ПРОЕКТ

**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 некоторые акты Минэнерго России**

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, № 51, ст. 8007) и пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 2 марта 2017 г. № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2017, № 11, ст. 1562; 2018, № 34, ст. 5483) приказываю:

1. Утвердить прилагаемые:

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

изменения, которые вносятся в некоторые акты Минэнерго России.

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

Министр А.В. Новак

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России

от \_\_\_\_\_\_\_.20\_\_\_ г. №\_\_\_\_

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

1. Общие положения
2. 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.
3. Выполнение требований Правил является обязательным для:

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 электроэнергетической системы или присоединяемыми к ней;

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

проектных организаций и иных юридических и физических лиц, осуществляющих разработку схем выдачи мощности, схем внешнего электроснабжения или выступающих заказчиками при выполнении указанных работ.

1. В Правилах используются термины и определения в значениях, установленных законодательством Российской Федерации и ГОСТ Р 57114‑2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения», утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 04 октября 2016 г. № 1302-ст (Стандартинформ, 2016).

В Правилах используются следующие сокращения и обозначения:

ЛЭП – линия электропередачи;

ПА – противоаварийная автоматика;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления.

1. Схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) должна разрабатываться в отношении объекта по производству электрической энергии (энергопринимающего устройства), соответствующего критериям, установленным подпунктом «к» пункта 10 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 (далее – Правила технологического присоединения), в целях предварительной технико-экономической проработки и оценки вариантов мероприятий по технологическому присоединению такого объекта (устройства) к электрическим сетям.
2. Разработка схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) и ее согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления должны осуществляться юридическим или физическим лицом, имеющим намерение осуществить технологическое присоединение к электрическим сетям объекта по производству электрической энергии (энергопринимающего устройства) по основаниям, предусмотренным пунктом 2 Правил технологического присоединения (далее – заявитель).

Заявитель осуществляет разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) самостоятельно или с привлечением проектной организации.

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

а) разработку, согласование и утверждение технического задания на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения);

б) сбор исходных данных, необходимых для формирования математических расчетных моделей, 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).

1. 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».
2. Схема выдачи мощности должна разрабатываться не ранее чем за 5 (пять) лет до планируемого ввода в работу в составе энергосистемы первого энергоблока, турбогенератора, гидроагрегата или этапа (очереди) строительства (реконструкции, увеличения установленной генерирующей мощности) объекта по производству электрической энергии, связанного с увеличением его установленной генерирующей мощности (далее – единица генерирующего оборудования).

Схема внешнего электроснабжения должна разрабатываться не ранее чем за 5 (пять) лет до планируемого завершения первого этапа технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств заявителя.

1. Утвержденная схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) действительна в течение 5 лет с даты ее утверждения при условии подачи заявителем в установленном Правилами технологического присоединения порядке заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям и заключения с сетевой организацией договора об осуществлении технологического присоединения 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, а предусмотренные ею технические решения подлежат пересмотру (актуализации) с учетом актуальной схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в энергосистеме и утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – технические условия) по заключенным договорам об осуществлении технологического присоединения 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 (с учетом его продления), и такой срок действия технических условий превышает 5 лет с даты утверждения схемы выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения).

1. При разработке схемы выдачи схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) необходимо руководствоваться нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативно-техническими документами, действующими на момент согласования технического задания на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения).
2. 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.
3. Требования к разработке и согласованию технического задания на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения)
4. Заявителем либо привлеченной им проектной организацией должно быть разработано техническое задание на разработку схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) (далее – техническое задание).
5. 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), приведенные в пункте 45 Правил и приложении № 1 к Правилам (для разработки схемы выдачи мощности) или пункте 46 Правил и приложении № 2 к Правилам (для разработки схемы внешнего электроснабжения).
6. Техническое задание должно быть согласовано заявителем с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией (-ями), к электрическим сетям которой (-ых) планируется осуществить технологическое присоединение его объекта по производству электрической энергии и (или) энергопринимающих устройств (далее – сетевая организация).
7. Заявитель должен направить проект технического задания в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации в электронном виде в редактируемом текстовом формате письмом за подписью уполномоченного лица заявителя.
8. 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, установленным настоящими Правилами, и в случае подтверждения соответствия согласовать его либо в тот же срок направить заявителю обоснованные замечания к проекту технического задания. Отказ в согласовании технического задания по иным основаниям не допускается.
9. 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 доработать проект технического задания и повторно направить его на рассмотрение субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации.
10. 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.
11. Согласование проекта технического задания или направление замечаний к нему в соответствии с пунктами 16 и 18 Правил должны осуществляться путем направления писем за подписью уполномоченных лиц субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации с приложением согласованного технического задания или замечаний к нему соответственно.

Рассмотрение и согласование технического задания должны осуществляться субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией без взимания дополнительной платы.

1. После получения от субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации писем о согласовании технического задания техническое задание должно быть утверждено заявителем с проставлением подписи уполномоченного лица и даты утверждения.
2. В случае если в ходе разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) у заявителя возникает необходимость частичного отступления от мероприятий, 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.
3. После утверждения технического задания (изменений в техническое задание) заявитель должен в течение 10 рабочих дней с даты его (их) утверждения направить скан-копию утвержденного технического задания (утвержденных изменений в техническое задание) субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации.
4. Требования к сбору и предоставлению исходных данных для разработки схемы выдачи мощности, схемы внешнего электроснабжения
5. Для формирования математических расчетных моделей и выполнения расчетов, предусмотренных техническим заданием, заявитель (по его поручению привлеченная заявителем проектная организация) должен самостоятельно осуществить сбор необходимых для этого исходных данных, в том числе путем направления в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления, сетевой организации и (или) других субъектов электроэнергетики запросов о предоставлении недостающих исходных данных, отсутствующих у заявителя и привлеченной им проектной организации, самостоятельное получение ими которых из других источников невозможно.
6. Запросы в адрес субъектов электроэнергетики о предоставлении исходных данных должны направляться заявителем (привлеченной им проектной организацией) в письменной форме путем направления письма за подписью уполномоченного 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 25 и 26 Правил.
7. 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 апериодической 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;

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

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

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 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.

1. 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 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 РЗА;

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

1. При получении запроса субъект оперативно-диспетчерского управления, сетевая организация или другой субъект электроэнергетики обязаны в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса предоставить имеющуюся у них информацию в определенных ими формах и форматах 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.

1. В предоставлении заявителю (привлеченной им проектной организации) исходных данных может быть отказано при наличии одного из следующих оснований:

запрос выходит за пределы перечня, указанного в пунктах 25, 26 Правил;

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

запрашиваемые данные выходят за пределы утвержденного технического задания;

запрашиваемые данные опубликованы в открытом доступе и могут быть получены заявителем (привлеченной им проектной организацией) самостоятельно.

1. 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, в том числе выполнены установленные получателем запроса требования и мероприятия по предоставлению, ограничению доступа третьих лиц и защите конфиденциальной информации.
2. Требования к формированию и верификации математических расчетных моделей
3. 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 каждой единицы генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии (завершения каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя);

на перспективу 5 лет после ввода последней единицы генерирующего оборудования (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 момент разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) (далее – расчетный период схемы и программы развития электроэнергетики), либо на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики, актуальной на момент разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения), в случае, если планируемые годы ввода в работу последующих единиц генерирующего оборудования (завершения последующих этапов технологического присоединения энергоприимающих устройств заявителя) выходят за пределы расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики (далее – перспективные расчетные модели) – для каждого года указанного периода.

Для проведения расчетов токов короткого замыкания заявителем либо привлеченной им проектной организацией должна быть дополнительно сформирована математическая расчетная модель, актуальная на момент разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) (далее – исходная расчетная модель).

1. Формирование математических расчетных моделей должно осуществляться с использованием специализированного программного обеспечения.

Программные комплексы для расчетов переходных режимов должны обеспечивать точное моделирование конкретных систем возбуждения и систем регулирования генерирующего оборудования.

1. 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.
2. Математические расчетные модели должны быть верифицированы субъектом оперативно‑диспетчерского управления в электроэнергетике.
3. 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 официальное письмо с приложением следующих материалов:

всех перспективных расчетных моделей в электронном виде в редактируемых форматах специализированных программных комплексов, с помощью которых будут проводиться расчеты;

пояснительной записки к перспективным расчетным моделям, содержащей информацию в объеме, предусмотренном пунктом 36 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 иных 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 официальное письмо с приложением пояснительной записки, содержащей информацию в объеме, предусмотренном пунктами 36 – 38 Правил.

Субъект оперативно-диспетчерского управления должен 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 сети «Интернет».

1. Для верификации математических расчетных моделей, используемых для проведения расчетов токов короткого замыкания, заявитель либо привлеченная им проектная организация должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления официальное 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 36 и 39 Правил.

1. Пояснительная записка к математическим расчетным моделям, представляемая субъекту оперативно-диспетчерского управления в соответствии с пунктами 34 и 35 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).

1. В части расчетных моделей для расчетов установившихся режимов и статической устойчивостипояснительная записка в дополнение к информации, указанной в пункте 36 Правил, должна также содержать результаты расчетов максимально допустимых перетоков активной мощности для нормальной схемы не менее чем в трех существующих контролируемых сечениях и информацию об используемых траекториях утяжеления для схемы электрической сети на момент разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) без учета вновь вводимых в эксплуатацию (выводимых из эксплуатации) объектов электроэнергетики, ЛЭП и оборудования.
2. В части расчетных моделей для расчетов переходных режимовпояснительная записка в дополнение к информации, указанной в пункте 36 Правил, должна также содержать результаты расчетов предельного времени отключения трехфазного короткого замыкания на шинах не менее трех 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 на момент разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) без учета вновь вводимых в эксплуатацию (выводимых из эксплуатации) объектов электроэнергетики, ЛЭП и оборудования.
3. В части расчетных моделей для расчетов токов короткого замыкания пояснительная записка в дополнение к информации, указанной в пункте 36 Правил, должна также содержать результаты расчетов токов короткого замыкания на шинах объектов электроэнергетики (с распределением по присоединениям) для исходной схемы электрической сети на момент разработки схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) без учета вновь вводимых в эксплуатацию (выводимых из эксплуатации) объектов электроэнергетики, ЛЭП и оборудования.
4. К официальному письму о правлении математических расчетных моделей на рассмотрение субъекту оперативно-диспетчерского управления 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.
5. Субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 15 рабочих дней с даты получения от заявителя либо привлеченной им проектной организации материалов, указанных в пунктах 34, 35 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.
6. При наличии замечаний заявитель либо привлеченная им проектная организация в течение 10 рабочих дней дорабатывает математические расчетные модели и повторно направляет в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления письмо с приложением скорректированных материалов, указанных в пунктах 34, 35 Правил.

После получения доработанных материалов субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике рассматривает их в течение 5 рабочих дней и в случае отсутствия замечаний направляет заявителю (привлеченной им проектной организации) заключение о верификации математических расчетных моделей либо выявленные замечания к ним.

1. Требования к содержанию, разработке и согласованию схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения)
2. 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.
3. В процессе разработки схемы выдачи мощности (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 (приложении№ 2) к Правилам.

Предусмотренные схемой выдачи мощности (схемой внешнего электроснабжения) технические решения должны соответствовать требованиям к техническим решениям по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии (внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств), приведенным в приложении № 3 (приложении № 4) к Правилам.

1. 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 установленной генерирующей 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 установленной генерирующей мощности) – в случае разработки схемы выдачи мощности для действующего объекта по производству электрической энергии, в отношении которого планируется увеличение его установленной генерирующей мощности;

анализ режимов работы электрической сети напряжением (35) 110 кВ и выше энергорайона размещения объекта по производству электрической энергии;

варианты технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

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 баланса реактивной мощности, основные технические решения по установке источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности;

анализ существующих комплексов и устройств РЗА, 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 установленной генерирующей 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 трассы прохождения ЛЭП и оценку возможности их реализации для рекомендуемого варианта технических решений по выдаче мощности объекта по производству электрической энергии;

капитальные затраты 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).

1. 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 объекта 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 напряжением (35) 110 кВ и выше энергорайона размещения энергопринимающих устройств заявителя;

варианты технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

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 баланса реактивной мощности, основные технические решения по установке источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности;

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 трассы прохождения ЛЭП и оценку возможности их реализации для рекомендуемого варианта технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств;

капитальные затраты 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).

1. 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.
2. Проект схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должен быть направлена заявителем в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации официальными письмами за подписью уполномоченного лица заявителя с приложением томов схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) в электронном виде в формате pdf с текстовой подложкой. Не допускается предоставление проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) в формате pdf с пофайловым разделением страниц.
3. Субъект оперативно-диспетчерского управления, сетевая организация в течение 15 рабочих дней с даты получения проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должны рассмотреть 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.

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 данной сетевой организации, а также трасс прохождения ЛЭП и оценки капитальных затрат технических решений, планируемых к реализации на объектах электросетевого хозяйства данной сетевой организации.

1. 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 15 рабочих дней доработать указанный проект и повторно направить его в адрес субъекта оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации с соблюдением требований, указанных в пункте 48 Правил, и приложением обоснованных ответов на полученные замечания.
2. 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 49 Правил, и при отсутствии замечаний согласовать его либо в тот же срок направить заявителю мотивированные замечания к нему.
3. Согласование проекта схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) или направление замечаний к нему в соответствии с пунктами 49, 51 Правил должны осуществляться субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией в письменной форме путем направления в адрес заявителя письма за подписью уполномоченного лица субъекта оперативно-диспетчерского управления или сетевой организации соответственно.

Рассмотрение и согласование схемы выдачи мощности (схемы внешнего электроснабжения) должны осуществляться субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией без взимания с заявителя или привлеченной им проектной организации дополнительной платы.

1. Схема выдачи мощности (схема внешнего электроснабжения) должна быть утверждена заявителем в срок не позднее 5 рабочих дней после снятия имеющихся разногласий (при их наличии) и ее согласования субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией.
2. 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 44 Правил.
3. 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

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

1. При разработке схемы выдачи мощности должны быть:

проведен краткий анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона, территориальной энергосистемы  и (или) объединенной энергосистемы, на территории которого(ой) планируется строительство (реконструкция, увеличение установленной генерирующей мощности) объекта по производству электрической энергии (далее – энергорайон), и разработаны 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 выдачи мощности объекта по производству электрической энергии, влияющего на режим работы прилегающего энергорайона, должны также рассматриваться балансы мощности и электрической энергии прилегающих энергорайонов;

разработаны балансы мощности и электрической энергии энергорайона с учетом строительства (реконструкции, увеличения установленной генерирующей 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, увеличения установленной генерирующей мощности) объекта по производству электрической энергии, связанного с увеличением его установленной генерирующей мощности (далее – единица генерирующего оборудования);

на перспективу 5 лет после ввода 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 момент разработки схемы выдачи мощности (далее – расчетный период схемы и программы развития электроэнергетики), либо на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики, актуальной на момент разработки 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).

1. При разработке схемы выдачи мощности должны быть определены режимы работы объекта по производству электрической энергии для целей покрытия суточного графика нагрузки энергорайона с учетом экспортных потребностей и разработаны предложения по использованию электрической энергии и мощности объекта по производству электрической энергии на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования.
2. 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 35 кВ – также электрической сети напряжением 35 кВ) (далее по тексту настоящего приложения – электрическая сеть напряжением (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 (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 (35) 110 кВ и выше, обеспечивающие выдачу мощности объекта по производству электрической энергии (каждой единицы генерирующего оборудования).

1. 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.
2. 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 Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03 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 (комплексы) ПА, установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения (35) 110 кВ и выше энергорайона.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности электрической сети напряжением (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.

1. 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 которой 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 электростанций энергорайона должна приниматься равной максимальной располагаемой;

в режимах зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, режимах для паводкового периода загрузка электростанций энергорайона должна приниматься равной характерной загрузке для соответствующего расчетного режима.

1. 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 по тексту настоящего приложения – рекомендуемый вариант).
2. 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.

1. 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 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.
2. 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 приложения № 3 к Правилам.
3. 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 электростанции понимается совокупность точек РУ электростанции, короткие замыкания в которых ликвидируются со временем, превышающим время действия основных защит.
4. 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 (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 (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.

1. Указанные в пунктах 5, 8 и 12 настоящего приложения 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.
2. При разработке схемы выдачи мощности для рекомендуемого варианта должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности в электрической сети напряжением (35) 110 кВ и выше энергорайона на год ввода в работу каждой единицы генерирующего оборудования и перспективу 5 лет и определен объем необходимых средств компенсации реактивной мощности.

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

1. 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 установленной генерирующей 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».

1. 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 прохождения трасс ЛЭП;

проведена 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(-ых) планируется присоединение объекта по производству электрической энергии.

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.

Приложение № 2

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

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

1. При разработке схемы внешнего электроснабжения должны быть:

проведен 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 разработаны 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 электроснабжения энергопринимающих устройств, влияющих на режим работы прилегающего энергорайона, должны также рассматриваться балансы мощности и электрической энергии прилегающих энергорайонов;

разработаны 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 после выполнения 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 момент разработки схемы внешнего электроснабжения (далее – расчетный период схемы и программы развития электроэнергетики), либо на последний год расчетного периода схемы и программы развития электроэнергетики, актуальной на момент разработки 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 по тексту настоящего приложения – перспектива 5 лет).

1. 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 35 кВ – также электрической сети напряжением 35 кВ) (далее по тексту настоящего приложения – электрическая сеть напряжением (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 (35) 110 кВ и выше энергорайона для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и на перспективу 5 лет.

1. 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.
2. 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 Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03 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 (комплексы) противоаварийной автоматики, установленные на объектах электроэнергетики классом напряжения (35) 110 кВ и выше энергорайона.

При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности электрической сети напряжением (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.

1. На основании результатов расчетов и технико-экономического сравнения вариантов должен быть определен рекомендуемый вариант технических решений по внешнему электроснабжению энергопринимающих устройств заявителя (далее по тексту настоящего приложения – рекомендуемый вариант).
2. 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.

1. В случае если результаты расчетов статической устойчивости в электрической сети энергорайона для рекомендуемого варианта не удовлетворяют требованиям Методических указаний по устойчивости энергосистем и 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.
2. При разработке схемы внешнего электроснабжения для рекомендуемого варианта должны быть проведены расчеты токов короткого замыкания в электрической сети напряжением (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 (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.

1. 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.
2. При разработке схемы внешнего электроснабжения для рекомендуемого варианта должен быть выполнен анализ баланса реактивной мощности в электрической сети напряжением (35) 110 кВ и выше энергорайона для каждого этапа технологического присоединения энергопринимающих устройств и определен объем необходимых средств компенсации реактивной мощности.
3. 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 04 мая 2012 г. № 442.

Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290 (зарегистрирован Минюстом России 09 августа 2013 г., регистрационный № 29348)..

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

разработана карта-схема электрической сети энергорайона;

проведена предварительная проработка вариантов трасс прохождения ЛЭП;

проведена 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 энергоприимающих устройств заявителя комплексами и устройствами РЗА, СДТУ, с их разделением между заявителем и сетевой организацией (сетевыми организациями), к электрическим сетям которой(-ых) 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.

Приложение № 3

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

**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.
2. Технические решения по выдаче мощности электростанции установленной генерирующей 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 должен быть определен 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 установленную 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.

1. 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 на момент технологического присоединения электростанции уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты;

е) в нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на 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.

Приложение № 4

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

**Требования к техническим решениям по внешнему электроснабжению 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 электроснабжению), должны обеспечивать возможность потребления энергопринимающими устройствами потребителя заявляемой им максимальной мощности по заявляемым категориям надежности электроснабжения и учитывать характер нагрузки и особенности режимов их работы при соблюдении требования о неухудшении условий работы объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства.
2. Технические решения по внешнему электроснабжению 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 (с учетом требований пункта 4 настоящего приложения):

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).

1. 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.

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России

от \_\_\_\_\_\_\_.20\_\_\_ г. №\_\_\_\_

**ИЗМЕНЕНИЯ,**

**которые вносятся в некоторые акты Минэнерго России**

1. 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 03 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:

$Pм=P\_{дин}^{пред}-∆P\_{нк}$, (8)

где:

 - 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 3](#P177)4 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 установленная 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 пункте 39 слова «связей контролируемого сечения» заменить словами «связей, указанных в абзаце 1 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](#P259) и [1.2](#P265), 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](#P283) 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](#P307).»;

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.