергетики, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании третьим лицам, оценка указанных капитальных затрат должна осуществляться также их разделением между заявителем, сетевой организацией и такими третьими лицами.

13. При технико-экономическом сравнении вариантов внешнего электроснабжения в соответствии с пунктом 5 настоящего приложения и предварительной оценке капитальных затрат на реализацию технических мероприятий по строительству (реконструкции, модернизации) электрических сетей, в том числе технических решений, планируемых к реализации на объектах смежных сетевых организаций, для рекомендуемого варианта затраты на реализацию мероприятий на объектах электросетевого хозяйства должны определяться с учетом укрупненных нормативов цены типовых технологических решений, утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 г. № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (зарегистрирован Минюстом России 7 февраля 2019 г.,



регистрационный № 53709).

Приложение № 3  
к Правилам разработки и согласования схем  
выдачи мощности объектов по производству  
электрической энергии и схем внешнего  
электрообеспечения энергопринимающих устройств  
потребителей электрической энергии,  
утвержденным приказом Минэнерго России  
от «28» 12 2020 г. № 1195

**Требования к техническим решениям по выдаче мощности объекта по  
производству электрической энергии**

1. Технические решения по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии, включаемые в схему выдачи мощности (далее – технические решения по выдаче мощности), должны обеспечивать в нормальной схеме выдачу всей располагаемой мощности объекта по производству электрической энергии (далее – электростанция) с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на год ввода каждой единицы генерирующего оборудования.

Технические решения по выдаче мощности также должны обеспечивать:

сохранение условий электрообеспечения (установленной категории надежности электрообеспечения и сохранения качества электроэнергии) для потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых по состоянию на дату первичного представления проекта схемы выдачи мощности на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления присоединены к электрическим сетям, а также неухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;

обеспечение в случае технологического присоединения объекта по производству электрической энергии заявителя допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений, определяемых в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России

от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023) (далее – Методические указания по устойчивости энергосистем).

2. Технические решения по выдаче мощности электростанции максимальной мощностью 50 МВт и более, за исключением солнечной (ветровой) электростанции, дополнительно к требованиям пункта 1 настоящего приложения должны соответствовать следующим требованиям:

а) при ремонте одной отходящей от шин электростанции ЛЭП, автотрансформатора связи распределительных устройств электростанции, выключателя или системы шин распределительного устройства электростанции или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (далее – единичная ремонтная схема) должна обеспечиваться выдача всей располагаемой мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды;

б) для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 330 кВ и выше, а также для атомных электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства:

в нормальной схеме при возникновении одного нормативного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности);

в единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин (допустимость и объем разгрузки должны быть определены в рамках выполнения работы) в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме, при этом для атомных электростанций объем противоаварийного управления не должен превышать максимальную располагаемую мощность наиболее крупного энергоблока электростанции;

в) для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 220 кВ и ниже (за исключением атомных электростанций):

в нормальной схеме при возникновении одного нормативного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности);

допустимость воздействия противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин для обеспечения динамической устойчивости при возникновении одного нормативного возмущения группы III определяется при конкретном проектировании;

в единичной ремонтной схеме при возникновении нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме;

г) для всех типов электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства в нормальной схеме при возникновении одного нормативного возмущения группы I, II или III и в единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на импульсную разгрузку турбин.

3. Технические решения по выдаче мощности солнечной (ветровой) электростанции дополнительно к требованиям пункта 1 настоящего приложения должны соответствовать следующим требованиям:

а) допускается выдача мощности электростанции по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП классом напряжения 220 кВ и ниже (в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы при отключении данной ЛЭП);

б) не допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше;

в) допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием;

г) выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных ЛЭП классом напряжения 220 кВ, допускается при наличии специального обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме «заход-выход» или непосредственно на шины подстанций 220 кВ;

д) не допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, к которым по состоянию на дату первичного представления проекта схемы выдачи мощности на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты;

е) в нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на снижение выработки активной мощности или отключение генераторов электростанции при возникновении одного нормативного возмущения в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок Методических указаний по устойчивости энергосистем.

4. Допускается выдача мощности электростанции по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 35 - 110 кВ с односторонним питанием.

Приложение № 4  
к Правилам разработки и согласования схем  
выдачи мощности объектов по производству  
электрической энергии и схем внешнего  
электропитания энергопринимающих  
устройств потребителей электрической энергии,  
утвержденным приказом Минэнерго России  
от «28» 12 2020 г. № 1195

**Требования к техническим решениям по внешнему электропитанию  
энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии**

1. Технические решения по строительству и (или) реконструкции электрической сети, реализуемые для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии к электрической сети (далее – технические решения по внешнему электропитанию), должны обеспечивать:

возможность потребления энергопринимающими устройствами потребителя заявляемой им максимальной мощности по заявляемым категориям надежности электропитания и учитывать характер нагрузки и особенности режимов их работы;

сохранение условий электропитания (установленной категории надежности электропитания и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых по состоянию на дату первичного представления проекта схемы внешнего электропитания на согласование субъекту оперативно-диспетчерского присоединены к электрическим сетям, а также неухудшение условий работы других объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства.

2. Технические решения по внешнему электропитанию должны обеспечивать в нормальной схеме электрической сети рассматриваемого энергорайона допустимые параметры электроэнергетического режима после технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии.

3. Технические решения по внешнему электроснабжению дополнительно к требованиям пунктов 1 и 2 настоящего приложения должны соответствовать следующим требованиям:

а) в нормальной схеме электрической сети в рассматриваемом энергорайоне при возникновении одного нормативного возмущения не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение присоединяемой нагрузки. При этом не допускается увеличение существующего объема управляющих воздействий на отключение нагрузки иных потребителей, реализация которого при возникновении нормативных возмущений может осуществляться действием существующих устройств противоаварийной автоматики;

б) в единичной ремонтной схеме электрической сети в рассматриваемом энергорайоне при возникновении одного нормативного возмущения допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение присоединяемой нагрузки без обязательного ее включения в течение 20 минут после нормативного возмущения (с учетом заявленной категории надежности электроснабжения).

4. В случаях, когда схема технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии к электрической сети подразумевает его схемное погашение (как в случае схемного погашения непосредственно центра питания присоединяемого потребителя, так и в случае схемного погашения части рассматриваемого энергорайона, к электрическим сетям которой осуществляется присоединение новой нагрузки) при возникновении одного нормативного возмущения в электрической сети рассматриваемого энергорайона, требования пункта 3 настоящего приложения на соответствующее нормативное возмущение не распространяются.

**ИЗМЕНЕНИЯ,**

**которые вносятся в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г.**

**№ 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»**

1. Приказ Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023) дополнить пунктом следующего содержания:

«3. Настоящий приказ действует до 31 августа 2027 г.».

2. В требованиях к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 (зарегистрирован Минюстом России 29 августа 2018 г., регистрационный № 52023):

- а) пункт 14 после слов «(далее – ПА)» дополнить словами «или сетевой автоматики»;
- б) пункт 31 признать утратившим силу;



в) подпункт «г» пункта 33 изложить в следующей редакции:

«г) должна обеспечиваться динамическая устойчивость генерирующего оборудования электрических станций после нормативного возмущения.

Значение допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении по данному критерию должно определяться по формуле:

$$P_M = P_{\text{дин}}^{\text{пред}} - \Delta P_{\text{нк}}, \quad (8)$$

где:

$P_{\text{дин}}^{\text{пред}}$  - предельный по динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении, определенный с учетом реализации управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА, обеспечивающих динамическую устойчивость генерирующего оборудования электрических станций (МВт);»;

г) пункт 38 изложить в следующей редакции:

«38. Если отключение всех связей полного контролируемого сечения или всех связей частичного контролируемого сечения и шунтирующих его связей в результате единичного нормативного возмущения, в том числе сопровождающегося реализацией управляющих воздействий устройств (комплексов) ПА на изменение топологии или деление электрической сети (в том числе вследствие случаев, указанных в подпункте «в» пункта 30 Методических указаний), приводит к отделению на изолированную работу от Единой энергетической системы России дефицитной энергосистемы (энергорайона), для значения максимально допустимого перетока активной мощности в указанном контролируемом сечении, определенного в соответствии с требованиями пункта 34 Методических указаний, увеличенного на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности в контролируемом сечении, дополнительно должна быть проведена проверка выполнения следующего критерия:

переток активной мощности в контролируемом сечении в направлении дефицитной энергосистемы (энергорайона), отделение которой на изолированную работу от Единой энергетической системы России происходит в результате отключения связей, указанных в абзаце 1 настоящего пункта, и максимальная располагаемая мощность электростанций на территории которой превышает 70% от максимального потребления активной мощности, не должен превышать величины 40% от потребления активной мощности в указанной энергосистеме (энергорайоне) после действия устройств (комплексов) ПА на отключение нагрузки потребителей (с учетом их эффективности), пусковым фактором которых является отключение связей контролируемого сечения (автоматика предотвращения нарушения устойчивости, дополнительная автоматическая разгрузка) или скорость снижения частоты (дополнительная автоматическая разгрузка), увеличенной на величину объема управляющих воздействий от указанных устройств (комплексов) ПА.»;

д) в абзаце первом и пятом пункта 39 слова «связей контролируемого сечения» заменить словами «связей, указанных в абзаце первом пункта 38 Методических указаний»;

е) в приложении:

пункт 1.6 таблицы 1 изложить в следующей редакции:

«	1.6 Отключение в результате нормативного возмущения группы I двух воздушных линий электропередачи (далее - ВЛ) (кабельно-воздушных линий электропередачи (далее - КВЛ)), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50% длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)	III	-	-	-	»;
---	--	-----	---	---	---	----

в примечании к таблице 1:

пункт 1 изложить в следующей редакции:

«1. КЗ в «мертвой зоне» РУ (точки РУ, короткие замыкания в которых ликвидируются со временем, превышающим время действия основных защит) рассматривается только для нормативных возмущений 1.1 и 1.2, при этом группа нормативных возмущений должна приниматься в соответствии с указанной для нормативного возмущения 1.5.»;

пункт 5 изложить в следующей редакции:

«5. Если нормативное возмущение приводит к отключению СШ, и послеаварийная схема после этого нормативного возмущения соответствует послеаварийной схеме после нормативного возмущения, указанного в таблице 2, при проведении расчетов установившихся режимов и статической устойчивости группа нормативных возмущений должна приниматься в соответствии с таблицей 2.»;

дополнить примечание пунктом 6 следующего содержания:

«6. При рассмотрении нормативных возмущений необходимо учитывать вызванное нормативным возмущением отключение всех ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования.»;

примечание к таблице 5 признать утратившим силу.

3. Приказ Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» (зарегистрирован Минюстом России 28.03.2019 № 54199) дополнить пунктом следующего содержания:

«3. Требования к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденные настоящим приказом, действуют до 31 августа 2027 г.».

4. В требованиях к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее

