Проект

## ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

# **П О С Т А Н О В Л Е Н И Е**

от " " 2014 г. №

МОСКВА

**О правилах технологического функционирования электроэнергетических систем**

В соответствии со статьей 21 Федерального закона   
«Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем;

изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации в связи с утверждением Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

2. Министерству энергетики Российской Федерации:

а) в 3-месячный срок привести в соответствие с настоящим постановлением:

правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики;

порядок расчета значений соотношения активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения);

порядок создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон;

б) в 6-месячный срок разработать и утвердить:

методические указания по устойчивости энергосистем;

методические указания по проектированию развития энергосистем;

в) в 6-месячный срок признать утратившими силу нормативные правовые акты Министерства энергетики Российской Федерации   
(их отдельные положения), не соответствующие настоящему постановлению;

3. Министерству энергетики Российской Федерации по согласованию   
с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору в 12-месячный срок разработать и утвердить:

правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии;

правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

4. Федеральным органам исполнительной власти в 9-месячный срок привести свои нормативные правовые акты в соответствие с настоящим постановлением.

5. Настоящее постановление вступает в силу со дня официального опубликования.

#### Председатель Правительства

Российской Федерации Д.А. Медведев

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Правительства

Российской Федерации

от « » 2014 г. №

ПРАВИЛА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**1. Общие положения**

* 1. Настоящие Правила устанавливают правовые и технологические основы функционирования и развития Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (далее – электроэнергетические системы), определяют правила и условия обеспечения параллельной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии в составе электроэнергетической системы, требования к планированию развития, планированию и управлению режимами работы электроэнергетических систем, к организации и осуществлению оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, устанавливают порядок и условия взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии в целях обеспечения надежного и устойчивого функционирования электроэнергетической системы, качественного и надежного снабжения потребителей электрической энергией.

Правила устанавливают системные требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей, электроустановкам потребителей электрической энергии, обеспечивающие возможность их работы в составе электроэнергетической системы, определяют требования к релейной защите и автоматике, информационно-технологической инфраструктуре, иным системам технологического управления, их созданию, модернизации и организации эксплуатации.

Правила также содержат требования к организации параллельной работы российской электроэнергетической системы с электроэнергетическими системами иностранных государств, требования по контролю функционирования электроэнергетических систем и технического состояния объектов электроэнергетики, требования к подготовке, поддержанию и повышению квалификации персонала организаций электроэнергетики.

* 1. Если иное не установлено настоящими Правилами, требования Правил распространяются на входящие в состав Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем объекты электросетевого хозяйства классом напряжения 110 киловольт и выше, объекты по производству электрической энергии, их оборудование и устройства, а также энергопринимающие установки потребителей электрической энергии.
  2. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия и сокращения:

**электроэнергетическая система (энергосистема) –** совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

**объединенная энергосистема -** совокупность нескольких территориальных энергосистем;

**территориальная энергосистема** – энергосистема в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации;

**энергорайон (энергоузел) -** часть одной или нескольких территориальных энергосистем;

**электроэнергетический режим энергосистемы** – совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики);

**нормальный режим энергосистемы –** электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

**установившийся режим энергосистемы** – электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся незначительными изменениями значений технических параметров, позволяющими считать их неизменными;

**переходный режим энергосистемы** – переход от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванный аварийными или иными возмущениями при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;

**доаварийный режим энергосистемы** - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения;

**послеаварийный режим энергосистемы** - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся параметрами, сложившимися после завершения вызванного аварийным возмущением переходного процесса;

**асинхронный режим** - аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы;

**системная надежность (надежность энергосистемы) -** комплексное свойство (способность) энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) спрос на электроэнергию; противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий; восстанавливать свои функции после их нарушения.

**балансовая надежность энергосистемы** – способность обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и обоснованно ожидаемых незапланированных отключений элементов ЭЭС и эксплуатационных ограничений.

**живучесть -** способность энергосистемы (объекта электроэнергетики) в целом сохранять свою работоспособность после ненормативных возмущений;

**устойчивость энергосистемы –** способность энергосистемы сохранять синхронную работу электрических станций после различного рода возмущений;

**нормативное возмущение** – аварийное возмущение, учет которого необходим при проведении расчетов устойчивости энергосистемы;

**контролируемое сечение** – совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, перетоки активной мощности по которым контролируются и (или) регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования;

**максимально допустимый переток активной мощности** – наибольший допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме;

**аварийно допустимый переток активной мощности –** наибольший допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном режиме;

**аварийно допустимая токовая нагрузка** – токовая нагрузка линии электропередачи, электросетевого или генерирующего оборудования, превышающая длительно допустимые значения с учетом разрешенной продолжительности превышения;

**верифицированная расчетная модель** − расчетная модель, обеспечивающая адекватное моделирование электроэнергетических режимов и процессов, происходящих в энергосистемах;

**баланс мощности энергосистемы (энергорайона, области регулирования) -** система показателей, характеризующая соотношение междупотреблением и генерацией мощности энергосистемы (энергорайона, области регулирования) с учетом перетоков мощности из других энергосистем (энергорайонов, областей регулирования).

**баланс электрической энергии энергосистемы -** система показателей, характеризующая соответствие потребления электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях величине выработки электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем.

**оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике** - комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включенных данным субъектом в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления;

**диспетчерское управление** – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

**диспетчерское ведение** – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра);

**диспетчерский центр** – совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

**операционная зона** – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

**объекты диспетчеризации** – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные соответствующим диспетчерским центром в перечень таких объектов с распределением их по способу управления (ведения).

**диспетчерский персонал** – работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

**оперативно-технологическое управление** - комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемый собственниками или иными законными владельцами таких объектов и (или) устройств в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении объектов диспетчеризации и самостоятельно в отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации;

**технологическое управление** – выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств и (или) сами действия с использованием средств дистанционного управления или непосредственно на объектах электроэнергетики или энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом;

**технологическое ведение** – подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, осуществляемое оперативным персоналом;

**зона эксплуатационной ответственности** – состав объектов электроэнергетики, принадлежащих собственнику или иному законному владельцу, в отношении которых он осуществляет эксплуатационное обслуживание, в том числе функции оперативно-технологического управления;

**центр управления сетями** – структурное подразделение сетевой организации (ее филиала), осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов (части объектов) электросетевого хозяйства, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации, или в установленных законодательством случаях – в отношении объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, принадлежащих третьим лицам;

**оперативный персонал** – работники субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), уполномоченные ими при осуществлении оперативно-технологического управления на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, в том числе с использованием средств дистанционного управления, на принадлежащих таким субъектам электроэнергетики (потребителям электрической энергии) на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики (энергопринимающих установках) либо в установленных законодательством случаях – на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, принадлежащих третьим лицам, а также координации указанных действий;

**оперативно-ремонтный персонал** – работники из числа ремонтного персонала с правом непосредственного воздействия на органы управления оборудования и устройств релейной защиты и автоматики, осуществляющие оперативное обслуживание закрепленных за ними электроустановок;

**ремонтный персонал** – работники, связанные с техническим обслуживанием, ремонтом, наладкой и испытанием энергоустановок;

**вспомогательный персонал** – работники вспомогательных профессий, выполняющие работу в зоне действующих энергоустановок;

**руководящие работники и специалисты** – работники, обеспечивающие административное и технологическое сопровождение деятельности организации электроэнергетики;

**технологический режим работы** - процесс, протекающий в линиях электропередачи, оборудовании, устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки, включая параметры настройки комплексов и устройств релейной защиты и автоматики;

**эксплуатационное состояние линий электропередачи, оборудования** – состояние линии электропередачи или оборудования: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации.

**эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики** – состояние устройства релейной защиты и автоматики: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания.

**основное энергетическое оборудование** – паровая турбина, гидротурбина, газовая турбина, паровые котлы, котлы утилизаторы, гидрогенераторы, турбогенераторы, ветроэнергетические установки, фотоэлектрические солнечные модули, ядерная паропроизводящая установка;

**основное электротехническое оборудование** – силовые (авто)трансформаторы, системы (секции) шин, выключатели, средства компенсации реактивной мощности, преобразовательные установки;

**основное оборудование –** основное энергетическое и основное электротехническое оборудование;

**вспомогательное оборудование** – оборудование, предназначенное для обеспечения работоспособности основного оборудования;

**установленная (номинальная) мощность** – электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и (или) нормальных условиях.

**располагаемая мощность генерирующего оборудования** – установленная мощность генерирующего оборудования, сниженная на величину ограничений установленной мощности или увеличенная на величину длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов;

**рабочая мощность электростанции** – максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, определяемая как располагаемая мощность электростанции, сниженная на величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, выведенного в ремонт, консервацию и вынужденный простой;

**ограничения мощности** – величина вынужденного недоиспользования установленной мощности электростанции, не связанного с выводом в ремонт, консервацию или вынужденный простой основного и вспомогательного оборудования;

**регулировочный диапазон** – интервал допустимых нагрузок генерирующего оборудования по активной мощности для нормальных условий его эксплуатации, при которых параметры генерирующего оборудования находятся в допустимых пределах;

**релейная защита и автоматика**  *-* релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики;

**устройство релейной защиты и автоматики** – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель), реализующее заданные функции релейной защиты и автоматики и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое;

**комплекс релейной защиты и автоматики**  – совокупность взаимодействующих между собой устройств противоаварийной или режимной автоматики, предназначенных для выполнения взаимосвязанных функций;

**релейная защита** – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и/или нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов с целью отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов;

**сетевая автоматика** – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматика опережающего деления сети;

**противоаварийная автоматика –** совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима энергосистемы;

**режимная автоматика –** совокупность устройств обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности);

**технологическая автоматика** – комплекс технических и программных средств, предназначенных для автоматизации управления технологическими процессами на объекте электроэнергетики

**сложное устройство релейной защиты и автоматики** – устройство релейной защиты и автоматики со сложными внешними связями, для которого при выводе в проверку для технического обслуживания (вводе работу после технического обслуживания) требуется принятие мер, предотвращающих воздействия на оборудование и другие устройства релейной защиты и автоматики;

**абсолютная селективность** – свойство защиты срабатывать только в случае короткого замыкания на защищаемых линиях электропередачи и оборудовании;

**первичное регулирование частоты** – процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования под действием первичных регуляторов, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения;

**общее первичное регулирование частоты** – первичное регулирование, осуществляемое генерирующим оборудованием в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты;

**нормированное первичное регулирование частоты**  – первичное регулирование, осуществляемое выделенным генерирующим оборудованием в пределах заданных резервов первичного регулирования и с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты;

**вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности –** процесс автоматического или оперативного изменения активной мощности генерирующего оборудования для восстановления заданного значения частоты или заданного значения внешнего перетока области регулирования;

**третичное регулирование мощности** - процесс изменения активной мощности генерирующего оборудования в целях восстановления резервов вторичного регулирования;

**синхронная зона –** совокупность всего синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей, имеющих общую частоту электрического тока;

**мегаполис –** наиболее крупная форма расселения, образующаяся при срастании большого количества соседних городских агломераций, отличающаяся развитой транспортной системой, плотной застройкой и численностью населения превышающей 1 миллион человек;

**нормативный неснижаемый запас топлива** – норматив создания запаса топлива на тепловых электростанциях для обеспечения режима работы тепловой электростанции в режиме выживания;

**режим выживания тепловой электростанции** – режим работы тепловой электростанции с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузками, обеспечивающими электроснабжение собственных нужд электростанции, электроснабжение не резервируемых от внешней электрической сети энергопринимающих установок, присоединенных к шинам главного распределительного устройства электростанции, а также поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях электростанции;

**нормативный эксплуатационный запас топлива** – норматив создания запаса топлива на тепловых электростанциях для обеспечения плановой работы электростанции по выработке электрической и тепловой энергии в основных эксплуатационных режимах при работе на основном, резервном или аварийном топливе;

**нормативный вспомогательный запас топлива** – норматив создания запаса топлива на тепловых электростанциях для обеспечения работы электростанции на угле, торфе и других видах твердого топлива при технической необходимости использования вспомогательного топлива (мазута или иного нефтетоплива) для растопок и подсветок;

**резервное топливо** – топливо, которое используется для поддержания работы тепловых электростанций в основных эксплуатационных режимах без ограничения выдаваемой мощности и продолжительности работы при частичном или полном отсутствии основного топлива;

**аварийное топливо** – топливо, которое используется для поддержания работы тепловых электростанций с парогазовыми и газотурбинными установками в основных эксплуатационных режимах без ограничения выдаваемой мощности, но при наличии ограничений по продолжительности непрерывной работы оборудования на данном виде топлива при частичном или полном отсутствии основного топлива;

**основное топливо** – топливо, в преобладающем количестве сжигаемое тепловой электростанцией для выработки электрической и тепловой энергии в течение года;

**вспомогательное топливо** – топливо, используемое для растопки и подсветки факела в топке котла.

1. **Общие условия работы электроэнергетических систем.**
   1. **Структура и характеристики функционирования электроэнергетических систем.**
      1. На территории Российской Федерации созданы и функционируют Единая энергетическая система России и технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы. Перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем определяется правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.
      2. В составе Единой энергетической системы России выделяются:

территориальные энергосистемы, границы которых совпадают с территорией одного или нескольких субъектов Российской Федерации;

объединенные энергосистемы, являющиеся совокупностью нескольких территориальных энергосистем.

Перечень объединенных энергосистем и образующих их территориальных энергосистем, входящих в Единую энергетическую систему России, указан в приложении к настоящим Правилам.

* + 1. Единая энергетическая система России включает в себя первую и вторую синхронные зоны.

Первая синхронная зона включает в себя все объединенные энергосистемы, кроме объединенной энергосистемы Востока.

Вторая синхронная зона включает объединенную энергосистему Востока, которая работает изолированно от первой синхронной зоны.

* + 1. Функционирование Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем осуществляется в соответствии с настоящими Правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.
    2. Для обеспечения функционирования энергосистемы осуществляется планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы.
    3. Электроэнергетический режим энергосистемы характеризуется следующими параметрами:

частота электрического тока (далее – частота);

перетоки активной мощности в электрической сети, в том числе в контролируемых сечениях;

токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 киловольт и выше;

напряжение на шинах напряжением 110 киловольт и выше электрических станций и подстанций.

* + 1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы должны обеспечиваться поддержание баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности с учетом приоритетности производства электрической энергии электростанциями различных типов, определенной правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, и допустимость параметров электроэнергетического режима.
    2. В первой синхронной зоне Единой энергетической системы России значения частоты, усредненные на двадцатисекундном временном интервале, должны находиться в пределах 50,00±0,05 герц с допустимым отклонением значений частоты в пределах 50,0±0,2 герц и восстановлением частоты до уровня 50,00±0,05 герц за время не более 15 минут.

Во второй синхронной зоне Единой энергетической системы России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны Единой энергетической системы России, а также в первой синхронной зоне Единой энергетической системы России при ее работе в вынужденном режиме значения частоты, усредненные на двадцатисекундном временном интервале, должны находиться в пределах 50,0±0,2 герц не менее 95 процентов времени суток без выхода за величину 50,0±0,4 герц.

В энергорайонах (энергоузлах), аварийно выделившихся на изолированную работу, восстановление частоты до указанных значений должно быть обеспечено за время, установленное субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – субъект оперативно-диспетчерского управления).

* + 1. Для поддержания в энергосистеме частоты в допустимом диапазоне используется:

общее и нормированное первичное регулирование частоты (далее – первичное регулирование);

вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (далее – вторичное регулирование), включающее в себя вторичное регулирование частоты, вторичное регулирование перетоков мощности (в том числе с коррекцией по частоте), ограничение перетоков мощности по контролируемым сечениям электрической сети;

третичное регулирование активной мощности (далее – третичное регулирование).

* + 1. Для регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме планируются и постоянно поддерживаются резервы первичного, вторичного и третичного регулирования.
    2. Регулирование напряжения осуществляется для обеспечения:

уровней напряжения, допустимых для оборудования электрических станций и сетей;

устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии;

качества электрической энергии в соответствии с обязательными требованиями.

* + 1. Для обеспечения функционирования энергосистемы, организации планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления должен организовать и осуществлять централизованное непрерывное оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике.
    2. Для обеспечения функционирования объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (далее – энергопринимающие установки) в составе энергосистемы их собственники и иные законные владельцы должны обеспечить организацию эксплуатации, ремонт и техническое обслуживание принадлежащих им линий электропередачи, оборудования и устройств, организовать и обеспечить осуществление в отношении них непрерывного оперативно-технологического управления.
    3. Для обеспечения надежного и устойчивого функционирования энергосистемы объекты электроэнергетики, энергопринимающие установки, их оборудование и устройства должны обладать техническими характеристиками, обеспечивающими выполнение требований к параметрам электроэнергетического режима энергосистем.
  1. **Электроэнергетические режимы энергосистем**
     1. Функционирование энергосистемы должно обеспечиваться во всех режимах работы энергосистемы.
     2. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы учитываются, в том числе, установившиеся и переходные режимы, а также возможность возникновения неполнофазных режимов и резонансных явлений.
     3. К установившимся режимам относятся электроэнергетические режимы энергосистемы, характеризующиеся незначительными изменениями значений параметров электроэнергетического режима, позволяющими считать их неизменными.
     4. В соответствии с требованиями к параметрам электроэнергетических режимов и устойчивости энергосистемы, установившиеся режимы работы энергосистем подразделяются на нормальные и вынужденные. Требования к нормальным и вынужденным режимам устанавливаются разделами 2.3 и 5.1 настоящих Правил.
     5. К переходным режимам относятся электроэнергетические режимы, возникающие при переходе от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванном аварийными или иными возмущениями при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.
     6. Расчеты установившихся и переходных режимов выполняются для проверки выполнения требований к устойчивости энергосистемы, предусмотренных разделом 2.3 настоящих Правил, для планирования и управления электроэнергетическим режимом, выбора принципов действия и параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) и планирования развития энергосистемы в соответствии с разделами 2.5, 4, 5, 9, 11, 12 настоящих Правил.
     7. При отказе во включении (отключении) отдельных фаз коммутационных аппаратов или нарушении целостности фаз линии электропередачи или ошиновки электросетевого оборудования без короткого замыкания в энергосистеме возникают неполнофазные режимы работы.
     8. Неполнофазные режимы работы энергосистем учитываются при определении принципов действия и выбора параметров настройки устройств РЗА.
     9. При возникновении резонанса напряжений может возникать длительное повышение напряжения выше допустимых значений. Расчетная проверка возможности возникновения резонанса напряжений проводится для выбора параметров оборудования и состава мероприятий по его предотвращению.
     10. Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется на основе фактических и прогнозируемых параметров режима работы с использованием математического моделирования режимов энергосистем.

Математическое моделирование режимов энергосистем осуществляется с использованием расчетных моделей энергосистем.

Формирование и поддержание в актуальном состоянии расчетных моделей энергосистем осуществляет субъект оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Расчетные методы, размерность расчетных моделей энергосистем, математические модели линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования и нагрузки потребителей электрической энергии, комплексов и устройств РЗА должны обеспечивать необходимую точность результатов математического моделирования режимов энергосистем и расчетов значений токов короткого замыкания, определяемую субъектом оперативно-диспетчерского управления.
    2. В качестве исходных данных для создания и актуализации расчетных моделей энергосистем используются параметры и характеристики оборудования электрических станций, электрических сетей, нагрузки потребителей электрической энергии, комплексов и устройств РЗА.
  1. **Обеспечение устойчивости энергосистемы**
     1. Обеспечение устойчивости энергосистемы является необходимым условием управления электроэнергетическим режимом. Обеспечение устойчивости энергосистемы необходимо в целях недопущения возникновения асинхронных режимов, отключения электросетевого и генерирующего оборудования и нарушения условий электроснабжения потребителей на обширной территории.
     2. Расчеты устойчивости энергосистемы и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению осуществляются для планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы и проектирования развития энергосистемы.
     3. На основании расчетов устойчивости энергосистемы (установившихся режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости генерирующего оборудования) определяются:

максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях;

структура и параметры настройки устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики;

мероприятия по повышению устойчивости энергосистемы.

* + 1. Для всех контролируемых сечений должны быть определены максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности. Определение максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях осуществляется диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления.
    2. Расчеты устойчивости энергосистемы и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению выполняются для нормальных и ремонтных схем.
    3. При проведении расчетов устойчивости энергосистемы учитываются нормативные возмущения, включающие:

отключение линии электропередачи или электросетевого оборудования (далее − электросетевой элемент) действием основных защит при различных видах коротких замыканий с обратным включением в работу электросетевого элемента действием устройства автоматического повторного включения (далее − успешное автоматическое повторное включение);

отключение электросетевого элемента действием основных защит при различных видах коротких замыканий с повторным отключением электросетевого элемента действием релейной защиты после работы устройства автоматического повторного включения (далее − неуспешное автоматическое повторное включение);

отключение электросетевого элемента действием резервных защит при однофазных коротких замыканиях с успешным автоматическим повторным включением;

отключение электросетевого элемента действием резервных защит при однофазных коротких замыканиях с неуспешным автоматическим повторным включением;

отключение электросетевого элемента при различных видах коротких замыканий с действием устройства резервирования отказа выключателя;

отключение (снижение нагрузки) генерирующего оборудования или энергопринимающей установки;

отключение средств компенсации реактивной мощности;

отключение нескольких электросетевых элементов и (или) генерирующего оборудования в условиях исходной ремонтной схемы распределительного устройства объекта электроэнергетики;

отключение двухцепной линии электропередачи;

отключение вставок и линий электропередачи постоянного тока.

* + 1. Все указанные выше нормативные возмущения разделяются на группы. Распределение нормативных возмущений по группам нормативных возмущений, требования к учету нормативных возмущений различных групп в электрических сетях разных классов напряжений при проведении расчетов устойчивости энергосистемы и сохранению устойчивости энергосистемы при возникновении соответствующих нормативных возмущений определяются методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.
    2. При проведении расчетов устойчивости энергосистем должны использоваться верифицированные расчетные модели энергосистем. Порядок и принципы верификации расчетных моделей определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.
    3. При проведении расчетов устойчивости энергосистемы выполнение требований к устойчивости энергосистемы оценивается на основании следующих показателей:

минимальный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;

минимальный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

* + 1. Величины минимальных коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности и статической устойчивости по напряжению для различных электроэнергетических режимов должны соответствовать требованиям таблицы 1.

Таблица 1

Нормативные величины минимальных коэффициентов запаса устойчивости энергосистем

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Электроэнергетический  режим энергосистемы | Минимальный коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности | Минимальный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению |
|
| Нормальный | 0,20 | 0,15 |
| Послеаварийный | 0,08 | 0,10 |
| Вынужденный | 0,08 | 0,10 |

* + 1. В дополнение к требованиям таблицы 1 после нормативных возмущений должно быть обеспечено:

отсутствие нарушения динамической устойчивостигенерирующего оборудования электрических станций;

отсутствие превышения аварийно допустимой (для длительности 20 минут) токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования.

* + 1. Определение величин максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности осуществляется с учетом величины амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности.
    2. Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении должен удовлетворять следующим требованиям к устойчивости энергосистемы:

1. коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,20;
2. коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,15;
3. коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,08;
4. коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,10;
5. сохранение динамической устойчивости генерирующего оборудования при нормативных возмущениях;
6. токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтной) схеме и аварийно допустимых (для длительности 20 минут) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.
   * 1. Аварийно допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении должен удовлетворять следующим требованиям к устойчивости энергосистемы:

* коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,08;
* коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,10;
* токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования в нормальной (ремонтной) схеме не превышают длительно допустимых значений.
  1. **Обеспечение системной надежности**
     1. Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии в своей деятельности должны обеспечивать требуемую системную надежность как на этапе планирования (проектирования) развития энергосистемы, отдельных объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, так и при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы и технологическими режимами работы входящих в ее состав объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.
     2. При присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям системная надежность не должна ухудшаться.
     3. Системная надежность должна обеспечиваться в части:

балансовой надежности с оценкой текущего и перспективного общего спроса на электрическую энергию в энергосистеме;

режимной надежности с оценкой способности энергосистемы противостоять нормативным возмущениям;

живучести энергосистемы и объектов электроэнергетики с оценкой способности энергосистемы (объектов электроэнергетики) противостоять ненормативным возмущениям.

* + 1. Оценка балансовой надежности осуществляется системным оператором (субъектами оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме, Единой энергетической системе России в целом, а также по отдельным энергорайонам.
    2. Оценка балансовой надежности проводится при разработке схемы и программы развития Единой энергетической системы России (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем – при разработке схем и программ развития электроэнергетики соответствующих субъектов Российской Федерации).
    3. При оценке балансовой надежности определяются следующие показатели:

интегральная вероятность бездефицитной работы энергосистемы;

ожидаемая длительность дефицита мощности в энергосистеме.

* + 1. Определение показателей балансовой надежности осуществляется в целях:

определения необходимых объемов резервов мощности и запасов пропускной способности электрических сетей для обеспечения потребности в электрической энергии в полном объеме;

оптимизации и определения планов перспективного развития генерирующих мощностей и электрической сети;

определения допустимых объемов вывода из эксплуатации линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования.

* + 1. Нормативный уровень балансовой надежности электроэнергетической системы характеризуется интегральной вероятностью бездефицитной работы не менее 0,996 и ожидаемой длительностью дефицита мощности в энергосистеме не более 0,1 суток в год.
    2. Оценка режимной надежности осуществляется системным оператором (субъектами оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах).
    3. Оценка режимной надежности проводится при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.
    4. При оценке режимной надежности на этапе планирования электроэнергетического режима энергосистемы учитываются следующие параметры:

максимально допустимые перетоки мощности в контролируемых сечениях;

напряжение в контрольных пунктах, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления;

токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования;

величина резервов мощности;

уровни токов короткого замыкания.

* + 1. При оценке режимной надежности на этапе управления электроэнергетическим режимом энергосистемы учитываются указанные в пункте 2.4.11 настоящих Правил параметры, а также фактические схемно-режимные условия и значение частоты.
    2. Оценка режимной надежности проводится:

в части частоты − с учетом требований разделов 5 и 9 настоящих Правил;

в части максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях − с учетом требований разделов 2.3 и 5 настоящих Правил;

в части напряжения в контрольных пунктах, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления, − с учетом требований раздела 4.4 настоящих Правил;

в части токовой нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования − с учетом аварийно допустимой токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования;

в части обеспеченности резервами мощности − с учетом необходимости поддержания величин перетоков активной мощности в контролируемых сечениях на уровне, не превышающем максимально допустимых значений для возможных послеаварийных (ремонтных) режимов после возникновения нормативных возмущений в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Правил;

в части уровней токов короткого замыкания − с учетом отключающей способности коммутационного оборудования и состояния схемы электрической сети.

* + 1. В отношении объектов электроэнергетики и электроэнергетической системы в целом должна обеспечиваться их живучесть.
    2. Средствами обеспечения живучести электроэнергетической системы и объектов электроэнергетики являются противоаварийное управление, использование технологической автоматики и автономных источников питания.

Средствами обеспечения режимной надежности и живучести являются схемные решения, комплекс мероприятий по предотвращению и ликвидации нарушений нормального режима в соответствии с требованиями раздела 5.4 настоящих Правил.

* 1. **Координация уровней токов короткого замыкания**
     1. Токи короткого замыкания не должны превышать значений отключающей способности выключателей и допустимых значений по термической и электродинамической стойкости линий электропередачи и оборудования электрических станций, подстанций.
     2. Предельные значения токов короткого замыкания в энергосистеме должны составлять:

в электрической сети напряжением 110 киловольт – 40 килоампер;

в электрической сети напряжением 150 киловольт – 40 килоампер;

в электрической сети напряжением 220 киловольт – 50 килоампер;

в электрической сети напряжением 330 киловольт – 50 килоампер;

в электрической сети напряжением 500 киловольт – 50 килоампер;

в электрической сети напряжением 750 киловольт – 40 килоампер.

Превышение указанных значений допускается только при наличии технического обоснования нецелесообразности выполнения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания, согласованного с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. В энергосистеме на основе расчетов, выполняемых в соответствии с настоящим разделом Правил, осуществляется мониторинг уровней токов короткого замыкания, позволяющий контролировать динамику их изменения во времени.
    2. Токи короткого замыкания должны отключаться с минимально возможным временем, обеспечивающим термическую и электродинамическую стойкость оборудования и, с учетом действия противоаварийной и сетевой автоматики, динамическую устойчивость генераторов электрических станций и двигательной нагрузки потребителей.
    3. Оборудование объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства по своим техническим характеристикам должно соответствовать уровням токов короткого замыкания.
    4. Собственники и законные владельцы объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства:

осуществляют проверку соответствия принадлежащего им на праве собственности или ином законном основании оборудования уровням токов короткого замыкания, для чего выполняют расчеты токов короткого замыкания при изменении схемы электрической сети и состава электросетевого и генерирующего оборудования;

обеспечивают соответствие параметров находящегося в их эксплуатации оборудования уровням токов короткого замыкания путем реализации мероприятий по ограничению токов короткого замыкания и (или) замене необходимого оборудования в сроки, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

До выполнения указанных мероприятий субъектом оперативно-диспетчерского управления и собственником или иным законным владельцем оборудования выполняются мероприятия схемного и режимного характера по ограничению токов короткого замыкания, в том числе вынужденное деление электрической сети, ограничение состава включенного генерирующего оборудования, изменение режима заземления нейтралей автотрансформаторов (трансформаторов).

В случае если необходимость выполнения вышеуказанных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания и (или) замене необходимого оборудования на объекте электроэнергетики обусловлена технологическим присоединением объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок другого лица к электрическим сетям сетевой организации и определена в технических условиях на технологическое присоединение, реализация таких мероприятий осуществляется в порядке, установленном правилами технологического присоединения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

* + 1. Для контроля обеспечения возможности отключения от энергосистемы повреждённых линий электропередачи или оборудования и сохранения в исправности остающихся в работе элементов энергосистемы, настройки устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и определения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок к электрическим сетям, проектировании объектов электроэнергетики и в процессе их эксплуатации субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должны выполняться расчёты токов короткого замыкания.
    2. При планировании развития энергосистем, проектировании строительства (реконструкции) объектов электроэнергетики, определении мероприятий по ограничению токов короткого замыкания расчеты токов короткого замыкания и выбор мероприятий по их ограничению должны выполняться с учетом перспективного развития электрической сети и генерирующих мощностей на год ввода в эксплуатацию строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики, соответствующего оборудования и на перспективу 5 лет, начиная от предполагаемого срока ввода объекта электроэнергетики (оборудования) в эксплуатацию.
    3. Расчет токов короткого замыкания проводится с целью определения их максимальных и минимальных значений при различном составе включенных и отключенных линий электропередачи и оборудования, влияющих на значение токов короткого замыкания. При выборе параметров оборудования и настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики выполняются расчеты для всех возможных видов коротких замыканий.
    4. Проведение расчетов токов короткого замыкания осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления, собственниками и иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства независимо от класса напряжения таких объектов.

При необходимости учета конфигурации схемы электрической сети, состава и режима работы электросетевого и (или) генерирующего оборудования на разных объектах электроэнергетики при проведении расчетов токов короткого замыкания субъектом оперативно-диспетчерского управления, собственниками и иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства должны использоваться расчетные модели, ежегодно верифицируемые на основе фактически зарегистрированных в электрической сети значений токов короткого замыкания.

Для создания и сопровождения указанных расчетных моделей электрической сети и проведения расчетов токов короткого замыкания:

собственники и иные законные владельцы объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства независимо от класса напряжения таких объектов обмениваются между собой информацией о технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и оборудования электростанций и электрических сетей, результатами выполненных ими расчетов токов короткого замыкания и иной технологической информацией, необходимой для выполнения расчётов токов короткого замыкания, а также предоставляют информацию о технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и оборудования электростанций и электрических сетей субъекту оперативно-диспетчерского управления;

субъект оперативно-диспетчерского управления при изменении величины токов короткого замыкания для линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110 киловольт и выше, являющихся объектом диспетчеризации, обусловленном вводом в эксплуатацию (выводом из эксплуатации) относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, а также по запросам собственников и иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства (но не чаще 1 раза в год) в течение 15 дней со дня получения запроса предоставляет им результаты расчёта токов короткого замыкания при трёхфазном и однофазном коротких замыканиях на соответствующих сборных шинах напряжением 110 киловольт и выше.

1. **Организация оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления**
   1. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике (далее – оперативно-диспетчерское управление) осуществляют:

в Единой энергетической системе России – системный оператор;

в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующие субъекты оперативно-диспетчерского управления.

* 1. Оперативно-диспетчерское управление осуществляется с соблюдением требований настоящих Правил в порядке, установленном правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, и иными нормативными правовыми актами.
  2. Каждый диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике определяет перечень объектов диспетчеризации. Диспетчерский центр в перечне объектов диспетчеризации указывает также распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения), определенное в соответствии с настоящими Правилами.
  3. Распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения) осуществляется с соблюдением следующих требований:
     1. Каждый объект диспетчеризации может одновременно находиться:

в диспетчерском управлении одного диспетчерского центра или технологическом управлении одного центра управления сетямилибо оперативного персонала одного объекта электроэнергетики;

в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров;

в технологическом ведении одного или нескольких центров управления сетями, оперативного персонала одного или нескольких объектов электроэнергетики.

Диспетчерское и технологическое управление в отношении одного объекта диспетчеризации совмещаться не могут.

* + 1. Субъект оперативно-диспетчерского управления самостоятельно распределяет функции диспетчерского управления и ведения между диспетчерскими центрами.
    2. Каждый собственник или иной законный владелец линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, распределяет в отношении них функции технологического управления и ведения по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.
    3. В случае если субъект электроэнергетики (потребитель электрической энергии) определяет для своего оперативного персонала необходимость технологического ведения объектом диспетчеризации, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании другому лицу, решение о возможности такого ведения принимает соответствующий диспетчерский центр.
  1. В отношении линий электропередачи, оборудования и устройств, не отнесенных к объектам диспетчеризации, их собственник или иной законный владелец распределяет функции технологического управления и ведения:

по согласованию с собственниками или иными законными владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики − в случае, если выполнение мероприятий по управлению технологическим режимом и эксплуатационным состоянием таких линий электропередачи, оборудования и устройств требует взаимной координации их действий;

самостоятельно − в отношении иных линий электропередачи, оборудования и устройств.

* 1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющие объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства, обязаны обеспечить техническую возможность передачи диспетчерским персоналом диспетчерских команд на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении соответствующего диспетчерского центра, непосредственно оперативному персоналу объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства, на которых производятся действия по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.
  2. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии обязан организовать оперативно-технологическое управление в отношении принадлежащих ему объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства и обеспечить его осуществление в течение всего периода эксплуатации соответствующего объекта.
  3. В целях организации и осуществления оперативно-технологического управления субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии определяют оперативный персонал, уполномоченный ими в рамках оперативно-технологического управления на осуществление действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния в отношении находящихся в его технологическом управлении или ведении линий электропередачи, оборудования и устройств и (или) на координацию таких действий.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или ином законом основании смежными или иным образом технологически связанными объектами электроэнергетики и непосредственно взаимодействующие между собой в процессе оперативно-технологического управления ими, обмениваются списками оперативного персонала в порядке, определяемом в соответствии с пунктом 3.27 настоящих Правил.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, линии электропередачи, оборудование и устройства которых отнесены к объектам диспетчеризации, также предоставляют списки оперативного персонала в соответствующие диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в порядке, предусмотренном договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике или соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем).

* 1. В целях организации и осуществления оперативно-технологического управления объектами электросетевого хозяйства сетевыми организациями могут создаваться центры управления сетями и обеспечиваться их функционирование.

Для каждого центра управления сетями сетевая организация определяет зону эксплуатационной ответственности, включающую объекты электросетевого хозяйства, в отношении которых данный центр управления сетями осуществляет функции оперативно-технологического управления.

* 1. В рамках оперативно-технологического управления субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны обеспечить круглосуточное оперативное обслуживание объектов электроэнергетики, принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании, оперативным персоналом, уполномоченным указанными субъектами электроэнергетики (потребителями электрической энергии) на осуществление технологического управления и ведения в отношении соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств.

Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики (постоянное дежурство оперативного персонала на объекте, дежурство на дому, обслуживание объекта электроэнергетики персоналом оперативных выездных бригад, использование средств телеуправления) определяется его собственником или иным законным владельцем. При этом в случае организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики в форме, не предполагающей постоянного дежурства оперативного персонала на объекте, время прибытия оперативного персонала на объект электроэнергетики не должно превышать 60 минут.

При изменении формы организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики, в состав которого входят объекты диспетчеризации, собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики обязан уведомить об этом соответствующий диспетчерский центр не менее чем за 3 месяца до предполагаемого срока такого изменения.

* 1. При осуществлении оперативно-технологического управления субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны безусловно выполнять диспетчерские команды, распоряжения и соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от субъекта оперативно-диспетчерского управления в отношении объектов диспетчеризации.

Диспетчерские команды и распоряжения не подлежат исполнению в случае, если их исполнение создает угрозу жизни людей, сохранности оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

Об отказе выполнения диспетчерской команды или несоблюдении отказа в диспетчерском разрешении (согласовании) оперативный персонал субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии делает запись в оперативном журнале и незамедлительно сообщает диспетчерскому персоналу соответствующего диспетчерского центра с указанием причин отказа.

* 1. Мероприятия по управлению технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляются субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии самостоятельно или по согласованию с собственниками или иными законными владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики − в случае, если выполнение вышеуказанных мероприятий требует взаимной координации их действий.
  2. Линии электропередачи и оборудование объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) могут находиться в следующих эксплуатационных состояниях: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации.

Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися в работе, если коммутационные аппараты в их цепи включены и образована (может быть автоматически образована) замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии.

Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися под напряжением, если они подключены коммутационными аппаратами к одному или нескольким источникам напряжения.

Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися в резерве, если с них снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, и возможно включение их в работу с помощью этих коммутационных аппаратов.

Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися в вынужденном простое, если невозможно (нецелесообразно) включение их в работу в связи с неготовностью технологически связанного оборудования.

Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися в ремонте, если они отключены коммутационными аппаратами, снятыми предохранителями или расшинованы и заземлены.

* 1. Устройства РЗА могут находиться в следующих эксплуатационных состояниях: введены в работу, оперативно выведены (не для производства работ), выведены для технического обслуживания.

Устройство РЗА считается введенным в работу, если все входные и выходные (часть выходных цепей) цепи, в том числе контакты выходных реле этого устройства, с помощью переключающих устройств подключены к цепям управления включающих или отключающих электромагнитов управления коммутационных аппаратов и/или ко вторичным цепям, посредством которых осуществляется взаимодействие с другими устройствами РЗА.

Устройство РЗА считается оперативно выведенным, если все выходные цепи отключены переключающими устройствами.

Устройство РЗА считается выведенным из работы для технического обслуживания, если все входные и выходные цепи, отключены с помощью переключающих устройств и (или) отсоединены на клеммах, для исключения непредусмотренных воздействий на другие устройства РЗА и оборудование, находящееся в работе, а также для возможности выполнения работ по техническому обслуживанию.

* 1. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), которому этот объект диспетчеризации принадлежит на праве собственности или ином законном основании, а также по диспетчерской команде диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, осуществляется оперативным персоналом только по диспетчерской команде соответствующего диспетчерского центра либо может осуществляться непосредственно диспетчерским персоналом из диспетчерского центра с использованием средств дистанционного управления.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском ведении диспетчерского центра, осуществляется с разрешения соответствующего диспетчерского центра.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в технологическом ведении оперативного персонала, осуществляется после получения от данного оперативного персонала подтверждения возможности такого изменения.

* 1. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации его собственником или иным законным владельцем должна быть оформлена и подана в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления диспетчерская заявка.

Диспетчерские заявки подразделяются на следующие категории: плановые, неплановые, неотложные, аварийные.

Диспетчерские заявки направляются в уполномоченный диспетчерский центр посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, а при его отсутствии – по факсимильной или электронной связи, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от соответствующего субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии).

Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, а также порядок выдачи на их основании разрешений и отдачи диспетчерских команд на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и осуществления контроля за их исполнением определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации (кроме действий, выполняемых с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы и (или) предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы объекта электроэнергетики), производятся при наличии рассмотренных и согласованных соответствующими диспетчерскими центрами диспетчерских заявок в соответствии с указаниями к ним.

* 1. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств РЗА, не относящихся к объектам диспетчеризации, производится при наличии оперативных заявок, поданных, рассмотренных и согласованных в порядке, предусмотренном договорами об оказании услуг по передаче электрической энергии, договорами энергоснабжения либо положениями о технологическом взаимодействии, утверждаемыми согласно пункту 3.27 настоящих Правил, в соответствии с указаниями к таким оперативным заявкам.
  2. Независимо от наличия рассмотренной и согласованной диспетчерской (оперативной) заявки изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского персонала, должно производиться по его диспетчерской команде (разрешению), а линий электропередачи, оборудования, устройств РЗА, находящихся в технологическом управлении (ведении) оперативного персонала – по указанию такого оперативного персонала (при получении от него подтверждения возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА) соответственно.
  3. В пределах одного распределительного устройства объекта электроэнергетики субъектом оперативно-диспетчерского управления должен быть определен один диспетчерский центр, имеющий право отдачи диспетчерской команды на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования и устройств, находящихся или относящихся к этому распределительному устройству, вне зависимости от числа и состава диспетчерских центров, к объектам диспетчеризации которых отнесены эти оборудование и устройства.
  4. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра или технологическом управлении центра управления сетями, может осуществляться путем непосредственного воздействия на них соответственно из диспетчерского центра или из центра управления сетями с использованием средств дистанционного управления независимо от формы организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики.

Порядок осуществления непосредственного воздействия на объекты диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления по согласованию с собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта электроэнергетики.

* 1. Персонал гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих электростанций вправе самостоятельно производить включение (отключение) гидроагрегатов, являющихся объектом диспетчеризации (за исключением гидроагрегатов, определенных соответствующим диспетчерским центром), в процессе регулирования нагрузки гидроэлектростанции при условии соблюдения заданных соответствующим диспетчерским центром величин резервов вторичного регулирования и соблюдения требований безопасной эксплуатации гидроагрегатов.
  2. Для каждого диспетчерского центра, центра управления сетями, объекта электроэнергетики субъект оперативно-диспетчерского управления, сетевая организация, собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики соответственно определяют перечень лиц, допущенных к ведению оперативных переговоров.

Все переговоры диспетчерского персонала диспетчерских центров, оперативного персонала центров управления сетями, оперативного персонала объектов электроэнергетики должны регистрироваться электронными средствами регистрации переговоров.

* 1. Воздействия на оборудование и устройства объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, осуществленные с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров и центров управления сетями, должны регистрироваться средствами автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем управления технологическими процессами.
  2. Соответствующие диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, иные субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обеспечивают сохранность информации, указанной в пункте 3.22 настоящих Правил, в течение не менее чем 3 месяцев, сохранность информации, указанной в пункте 3.23 настоящих Правил, − в течение не менее чем 12 месяцев с момента ее регистрации.
  3. Для организации и осуществления оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления, иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии осуществляется информационный обмен, в том числе посредством автоматических и автоматизированных систем и голосовой связи. Порядок организации указанного информационного обмена, требования к составу, объему, периодичности, срокам и порядку предоставления необходимой информации определяются в соответствии с настоящими Правилами и иными нормативными правовыми актами.
  4. Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с субъектом оперативно-диспетчерского управления определяется в соответствии с настоящими Правилами, правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, иными нормативными правовыми актами, условиями заключаемых между ними и субъектом оперативно-диспетчерского управления договоров возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашений о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем), а также требованиями положений, инструкций, регламентов по вопросам организации оперативно-диспетчерского управления энергосистемой, планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, регулирования частоты электрического тока и перетоков мощности, регулирования напряжения, производства переключений, организации эксплуатации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики и иным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления, разработанных и утвержденных диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и (или) условиями вышеуказанных договоров и соглашений.

Указанные выше положения, инструкции, регламенты, утвержденные диспетчерскими центрами, являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, осуществляющих деятельность в пределах операционных зон соответствующих диспетчерских центров.

* 1. Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии между собой при организации и осуществлении оперативно-технологического управления определяется в соответствии с настоящими Правилами, иными нормативными правовыми актами и условиями заключаемых ими договоров об оказании услуг по передаче электрической энергии, договоров энергоснабжения и (или) договоров купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) либо положений о технологическом взаимодействии, утверждаемых такими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии на двух- или многосторонней основе.

1. **Планирование режимов работы электроэнергетической системы**
   1. **Общие требования к планированию режимов работы энергосистемы**
      1. Планирование электроэнергетического режима Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления).

Планирование технологических режимов работы генерирующего оборудования, линий электропередачи и электросетевого оборудования, энергопринимающих установок осуществляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в соответствии с результатами планирования электроэнергетических режимов соответствующих территориальных энергосистем.

* + 1. При планировании электроэнергетического режима должны обеспечиваться сбалансированность объемов производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы (с учетом экспортных и импортных поставок (внешних перетоков) электрической энергии и мощности и ограничений пропускной способности электрической сети) и допустимость параметров электроэнергетического режима с учетом технической возможности работы генерирующего оборудования и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы энергосистемы.
    2. Планирование электроэнергетического режима включает в себя планирование электроэнергетического режима на календарный год, календарный месяц, сутки, периоды в пределах суток и планирование электроэнергетического режима c целью определения состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве (далее − выбор состава включенного генерирующего оборудования).
    3. Планирование электроэнергетического режима осуществляется на основе расчетов электроэнергетических режимов с использованием расчетных моделей электроэнергетической системы и специализированных программно-аппаратных комплексов. Формирование и поддержание в актуальном состоянии расчетных моделей для планирования электроэнергетического режима Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления).
    4. Информация о результатах планирования электроэнергетического режима на предстоящий календарный год, предстоящий календарный месяц подлежит опубликованию соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления для всеобщего сведения в соответствии с действующими стандартами раскрытия информации, а сведения, относящиеся к конкретному субъекту электроэнергетики и потребителю электрической энергии, предоставляются непосредственно ему.
  1. **Планирование электроэнергетического режима энергосистемы**
     1. **Планирование электроэнергетического режима энергосистемы на год**
        1. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы на год субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет разработку:

прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности энергосистемы;

прогнозных балансов электрической энергии и мощности энергосистемы;

сводных годовых графиков ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации.

* + - 1. Результаты планирования электроэнергетического режима энергосистемы на год используются в качестве основы для:

планирования ремонтной кампании собственниками или иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства;

разработки заданий по объемам и настройке противоаварийной автоматики, объемам графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

оценки допустимости планируемых объемов экспорта и импорта электрической энергии (мощности);

определения нормативов потерь электрической энергии в электрических сетях;

определения потребности в объемах поставки топлива электростанциям;

проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

определения потребности в видах и объемах оказания услуг по обеспечению системной надежности;

подготовки системным оператором предложений по сводному прогнозному балансу производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации.

* + - 1. Системный оператор по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и по Единой энергетической системе России в целом (субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе − по указанной энергосистеме) разрабатывает:

прогнозный баланс электрической энергии на календарный год − для условий среднемноголетних температур наружного воздуха, с помесячной разбивкой;

прогнозный баланс мощности на календарный год − для условий среднемноголетних температур наружного воздуха, с помесячной разбивкой на час максимума потребления каждого месяца года;

прогнозный баланс электрической энергии на период с октября текущего года по март следующего года включительно − для условий среднемноголетних температур наружного воздуха за исключением периода с декабря по февраль, для которого прогнозный баланс электрической энергии разрабатывается для условий среднесуточной температуры наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки;

прогнозный баланс мощности на период с декабря текущего года по февраль следующего года включительно − на час максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки;

прогнозный баланс мощности на период экстремально высоких температур в летние месяцы календарного года − на час максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха, соответствующей величине экстремально высокой температуры наружного воздуха.

* + - 1. При разработке прогнозных балансов электрической энергии энергосистемы в отношении каждого месяца планируемого периода проводятся расчеты не менее чем по двум характерным суткам: среднестатистическому рабочему и выходному дню.
      2. При разработке прогнозных балансов электрической энергии энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления определяет прогнозные объемы выработки электрической энергии:

для действующих гидроэлектростанций − с учетом данных о среднемноголетней за период нормальной эксплуатации электростанции величине выработки электрической энергии (в том числе проектной среднемноголетней выработки электрической энергии), а для гидроэлектростанций с водохранилищами годичного и многолетнего регулирования стока – дополнительно с учетом складывающейся на момент разработки прогнозного баланса водно-энергетической обстановки;

для атомных электростанций – исходя из заявленных объемов выработки электрической энергии;

для тепловых электростанций − по результатам расчета электроэнергетических режимов на каждый час характерных суток месяца исходя из обеспечения покрытия прогнозного объема потребления в указанный час с учетом пропускной способности электрической сети;

для ветровых электростанций – с учетом данных о предполагаемом количестве работающих агрегатов, их конструкции и информации о среднемноголетней среднемесячной скорости ветра.

Минимально допустимый состав оборудования и минимально допустимые электрические нагрузки для тепловых электростанций, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, определяются с учетом ограничения на снижение нагрузки, связанного с отпуском тепла и пара внешним потребителям.

* + - 1. При разработке прогнозных балансов мощности энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления определяет прогнозные значения установленной электрической мощности электростанций, ограничений мощности, располагаемой мощности электростанций, ремонтного снижения, а также рабочей мощности электростанций, при этом:

прогнозирование изменений установленной мощности электростанций в связи с выводом генерирующего оборудования из эксплуатации осуществляется на основании заявок на вывод объектов диспетчеризации из эксплуатации, поданных в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации;

располагаемая мощность генерирующего оборудования, электрическая мощность которого зависит от внешних метеоусловий, определяется в прогнозном балансе мощности на предстоящий год − для среднемноголетней температуры соответствующего месяца на основании имеющихся характеристик оборудования, на период с декабря текущего года по февраль следующего года включительно − для температуры наиболее холодной пятидневки, на период экстремально высоких температур в летние месяцы календарного года − с учетом дополнительного снижения располагаемой мощности при экстремально высокой температуре наружного воздуха;

располагаемая мощность гидроэлектростанций на период с декабря текущего года по февраль следующего года определяется с учетом сезонных ограничений мощности гидроэлектростанций, обусловленных ледовыми ограничениями, определяемых как максимальная величина ограничений по указанным причинам, имевшая место в соответствующем месяце в течение последних 10 лет.

* + - 1. Разработка прогнозных балансов электрической энергии и мощности осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом предложений по показателям балансов и иных данных, представленных ему в соответствии с настоящими Правилами иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.
      2. Собственники или иные законные владельцы генерирующего оборудования по каждой электростанции в отношении каждого месяца года планируют с учетом требований пунктов 4.2.1.5, 4.2.1.6 настоящих Правил:

величины выработки электрической энергии, потребления электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанции, отпуска электрической энергии с шин электростанции, а также отпуска электрической энергии в сеть с учетом планов вывода оборудования электростанции в ремонт и из эксплуатации и ввода в эксплуатацию нового (реконструированного) оборудования;

значения установленной электрической мощности электростанции, ограничений мощности, располагаемой мощности электростанции, ремонтного снижения, а также рабочей мощности электростанции.

Собственники или иные законные владельцы генерирующего оборудования представляют предложения по вышеуказанным показателям балансов электрической энергии и мощности по каждой электростанции соответствующему субъекту оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. **Планирование электроэнергетического режима на месяц**
       1. При планировании электроэнергетического режима на предстоящий месяц субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет разработку:

прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности энергосистемы;

прогнозных балансов электрической энергии и мощности энергосистемы;

сводных месячных графиков ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации;

* + - 1. Системный оператор по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и по Единой энергетической системе России в целом (субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе − по указанной энергосистеме) разрабатывает:

прогнозный баланс электрической энергии на предстоящий месяц − на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов для каждого часа календарных суток месяца;

прогнозный баланс мощности на предстоящий месяц − с разбивкой по неделям месяца на час максимума потребления энергосистемы каждой недели.

* + - 1. При разработке прогнозных балансов электрической энергии на предстоящий месяц субъект оперативно-диспетчерского управления определяет прогнозные объемы выработки электрической энергии:

для гидроэлектростанций − на основании складывающейся на момент разработки прогнозного баланса водно-энергетической обстановки, фактического состояния наполнения водохранилищ и прогнозируемой динамики его изменения с учетом режимов работы гидроузлов в интересах всех водопользователей, а также прогнозов приточности, представляемых субъекту оперативно-диспетчерского управления органами по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды;

для атомных электростанций – исходя из заявленных объемов выработки электрической энергии;

для ветровых электростанций – с учетом требований пункта 4.2.1.5 настоящих Правил;

для тепловых электростанций – по результатам расчета электроэнергетических режимов на каждый час календарных суток месяца исходя из обеспечения покрытия прогнозного объема потребления в указанный час с учетом пропускной способности электрической сети и требований пункта 4.2.1.5 настоящих Правил.

* + - 1. При разработке прогнозных балансов мощности энергосистемы на предстоящий месяц субъект оперативно-диспетчерского управления определяет:

установленную мощность электростанций − с учетом данных об изменении установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденных соответствующими документами, представленными собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования, и требований раздела 8 настоящих Правил.

располагаемую мощность электростанций − с учетом актуализированных прогнозов по ограничениям, складывающейся водно-энергетической обстановки и фактического состояния наполнения водохранилищ (для гидроэлектростанций);

величину ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций − с учетом сводных месячных графиков ремонтов и технического обслуживания, утверждаемых в соответствии с подразделом 4.3 настоящего раздела Правил.

* + - 1. Прогнозные показатели объемов экспорта (импорта) электрической энергии и мощности определяются на основании информации об объемах поставки электрической энергии (мощности) из зарубежных энергосистем (в зарубежные энергосистемы), указанных в заключенных договорах, представляемых субъекту оперативно-диспетчерского управления организациями, осуществляющими экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности).
    1. **Выбор состава включенного генерирующего оборудования**
       1. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования на определяемый им временной период, но не более 10 дней. Информация о периоде, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования, доводится субъектом оперативно-диспетчерского управления до участников оптового рынка путем ее опубликования на официальном сайте субъекта оперативно-диспетчерского управления в сети Интернет.
       2. Выбор состава включенного генерирующего оборудования осуществляется по результатам расчета электроэнергетического режима.

Состав включенного генерирующего оборудования должен обеспечивать минимизацию стоимости электрической энергии для покупателей в соответствии с требованиями правил оптового рынка электрической энергии (мощности), утверждаемых Правительством Российской Федерации, при соблюдении требований настоящих Правил.

* + - 1. Выбор состава включенного генерирующего оборудования на планируемый период времени осуществляется с учетом:

прогноза потребления электрической энергии и мощности, разрабатываемого субъектом оперативно-диспетчерского управления;

графиков экспортных (импортных) поставок электрической энергии и мощности, предоставляемых субъекту оперативно-диспетчерского управления организациями, осуществляющими экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности), в соответствии с пунктом 4.2.2.5 настоящих Правил;

исходного и планируемого эксплуатационного состояния и параметров генерирующего оборудования, определяемых в соответствии с пунктами 4.2.3.4, 4.2.3.5 настоящих Правил;

ограничений по нагрузке электрических станций, определяемых в соответствии с диспетчерскими заявками и (или) прогнозным балансом электрической энергии и мощности энергосистемы на соответствующий месяц;

ограничений в планируемый период количества включений и отключений генерирующего оборудования тепловых электрических станций;

ограничений по минимально допустимому составу включенного генерирующего оборудования по режимным условиям, определяемым субъектом оперативно-диспетчерского управления;

информации о стоимостных показателях производства электрической энергии и затратах на включение генерирующего оборудования, предоставляемой собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – оптовый рынок);

исходного и планируемого эксплуатационного состояния линий электропередачи, электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики, определяемого в соответствии с диспетчерскими заявками и (или) сводными месячными графиками ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации;

максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях, определяемых субъектом оперативно-диспетчерского управления и соответствующих планируемому эксплуатационному состоянию линий электропередачи, электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики;

параметров водного режима гидроэлектростанций (расходов и уровней воды), устанавливаемых решениями уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти и правилами использования водохранилищ;

фактических водно-энергетических показателей гидроэлектростанций, ежедневно предоставляемых субъекту оперативно-диспетчерского управления собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования;

необходимых суммарных объемов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования, определяемых в соответствии с подразделом 4.2.5 настоящего раздела Правил.

* + - 1. Исходное и планируемое эксплуатационное состояние и параметры генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии на оптовом рынке, определяются на основании диспетчерских заявок и (или) сводных месячных графиков ремонта, утверждаемых в соответствии с разделом 4.3 настоящих Правил, а также уведомлений и данных, полученных от участников оптового рынка − поставщиков электрической энергии в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами оптового рынка.
      2. Исходное и планируемое эксплуатационное состояние и параметры генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии на розничных рынках электрической энергии (далее – розничные рынки), определяются на основании диспетчерских заявок и (или) сводных месячных графиков ремонта, утверждаемых в соответствии с разделом 4.3 настоящих Правил, а также уведомлений и данных, полученных субъектом оперативно-диспетчерского управления от собственников и иных законных владельцев такого генерирующего оборудования в соответствии с договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениями о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы).

При отсутствии действующего договора возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (соглашения о технологическом взаимодействии) с собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования – субъектом розничного рынка, отсутствии в таком договоре (соглашении) условий о предоставлении соответствующих данных субъекту оперативно-диспетчерского управления, а также в случае неисполнения (ненадлежащего исполнения) собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования предусмотренных договором возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (соглашением о технологическом взаимодействии) обязанностей по предоставлению субъекту оперативно-диспетчерского управления необходимых данных субъект оперативно-диспетчерского управления в качестве исходных данных для выбора состава включенного генерирующего оборудования использует на весь планируемый период времени параметры работы генерирующего оборудования, последние из полученных от соответствующего собственника или иного законного владельца генерирующего оборудования на стадии планирования электроэнергетического режима на сутки, предшествующие периоду, на который осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования.

* + 1. **Планирование электроэнергетического режима энергосистемы на предстоящие сутки и периоды в пределах суток**
       1. При планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки субъект оперативно-диспетчерского управления на основании диспетчерских заявок, уведомлений и данных, полученных от участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии (мощности) в соответствии с утвержденными Правительством Российской Федерации правилами оптового рынка, данных, предоставленных собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется деятельность по производству и купле-продаже (поставке) электрической энергии на розничных рынках, уточняет состав включенного генерирующего оборудования электрических станций на предстоящие сутки и формирует почасовые диспетчерские графики показателей режима работы энергосистемы, в том числе значения нагрузки электростанций, потребления, сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта (импорта), уровней напряжения в контрольных пунктах, объемов резерва первичного, вторичного и третичного регулирования (далее – диспетчерские графики).
       2. Уточнение диспетчерских графиков осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления при планировании электроэнергетических режимов в течение суток.
       3. При формировании и уточнении диспетчерских графиков учитываются актуальные данные показателей, указанных в пункте 4.2.3.3 настоящих Правил.
       4. При формировании и уточнении диспетчерских графиков должны обеспечиваться допустимые параметры электроэнергетического режима, необходимые объемы резервов первичного, вторичного и третичного регулирования и минимизация суммарных затрат покупателей электрической энергии.
       5. Диспетчерские графики (уточненные диспетчерские графики), формируемые при планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки и в течение суток, передаются соответствующим субъектам электроэнергетики в части, относящейся к технологическим режимам работы их объектов. Состав показателей и порядок передачи диспетчерских графиков определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.
    2. **Планирование и размещение резервов первичного, вторичного и третичного регулирования** 
       1. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления в соответствии с требованиями настоящего раздела Правил определяет необходимые объемы резервов первичного, вторичного и третичного регулирования и размещает их на генерирующем оборудовании.
       2. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет:

планирование резервов первичного, вторичного и третичного регулирования не ниже минимально необходимых объемов − при выборе состава включенного генерирующего оборудования, в процессе планирования электроэнергетических режимов на предстоящие сутки и периоды в течение суток;

размещение резервов первичного, вторичного и третичного регулирования на генерирующем оборудовании − в процессе планирования электроэнергетических режимов на предстоящие сутки и в течение суток.

* + - 1. Резервы первичного, вторичного и третичного регулирования определяются для синхронной зоны,в которой осуществляется регулирование частоты, или части синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока мощности.
      2. Минимально необходимый объем резерва первичного регулирования должен обеспечивать удержание текущих значенийчастоты в безопасных для потребителей, энергоблоков атомных электростанций и тепловых электростанций пределах при возникновении расчетного аварийного небаланса мощности.

При синхронной работе электроэнергетической системы (ее частей) с электроэнергетическими системами иностранных государств, минимально необходимый объем резерва первичного регулирования определяется требованиями к параллельной работе этих электроэнергетических систем (их частей).

* + - 1. Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку должен, с учетом ограничений пропускной способности электрической сети, обеспечивать компенсацию:

величины отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования или наиболее крупного узла потребления (нагрузки);

нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

* + - 1. Минимально необходимый объем резерва третичного регулирования на загрузку и разгрузку определяется с учетом ограничений пропускной способности электрической сети, исходя из необходимости компенсации суммарной величины:

необходимого объема резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку;

статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической энергии.

величины отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования – для определения минимально необходимого объема резерва третичного регулирования на загрузку.

* + - 1. Размещение резервов первичного регулирования на генерирующем оборудовании осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом планируемого и фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, стоимости услуг по нормированному первичному регулированию частоты, указанной в договорах об оказании таких услуг.
      2. Размещение резервов вторичного регулирования на генерирующем оборудовании осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом, пропускной способности контролируемых сечений, параметров водного режима гидроэлектростанций (расходы и уровни воды), установленных решениями уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти и правилами использования водохранилищ, фактических водно-энергетических показателей гидроэлектростанций, предоставленных собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования, маневренных характеристик генерирующего оборудования, планируемого и фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, для тепловых электростанций - стоимости услуг по автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности, указанной в договорах на оказание таких услуг.
      3. Размещение резервов третичного регулирования на генерирующем оборудовании осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом размещенных резервов первичного и вторичного регулирования.
  1. **Годовое и месячное планирование ремонтов и технического обслуживания**
     1. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы на предстоящие год, месяц субъектом оперативно-диспетчерского управления осуществляется планирование ремонтов и технического обслуживания относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, оборудования и устройств.
     2. Планирование ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации осуществляется в порядке, установленном утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, с соблюдением требований настоящего раздела Правил.
     3. При планировании ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации субъектом оперативно-диспетчерского управления осуществляется формирование и утверждение следующих сводных годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации:

графиков ремонтов энергетического оборудования электростанций;

графиков ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования;

графиков технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики;

графиков технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления.

* + 1. Формирование сводных годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации осуществляется на основании результатов рассмотрения предложений о выводе в ремонт объектов диспетчеризации, подаваемых субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в уполномоченные диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации.
    2. При подготовке и подаче указанных в пункте 4.3.4 настоящих Правил предложений определение объемов и периодичности работ по ремонту и техническому обслуживанию, выбор вида организации ремонта осуществляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в соответствии с требованиями раздела 15 настоящих Правил.

Вне зависимости от применяемого вида организации ремонта собственники и иные законные владельцы электростанций должны планировать ремонты энергетического оборудования электростанций с учетом необходимости выполнения критериев, указанных в пункте 4.3.6 настоящих Правил. При планировании технического обслуживания устройств РЗА, средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ) собственниками и иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок должны соблюдаться требования пунктов 4.3.12 – 4.3.15 настоящих Правил.

* + 1. При формировании сводного годового графика ремонтов энергетического оборудования электростанций субъект оперативно-диспетчерского управления с учетом режимно-балансовых условий периода проведения ремонтов и необходимости выполнения следующих критериев обеспечивает:

1. обеспечение минимально возможного суммарного годового ремонтного периода;
2. обеспечение планирования ремонтов с учетом особенностей различных периодов года: периода экстремально высоких температур наружного воздуха, периода максимальных нагрузок энергосистемы, периода паводка;
3. обеспечение минимально возможного суммарного годового ремонтного снижения мощности, обусловленного ремонтами вспомогательного, общестанционного оборудования и сооружений в том числе, минимизации времени нахождения оборудования в вынужденном простое, путем совмещения проведения указанных ремонтов по времени с ремонтами соответствующего основного оборудования;
4. совмещение ремонтов котельного оборудования, работающего на главный паропровод очереди электростанции, с ремонтами единиц генерирующего оборудования той же очереди для тепловых электростанций с поперечными связями по пару;
5. совмещение краткосрочных ремонтов и технического обслуживания основного энергетического и вспомогательного оборудования с выходными и праздничными днями.
   * 1. Формирование сводного годового (месячного) графика ремонтов энергетического оборудования электростанций осуществляется с учетом следующей приоритетности выполнения ремонтов (в порядке убывания):

вывод в ремонт оборудования атомных электростанций, обусловленный требованиями к обеспечению безопасной эксплуатации атомных электростанций, а также необходимостью проведения перегрузки топлива в соответствии с параметрами топливного цикла;

проведение реконструкции и модернизации;

вывод в ремонт оборудования, обусловленный необходимостью выполнения работ для продления ресурса;

проведение капитальных и средних ремонтов.

* + 1. Формирование сводного годового (месячного) графика ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования осуществляется с учетом сводного годового (месячного) графика ремонтов энергетического оборудования электростанций и следующей приоритетности выполнения ремонтов (в порядке убывания):

ввод (реконструкция, модернизация) объектов электроэнергетики (оборудования) и выполнение необходимых для ввода (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики (оборудования) работ на смежных объектах электроэнергетики;

проведение капитальных ремонтов;

проведение ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования более высокого класса напряжения.

* + 1. При формировании сводного месячного графика ремонтов и технического обслуживания приоритет должен отдаваться работам и объектам, предусмотренным сводным годовым графиком ремонтов и технического обслуживания.
    2. При формировании сводных графиков ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования необходимо обеспечить возможное совмещение ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования, отключаемого для проведения ремонтных работ.
    3. Сроки проведения ремонта линий электропередачи и соответствующего (функционально связанного с ними) электросетевого оборудования на объектах электроэнергетики, принадлежащих разным собственникам, должны быть предварительно согласованы всеми собственниками или иными законными владельцами таких линий электропередачи и объектов электроэнергетики. При формировании сводных годовых и месячных графиков ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования вышеуказанное предварительное согласование сроков проведения ремонта осуществляется до подачи в диспетчерский центр предложений в сводные годовые и месячные графики ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования.
    4. Формирование сводных годовых и месячных графиков технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ (далее – графики технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ) должно осуществляться в увязке со сроками ремонтов линий электропередачи и оборудования электростанций и подстанций. При формировании графиков технического обслуживания устройств РЗА должно быть обеспечено максимальное совмещение проведения работ по техническому обслуживанию устройств РЗА с ремонтом линий электропередачи и оборудования, на которых установлены эти устройства.
    5. При формировании графиков технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ не допускается совмещение вывода для технического обслуживания нескольких устройств РЗА и СДТУ, если при этом происходит снижение быстродействия релейной защиты, нарушения селективности релейной защиты в объеме большем, чем при выводе одного устройства, происходит нарушение взаимного резервирования устройств, потеря информации, необходимой для функционирования устройств противоаварийной автоматики.
    6. При формировании графиков технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, которые аппаратно или функционально связаны между собой (в том числе высокочастотных защит линий электропередачи, дифференциальных защит линий электропередачи, приемников и передатчиков высокочастотных каналов по линиям электропередачи и цифровых каналов по волоконно-оптическим линиям связи, устройств однофазного автоматического повторного включения линий электропередачи, устройств противоаварийной автоматики) или с другими устройствами систем технологического управления, необходимо предусматривать совмещение сроков выполнения технического обслуживания этих устройств.
    7. Сроки проведения технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ, функционально связанных с соответствующими устройствами на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам, должны быть предварительно согласованы собственниками или иными законными владельцами устройств РЗА, СДТУ со всеми собственниками или иными законными владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики. При формировании годовых и месячных графиков технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ вышеуказанное предварительное согласование сроков проведения технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ осуществляется до подачи в диспетчерский центр предложений в сводные годовые и месячные графики технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ.
    8. На основании сводных годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации собственники или иные законные владельцы указанных объектов разрабатывают и утверждают годовые и месячные графики ремонтов линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ на принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики. Сроки и объемы (виды) ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации, указываемые собственниками или иными законными владельцами объектов диспетчеризации в таких графиках, определяются в соответствии со сводными годовыми и месячными графиками ремонта и технического обслуживания, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления.
  1. **Планирование графиков напряжения.**
     1. Контроль напряжения осуществляется в контрольных пунктах, определяемых субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевыми организациями в соответствии с пунктами 4.4.2, 4.4.3 настоящих Правил.

Для контрольных пунктов субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевыми организациями разрабатываются графики напряжения.

* + 1. Каждый диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в своей операционной зоне определяет контрольные пункты в электрической сети напряжением 110 киловольт и выше, контроль напряжения в которых осуществляется указанным диспетчерским центром, и разрабатывает графики напряжения в них исходя из необходимости обеспечения:

нормативных коэффициентов запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;

нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в соответствии с требованиями раздела 2 настоящих Правил.

* + 1. Каждая сетевая организации определяет в электрических сетях напряжением 35 – 110 киловольт, принадлежащих ей на праве собственности или ином законном основании, контрольные пункты, контроль напряжения в которых осуществляется данной сетевой организацией, и разрабатывает графики напряжения в них исходя из:

необходимости обеспечения нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;

необходимости обеспечения нормативных показателей качества электрической энергии по отклонению напряжения;

влияния напряжения в контрольном пункте сетевой организации на потери активной мощности.

* + 1. Не допускается одновременное включение контрольного пункта в состав контрольных пунктов субъекта оперативно-диспетчерского управления и контрольных пунктов сетевой организации.
    2. Графики напряжения в контрольных пунктах включают перечень контрольных пунктов и уровни и (или) диапазоны напряжения в них. Графики напряжения в контрольных пунктах сетевых организаций разрабатываются с учетом графиков напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления.
    3. Графики напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления разрабатываются на календарный месяц и доводятся соответствующим диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления до сведения субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), владеющего на праве собственности или ином законном основании соответствующими объектами электроэнергетики.

При планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки в соответствии с требованиями подраздела 4.2.4 настоящих Правил субъект оперативно-диспетчерского-управления задает в диспетчерских графиках уровни и (или) диапазоны напряжения в своих контрольных пунктах на основе графиков напряжения в указанных контрольных пунктах. Для обеспечения выполнения требований пункта 4.4.2 настоящих Правил субъект оперативно-диспетчерского управления вправе задать в диспетчерском графике уровни и (или) диапазоны напряжения в контрольных пунктах, отличные от разработанных им на месяц графиков напряжения.

Уровни и (или) диапазоны напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления, указанные в составе диспетчерского графика, являются обязательными для соблюдения соответствующими субъектами электроэнергетики.

* + 1. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствии с разделом 5 настоящих Правил диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления вправе изменять требуемые уровни и (или) диапазоны напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления путем отдачи диспетчерских команд субъектам электроэнергетики с учетом фактических электроэнергетических режимов работы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра.

Для обеспечения выполнения требований пункта 4.4.3 настоящих Правил при изменении фактических параметров технологического режима работы объектов электроэнергетики, уровней напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления, заданных диспетчерским графиком или по диспетчерской команде субъекта оперативно-диспетчерского управления, сетевые организации обязаны скорректировать уровни напряжения в своих контрольных пунктах.

1. **Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистемы**
   1. **Общие требования к управлению электроэнергетическим режимом работы энергосистемы**
      1. Управление электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления).
      2. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы должны быть обеспечены:

баланс производства и потребления электрической мощности при соблюдении установленных параметров электроэнергетического режима;

соответствие технологических режимов работы электростанций обязательным требованиям;

соответствие параметров технологических режимов работы линий электропередачи и оборудования допустимым значениям;

оптимизация электроэнергетических режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (за исключением аварийных ситуаций) при соблюдении требований, указанных в разделе 2 настоящих Правил.

* + 1. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте и активной мощности, а также по напряжению, обеспечивающее:

поддержание параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимых пределах;

выполнение заданных плановых диспетчерских графиков и их изменение при изменении фактического электроэнергетического режима энергосистемы.

* + 1. Нормальный режим работы энергосистем должен соответствовать следующим требованиям:

перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны превышать максимально допустимых значений;

напряжение на объектах электроэнергетики должно быть выше минимально допустимых значений, но не должно превышать наибольших рабочих значений, определенных в разделе 8 настоящих Правил;

токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не должны превышать длительно допустимых значений;

отклонения частоты электрического тока не должны превышать допустимых значений, указанных в разделе 2 настоящих Правил;

объем резервов активной мощности на загрузку и разгрузку должен соответствовать требованиям, указанным в подразделе 4.2.5 настоящих Правил и позволять обеспечить ввод электроэнергетического режима в допустимые пределы после нормативных возмущений за время, определяемое в соответствии с разделом 2 настоящих Правил.

* + 1. При сочетании плановых и аварийных ремонтов линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, приводящих к увеличению рисков нарушения электроснабжения потребителей или выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений, при снижении запасов топлива на тепловых электростанциях или гидроресурсов на гидроэлектростанциях до уровня, при котором возникают риски наступления вышеуказанных последствий, а также для предотвращения ввода или снижения объема аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) субъект оперативно-диспетчерского управления вправе принять решение о переходе энергосистемы на работу в вынужденном режиме.

Порядок перехода на работу в вынужденном режиме, в том числе порядок уведомления субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии о переходе энергосистемы на работу в вынужденном режиме, устанавливается субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Вынужденный режим работы энергосистемы должен соответствовать следующим требованиям:

перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны превышать аварийно допустимых значений;

напряжение на объектах электроэнергетики должно быть выше аварийно допустимых значений, но не должно превышать наибольших рабочих значений, определенных в разделе 8 настоящих Правил;

токовые нагрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования не должны превышать аварийно допустимых значений с учетом разрешенной длительности перегрузки;

отклонения частоты электрического тока от номинального значения не должны превышать аварийно допустимых значений (+/- 0,4 герца).

* + 1. При работе в вынужденном режиме допускается нарушение устойчивости энергосистемы при нормативных возмущениях.
    2. При работе в вынужденном режиме не допускается:

полный или частичный вывод из работы, а также снижение объема управляющих воздействий комплексов и устройств противоаварийной автоматики в энергорайонах (контролируемых сечениях), работающих в вынужденных режимах;

вывод из работы устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на линиях электропередачи, трансформаторном и генерирующем оборудовании, предназначенных для ликвидации асинхронного режима при нарушении устойчивости энергосистемы;

вывод из работы основных защит на линиях электропередачи и электросетевом оборудовании, отключение которых действием резервных защит может привести к нарушению устойчивости энергосистемы;

производство переключений в распределительных устройствах и вторичных цепях, выполнение которых может привести к отключению линий электропередачи и электросетевого оборудования, приводящему к нарушению устойчивости энергосистемы;

снижение объема нагрузки потребителей, подключенных к устройствам автоматической частотной разгрузки, а также включенных в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), в процентах от фактического потребления ниже заданий, установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в условиях максимальных нагрузок энергосистемы, в период гололедообразования на линиях электропередачи, в условиях режима высоких рисков нарушения электроснабжения, в период паводка, в условиях высоких температур окружающего воздуха осуществляется с учетом особенностей, предусмотренных разделом 7 настоящих Правил.
    2. При возникновении или угрозе возникновения выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений к суточному регулированию неравномерности графика нагрузки привлекаются энергоблоки теплоэлектроцентралей. При этом величина возможной разгрузки энергоблока теплоэлектроцентрали должна определяться с учетом возможности снижения расхода пара в теплофикационные отборы за счет перевода тепловой нагрузки на пиковые (резервные) источники (при их наличии и с учетом времени на их пуск).
  1. **Общие принципы режимного и противоаварийного управления**
     1. Противоаварийное управление осуществляется для предотвращения развития, локализации и ликвидации нарушений нормального режима работы электроэнергетической системы, в том числе:

нарушения устойчивости энергосистемы, генерирующего оборудования и нагрузки потребителей при нормативных возмущениях;

недопустимой по величине и длительности перегрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

недопустимого по величине и длительности изменения напряжения на электросетевом и генерирующем оборудовании;

недопустимого изменения частоты.

* + 1. Противоаварийное управление осуществляется действием противоаварийной автоматики.
    2. Режимное управление осуществляется для поддержания параметров электроэнергетического режима в установившихся режимах работы электроэнергетической системы.
    3. Режимное управление осуществляется автоматически действием режимной автоматики и (или) оперативно действиями диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления и оперативного персонала других субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.
    4. Противоаварийное и автоматическое режимное управление осуществляются путем фиксации параметров режима энергосистемы, их анализа, формирования и реализации управляющего воздействия.
    5. Оперативное режимное управление осуществляется путем:

выдачи диспетчерским персоналом диспетчерских команд, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, энергопринимающих установок;

воздействия диспетчерским и оперативным персоналом на технологический режим работы или эксплуатационное состояние линий электропередачи, оборудования, энергопринимающих установок с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра или центра управления сетями;

непосредственного воздействия оперативным персоналом на технологический режим работы или эксплуатационное состояние линий электропередачи, оборудования, энергопринимающих установок.

* + 1. Организация противоаварийного и режимного управления в электроэнергетической системе и использование указанных механизмов для целей управления электроэнергетическим режимом осуществляются в соответствии с требованиями настоящего раздела и раздела 9 настоящих Правил.
  1. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем
     1. **Общие требования к предотвращению развития и ликвидация нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем**
        1. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем осуществляются путем совместных действий диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления и оперативного персонала субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, направленных на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.
        2. Действия диспетчерского и оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем должны быть направлены на обеспечение безопасности персонала и сохранности оборудования на объектах электроэнергетики, локализацию нарушения нормального режима работы энергосистемы, обеспечение перехода энергосистемы к послеаварийной схеме с допустимыми значениями параметров электроэнергетического режима, восстановление электроснабжения потребителей электрической энергии.
        3. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем допускается осуществлять управление электроэнергетическим режимом без учета требований к приоритетности изменения нагрузки электрических станций, установленных правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.
        4. Правила организации предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, порядок действий диспетчерского и оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации, нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем, указанных в настоящем разделе Правил, а также иных нарушений нормального режима работы, являющихся наиболее характерными для соответствующей энергосистемы, определяются инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы, разрабатываемыми и утверждаемыми диспетчерскими центрами. Указанные инструкции являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки которых входят в операционную зону соответствующих диспетчерских центров.
        5. Для каждого, центра управления сетями, объекта (группы объектов) электроэнергетики сетевой организацией, собственником или иным законным владельцем объекта (объектов) электроэнергетики на основании требований инструкции диспетчерского центра должна быть разработана инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части объектов электросетевого хозяйства, входящих в зону эксплуатационной ответственности центра управления сетями, объекта (группы объектов) электроэнергетики соответственно. Указанные инструкции должны содержать порядок действий соответствующего персонала при нарушениях нормального режима работы, указанных в настоящем разделе Правил, а также при иных нарушениях нормального режима работы, характерных для соответствующих электрических сетей, объектов (групп объектов) электроэнергетики.
        6. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы (электрической сети, объекта электроэнергетики) диспетчерский и оперативный персонал должен действовать в соответствии со своей инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы.
        7. Состав, последовательность действий, указанных в подразделах 5.3.2 – 5.3.8 настоящего раздела Правил, и степень (объем) их реализации, необходимые для предотвращения развития и ликвидации конкретного нарушения нормального режима работы, определяется выполняющим их диспетчерским персоналом субъекта оперативно-диспетчерского управления в зависимости от фактического электроэнергетического режима, возможности и времени реализации действий, степени их влияния на электроэнергетический режим энергосистемы.

В случаях, когда в соответствии с подразделами 5.3.3 – 5.3.8 настоящего раздела Правил действия по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы выполняются оперативным персоналом субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, последовательность таких действий и степень (объем) их реализации определяются указанным оперативным персоналом в зависимости от фактического технологического режима работы объекта (объектов) электроэнергетики, возможности и времени реализации действий, степени их влияния на технологический режим работы соответствующего объекта (объектов) электроэнергетики, с учетом отнесения линий электропередачи, оборудования и устройств к объектам диспетчеризации, их распределения по способу управления (ведения) и наличия диспетчерских команд (распоряжений, разрешений) диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления.

В том случае если выполнение оперативным персоналом действий, указанных в подразделах 5.3.3 – 5.3.8 настоящих Правил, требует изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи и (или) оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, указанные изменения должны быть выполнены по диспетчерской команде (с разрешения) диспетчерского персонала.

* + - 1. В целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы, имеющих своим последствием массовое и неорганизованное отключение потребителей электрической энергии разрабатываются и при превышении параметрами электроэнергетического режима допустимых значений применяются графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

Разработка и применение графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) осуществляются в соответствии с правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утверждаемыми Правительством Российской Федерации (далее − Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии), и с соблюдением требований настоящих Правил.

* + 1. **Предотвращение развития и ликвидация недопустимого изменения частоты электрического тока**
       1. При управлении электроэнергетическим режимом диспетчерский персонал, отвечающий за регулирование частоты, должен производить оценку текущего и прогнозируемого баланса мощности и в случае угрозы возникновения (возникновения) недопустимого изменения частоты принимать меры, предусмотренные пунктами 5.3.2.2 – 5.3.2.5 настоящих Правил.
       2. Для предотвращения прогнозируемого недопустимого изменения частоты диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

подготовка и включение в генераторном (насосном) режиме гидроаккумулирующих электростанций;

включение в работу (отключение в резерв) генерирующего оборудования тепловых электростанций, находящихся в холодном резерве (в работе);

запрет на вывод в ремонт (резерв) генерирующего и электросетевого оборудования, снижающего выдачу мощности из избыточных энергорайонов или пропускную способность контролируемых сечений;

ввод в работу генерирующего и электросетевого оборудования, обеспечивающего увеличение выдачи мощности из избыточных энергорайонов или пропускной способности контролируемых сечений;

разгрузка (загрузка) по активной мощности энергоблоков атомных электростанций, не участвующих в суточном регулировании;

изменение сальдо перетоков мощности электроэнергетических систем иностранных государств, работающих параллельно с Единой энергетической системой России;

ввод в действие графиков ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики ограничения режима потребления).

* + - 1. При снижении частоты ниже 49,80 герц помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.2.2 настоящих Правил, диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

загрузка генерирующего оборудования по активной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок генерирующего оборудования;

увеличение электрической нагрузки на теплоэлектроцентралях путем перераспределения тепловой нагрузки;

ввод в действие графиков временного отключения потребления.

* + - 1. Если снижение частоты достигло величины, при которой электростанция (энергоблок) должна быть выделена на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой, оперативный персонал электростанции обязан проконтролировать работу противоаварийной автоматики, действующей на выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой. В случае отказа указанной противоаварийной автоматики выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой осуществляется самостоятельно оперативным персоналом или совместными действиями оперативного и диспетчерского персонала.
      2. При повышении частоты выше 50,20 герц помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.2.2 настоящих Правил, диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

разгрузка генерирующего оборудования по активной мощности вплоть до технического минимума;

глубокая разгрузка тепловых электростанций по активной мощности путем перевода энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара;

отключение котлов на дубль – блоках;

отключение энергоблоков на тепловых электростанциях.

* + 1. **Предотвращение развития и ликвидация недопустимого изменения напряжения в контрольных пунктах**
       1. Для предотвращения прогнозируемого недопустимого изменения напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

загрузка (разгрузка) по реактивной мощности генерирующего оборудования и других источников реактивной мощности;

ввод в работу (вывод в резерв) источников реактивной мощности и оборудования, влияющего на баланс реактивной мощности в энергорайоне (энергосистеме);

изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

изменение топологии электрической сети, в том числе деление и (или) замыкание шунтирующей электрической сети;

ввод в действие графиков ограничения режима потребления.

* + - 1. При снижении напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления ниже минимально допустимых значений помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.3.1 настоящих Правил, диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

загрузка по реактивной мощности генерирующего оборудования и других источников реактивной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок;

уменьшаются потери реактивной мощности в электрической сети, путем перераспределение потоков активной мощности;

разгрузка электростанций по активной мощности и загрузка по реактивной мощности.

ввод в действие графиков временного отключения потребления.

* + - 1. Для предотвращения прогнозируемого недопустимого изменения напряжения в контрольных пунктах сетевой организации оперативный персонал сетевой организации выполняет одно или несколько из следующих действий:

загрузка (разгрузка) по реактивной мощности источников реактивной мощности;

ввод в работу (вывод в резерв) источников реактивной мощности и оборудования, влияющего на баланс реактивной мощности в электрической сети;

изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

* + - 1. изменение топологии электрической сети, в том числе деление и (или) замыкание шунтирующей электрической сети.При снижении напряжения в контрольных пунктах сетевой организации ниже минимально допустимых значений помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.3.3 настоящих Правил, оперативный персонал сетевой организации осуществляет загрузку по реактивной мощности источников реактивной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок, и обеспечивает ввод в действие графиков временного отключения потребления – при наличии оснований и с соблюдением порядка самостоятельного применения сетевой организацией указанных графиков, установленного Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии.
      2. Если снижение напряжения достигло величины, при которой электростанция (энергоблок) должна быть выделена на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой, оперативный персонал электростанции обязан проконтролировать работу противоаварийной автоматики, действующей на выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой. В случае отказа указанной противоаварийной автоматики выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой осуществляется самостоятельно оперативным персоналом или совместными действиями оперативного и диспетчерского персонала.
      3. При повышении (угрозе повышения) напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления выше длительно допустимых значений помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.3.1 настоящих Правил, диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

перевод генерирующего оборудования и синхронных компенсаторов, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;

перераспределение потоков активной мощности с целью загрузки элементов электрической сети.

* + - 1. При повышении (угрозе повышения) напряжения в контрольных пунктах сетевой организации выше длительно допустимых значений помимо действий предусмотренных пунктом 5.3.3.3 настоящих Правил, оперативный персонал сетевой организации осуществляет перевод синхронных компенсаторов, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности.
    1. **Предотвращение развития и ликвидация недопустимого превышения максимально допустимых значений перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимой токовой нагрузки по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию**
       1. В случае если регулирование перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется автоматически, перегрузка контролируемого сечения должна устраняться действием режимной автоматики за время не более 5 минут.

В случае если регулирование перетока активной мощности в контролируемом сечении осуществляется оперативно действиями диспетчерского персонала диспетчерского центра, перегрузка контролируемого сечения устраняется в соответствии с требованиями инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, разработанной и утвержденной указанным диспетчерским центром.

* + - 1. Для ликвидации перегрузок контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования, являющихся объектами диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, связанных с отключением линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

разгрузка (загрузка) генерирующего оборудования по активной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок;

включение аварийно отключившихся линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

ввод в работу находящихся в ремонте (резерве) линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

изменение топологии электрической сети, в том числе деление и/или замыкание шунтирующей электрической сети;

изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

изменение сальдо перетоков мощности электроэнергетических систем иностранных государств, работающих параллельно с Единой энергетической системой России;

ввод в действие графиков временного отключения потребления.

* + - 1. Для ликвидации перегрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, связанных с отключением линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, оперативный персонал соответствующего субъекта электроэнергетики выполняет одно или несколько из следующих действий:

включение аварийно отключившихся линий электропередачи, электросетевого оборудования;

ввод в работу находящихся в ремонте (резерве) линий электропередачи, электросетевого оборудования;

изменение топологии электрической сети, в том числе деление и/или замыкание шунтирующей электрической сети;

изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

ввод в действие графиков временного отключения потребления − при наличии оснований и с соблюдением порядка самостоятельного применения сетевой организацией указанных графиков, установленного Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии.

* + - 1. Перегрузка контролируемых сечений, линий электропередачи, электросетевого оборудования сверх аварийно допустимых значений перетоков активной мощности (токов) должна устраняться незамедлительно за счет использования дистанционного отключения нагрузки потребителей, или при отсутствии технической возможности дистанционного отключения нагрузки потребителей – путем ввода в действие графиков временного отключения потребления с минимальным временем их реализации.
      2. Для диспетчерского персонала действия по ликвидации перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений являются приоритетными действием по отношению к поддержанию уровня частоты.
    1. **Предотвращение развития и ликвидация асинхронных режимов**
       1. Асинхронный режим в энергосистемах должен ликвидироваться автоматически устройствами автоматики ликвидации асинхронного режима.
       2. При возникновении непрекращающегося асинхронного режима (в том числе из-за отказа в работе устройств автоматики ликвидации асинхронного режима), для его ликвидации диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

разделение энергосистемы на изолированно работающие части путем отключения соответствующих линий электропередачи и электросетевого оборудования (в местах установки устройств автоматики ликвидации асинхронного режима);

ресинхронизация частей энергосистемы, работающих с разной частотой электрического тока при наличии замкнутых электрических связей между ними.

* + - 1. Ликвидация разделения энергосистемы на несинхронно работающие части осуществляется путем синхронизации частей энергосистемы, работающих с разной частотой при отсутствии замкнутых электрических связей между ними.
      2. Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления определяют возможные места синхронизации несинхронно работающих частей энергосистемы и допустимые параметры электроэнергетического режима для ее осуществления и указывают их в инструкциях по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы.
      3. Собственники и иные законные владельцы объектов электроэнергетики, по которым возможна синхронизация несинхронно работающих частей энергосистемы, обязаны оборудовать такие объекты устройствами синхронизации и поддерживать их в исправном состоянии, а также обеспечить обучение оперативного персонала указанных объектов электроэнергетики правилам использования устройств синхронизации.
    1. **Предотвращение развития и ликвидация синхронных качаний**
       1. При управлении электроэнергетическим режимом ликвидация режима синхронных качаний производится путем изменения электроэнергетического режима.
       2. Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний по контролируемым сечениям диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

повышение уровней напряжения в дефицитной части энергосистемы;

уменьшение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, по которым наблюдаются синхронные качания.

* + - 1. Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний генераторов диспетчерский персонал выполняет одно или несколько из следующих действий:

разгрузка генераторов по активной мощности;

загрузка генераторов по реактивной мощности.

* + 1. **Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы, связанных с аварийным отключением линий электропередачи и основного электросетевого оборудования**
       1. Автоматически отключившиеся действием релейной защиты воздушные линии электропередачи, независимо от работы устройств автоматического повторного включения, должны быть опробованы напряжением.

Диспетчерскому и оперативному персоналу, в диспетчерском или технологическом управлении которого находится воздушная линия электропередачи, автоматически отключившаяся действием релейной защиты, разрешается неоднократное ручное опробование, если её отключение привело:

к перегрузке контролируемых сечений;

к превышению длительно допустимых значений токов по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию;

к необходимости ввода ограничения режима электропотребления;

к нарушению электроснабжения энергопринимающих установок потребителей.

При этом первое ручное опробование воздушной линии электропередачи должно производиться до выяснения причины отключения воздушной линии электропередачи, осмотра оборудования, осмотра устройств релейной защиты, при условии отсутствия косвенных или прямых признаков работы устройства резервирования отказа выключателя или информации от персонала объекта электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию.

Вне зависимости от тяжести нарушения нормального режима работы, к которому привело отключение воздушной линии электропередачи запрещается её опробование, если в распределительном устройстве соответствующего класса напряжения находится персонал объекта электроэнергетики или производятся работы под напряжением на воздушной линии электропередачи.

На всех объектах электроэнергетики должен вестись накопительный учёт выработки отключающей способности выключателей в соответствии с инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики, объекта потребителя электрической энергии), которые должны учитывать статистику количества и силы тока отключаемых коротких замыканий.

Второе и последующие опробования воздушной линии электропередачи при получении сообщения от оперативного персонала объекта электроэнергетики о выработке выключателем отключающей способности должно производиться по согласованию с уполномоченным персоналом субъекта электроэнергетики.

* + - 1. В случае если при автоматическом отключении кабельно-воздушной линии, в том числе после неуспешного автоматического повторного включения, не работала защита или сигнализация повреждения кабельного участка или, при отсутствии защиты или сигнализации повреждения кабельного участка, определенная по показаниям устройств определения места повреждения предполагаемая зона повреждения не включает в себя кабельный участок, а также в случаях отсутствия устройств определения места повреждения дальнейшие действия с кабельно-воздушной линией определяются пунктом 5.3.7.1 настоящих Правил.

В случае если предполагаемая зона повреждения, определенная по показаниям устройств определения места повреждения, включает в себя, в том числе, кабельный участок, или работала защита или сигнализация повреждения кабельного участка, включение кабельно-воздушной линии осуществляется после устранения повреждения (проведения испытаний).

Кабельные линии электропередачи после автоматического отключения опробуются рабочим напряжением только после проведения соответствующих испытаний.

* + - 1. Запрещается включение в работу трансформатора (автотрансформатора), отключившегося действием защит от внутренних повреждений, без осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

В случае срабатывания газовой защиты на сигнал трансформатор (автотрансформатор) должен быть отключён для выявления причин срабатывания газовой защиты. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора (автотрансформатора) должно быть минимальным.

При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием только резервных защит, вызвавшем нарушение электроснабжения энергопринимающих установок потребителей или недопустимую перегрузку контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования, допускается повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора), не имеющего видимых повреждений, без испытаний, анализа газа, масла.

* + - 1. Если отключение систем шин (секций шин) объекта электроэнергетики действием защит вызвало нарушение электроснабжения энергопринимающих установок потребителей, обесточивание собственных нужд электростанции, перегрузку контролируемых сечений или превышение длительно допустимых токов по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию при отсутствии устройства автоматического повторного включения систем шин (секций шин) или его отказе необходимо немедленно опробовать рабочим напряжением обесточенные системы шин (секции шин).
    1. **Предотвращение и ликвидация неполнофазных режимов электрической сети**
       1. При возникновении неполнофазного режима в результате повреждения элемента электрической сети, через который осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны, в том числе если он зашунтирован электрическими связями, параллельная работа по которым при его отключении не допускается, диспетчерский персонал выполняет следующие действия:

реализация мероприятий, направленных на изменение параметров электроэнергетического режима для исключения срабатывания устройств противоаварийной автоматики (за исключением устройств автоматической ликвидации асинхронного режима) с действием на отключение нагрузки или отключение генерации при отключении поврежденного элемента электрической сети. Отключение поврежденного элемента электрической сети не должно приводить к недопустимым отклонениям параметров электроэнергетического режима в разделяемых частях синхронной зоны;

отключение поврежденного элемента электрической сети. После отключения поврежденного элемента электрической сети допускается работа устройств автоматической ликвидации асинхронного режима по шунтирующим связям как правило в местах установки устройств ликвидации асинхронного режима.

Если после отключения поврежденного элемента электрической сети параллельная работа по шунтирующим связям сохранилась, должно быть выполнено их деление. При выполнении деления электрической сети в последнюю очередь должны отключаться элементы электрической сети высшего класса напряжения.

* + - 1. При возникновении неполнофазного режима в результате повреждения элемента электрической сети, через который осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны, если поврежденный элемент электрической сети зашунтирован связями, параллельная работа по которым при его отключении допускается, диспетчерский персонал выполняет следующие действия:

реализация мероприятий, направленных на изменение параметров электроэнергетического режима для проведения операций по выводу в ремонт поврежденного элемента электрической сети;

отключение поврежденного элемента электрической сети.

* + - 1. При возникновении неполнофазного режима в результате повреждения элемента электрической сети, через который не осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны и не являющегося объектом диспетчеризации соответствующего диспетчерского центра, действия указанные в пункте 5.3.8.2 настоящих Правил, осуществляются оперативным персоналом.
      2. При возникновении неполнофазного режима в результате отказа в отключении (включении) фаз выключателя, через который осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны, в том числе если он зашунтирован связями, параллельная работа по которым допускается, после реализации мероприятий, направленных на изменение параметров электроэнергетического режима, в соответствии с требованиями пункта 5.3.8.1 настоящих Правил до проведения операций по его отключению или снятию с него нагрузки посредством отключения смежных выключателей, после осмотра оперативным персоналом выключателя на месте установки и в случае выявления отсутствия признаков зависания контактов, диспетчерский персонал (в случае наличия телеуправления выключателем) или оперативный персонал обязан подать импульс на отключение выключателя от ключа управления. При неуспешном отключении выключателя такой выключатель должен быть выведен из схемы.
    1. **Пуск электростанций с нуля**
       1. Для всех тепловых электростанций, за исключением указанных в пункте 5.3.9.2 настоящих Правил, должны разрабатываться схемы подачи напряжения для обеспечения работоспособности электродвигателей собственных нужд с целью включения в работу энергоблоков или турбогенераторов после наиболее тяжелых нарушений нормального режима с прекращением электроснабжения энергорайона (далее – схемы подачи напряжения).
       2. Схемы подачи напряжения не разрабатываются для тепловых электростанций, отвечающих одному из следующих условий:
* имеющих собственные автономные источники мощности, позволяющие производить пуск энергетического оборудования при отсутствии внешнего источника энергоснабжения;
* длительный перерыв в работе тепловых электростанций не приводит к повреждению оборудования и перерыву в энергоснабжении имеющих социальное значение потребителей.
  + - 1. Схемы подачи напряжения разрабатываются и утверждаются соответствующими диспетчерскими центрами в виде отдельного документа для каждой электростанции. Схемы подачи напряжения обязательны для исполнения всеми субъектами электроэнергетики, объекты электроэнергетики которых задействованы в реализации схемы подачи напряжения.
      2. При разработке схем подачи напряжения в качестве внешних источников должны использоваться:

подстанции в прилегающих энергорайонах, с которыми имеются электрические связи;

гидроэлектростанции;

другие электростанции оснащенные устройствами частотной делительной автоматики в случае, если их мощности достаточно для обеспечения разворота обесточенной электростанции при ее полном погашении с потерей собственных нужд;

автономные источники мощности в случае, если их мощности достаточно для обеспечения включения в работу энергоблоков или турбогенераторов электростанции при ее полном погашении с потерей собственных нужд.

Объекты электроэнергетики, определенные в качестве внешнего источника, и объекты электроэнергетики, участвующие в схеме подачи напряжения, должны иметь постоянный дежурный персонал и прямые каналы диспетчерской связи с соответствующим диспетчерским центром, осуществляющим управление подачей напряжения на электростанции.

* + - 1. Для каждой электростанции должно быть разработано не менее двух схем подачи напряжения от разных внешних источников.
      2. При обесточении энергорайона, на территории которого располагаются несколько электростанций (в том числе атомная электростанция), с потерей собственных нужд электростанций без прекращения действий по ликвидации нарушения нормального режима должны быть предприняты меры по подаче в минимально возможные сроки напряжения на собственные нужды атомной электростанции для обеспечения перевода систем безопасности атомной электростанции с аварийных источников электроснабжения на основные (резервные) источники. Схемы подачи напряжения на собственные нужды атомной электростанции для обеспечения перевода систем безопасности атомной электростанции с аварийных источников электроснабжения на основные (резервные) источники должны быть разработаны соответствующими диспетчерскими центрами.
    1. **Особенности предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы в электрической части энергосистем при потере связи**
       1. Под потерей связи для целей настоящего раздела Правил понимается полное или частичное нарушение работы всех видов связи, при котором невозможно связаться с оперативным и диспетчерским персоналом; недопустимое снижение качества связи, объективно затрудняющее ведение оперативных телефонных переговоров; недоступность каналов связи ввиду их занятости, плохая слышимость; низкая разборчивость речи, искажения (неузнаваемость речи собеседника); прерывания и перебои в работе системы связи на время более двух минут.
       2. При потере связи оперативному персоналу объектов электроэнергетики запрещается выполнять следующие самостоятельные действия:

производить плановые переключения;

включать без проверки синхронизма транзитные линии электропередачи и автотрансформаторы (трансформаторы);

отключать коммутационные аппараты транзитных линий электропередачи и трансформаторов при исчезновении напряжения на системах (секциях) шин объекта электроэнергетики, за исключением случаев повреждения оборудования;

включать нагрузку потребителей, отключенных по графикам временного отключения потребления, устройствами автоматической частотной разгрузки;

загружать, разгружать, включать генераторы, автоматически разгруженные, загруженные, отключенные действием противоаварийной автоматики.

* + - 1. Все разрешенные самостоятельные действия оперативный и диспетчерский персонал должен осуществлять только если эти действия не приводят к развитию нарушения нормального режима. Перечень разрешенных действий оперативного и диспетчерского персонала при потере связи должен содержаться в соответствующих инструкциях по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики).
      2. При потере связи, наряду с производством операций, указанных в пунктах 5.3.10.2, 5.3.10.3 настоящих Правил, должны быть приняты все меры к восстановлению связи.

1. **Организация переключений в электроустановках**
   1. Переключения в электроустановках должны осуществляться в соответствии с требованиями:

инструкций по производству переключений в электроустановках операционных зон диспетчерских центров, разработанных и утвержденных диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и являющихся обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, осуществляющих деятельность в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров;

инструкциями по производству переключения, разрабатываемых и утверждаемых центрами управления сетями, собственниками или иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической энергии на основе требований инструкций диспетчерских центров.

* 1. Право производить переключения в электроустановках предоставляется:

диспетчерскому персоналу субъектов оперативно-диспетчерского управления − путем выдачи диспетчерских команд и разрешений или путем использования средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

оперативному персоналу центров управления сетями − путем выдачи указаний и подтверждений, определенных разделом 3 настоящих Правил, оперативному персоналу центров управления сетями или объектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии) или путем использования средств дистанционного управления из центра управления сетями;

оперативному и оперативно-ремонтному персоналу объектов электроэнергетики;

персоналу, выполняющему самостоятельное техническое обслуживание устройств РЗА в соответствии с требованиями раздела 9 настоящих Правил (далее − персонал РЗА) − в части выполнения операций с устройствами РЗА, не имеющими переключающих устройств оперативного вывода и ввода.

* 1. Право контролировать переключения предоставляется:

оперативному и оперативно-ремонтному персоналу объектов электроэнергетики;

руководящим работникам и специалистам субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания электроустановок;

персоналу РЗА - при переключениях по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА.

* 1. Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления обязаны организационно-распорядительным документом предоставить диспетчерскому персоналу право производства переключений.

Собственники и иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства и (или) объектов по производству электрической энергии, потребители электрической энергии обязаны организационно-распорядительным документом определить для каждого центра управления сетями, объекта электроэнергетики лиц, которым предоставлено право выполнять переключения, контролировать переключения, выдавать разрешение на деблокирование при неисправной блокировке безопасности.

* 1. К сложнымпереключениям относятся:

в части основного электротехнического оборудования −переключения в электроустановках, требующие выполнения в строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, устройствами РЗА;

в части устройств РЗА – переключения по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы одного или нескольких устройств РЗА на одном или нескольких объектах электроэнергетики при выводе из работы или вводе в работу устройства РЗА, требующие строгого соблюдения последовательности операций и (или) координации действий оперативного персонала объектов электроэнергетики во время этих переключений.

Субъектом оперативно-диспетчерского управления, сетевыми организациями, собственниками или иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства и (или) объектов по производству электрической энергии должны быть составлены перечни сложных переключений для каждого диспетчерского центра, центра управления сетями, объекта электроэнергетики соответственно.

* 1. Диспетчерский персонал субъектов оперативно-диспетчерского управления и оперативный персонал центров управления сетями выполняют сложные переключения по программам (типовым программам) переключений.

Оперативный и оперативно-ремонтный персонал объектов электроэнергетики выполняет сложные переключения, а также переключения в распределительных устройствах, не оборудованных блокировками безопасности или имеющих неисправные блокировки безопасности, по бланкам (типовым бланкам) переключений.

При необходимости координации операций, выполняемых оперативным персоналом нескольких объектов переключений, принадлежащих одному субъекту электроэнергетики, потребителю электрической энергии, соответствующий дежурный персонал такого субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии выполняет переключения с использованием программы (типовой программы) переключений.

* 1. Порядок производства переключений в электроустановках в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима определяется в соответствии с требованиями раздела 5 настоящих Правил.
  2. Все сложные переключения на объекте электроэнергетики, должны производиться не менее чем двумя лицами, из которых одно лицо выполняет обязанности контролирующего. Переключения с использованием автоматизированного рабочего места при исправной блокировке безопасности допускается выполнять единолично.
  3. Повторяющиеся сложные переключения должны выполняться по типовым программам переключений, типовым бланкам переключений.
  4. Каждая программа (типовая программа) переключений, бланк (типовой бланк) переключений должны иметь уникальный порядковый номер в пределах одного диспетчерского центра, центра управления сетями, объекта электроэнергетики.
  5. Программа (типовая программа) переключений должна содержать диспетчерские наименования объектов переключений, цель производства переключений, условия применения программы переключений (в том числе описание исходной схемы электрических соединений объектов переключений, эксплуатационное состояние устройств РЗА, использование автоматизированного рабочего места, наличие наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи и воздушных участках кабельно-воздушных линий электропередачи, возможность возникновения феррорезонанса), организационные и режимные мероприятия по подготовке к выполнению переключений, последовательность выполнения операций, мероприятия по контролю электроэнергетического режима, при необходимости - организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ, а также дату и время начала и окончания переключений и список персонала, участвующего в переключениях.
  6. Бланк (типовой бланк) переключений должен содержать диспетчерские наименования объекта переключений, цель производства переключений, условия применения бланка (в том числе описание исходной схемы электрических соединений объекта переключений эксплуатационное состояние устройств РЗА, использование автоматизированного рабочего места, наличие наведенного напряжения на воздушной линии электропередачи или воздушном участке кабельно-воздушной линии электропередачи, возможность возникновения феррорезонанса), последовательность выполнения операций, а также дату и время начала и окончания переключений и список персонала, участвующего в переключениях.
  7. Бланк (типовой бланк) переключений по выводу из работы и вводу в работу линии электропередачи, оборудования, устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра или технологическом управлении центра управления сетями, должен разрабатываться на основе программы (типовой программы) переключений, с необходимой степенью детализации операций, выполняемых на объекте электроэнергетики.
  8. В программах (типовых программах) переключений и бланках (типовых бланках) переключений объекта электроэнергетики для обозначения линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА должны использоваться только диспетчерские наименования.
  9. Переключения при вводе в работу новых (модернизированных, реконструированных) линий электропередачи, оборудования, устройств РЗА, проведении испытаний, проведении системных и локальных экспериментов производятся по комплексным программам, разрабатываемым и утверждаемым в соответствии с настоящим пунктом и разделами 7, 11 настоящих Правил.

В комплексной программе должна быть указана (в том числе путем ссылки на подлежащие применению программы (типовые программы) переключений, бланки (типовые бланки) переключений и программы производства работ) строгая последовательность операций при производстве переключений, а также действий персонала по организации и выполнению работ по монтажу и наладке оборудования, устройств РЗА, осуществляемых в процессе ввода соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА в работу, проведения испытаний или эксперимента.

* 1. После выполнения переключений положение переключающих устройств РЗА должно соответствовать изменениям, произошедшим в первичной схеме электрических соединений.
  2. Операции по отключению и включению в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должны производиться выключателем.
  3. При отсутствии в цепи присоединения выключателя, отключение и включение под напряжением трансформаторов напряжения, нейтралей силовых трансформаторов, заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети тока замыкания на землю, намагничивающего тока силовых трансформаторов напряжением 110 - 500 киловольт, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи, зарядного тока систем шин и присоединений (кроме конденсаторных батарей) может производиться разъединителями (отделителями) без превышения установленных заводом-изготовителем величин коммутируемых токов.
  4. Неисправный выключатель, операции с которым не допускаются, должен быть выведен из схемы разъединителями, если с него снято напряжение. Допускается вывод из схемы несправного выключателя, находящегося под напряжением, разъединителями, если несправный выключатель зашунтирован одним или несколькими другими выключателями (разъединителями). Операции разъединителями, не имеющими дистанционного управления, при выводе из схемы несправного выключателя, допускается производить только с обеспечением соответствующих мер безопасности персонала.
  5. Оперативному персоналу, выполняющему переключения, выводить из работы устройства блокировки безопасности без разрешения лица, уполномоченного на это распорядительным документом субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), запрещается.
  6. Операции по отключению и включению коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление, должны производиться дистанционно при отсутствии замыкания на землю в цепях оперативного тока.
  7. Субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) должна быть обеспечена освещенность распределительных устройств, достаточная для осуществления визуального контроля состояния оборудования, его диспетчерских наименований. Особенности переключений при неблагоприятных погодных условиях в зависимости от конкретного типа оборудования и распределительных устройств определяются субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) и должны быть указаны в инструкции по переключениям в электроустановках.
  8. Все изменения в схеме электрических соединений объектов диспетчеризации диспетчерского центра (линий электропередачи, оборудования и устройств, находящихся в технологическом управлении или ведении центра управления сетями) должны отображаться в информационном комплексе данного диспетчерского центра (центра управления сетями).
  9. Все изменения в схеме электрических соединений объекта электроэнергетики должны быть отражены на мнемосхеме, в автоматизированной системе управления технологическими процессами объекта электроэнергетики на автоматизированном рабочем месте (далее – автоматизированное рабочее место) оперативного персонала объекта электроэнергетики или на оперативной схеме объекта электроэнергетики.
  10. В автоматизированном рабочем месте должны отображаться сигналы телеизмерений и телесигнализации, обеспечивающие контроль за технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием электроустановок, в которых производятся переключения.
  11. В автоматизированных системах управления технологическими процессами объекта электроэнергетики должно быть обеспечено функционирование логических блокировок, исключающих возможность ошибочных действий оперативного и диспетчерского персонала, производящего переключения, приводящих к повреждению оборудования, отключению нагрузки потребителей.
  12. Во время производства переключений в электроустановках с использованием автоматизированного рабочего места выполнение проверочных операций осуществляется по сигнализации автоматизированного рабочего места. Контроль за состоянием оборудования производится посредством прямого визуального осмотра или с использованием средств технологического видеонаблюдения.
  13. Передача информации об операциях, выполненных с использованием автоматизированного рабочего места, с целью дальнейшей подготовки рабочих мест на линиях электропередачи должна осуществляться после подтверждения оперативным или оперативно-ремонтным персоналом выполнения проверочных операций положения разъединителей и заземляющих разъединителей непосредственно по месту их установки, в том числе по механическим указателям положения.
  14. Для объектов электроэнергетики, оснащенных средствами телеуправления коммутационными аппаратами, изменяющими технологический режим работы линий электропередачи, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, должна быть обеспечена техническая возможность перевода функций управления между центром управления сетями собственника или иного законного владельца такого объекта и диспетчерским центром и установлен порядок выполнения такого перевода.
  15. Сетевые организации, иные собственники и законные владельцы линий электропередачи посредством проведения замеров должны определить воздушные линии электропередачи и воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи, которые проходят по всей длине или на отдельных участках вблизи действующих воздушных линий электропередачи или контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока и на отключенных проводах (грозотросах) которых при заземлении линии по концам (в распределительных устройствах) на отдельных ее участках сохраняется напряжение более 25 вольт при наибольшем рабочем токе влияющих воздушных линиях электропередачи (при пересчете на наибольший рабочий ток влияющих воздушных линиях электропередачи) (далее – воздушная линия электропередачи под наведенным напряжением) и включить их в перечень воздушных линий электропередачи под наведенным напряжением.
  16. Собственник или иной законный владелец воздушной линии электропередачи обязан не позднее одного рабочего дня после принятия решения представить информацию о факте включения воздушной линии электропередачи, воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи в перечень воздушных линий электропередачи под наведенным напряжением в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления (иным субъектам электроэнергетики), в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которых находится эта воздушная линия электропередачи.
  17. Все виды работ на воздушных линиях электропередачи под наведенным напряжением, связанные с прикосновением к проводу (грозотросу), должны выполняться по технологическим картам или проектам производства работ в соответствии с требованиями правил охраны труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок.

1. **Управление энергосистемой и объектами электроэнергетики в характерные периоды года и в особых условиях**
   1. **Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в периоды максимальных нагрузок и гололедообразования на линиях электропередачи** 
      1. Период максимальных нагрузок в каждой территориальной энергосистеме характеризуется отрицательными температурами окружающего воздуха в зимние месяцы года.
      2. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики запрещается планирование ввода в работу в период максимальных нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования, в том числе обеспечивающих выдачу мощности генерирующего оборудования, если:

требуется отключение действующих линий электропередачи и электросетевого оборудования, в результате которого снижается величина максимально допустимого перетока мощности в контролируемых сечениях;

требуется отключение действующих линий электропередачи и электросетевого оборудование, в результате которого снижается рабочая мощность генерирующего оборудования электростанций;

возникает превышение параметрами электроэнергетического режима допустимых значений и (или) необходимо введение ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в отношении потребителей.

Требование настоящего пункта не распространяется на линии электропередачи и электросетевое оборудование, ввод в работу которых по технологии производства работ возможен только в период максимальных нагрузок.

* + 1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в условиях максимальных нагрузок должны учитываться:

снижение располагаемой мощности и регулировочного диапазона гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций вследствие уменьшения притока воды к гидроэлектростанциям, сработки водохранилищ, ледовых ограничений;

ограничения по загрузке гидроэлектростанций в соответствии с правилами использования водных ресурсов водохранилищ и решениями федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по оказанию государственных услуг и управлению федеральным имуществом в сфере водных ресурсов, по ледовой обстановке в нижних бьефах гидроузлов во избежание подтопления сооружений, промышленных объектов и населенных пунктов.

* + 1. Период гололедообразования на линиях электропередачи характеризуется низкими температурами окружающего воздуха с переходом величины температуры через нулевое значение.

В период гололедообразования должна быть обеспечена готовность к плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи).

Организация и проведение плавки гололеда осуществляются на основе инструкций по плавке гололеда, разработанных и утвержденных диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления, а также собственниками и иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической энергии в соответствии с требованиями инструкций диспетчерских центров.

Инструкции должны содержать информацию о климатических условиях, характерных для территории прохождения соответствующей линии электропередачи (в том числе время начала и окончания периода гололедообразования), описание применяемых схем и методов плавки гололеда.

Схемы и методы плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) должны быть разработаны организациями, осуществляющими проектирование строительства, реконструкции, эксплуатацию воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) и согласованы с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющими объектами электроэнергетики, участвующими в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда (далее – владельцы объектов электроэнергетики, участвующих в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда), а также диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления, объектом диспетчеризации которых являются соответствующие воздушные линии электропередачи.

* + 1. До начала периода гололедообразования сетевыми организациями и иными собственниками и законными владельцами воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи), на которых осуществляется плавка гололеда, а также владельцами объектов электроэнергетики, участвующих в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда, должны быть выполнены следующие организационно-технические мероприятия:

проверена исправность специальных автоматизированных информационных систем контроля гололедной нагрузки;

проведены пробные плавки гололеда для вновь разработанных (реконструированных) схем плавки гололеда на проводах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи);

проведены пробные плавки гололеда на всех грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи);

опробованы под нагрузкой все трансформаторы (фазы трансформаторов) плавки гололеда, которые в нормальном режиме находятся без напряжения;

опробованы под нагрузкой все выпрямительные установки плавки гололеда для одной из схем плавки гололеда для создания максимальных токов плавки;

выполнено разземление грозозащитных тросов линий электропередачи.

Пробные плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) осуществляются в соответствии с графиками, разработанными и утвержденными сетевыми организациями или иными собственниками или законными владельцами линий электропередачи, на которых осуществляется плавка гололеда.

Владельцы объектов электроэнергетики, участвующих в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда, должны направить предложения по включению соответствующих линий электропередачи и оборудования в сводный годовой и месячные графики ремонтов в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, объектом диспетчеризации которых являются линии электропередачи и оборудование, участвующие в схеме плавки гололеда.

* + 1. Подготовка и проведение плавки гололеда осуществляются по программам плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, разработанным до начала периода гололедообразования сетевыми организациями и иными собственниками или законными владельцами воздушных линий электропередачи, воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи (далее – программы плавки гололеда). Программы плавки гололеда должны быть согласованы с владельцами объектов электроэнергетики, участвующих в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда, а также с диспетчерским центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления, объектами диспетчеризации которых являются линии электропередачи, участвующие в схеме плавки гололеда.

Программы плавки гололеда должны пересматриваться при изменении схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, замене оборудования, изменении схемы плавки гололеда, изменении исходных условий разработки схемы и выбора метода плавки гололеда.

* + 1. Сетевые организации и иные собственники или законные владельцы воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи), а также владельцы объектов электроэнергетики, участвующих в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда, должны в письменной форме подтвердить субъекту оперативно-диспетчерского управления в части объектов диспетчеризации и центру управления электрическими сетями в части линий электропередачи, находящихся в его технологическом управлении или ведении, исправность и готовность схем плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах соответствующих линий электропередачи к периоду гололедообразования и отсутствие изменений в схемах плавки гололеда.
    2. Сетевыми организациями и иными собственниками и законными владельцами воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) должно быть обеспечено получение ими оперативной гидрометеорологической информации о наступлении погодных условий, способствующих гололедообразованию, не менее чем за 2 часа до возникновения соответствующего события.

При получении гидрометеорологической информации об угрозе возникновения гололедообразовании и отсутствии на воздушных линиях электропередачи (воздушных участках кабельно-воздушных линий электропередачи) и грозозащитных тросах приборов автоматического контроля и сигнализации гололедообразования сетевые организации и иные собственники или законные владельцы таких линий электропередачи должны с упреждением организовывать наблюдение за гололедообразованием в контрольных точках, подвергающихся наиболее сильному гололедообразованию.

* + 1. Решение о необходимости проведения плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) принимается эксплуатирующей их сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем линий электропередачи).

В случае если воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи), плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах которых осуществляется от одной установки плавки гололеда, эксплуатируются одной сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем линий электропередачи), решение по очередности плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах таких линий электропередачи принимается эксплуатирующей их сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем ), а если такие линии являются объектами диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления – по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

В случае если воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи), плавка гололеда на проводах и грозозащитных тросах которых осуществляется от одной установки плавки гололеда, эксплуатируются разными сетевыми организациями (иными собственниками или законными владельцами линий электропередачи) и являются объектами диспетчеризации субъекта оперативно-диспетчерского управления, решение по очередности плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах этих линий электропередачи принимается соответствующим диспетчерским центром.

* + 1. При проведении плавки гололеда сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем линии электропередачи) должен быть организован контроль за опаданием гололеда с проводов воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи) и грозозащитных тросов. Персонал, осуществляющий наблюдение за ходом плавки и опадением гололеда, должен быть обеспечен средствами связи с соответствующим оперативным персоналом с целью своевременного прекращения плавки гололеда.
    2. Сетевыми организациями и иными собственниками или законными владельцами воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) должны быть разработаны схемы плавки гололеда и (или) методы плавки гололеда в случае, если в результате эксплуатации выявлены воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи), подверженные гололедообразованию, выявлено несоответствие параметров плавки гололеда расчетным значениям, а также при вводе нового или реконструкции существующего оборудования в электрической сети. Инициаторами изменения схемы и (или) методов плавки гололеда могут выступать диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления, объектом диспетчеризации которых является соответствующая линия электропередачи.
    3. Для снижения отказов в работе электросетевого оборудования в инструкциях по производству переключений, утверждаемых субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии для своего оперативного персонала, должны быть определены условия выполнение переключений в электроустановках при низких температурах окружающего воздуха, а также при резких колебаниях температуры окружающего воздуха (более 15 градусом Цельсия в течение суток) с переходом через 0 градусов Цельсия.

Минимальная отрицательная температура окружающего воздуха, при которой возможно выполнение плановых переключений в электроустановках, расположенных в определенной климатической зоне, определяется субъектами электроэнергетики (потребителями электрической энергии) в инструкциях по производству переключений.

* + 1. В случае ожидаемого или фактического снижения температуры окружающего воздуха ниже границы расчетных климатических условий для данного региона субъектами электроэнергетики (потребителями электрической энергии) должны быть выполнены дополнительные мероприятия, исключающие снижение уровня масла и давления элегаза в оборудовании ниже минимально допустимых значений.
  1. **Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения**
     1. Режим с высокими рисками нарушения электроснабжения объявляется диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления при наступлении в пределах его операционной зоны одного или нескольких из следующих обстоятельств:

снижение фактического резерва генерирующей мощности (с учетом внешних перетоков) ниже 3,5 процента максимальной фактической нагрузки на территории операционной зоны соответствующего диспетчерского центра;

прекращение или наличие угрозы прекращения топливообеспечения тепловых электростанций либо обеспечения гидроресурсами гидроэлектростанций суммарной располагаемой мощностью свыше 10 процентов всей располагаемой мощности электростанций в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, а также прекращение (угроза прекращения) топливообеспечения тепловой электростанции установленной мощностью 200 мегаватт и более;

понижение до аварийно допустимых значений уровней напряжения в контрольных пунктах диспетчерского центра;

повышенная вероятность нарушения устойчивости электроэнергетической системы или ее частей;

температура окружающего воздуха, выходящая за пределы значений для данного региона, определяемых в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии;

прогнозируемое наступление таких неблагоприятных природных явлений в регионе, которые могут привести к массовому отключению линий электропередачи и электросетевого оборудования, как массовые грозовые явления, обильные ливневые дожди, ураганный ветер, обильные снегопады, сопровождающиеся интенсивным налипанием снега на провода, грозозащитные тросы, опоры воздушных линий электропередачи и на оборудование объектов электроэнергетики, гололедообразование на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи, а также резкие изменения метеорологических условий или изменение температуры окружающего воздуха за пределы значений для данного региона, определяемых в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии;

массовые повреждения линий электропередачи и оборудования, которые вызывают или с высокой степенью вероятности могут вызвать полное или частичное погашение энергосистемы, возникшие, в том числе, в результате наступления неблагоприятных природных явлений;

неисправность (полное отсутствие) длительностью более одних суток каналов диспетчерской связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетями в сетевых организациях, объектами электроэнергетики или энергопринимающими установками потребителей электрической энергии;

угроза наводнения с подтоплением подстанций суммарной установленной трансформаторной мощностью более 500 мегавольт-ампер;

возникновение или угроза возникновения чрезвычайных ситуаций природного и (или) техногенного характера.

Диспетчерский центр объявляет о ликвидации режима с высокими рисками нарушения электроснабжения после получения от территориальных органов по делам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций, организаций гидрометцентра, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии информации, свидетельствующей о ликвидации обстоятельств, послуживших основанием для объявления о возникновении указанного режима.

Порядок объявления о возникновении и ликвидации режима с высокими рисками нарушения электроснабжения определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Действия диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления при объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения определяются в соответствии с правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.
    2. При объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения диспетчерским центром, сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами объектов электросетевого хозяйства, собственниками и законными владельцами объектов по производству электрической энергии, осуществляющими деятельность на территории возникновения или угрозы возникновения нарушения электроснабжения, создаются оперативные штабы.
    3. В зависимости от оснований объявления режима с высокими рисками нарушения электроснабжения оперативными штабами принимаются следующие решения, направленные на повышение надёжности работы объектов электроэнергетики в условиях действия указанного режима:

об усилении контроля за работой объектов электроэнергетики, организации внеочередных осмотров линии электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

о введении запретов на выполнение оперативных переключений, если они не направлены на предотвращение развития или ликвидацию нарушения нормального режима;

о введении круглосуточного режима работы подразделений и ответственных должностных лиц на рабочих местах или на дому;

о приведении оперативно-выездных бригад, включая технику и специальные механизмы, в повышенную готовность к проведению аварийно-восстановительных работ;

о мобилизации, перераспределении сил и средств между подразделениями организации-субъекта электроэнергетики, в том числе осуществляющими деятельность на различных территориях;

о привлечении аварийного запаса материально-технических ресурсов, организации и координации действий подразделений организации – субъекта электроэнергетики и подрядных организаций;

об использовании оборудования и материалов из аварийного резерва, организации доставки крупногабаритного оборудования.

Оперативным штабом, созданным в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления, также могут приниматься решения, предусмотренные правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

* + 1. Сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами объектов электросетевого хозяйства, собственниками и законными владельцами объектов по производству электрической энергии должен быть урегулирован (в том числе путем заключения договоров и соглашений) порядок их взаимодействия с другими субъектами электроэнергетики и (или) подрядными организациями (исходя из их специализации и технической оснащённости) при предотвращении и ликвидации чрезвычайных ситуаций в работе линий электропередачи и электросетевого оборудования электростанций и подстанций.
  1. **Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в период паводка**
     1. В период паводка в условиях повышенного притока воды в водохранилища водный режим работы гидроузлов гидроэлектростанций устанавливается решением уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти с учетом правил использования водохранилищ, межправительственных соглашений (при использовании гидроресурсов в водохозяйственных и энергетических целях в интересах нескольких государств) и складывающейся гидрометеорологической обстановки.
     2. Для выполнения установленного водного режима работы гидроузлов осуществляется перевод гидроэлектростанций в базовый режим работы или в режим работы с ограниченным регулировочным диапазоном по активной мощности, с учетом возложенных на гидроэлектростанции функций при управлении режимами энергосистемы, характеристик генерирующего оборудования гидроэлектростанций и схемно-режимных условий энергосистемы. При необходимости установленный водный режим гидроузлов (расходы и уровни воды) должен обеспечиваться соответствующим регулированием холостыми сбросами воды, осуществляемым самостоятельно персоналом гидроэлектростанций.
     3. При управлении режимами работы генерирующего оборудования и маневрировании затворами гидроэлектростанций должна обеспечиваться безопасность гидротехнических сооружений и оборудования с учетом:

предельных отметок наполнения и сработки водохранилища;

допустимой продолжительности поддержания уровней воды на предельных отметках;

допустимой интенсивности наполнения и сработки уровней водохранилища по условиям устойчивости береговых склонов;

максимальных допустимых напоров, действующих на гидротехнические сооружения, гидромеханическое и энергетическое оборудование;

минимальных допустимых напоров по условиям работы гидромеханического и энергетического оборудования гидроэлектростанции;

максимально допустимых отметок уровней воды в нижнем бьефе гидроузла по условиям незатопления систем вентиляции и энергоснабжения, помещений сооружений гидроузла.

* + 1. При подготовке к режиму работы гидроэлектростанции в период паводка должны быть выполнены следующие режимные и технические мероприятия:

произведена сработка водохранилища гидроэлектростанции в течение осенне-зимнего периода для подготовки водохранилища к приему паводковых вод;

обеспечена готовность генерирующего и электросетевого оборудования гидроэлектростанции к работе с максимальной выдачей мощности;

обеспечена работоспособность в проектных параметрах сороудерживающих сооружений, затворов водосливной плотины и донных водосбросов гидроэлектростанции.

* + 1. В период подготовки к паводку в целях эффективного использования гидроресурсов соответствующими субъектами электроэнергетики должны быть выполнены ремонты электросетевого оборудования, обеспечивающего схему выдачи мощности гидроэлектростанции.
    2. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы на период паводка субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в целях наиболее полного использования водных ресурсов гидроэлектростанций определяется минимально необходимый состав включенного генерирующего оборудования на тепловых электростанциях, обеспечивающий необходимые условия функционирования устройств релейной защиты и автоматики, а также необходимый регулировочный диапазон и резерв активной мощности, с разгрузкой тепловых электростанций в часы прохождения минимальных нагрузок энергосистемы до технологического минимума. Максимальная загрузка генерирующего оборудования атомных электростанций на период паводка определяется с учетом приоритетного использования водных ресурсов гидроэлектростанций.
    3. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы в период паводка субъект оперативно-диспетчерского управления вправе задавать величину резерва вторичного и третичного регулирования ниже минимально необходимого объема, определенного в соответствии с разделом 4 настоящих Правил.
    4. Планирование ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования в период паводка должно осуществляться с учетом необходимости:

сохранения максимально возможного числа маневренных энергоблоков в составе включенного генерирующего оборудования тепловых электростанций;

обеспечения соблюдения требований безопасной эксплуатации гидроэлектростанций при планировании и проведении ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования объектов электроэнергетики, ограничивающих выдачу мощности гидроэлектростанций.

* 1. **Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в условиях высоких температур окружающего воздуха**
     1. В период с апреля по сентябрь включительно при превышении температурой окружающего воздуха в течение 5 дней и более значения среднесуточной температуры воздуха выше климатической нормы на 7 градусов Цельсия и более субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющими объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства, должны быть:

проведены внеочередные инженерные осмотры просек воздушных линий электропередачи для выявления участков с ненормативной древесно-кустарниковой растительностью, наличием сухой растительности и приняты оперативные меры по устранению нарушений;

проведены осмотры оборудования объектов электроэнергетики с обязательным контролем температурных режимов его работы, исправности и правильности работы систем охлаждения синхронных компенсаторов, маслонаполненных силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, маслогазоохлодителей, соответствия давления в маслонаполненных герметичных вводах, а также нормируемых уровней масла во всем маслонаполненном оборудовании; при необходимости приняты меры по приведению уровней масла в соответствие с температурой наружного воздуха;

обеспечен внеочередной контроль за отметками водозаборов, обеспечивающих систему охлаждения тепловых электростанций;

приняты необходимые меры по обеспечению допустимых температурных режимов в помещениях релейных щитов, оборудования связи и телемеханики, автоматизированной системы управления технологическим процессом и аккумуляторных батарей;

обеспечено регулирование напряжения в контрольных пунктах энергосистемы с целью обеспечения допустимых уровней напряжения на электроприемниках потребителей в условиях повышенного потребления ими реактивной мощности;

организован мониторинг нагрузки силовых трансформаторов, значение нагрузки которых в нормальном или послеаварийном режиме достигает или может превысить номинальное значение; при необходимости оперативно выполнены схемно-режимные мероприятия по перераспределению нагрузок силовых трансформаторов.

* + 1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в период высоких температур окружающего воздуха субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны учитываться:

изменение пропускной способности линий электропередачи и перегрузочной способности оборудования;

снижение диапазона реактивной мощности генерирующего оборудования по условиям режима работы маслогазоохладителей;

снижение максимальной активной мощности генерирующего оборудования тепловых электростанций вследствие снижения вакуума в конденсаторах;

необходимость увеличения вращающихся резервов мощности в энергосистеме выше нормативной величины в целях компенсации неучтенного снижения располагаемой мощности на включенном генерирующем оборудовании тепловых электростанций;

ограничение режима работа тепловых электростанций по условиям соблюдения санитарно-гигиенических нормативов (в целях снижения теплового загрязнения водоемов или выбросов вредных веществ в атмосферу).

* 1. **Подготовка и проведение системных и локальных экспериментов**
     1. В целях исследования свойств Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), отдельных территориальных или объединенных энергосистем, а также для проверки функционирования систем автоматического регулирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы в соответствующих энергосистемах могут проводиться системные эксперименты.
     2. В целях исследования параметров и характеристик оборудования, проверки работоспособности комплексов и устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики отдельных объектов электроэнергетики в условиях эксплуатации на объектах электроэнергетики могут проводиться локальные эксперименты.
     3. Инициатором проведения системного эксперимента выступает системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления).

Инициатором проведения локального эксперимента может выступать любой субъект электроэнергетики, на объекте которого предполагается проведение исследований, а также субъект оперативно-диспетчерского управления, если исследуемые оборудование, комплексы и устройства РЗА находятся в его диспетчерском управлении (ведении).

* + 1. Инициатор эксперимента определяет необходимость проведения эксперимента, цели и задачи эксперимента, предполагаемый перечень участвующих в эксперименте субъектов электроэнергетики, технические условия и сроки проведения эксперимента, осуществляет функции координатора по организации и проведению эксперимента.
    2. Системные и локальные эксперименты проводятся по комплексным программам, разрабатываемым, согласовываемым и утверждаемым в соответствии с требованиями пунктов 7.5.6, 7.5.7 и раздела 6 настоящих Правил. Не допускается проведение системных и локальных экспериментов в случае несогласования (в том числе по причине наличия ограничений электро- и теплоснабжения потребителей во время проведения эксперимента) вышеуказанных комплексных программ субъектами электроэнергетики, определенными инициатором эксперимента в качестве лиц, принимающих участие в его проведении.
    3. Комплексная программа на проведение системного эксперимента разрабатывается и утверждается диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, инициировавшим проведение эксперимента, и должна быть согласована с другими диспетчерскими центрами и субъектами электроэнергетики, принимающими участие в системном эксперименте.

В случае необходимости координации проведения эксперимента со стороны организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в зарубежных электроэнергетических системах, работающих параллельно с Единой энергетической системой России, комплексная программа на проведение системного эксперимента должна быть также согласована с указанными организациями.

* + 1. Комплексная программа на проведение локального эксперимента разрабатывается и утверждается субъектом электроэнергетики, на объекте которого предполагается проведение эксперимента и должна быть согласована с другими субъектами электроэнергетики, участвующими в эксперименте, а также с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления, по инициативе которых проводится эксперимент и (или) к объектам диспетчеризации которых относятся задействованные в эксперименте линии электропередачи, оборудование или устройства.
    2. Работы по комплексной программе проведения эксперимента, связанные с изменением технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередач, оборудования или устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляются с соблюдением требований разделов 3 и 6 настоящих Правил.
    3. Каждый субъект электроэнергетики, участвующий в проведении эксперимента, должен предпринять все необходимые меры для обеспечения надежного и безопасного проведения эксперимента, а также назначить ответственных за проведение эксперимента лиц.
    4. Субъекты электроэнергетики, участвующие в эксперименте, должны официально уведомить инициатора эксперимента о готовности к участию в соответствующих испытаниях.

Если при проведении эксперимента возникают ситуации, препятствующие выполнению испытаний, субъект оперативно-диспетчерского управления совместно с инициатором эксперимента принимают решение о прерывании или прекращении работ и по согласованию с участниками эксперимента определяют дату и время продолжения эксперимента.

При проведении локальных экспериментов решение о прерывании или прекращении работ принимает субъект электроэнергетики, на объекте которого проводится эксперимент, по согласованию с субъектами электроэнергетики, участвующими в эксперименте.

* + 1. Ни один из участников эксперимента не вправе откладывать или отменять проведение ранее согласованного им эксперимента единолично по коммерческим причинам.

Отклонения выработки электрической энергии, связанные с проведением системных и локальных экспериментов, должны быть оформлены в порядке, установленном правилами работы оптового рынка электрической энергии (мощности) и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

* + 1. Комплексная программа проведения эксперимента не должна предусматривать применение полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии потребителей.
    2. По завершении эксперимента участники эксперимента должны провести первичную обработку и анализ данных, собранных в ходе проведения испытаний, и направить указанную информацию инициатору эксперимента.

По итогам эксперимента инициатор эксперимента составляет технический отчет, содержащий описание объекта исследований, протокол проведения эксперимента, результаты анализа полученной в ходе эксперимента информации и рекомендации по применению результатов эксперимента. Инициатор эксперимента предоставляет копию отчета другим субъектам электроэнергетики, участвовавшим в проведении эксперимента, по их запросу.

1. **Системные требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей и электроустановкам потребителей электрической энергии**
   1. Объекты электроэнергетики, их оборудование и устройства, энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, входящие в состав Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), для обеспечения возможности их надежной и безопасной работы в составе энергосистемы должны соответствовать требованиям, установленным настоящими Правилами.
   2. Каждая электростанция, подстанция, линия электропередачи, основное и вспомогательное оборудование, устройства релейной защиты и автоматики, автоматизированных систем диспетчерского и технологического управления, средства диспетчерского и технологического управления должны иметь диспетчерское наименование.

Диспетчерские наименования основного и вспомогательного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики должны однозначно определять эти оборудование и устройства в пределах одного объекта электроэнергетики.

Диспетчерские наименования линий электропередачи классом напряжения 220 киловольт и выше, электростанций и подстанций высшим классом напряжения 330 киловольт и выше должны однозначно определять их в пределах Единой энергетической системы России. Диспетчерские наименования линий электропередачи классом напряжения 110 (150) киловольт, электростанций и подстанций высшим классом напряжения 220 или 110 киловольт должны однозначно определять их в пределах территориальной энергосистемы.

Диспетчерские наименования линий электропередачи, электростанций и подстанций, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, должны быть приведены в соответствие с указанными требованиями в сроки, определенные собственниками или иными законными владельцами этих линий электропередачи, электростанций и подстанций, согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* 1. Для каждой электростанции, подстанции ее собственником или иным законным владельцем должна ежегодно утверждаться нормальная схема электрических соединений.

Нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики подлежит согласованию с диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, если оборудование объекта электроэнергетики находится в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского центра, и центром управления сетями, если оборудование объекта электроэнергетики находится в его технологическом управлении (ведении).

При необходимости для электростанций и подстанций их собственниками или иными законными владельцами могут разрабатываться и утверждаться ремонтные схемы электрических соединений. Периодичность и критерии разработки ремонтных схем электрических соединений электростанций и подстанций определяется их собственниками или иными законными владельцами.

На основе схем электрических соединений отдельных объектов электроэнергетики в соответствии с правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, каждым диспетчерским центром разрабатывается и утверждается нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в его операционную зону (схема для нормального режима энергосистемы).

* 1. На каждую линию электропередачи и основное оборудование электрических станций и сетей у их собственника или иного законного владельца должен иметься технический паспорт, содержащий актуальные данные о технических параметрах и характеристиках оборудования, определенных по результатам проведения испытаний при его вводе в эксплуатацию, реконструкции, модернизации или перемаркировке, о комплектности, ресурсе и сроке службы оборудования, а также сведения о его техническом обслуживании и ремонте за период эксплуатации.
  2. Для каждой энергоустановки (энергоблока) электрической станции должны быть определены установленная (номинальная) мощность, величина максимальной допустимой мощности, технический минимум, технологический минимум, регулировочный диапазон по активной и реактивной мощности, паропроизводительность котла.
  3. Для газотурбинных установок величина установленной мощности определяется для следующих нормальных условий:

температура наружного (атмосферного) воздуха, подаваемого в компрессор, - плюс 15 градусов Цельсия;

атмосферное давление - 101,3 килопаскалей;

относительная влажность воздуха 60 процентов;

температура охлаждающей воды на входе (при ее использовании для охлаждения рабочего тела) - плюс 15 градусов Цельсия.

* 1. Для теплофикационных и конденсационных паротурбинных установок величина установленной (номинальной) мощности определяется при номинальных параметрах (в том числе параметрах первичного пара, параметрах пара после промежуточного перегрева, температуре регенеративного подогрева питательной воды, давлении пара за турбиной, расходе и параметрах отбираемого пара для внешних потребителей тепла (при номинальной величине отборов) для теплофикационных паротурбинных установок), определяемых в соответствии с установленными заводом-изготовителем паспортными данными на оборудование.
  2. Для гидроагрегатов величина установленной мощности определяется как активная электрическая мощность, с которой гидроагрегат может работать при расчетном напоре, определяемом в соответствии с установленными заводом-изготовителем паспортными данными на оборудование.
  3. Возможность перемаркировки генерирующего оборудования при изменении его типа и технических параметров и (или) увеличении его установленной мощности после реконструкции и модернизации, а также величина установленной мощности вновь вводимого генерирующего оборудования должны быть подтверждены результатами комплексного опробования (испытаний). При этом должно быть обеспечено несение максимальной нагрузки, обеспечивающей последующее определение предполагаемой установленной мощности, в течение периода продолжительностью не менее 72 часов подряд.

В период комплексного опробования (испытаний) параметры основного и вспомогательного оборудования должны находиться в пределах номинальных величин и без реализации мер, направленных на увеличение суммарной нагрузки генерирующего оборудования.

* 1. Изменения установленной мощности генерирующего оборудования должны быть оформлены соответствующими актами, подписанными собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования.
  2. Технический минимум определяется как нижний предел регулировочного диапазона генерирующего оборудования, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

Технический минимум блочного генерирующего оборудования определяется как максимальное значение из минимально возможной нагрузки турбины в конденсационном режиме и минимальной нагрузки турбины, соответствующей минимально допустимой паропроизводительности котельного агрегата согласно его паспортным характеристикам (для дубль-блоков – при работе как одного, так и двух корпусов). Величина технического минимума блочного генерирующего оборудования определяется при минимальном составе вспомогательного оборудования. При этом входящие в состав системы регулирования турбины или котла автоматические регуляторы не должны препятствовать достижению технического минимума.

* 1. Технологический минимум определяется как нижний предел регулировочного диапазона исходя из требований работы генерирующего оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

Технологический минимум блочного генерирующего оборудования определяется как нижний предел регулировочного диапазона при работе турбины в конденсационном режиме исходя из требований устойчивости работы блочного оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

* 1. Теплофикационный минимум блочного генерирующего оборудования определяется как нижний предел регулировочного диапазона при работе турбины с заданной нагрузкой отборов по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в конденсатор).
  2. Генерирующее оборудование электрических станций, находящееся в работе или резерве, должно быть готово к работе в пределах всего регулировочного диапазона по активной и реактивной мощности, к несению максимальной допустимой мощности и к разгрузке до технического минимума.
  3. Генерирующее оборудование гидроэлектростанций с установленной мощностью более 30 мегаватт и количеством гидроагрегатов более трех, за исключением гидроэлектростанций без водохранилищ или водохранилище которых является элементом системы технического водоснабжения тепловых электростанций, должно быть оснащено устройствами группового регулирования активной мощности и готово к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.
  4. Должна быть обеспечена работа генерирующего оборудования электрических станций, за исключением атомных электростанций, с любой нагрузкой в пределах регулировочного диапазона:

а) длительно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49,0-50,5 герц, включая верхнюю границу диапазона по частоте;

б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

55,0 – 51,0 герц – продолжительностью, установленной заводом изготовителем;

51,0 – 50,5 герц – продолжительностью не менее 3 минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 500 минут;

49,0 – 48,0 герц – продолжительностью не менее 5 минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 750 минут;

48,0 – 47,0 герц – продолжительностью не менее 1 минуты, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 180 минут;

47,0 – 46,0 герц – продолжительностью не менее 1 секунды, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 30 минут;

46,0 герц – не менее 1 секунды, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 30 минут.

Для генерирующего оборудования, введенного в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, допустимо отклонение от требований настоящего пункта при условии предоставления собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления заключения завода-изготовителя, содержащего:

- технические причины отклонения от требований;

- разрешенные диапазоны частот и продолжительность работы в них генерирующего оборудования, не менее фактических диапазонов и продолжительности, зафиксированных на дату вступления в силу настоящих Правил.

В случае если техническими условиями на технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям, выданными до вступления в силу настоящих Правил, предусмотрены отличные от требований настоящего пункта требования к продолжительности работы генерирующего оборудования в вышеуказанных диапазонах частоты электрического тока, должна быть обеспечена работа генерирующего оборудования такого объекта по производству электрической энергии в соответствии с требованиями, предусмотренными техническими условиями.

Указанные выше требования к суммарной продолжительности работы за весь срок эксплуатации в соответствующих диапазонах частоты электрического тока не распространяются на газотурбинные установки, в том числе работающие в составе парогазовых установок. Суммарная продолжительность работы газотурбинных установок за весь срок эксплуатации в соответствующих диапазонах частоты электрического тока должна определяться заводом изготовителем.

* 1. Энергоблок атомной электростанции должен обеспечивать непрерывный режим работы в диапазоне от 50 до 100 процентов от установленной мощности энергоблока.
  2. Регулировочный диапазон без изменения состава оборудования для вновь вводимых энергоблоков атомных электростанций (кроме энергоблоков ВВЭР-1000 с реакторными установками типа В-320) должен быть в пределах от 80 до 100 процентов установленной мощности. Технический минимум должен быть в пределах от 20 до 25 процентов установленной мощности.
  3. Работа энергоблоков атомных электростанций, кроме энергоблоков типа РБМК и БН, должна быть обеспечена в регулировочном диапазоне с номинальными параметрами нагрузки:

а) длительно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49,0-50,5 герц, включая верхнюю границу диапазона по частоте;

б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

50,5 – 51,0 герц – продолжительностью не менее 10 секунд, при этом суммарная продолжительность работы должна быть не более 60 секунд в год;

49,0 – 48,0 герц – продолжительностью не менее 5 минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 20 минут в год;

48,0 – 47,0 герц – продолжительностью не менее 1 минуты, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 6 минут в год;

47,0 – 46,0 герц – продолжительностью не менее 1 секунды, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 60 секунд в год;

46,0 герц – не менее 1 секунды, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 60 секунд в год.

Допустимые режимы работы энергоблоков типа РБМК и БН в зависимости от значений частоты электрического тока определяются регламентами безопасной эксплуатации энергоблоков атомных электростанций.

* 1. Энергоблок атомной электростанции должен иметь техническую возможность синхронизироваться с энергосистемой при сниженной частоте до 49 герц.
  2. Энергоблоки атомных электростанций, кроме энергоблоков типа РБМК и действующих энергоблоков типа БН, должны обеспечивать сброс нагрузки при отключении от сети и дальнейшую работу на нагрузку собственных нужд в течение не менее 40 минут.
  3. Нормативы пуска из различного теплового состояния генерирующего оборудования тепловых электростанций должны устанавливаться собственником или иным законным владельцем электростанции по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом технических условий заводов-изготовителей оборудования.
  4. На тепловой электростанции должна быть обеспечена техническая возможность параллельного пооперационного пуска из резерва, с учетом технологических параметров тепловых схем, не менее двух энергоблоков из различного теплового состояния, а на тепловой электростанции с общим паропроводом свежего пара для работы турбоагрегатов - пуск из резерва не менее двух турбоагрегатов, а также необходимого количества энергетических котлов, обеспечивающих несение номинальной нагрузки пускаемыми турбоагрегатами, объединенными общим паропроводом свежего пара.
  5. При выделении генераторов тепловых электростанций на собственные нужды или сбалансированную нагрузку действием частотной делительной автоматики должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.
  6. Самозапуск электродвигателей собственных нужд тепловых электростанций должен обеспечиваться при кратковременных перерывах электроснабжения продолжительностью не более 2,5 секунд. В случае неуспешного самозапуска электродвигателей перерыв электроснабжения собственных нужд не должен приводить к повреждению оборудования электростанций.
  7. Для энергоблоков должна быть обеспечена возможность останова их в резерв с их обратным включением в работу по истечении периода времени, не превышающего 8 часов.
  8. Скорость изменения нагрузки паросиловых энергоблоков тепловых электростанций, введенных в эксплуатацию после вступления в силу настоящих Правил, во всем регулировочном диапазоне должна быть не менее:

одного процента от установленной мощности энергоблока в минуту в условиях нормального режима;

четырех процентов от установленной мощности энергоблока в минуту в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима.

* 1. На тепловых электрических станциях должен быть обеспечен общий нормативный запас топлива (включая нормативный неснижаемый запаса топлива, нормативный эксплуатационный запас топлива и нормативный вспомогательный запас топлива), размер которого определяется в соответствии с порядком создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, установленным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.
  2. Объем нормативного неснижаемого запаса топлива должен обеспечивать работу электростанций, сжигающих:

в качестве основного и (или) резервного вида топлива уголь, мазут, торф или иные виды твердого и жидкого топлива − в течение 7 суток подряд в режиме выживания тепловой электростанции;

в качестве основного вида топлива газ, а также мазут, поставляемый по прямым трубопроводам от нефтеперерабатывающих заводов, − в течение 3 суток подряд в режиме выживания тепловой электростанции.

* 1. Собственником или иным законным владельцем тепловой электростанции должно быть принято решение о переходе тепловой электростанции в режим выживания при снижении фактически имеющихся запасов топлива на тепловой электростанции до уровня нормативного неснижаемого запаса топлива.

Порядок действий персонала электростанции при снижении запасов топлива ниже нормативного неснижаемого запаса топлива и переходе тепловой электростанции в режим выживания, с предварительным информированием субъекта оперативно-диспетчерского управления и подачей соответствующей диспетчерской заявки на изменение нагрузки, устанавливается производственной инструкцией для персонала тепловой электростанции, утвержденной собственником или иным законным владельцем тепловой электростанции и согласованной с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* 1. Твердое и жидкое топливо, включенное в общий нормативный запас топлива, должно быть доступно для использования в полном объеме во всем диапазоне температур наружного воздуха за всё время наблюдения, в соответствии с климатическими параметрами, предусмотренными действующими нормами проектирования.
  2. Для электростанций с паросиловым генерирующим оборудованием единичной установленной мощностью 100 мегаватт и более, а для электростанций со стационарными парогазовыми или газотурбинными установками единичной установленной мощностью 50 мегаватт и более должно быть обеспечено наличие резервного топливного хозяйства и запасов соответственно резервного и аварийного топлива. Использование одного вида топлива в качестве основного и резервного или аварийного не допускается, за исключением случаев, указанных в настоящем разделе Правил.

Не требуется создания резервного топливного хозяйства и запасов резервного или аварийного топлива на электростанциях, использующих газ как основной вид топлива, если электростанция присоединена не менее чем к двум независимым  магистральным газопроводам.

Резервное топливное хозяйство может также не создаваться для монотопливных тепловых электростанций, работающих на угле.

* 1. Для электростанций, указанных в пункте 8.32 настоящих Правил, использующих парогазовые установки и газотурбинные установки, работающие на газе как основном виде топлива, должны создаваться резервное топливное хозяйство и запасы аварийного топлива (дизельного или газотурбинного) для обеспечения работы этого оборудования в аварийных ситуациях в течение не менее 3 суток с максимально допустимыми нагрузками при отсутствии подачи газа на электростанцию, если иное не предусмотрено заводом-изготовителем.

При проектировании и строительстве, а также реконструкции электростанций с заменой генерирующего оборудования на парогазовые или газотурбинные установки, работающие на газе как основном виде топлива, должно предусматриваться создание резервного топливного хозяйства и запасов аварийного жидкого топлива (дизельного или газотурбинного) для обеспечения работы этого оборудования в течение не менее 5 суток с максимально допустимыми заводом-изготовителем нагрузками при отсутствии подачи газа на электростанцию.

Требования абзацев первого и второго настоящего пункта могут не выполняться для электростанций с парогазовыми и газотурбинными установками, задание на проектирование которых выдано до 01 января 2015 года.

* 1. Ветроэнергетические установки должны обеспечивать возможность разгрузки по активной мощности до величины, определяемой субъектом оперативно-диспетчерского управления, со скоростью 10 процентов в минуту от номинальной мощности ветроэнергетической установки.

Ветроэнергетические установки должны обеспечить снижение мгновенной активной мощности при частоте, превышающей 50,2 герц, с величиной статизма 5 процентов.

При возврате частоты к значению менее 50,05 герц выходная активная мощность ветроэнергетической установки может быть снова увеличена. Регулирование частоты должно быть реализовано в децентрализованном порядке (на каждом отдельном генераторе).

В диапазоне частот от 47,5 до 51,5 герц автоматическое отключение от электрической сети ветроэнергетической установки в результате отклонения частоты от 50 герц не допускается.

* 1. Электрические шины и ошиновка распределительного устройства, измерительные трансформаторы и другие электросетевые элементы не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки любых присоединенных к распределительному устройству линий электропередачи, автотрансформаторов (трансформаторов) и другого оборудования с учетом их перегрузочной способности.
  2. Номинальные напряжения электрических сетей (классы напряжения) и наибольшие рабочие напряжения для них указаны в таблице 2.

Таблица 2

Номинальные и наибольшие рабочие напряжения электрических сетей

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальное напряжение электрической сети (класс напряжения), киловольт | Наибольшее рабочее напряжение электрической сети, киловольт |
| *1* | *2* |
| 6 | 7,2 |
| 10 | 12,0 |
| 20 | 24,0 |
| 35 | 40,5 |
| 110 | 126,0 |
| 150 | 172,0 |
| 220 | 252,0 |
| 330 | 363,0 |
| 500 | 525,0 |
| 750 | 787,0 |

Оборудование, присоединяемое к электрической сети определенного класса напряжения, должно иметь наибольшее рабочее напряжение не менее наибольшего рабочего напряжения, предусмотренного таблицей 2 для указанной электрической сети.

* 1. Электрические сети должны работать со следующими режимами заземления нейтралей:

в электрической сети напряжением 110 – 220 киловольт − как с глухозаземлённой, так и с эффективно заземлённой нейтралью;

в электрической сети напряжением 330 киловольт и выше − с глухозаземлённой нейтралью.

* 1. Трансформаторы с высшим классом напряжения 330 киловольт и выше и автотрансформаторы должны работать с глухозаземленной нейтралью за исключением случаев, когда в целях ограничения несимметричных токов короткого замыкания на землю заземление нейтралей автотрансформаторов (трансформаторов) допускается осуществлять через специальные токоограничивающие реакторы или резисторные установки.
  2. На всех вновь сооружаемых (реконструируемых) подстанциях с проектным высшим классом напряжения 110 киловольт и выше должно быть установлено не менее двух трансформаторов собственных нужд, при этом каждый из них должен обеспечивать электроснабжение полной нагрузки собственных нужд. На подстанциях с высшим классом напряжения 330 киловольт и более следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего независимого источника питания.
  3. Схемы собственных нужд подстанций должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям и (или) системам шин распределительного устройства).
  4. Динамические свойства энергетического котла и котла-утилизатора должны обеспечивать работу регулятора частоты вращения турбины с согласованным изменением нагрузки для поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.
  5. Паросиловые установки, за исключением входящих в состав парогазовых установок, должны соответствовать следующим требованиям:
     1. Система автоматического регулирования турбины должна обеспечивать:

поддержание заданной частоты вращения ротора турбины на холостом ходу и ее изменение (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;

частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля мощности (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

* + 1. Паровые турбины энергоблоков с установленной мощностью 500 мегаватт и более должны обеспечивать возможность применения импульсной разгрузки по командам противоаварийной автоматики. Для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования скорость импульсной разгрузки должна быть максимальной без выхода технологических параметров генерирующего оборудования за пределы допустимых значений.

Необходимость оснащения турбин энергоблоков с установленной мощностью менее 500 мегаватт системой регулирования, допускающей импульсную разгрузку, определяется при проектировании.

* + 1. Турбины должны допускать режимы работы на холостом ходу после сброса электрической нагрузки в течение не менее 15 минут.
    2. Нижний предел регулировочного диапазона энергоблоков, введенных в эксплуатацию после 01 января 2016 года, в конденсационном режиме должен быть не более 40 процентов от величины установленной мощности для газомазутных энергоблоков и не более 50 процентов от величины установленной мощности для пылеугольных энергоблоков.
    3. Паросиловые установки должны быть укомплектованы оборудованием, обеспечивающим их непрерывную работу на резервном топливе с номинальной мощностью, за исключением случаев, когда в соответствии с требованиями настоящих Правил создание запасов резервного топлива не требуется.
    4. Эксплуатационный запас резервного топлива для электростанций с паросиловыми установками должен создаваться и поддерживаться в объеме, обеспечивающем работу электростанции с номинальной мощностью в течение не менее семи суток, за исключением монотопливных станций, работающих на угле.
  1. Газотурбинные установки должны соответствовать следующим требованиям:
     1. Газотурбинные установки электростанций, указанных в пункте 8.32 настоящих Правил, должны иметь возможность работы как на газообразном, так и на жидком виде топлива. Перевод газотурбинных установок с одного вида топлива на другой должен осуществляться без их останова.

Данные требования могут не выполняться для газотурбинных установок, введенных в эксплуатацию до 01 января 2016 года.

Положения абзаца первого настоящего пункта Правил не распространяются на электростанции, использующие газ в качестве основного топлива, для которых допускается отсутствие запаса аварийного топлива при наличии схем подачи газа от двух независимых источников газоснабжения (магистральных газопроводов).

* + 1. Оборудование газотурбинной установки должно обеспечивать работу с максимальной нагрузкой при отрицательных температурах, соответствующих абсолютным минимальным температурам наружного воздуха, определяемым в соответствии с климатическими параметрами, применяемыми согласно действующим строительными нормам и правилам при планировке и застройке городских и сельских поселений, проектировании зданий и сооружений.
    2. Общее время нормального пуска, в том числе повторного, и набора нагрузки стационарной газотурбинной установки, работающей по открытому циклу, а также газотурбинных установок, указанных в пунктах 8.43.5, 8.44.2 настоящих Правил, до максимальной при соответствующих климатических условиях не должно превышать 20 минут.
    3. Допустимая продолжительность работы стационарной газотурбинной установки, для которой основным видом топлива является природный газ, на аварийном топливе должна составлять:

для вновь строящегося (реконструируемого) генерирующего оборудования – не менее 5 суток подряд единовременно и суммарно не менее 8 суток в год;

для действующего генерирующего оборудования – не менее 3 суток подряд единовременно и суммарно не менее 8 суток в год.

* + 1. Для стационарных газотурбинных установок, вводимых в эксплуатацию после 01 января 2016 года, с единичной установленной мощностью 100 мегаватт и более с утилизацией выхлопных газов в котлах-утилизаторах и водогрейных котлах, в целях реализации мероприятий по ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистем, должна быть обеспечена возможность их работы при отсутствии теплового потребления, а также возможность регулирования отпуска тепла без снижения электрической нагрузки газотурбинной установки.
    2. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны применяться для работы без монтажа (непосредственно с платформы для транспортировки, без свайных работ и подготовки фундамента).
    3. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны обеспечивать возможность пуска при отсутствии возможности подачи напряжения на собственные нужды от сторонних источников.
    4. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны обеспечивать длительную работу как на жидком, так и на газообразном топливе.
  1. Парогазовые установки должны соответствовать следующим требованиям:
     1. Должна быть обеспечена возможность привлечения парогазовой установки к покрытию суточной неравномерности графика нагрузки в рамках имеющегося при соответствующих климатических условиях регулировочного диапазона, а также возможность останова парогазовой установки в резерв в ночное время продолжительностью до 8 часов.
     2. Технологическая схема парогазовых установок (за исключением одновальных), введенных в эксплуатацию после 01 января 2016 года, должна обеспечивать возможность работы с отключенной паровой турбиной или неполным составом газотурбинных установок с единичной установленной мощностью 100 мегаватт и более без ограничения по продолжительности работы в таких режимах, за исключением случаев, когда на основе анализа перспективных электроэнергетических режимов работы энергосистемы и балансов электрической энергии (мощности) субъектом оперативно-диспетчерского управления подтверждена возможность останова парогазовой установки на длительный срок.
     3. Нижний предел регулировочного диапазона вновь построенной (реконструированной) парогазовой установки для нормальных условий при работе паросиловой установки в ее составе в конденсационном режиме должен составлять не более 50 процентов от ее установленной мощности независимо от общего количества газотурбинных установок в составе парогазовой установки. При наличии теплофикационной паросиловой установки в составе парогазовой установки нижний предел регулировочного диапазона подлежит уточнению на стадии выбора состава включенного генерирующего оборудования, планирования электроэнергетического режима энергосистемы на предстоящие сутки и периоды в пределах суток исходя из предполагаемых объемов отпуска тепла.
     4. Величина технического минимума парогазовой установки, достигаемого в том числе путем отключения газотурбинных установок (при наличии более двух газотурбинных установок в составе парогазовой установки), должна быть не более величин, указанных для основных схем парогазовых установок в таблице 3.

Таблица 3

Величины технического минимума утилизационных парогазовых установок

|  |  |
| --- | --- |
| Схема  утилизационной парогазовой установки | Технический минимум нагрузки для нормальных условий,  процентов от установленной мощности парогазовой установки |
| две газотурбинных установки – одна паровая турбина | 25 |
| три газотурбинных установки – одна паровая турбина | 17 |

* + 1. Скорость изменения нагрузки вновь построенной (реконструированной) парогазовой установки в пределах регулировочного диапазона должна быть не менее 5 (пяти) процентов от величины ее номинальной мощности в минуту.
    2. Нижний предел регулировочного диапазона паросиловой части парогазовой установки, в которой выхлопные газы газотурбинной установки направляются в воздушный тракт парового котла (далее – сбросная парогазовая установка) должен быть не более 50 процентов от величины номинальной мощности такой парогазовой установки.
  1. Гидроагрегаты должны соответствовать следующим требованиям:
     1. Безопасность эксплуатации гидроагрегатов при их участии в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности обеспечивается:

работой гидроагрегата в допустимых по условиям эксплуатации режимах, определенных в соответствии с пунктом 8.45.5 настоящих Правил;

блокировкой управления активной мощностью гидроагрегата от группового регулятора активной мощности (далее – ГРАМ) гидроэлектростанции путем автоматического или ручного отключения гидроагрегата от управления ГРАМ при срабатывании технологических защит гидроагрегата при выходе параметров эксплуатации гидроагрегата (в том числе вибрационных, тепловых) за допустимые пределы.

* + 1. Система автоматического управления гидроагрегата должна обеспечивать:

регулирование мощности гидроагрегата от нуля до максимального значения со статизмом по частоте (участие в первичном регулировании частоты) как при индивидуальном, так и при групповом регулировании;

автоматическое ограничение максимальной мощности в соответствии с линией ограничения максимальной мощности на эксплуатационной характеристике гидроагрегата или в соответствии с установленным технологическим ограничением;

возможность оперативного задания активной мощности персоналом гидроэлектростанции или автоматически от ГРАМ.

* + 1. Включение гидроагрегата в групповое регулирование от ГРАМ вне зависимости от используемого алгоритма распределения группового задания должно производиться безударно, то есть включению должен предшествовать набор мощности, соответствующий групповому заданию гидроагрегата.
    2. Величина регулировочного диапазона вновь вводимого (реконструированного) гидроагрегата должна быть не менее 40 процентов от величины его максимальной мощности при любом допустимом значении напора для радиально-осевых гидротурбин и пропеллерных гидротурбин и не менее 60 процентов − для поворотно-лопастных гидротурбин.
    3. Величина регулировочного диапазона гидроагрегата, зоны нерекомендованной и ограниченной работы гидроагрегата должны задаваться по результатам натурных испытаний заводом-изготовителем гидротурбинного оборудования при сдаче гидроагрегата в эксплуатацию или персоналом гидроэлектростанции по согласованию с заводом-изготовителем гидротурбинного оборудования − для гидроагрегата, находящегося в эксплуатации. Время нахождения гидроагрегата в зоне ограниченной работы и число циклов прохождения через зону нерекомендованной работы может ограничиваться заводом-изготовителем.
    4. Гидроагрегат должен обеспечивать изменение мощности на загрузку или разгрузку в пределах регулировочного диапазона гидроагрегата со скоростью вплоть до максимальной при вторичном регулировании без ограничения количества циклов загрузки и разгрузки.
    5. При эксплуатации генерирующего оборудования гидроэлектростанции системой автоматического управления и регулирования гидроэлектростанции должны быть обеспечены:

автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегатов;

автоматический аварийный останов гидроагрегатов;

устойчивая работа на всех режимах с автоматическим изменением и поддержанием регулируемых параметров;

автоматический перевод гидроагрегатов из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно, если заводом-изготовителем предусмотрена работа гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора;

автоматический перевод гидроагрегатов гидроаккумулирующих электростанций из генераторного режима в насосный режим и обратно (перевод из насосного режима в режим синхронного компенсатора);

участие в регулировании частоты в энергосистеме.

* + 1. Находящиеся в резерве гидроагрегаты должны быть в состоянии готовности к немедленному автоматическому пуску. Гидроагрегаты с закрытым направляющим аппаратом турбины (насос-турбины) должны находиться под напором при полностью открытых затворах на водоприемнике и в отсасывающей трубе.
  1. Генераторы должны соответствовать следующим требованиям
     1. Ввод в эксплуатацию генераторов должен осуществляться на основном возбуждении. Переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от электрической сети. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения генераторов должны соответствовать требованиям раздела 9.6 настоящих Правил.
     2. В нормальном режиме генераторы должны включаться в сеть методом точной синхронизации. В случае неисправности устройств синхронизации в условиях ликвидации нарушения нормального режима допускается включение в сеть гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения методом самосинхронизации.
     3. Скорость набора и изменения активной нагрузки генераторов должна определяться условиями работы турбины и котла (реактора).
     4. Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 мегаватт и более и всех турбогенераторов газотурбинных и парогазовых установок, а также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до ±5 процентов и частоты до ±2,5 процентов от номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6 процентов, если в паспортах заводов-изготовителей на отдельные типы машин не определены иные условия по отклонению напряжения и частоты.
     5. Наибольший ток ротора, при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах ±5 процентов от номинального, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до ±5 процентов от номинального длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех генераторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110 процентов от номинального. При напряжении выше 105 процентов от номинального допустимая полная мощность генератора должна быть установлена в соответствии с проектной документацией или в соответствии с решением собственника или иного законного владельца генерирующего оборудования.

При напряжении на генераторе ниже 95 процентов от номинального ток статора должен быть не выше 105 процентов от длительно допустимого.

* + 1. Турбогенераторы должны допускать длительную работу с разностью токов в фазах, не превышающей 12 процентов от номинального для турбогенераторов и 20 процентов для дизель-генераторов.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20 процентов при мощности 125 мегавольт-ампер и ниже, 15 процентов – при мощности свыше 125 мегавольт-ампер. Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10процентов.

Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть выше номинального.

* + 1. Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора относительно других генераторов электрических станций не допускается.
    2. Для генерирующего оборудования должны быть определены:

возможность, допустимая нагрузка и продолжительность работы турбогенератора в асинхронном режиме без возбуждения;

допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора с недовозбуждением (в емкостном квадранте), а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением.

* + 1. Для предотвращения нарушения устойчивой работы генераторов установленной мощностью 5 мегаватт и более в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.
  1. Автотрансформаторы (трансформаторы) должны соответствовать следующим требованиям:
     1. Автотрансформаторы (трансформаторы) должны допускать продолжительную работу (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 процентов выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего напряжения, указанного в пункте 8.36 настоящих Правил.
     2. Автотрансформаторы и маслонаполненные трансформаторы с высшим классом напряжения 110 киловольт и выше должны допускать длительную перегрузку по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на данном ответвлении не превышает номинального.
     3. Допустимые аварийные перегрузки новых автотрансформаторов (трансформаторов), в том числе устанавливаемых взамен существующих, должны быть не менее приведенных в таблицах 4 − 6.

Таблица 4

Система охлаждения М

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжительность  перегрузки,  час. | Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды \*) во время перегрузки | | | | | | | |
| -25 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 |
| 0,5 | 2,0 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,5 | 1,4 | 1,3 |
| 1,0 | 1,9 | 1,9 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,4 | 1,3 | 1,3 |
| 2,0 | 1,9 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 |
| 4,0 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 |
| 8,0 | 1,7 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 |
| 24,0 | 1,7 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 |

Таблица 5

Система охлаждения Д

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжительность  перегрузки,  час. | Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды \*) во время перегрузки | | | | | | | |
| -25 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 |
| 0,5 | 1,8 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| 1,0 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| 2,0 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| 4,0 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| 8,0 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,1 |
| 24,0 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,1 |

Таблица 6

Система охлаждения ДЦ и Ц

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Продолжительность  перегрузки,  час. | Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды \*) во время перегрузки | | | | | | | |
| -25 | -20 | -10 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 |
| 0,5 | 1,6 | 1,6 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| 1,0 | 1,6 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| 2,0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,1 |
| 4,0 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 1,1 |
| 8,0 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 1,1 |
| 24,0 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,2 | 1,1 |

Примечание:

\*) Для трансформаторов с воздушным охлаждением температура охлаждающей среды соответствует действительной температуре окружающей среды (воздуха). Для трансформаторов с водяным охлаждением температура охлаждающей среды соответствует температуре воды на входе в теплообменник.

* + 1. Допустимые аварийные перегрузки автотрансформаторов (трансформаторов) со сроком эксплуатации до 30 лет должны быть не менее приведенных в таблицах 4 − 6 пункта 8.47.3 настоящих Правил.
    2. Допустимые аварийные перегрузки автотрансформаторов (трансформаторов) со сроком эксплуатации 30 лет и более в зависимости от технического состояния автотрансформаторов (трансформаторов) могут быть снижены собственником или иным законным владельцем оборудования не более чем на 0,2 относительно допустимых аварийных перегрузок, указанных в таблицах 4 − 6 пункта 8.47.3 настоящих Правил, но не менее чем до 1,0.
    3. Снижение допустимой аварийной перегрузки автотрансформаторов (трансформаторов) ниже величин, установленных в пунктах 8.47.3 – 8.47.5 настоящих Правил, допускается временно, по согласованному с субъектом оперативно-диспетчерского управления решению собственника или иного законного владельца оборудования, на период до выполнения указанным собственником или иным законным владельцем оборудования мероприятий, направленных на восстановление технических характеристик автотрансформаторов (трансформаторов).
    4. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (трансформаторов) с высшим классом напряжения 220 киловольт и выше должны быть в постоянной готовности к работе в автоматическом режиме. Алгоритм автоматического переключения устройств регулирования напряжения под нагрузкой должен учитывать необходимость встречного регулирования напряжения и обеспечения требований к устойчивости в соответствии с разделом 2 настоящих Правил.

Автоматика устройств регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (трансформаторов) должна быть интегрирована в автоматизированную систему управления технологическими процессами подстанции.

* + 1. Для автотрансформаторов (трансформаторов), являющихся объектами диспетчеризации, режим (автоматический или неавтоматический) и алгоритм работы устройств регулирования напряжения под нагрузкой задаются соответствующим диспетчерским центром с учетом технических характеристик устройства регулирования напряжения под нагрузкой, установленных заводом-изготовителем.

Для автотрансформаторов (трансформаторов), не являющихся объектами диспетчеризации, алгоритм автоматического переключения устройств регулирования напряжения под нагрузкой и режим их работы (автоматический или неавтоматический) задается субъектом электроэнергетики, осуществляющим оперативно-технологическое управление соответствующим оборудованием.

* 1. При строительстве (реконструкции, модернизации) электростанций, подстанций в распределительных устройствах напряжением 220-750 киловольт должны устанавливаться элегазовые выключатели, в распределительных устройствах напряжением 110 киловольт − элегазовые или вакуумные выключатели. При установке вакуумных выключателей должны предусматриваться мероприятия по защите от перенапряжений при коммутациях индуктивных элементов. Отказ от мероприятий по защите от перенапряжений должен быть технически обоснован в проектной документации.
  2. Для предотвращения неправильных действий при переключениях, коммутационные аппараты, заземляющие разъединители должны быть оборудованы оперативной блокировкой безопасности.
  3. Шунтирующие реакторы, управляемые шунтирующие реакторы напряжением 330 киловольт и выше должны подключаться к линиям электропередачи, системам (секциям) шин через собственный выключатель.
  4. В цепях шунтирующих реакторов напряжением 330 киловольт и выше и батарей статических конденсаторов, а также на линиях электропередачи классом напряжения 750  киловольт должны применяться выключатели, снабженные устройствами, обеспечивающими коммутацию выключателя при минимальном значении апериодической составляющей тока выключателя. На выключателях линий электропередачи классом напряжения 500 киловольт устройства, обеспечивающие их коммутацию при минимальном значении апериодической составляющей тока выключателя, должны применяться при выявлении расчетной возможности возникновения апериодической составляющей тока со значениями, опасными для эксплуатации выключателей.
  5. Все вновь устанавливаемые выключатели должны выбираться в соответствующем климатическом исполнении и учитывать местные температурные режимы.
  6. Для всех ранее установленных выключателей, не соответствующих климатическим условиям, должны применяться меры, обеспечивающие их работоспособность при пониженных температурах окружающего воздуха.
  7. При использовании воздушных выключателей система обеспечения сжатым воздухом должна резервироваться.
  8. При снижении давления воздуха в ресиверах воздушных выключателей ниже уровня, установленного заводом-изготовителем, должно автоматически выводиться действие всех видов автоматического повторного включения на этот выключатель. При дальнейшем снижении давления воздуха в ресиверах воздушных выключателей ниже уровня, установленного заводом-изготовителем должна блокироваться схема управления выключателем без отключения выключателя.
  9. При снижении плотности (давления) элегаза в выключателе ниже уровня, при котором заводом-изготовителем гарантируется сохранение отключающей способности выключателя, должно блокироваться управление выключателем без его отключения.
  10. Для контроля работоспособности элегазовых выключателей должна предусматриваться сигнализация снижения в них плотности (давления) с возможностью ее передачи оперативному персоналу, в технологическом управлении или ведении которого находится данный коммутационный аппарат.
  11. На всех подстанциях, электростанциях их собственниками или иными законными владельцами должен быть организован учёт срабатывания ресурса отключения выключателями коротких замыканий (с учетом величины отключаемого тока короткого замыкания).
  12. Все коммутационные аппараты должны быть оборудованы указателями, однозначно определяющими их включенное или отключенное положение.
  13. На подстанциях, открытых распределительных устройствах напряжением 110 киловольт и выше электростанций при их строительстве (реконструкции, модернизации) должны устанавливаться разъединители, заземляющие разъединители, оснащенные электродвигательным приводами и высокопрочными опорными изоляторами.
  14. Для оборудования с элегазовой изоляцией должна предусматриваться система контроля   плотности (давления) элегаза в газовых объемах с сигнализацией недопустимых отклонений без отключения оборудования от сети. В случае несоответствия оборудования с элегазовой изоляцией, введенного в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, требованиям настоящего пункта собственником или иным законным владельцем этого оборудования должны быть разработаны и реализованы мероприятия по приведению действия указанной системы контроля в соответствие с требованиями настоящего пункта.
  15. Для вновь вводимых подстанций, электростанций не допускается использование отделителей и короткозамыкателей.
  16. В отношении линий электропередачи должны выполняться следующие требования:
      1. При эксплуатации линий электропередачи сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами линий электропередачи должны быть организованы и проводиться их периодические и внеочередные осмотры.
      2. Периодические осмотры линий электропередачи осуществляются по графикам, разрабатываемым и утверждаемым их собственниками или иными законными владельцами.
      3. Осмотр каждой воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи) по всей длине без подъема на опоры должен проводиться с периодичностью не реже 1 раза в год.

Дополнительно не реже 1 раза в год инженерно-техническим персоналом должны производиться осмотры отдельных воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) и их участков. Все воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи), подлежащие капитальному ремонту, должны осматриваться инженерно-техническим полностью.

Верховые осмотры воздушных линий электропередачи с выборочной проверкой состояния проводов и грозозащитных тросов в зажимах и дистанционных распорках должны проводиться 1 раз в 6 лет.

* + 1. Внеочередные осмотры воздушных линий электропередачи, а также воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи должны производиться:

при образовании на проводах и грозозащитных тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

после автоматического отключения линии электропередачи релейной защитой, в том числе после автоматического отключения с успешным автоматическим повторным включением.

* + 1. Внеочередной осмотр, производимый после автоматического отключения воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи) действием релейной защиты путем обхода или с использованием транспортных средств в целях выяснения причины отключения и определения места и объема повреждения (далее – внеочередной оперативный осмотр), должен быть начат в отношении воздушной линии электропередачи или кабельно-воздушной линии электропередачи с расчетным местом повреждения в пределах ее воздушного участка в минимально возможные сроки и проведен с представлением результатов осмотра не позднее одних суток с момента отключения такой линии электропередачи при следующих условиях:

линия электропередачи отключилась с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим неуспешным первым ручным повторным включением;

линия электропередачи 3 раза или более в течение одних суток отключалась с успешным автоматическим повторным включением или с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим успешным первым ручным повторным включением из-за коротких замыканий в одном расчетном месте повреждения. При этом как одно расчетное место повреждения рассматриваются случаи, когда расстояние между расчетными местами повреждения для разных коротких замыканий составляет не более 5 процентов суммарной длины линии электропередачи.

* + 1. Внеочередной оперативный осмотр воздушной линии электропередачи или кабельно-воздушной линии электропередачи с расчетным местом повреждения в пределах ее воздушного участка должен быть начат не позднее одних суток и проведен с представлением результатов осмотра не позднее трех суток с момента отключения линии электропередачи при следующих условиях:

линия электропередачи отключилась с успешным автоматическим повторным включением, в том числе однофазным, за исключением случаев многократных отключений;

линия электропередачи отключилась с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим успешным первым ручным повторным включением.

* + 1. При невыявленной причине по результатам внеочередного оперативного осмотра воздушной линии электропередачи или кабельно-воздушной линии электропередачи проводится повторный осмотр, осмотр расширенной зоны, внеочередной инженерный осмотр и (или) внеочередной верховой осмотр. Вид осмотра определяется техническим руководителем сетевой организации, иного собственника или законного владельца линии электропередачи, осуществляющего ее эксплуатацию.

Причина отключения должна быть выявлена в минимально-возможные сроки.

* + 1. Сроки проведения внеочередных осмотров воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, указанные в пунктах 8.63.5 – 8.63.7 настоящих Правил, могут быть увеличены в случае отключений линий электропередачи классом напряжения 35 киловольт и выше в количестве 5 штук и более, произошедших в течение короткого промежутка времени (6 часов и менее) в пределах территории одного субъекта Российской Федерации и сопровождающихся неблагоприятными погодными условиями (грозовые явления, снегопад, гололедообразование, резкие изменения метеорологических явлений и другие природные явления) или явлениями техногенного характера.

При этом в случае отключения линий электропередачи разных классов напряжения в соответствии с пунктом 8.63.5 настоящих Правил должна обеспечиваться первоочередность проведения внеочередных оперативных осмотров линий электропередачи более высокого класса напряжения, за исключением случаев, когда отключение линий электропередачи более низкого класса напряжения привело к прекращению электроснабжения потребителей, а отключение линий электропередачи более высокого класса напряжения – не привело к таким последствиям.

* + 1. Осмотры кабельных линий электропередачи (кабельных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) классом напряжения 110 – 500 киловольт должны производиться с периодичностью не реже 1 раза в календарный период, указанный в таблице 7.

Таблица 7

Периодичность осмотров кабельных линий электропередачи

|  |  |
| --- | --- |
| Способ прокладки кабельной линии электропередачи | Периодичность осмотра, не реже 1 раз в мес. |
| Трассы кабелей, проложенных в земле | 1 месяц |
| Трассы кабелей, проложенных в  коллекторах, туннелях, шахтах и по  железнодорожным мостам | 3 месяца |
| Подпитывающие пункты при наличии  Сигнализации давления масла (при отсутствии  сигнализации -по местным инструкциям) | 1 месяц |
| Кабельные колодцы | 3 месяца |

Периодически инженерно-техническим персоналом должны также производиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий электропередачи.

* + 1. Внеочередные осмотры кабельных линий электропередачи проводятся в период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии электропередачи релейной защитой.
    2. Бригады, выполняющие работы (осмотры) на линии электропередачи, должны быть оснащены средствами связи с лицом, уполномоченным выдавать разрешения на подготовку рабочего места и допуск к производству работ на линии электропередачи, в том числе для своевременной передачи информации о результатах осмотров и обнаруженных повреждениях.
    3. Для обеспечения безаварийного функционирования и эксплуатации воздушных линий электропередачи сетевые организации, иные собственники и законные владельцы указанных линий электропередачи должны обеспечивать:

поддержание ширины просек в надлежащем состоянии вдоль воздушных линий электропередачи при нахождении их в зоне лесных массивов или зеленых насаждений и поддержание ширины просек в надлежащем состоянии;

вырубку и обрезку деревьев и кустарников для поддержания габаритов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию воздушных линий электропередачи, а также вырубку угрожающих падением деревьев, которые при падении на провода могут вызвать аварийное отключение линии электропередачи.

Ширина просеки определяется в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для обеспечения безаварийного функционирования и эксплуатации кабельных линий электропередачи сетевые организации, иные собственники и законные владельцы указанных линий электропередачи должны обеспечивать:

вырубку деревьев и кустарников на трассе кабельных линий электропередачи и в зоне переходных пунктов,

наличие информационных указательных знаков по трассе кабельных линий электропередачи;

отсутствие постоянных и временных зданий, строений и сооружений в охранной зоне кабельных линий электропередачи.

* + 1. Все воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи) классом напряжения 110 киловольт и выше, в том числе оснащенные грозозащитными тросами, отнесенные к IV гололедному району и выше, должны проектироваться с учетом значений максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда, определяемых на высоте 10 метров над поверхностью земли с повторяемостью один раз в 25 лет, и оснащаться устройствами плавки гололёда на проводах и грозозащитных тросах.

Необходимость оснащения устройствами плавки гололёда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) классом напряжения 110 киловольт и выше, в том числе оснащенных грозозащитными тросами, не отнесенных к IV гололедному району и выше, определяется собственниками или иными законными владельцами таких линий электропередачи на основе:

статистики отключений воздушных линий электропередачи за максимально возможный период в рассматриваемом районе по причине гололедообразования;

конструктивных параметров воздушной линии электропередачи, воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи (длина, габариты, механическая прочность проводов и опор, марки грозозащитных тросов и проводов);

данных наблюдений гололедообразования на воздушных линиях электропередачи в рассматриваемом районе за максимально возможный период.

* + 1. Все вновь сооружаемые (реконструируемые) воздушные линии электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше и грозозащитные троса, на которых предусмотрена плавка гололёда, должны быть оснащены устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования в контрольных точках, подвергающихся наиболее сильному гололедообразованию.
    2. На всех линиях электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше длиной 20 километров и более должны быть установлены устройства для определения места повреждения на линии электропередачи в случае ее аварийного отключения в результате короткого замыкания (далее – устройства определения места повреждения). Необходимость установки устройств определения места повреждения на линиях электропередачи длинной менее 20 километров определяется собственником или иным законным владельцем линии электропередачи.
    3. Расчетное место повреждения должно определяться как сетевой организацией, иным собственником или законным владельцем линии электропередачи, осуществляющими ее эксплуатацию, так и соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

В случае если линия электропередачи присоединена к объектам электроэнергетики, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании разным лицам, данные для расчета места повреждения с противоположного конца линии электропередачи передаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организации, эксплуатирующей линию электропередачи, в срок, не превышающий 15 минут с момента получения соответствующих данных с вышеуказанных объектов электроэнергетики других лиц.

На основании расчетов сетевой организацией, иным собственником или законным владельцем линии электропередачи должна быть определена зона осмотра линии электропередачи в целях отыскания причины ее отключения.

* + 1. Кабельные линии электропередачи должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования и рекомендациями завода-изготовителя.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях электропередачи после ремонтных работ или раскопок, связанных с вскрытием трасс, определяется их собственником или иным законным владельцем.

* + 1. Сетевые организации и иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства должны постоянно поддерживать в актуальном состоянии данные о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке линий электропередачи в зависимости от температуры окружающего воздуха.
    2. Возможность перегрузки кабельных линий электропередачи любого класса напряжения, ее длительности и величины в послеаварийных режимах определяется их собственником или иным законным владельцем на основании требований завода-изготовителя и фактического состояния кабельных линий электропередачи.

Данные о величине перегрузочной способности кабельной линии электропередачи включаются в состав данных технического паспорта.

* 1. Функционирование электроустановок потребителей электрической энергии не должно приводить к нарушению обязательных требований к качеству электрической энергии в точке технологического присоединения к электрической сети (по уровням высших гармоник, несимметрии и колебаниям напряжений).
  2. Напряжение в точке технологического присоединения к электрической сети электроустановок потребителя электрической энергии может длительно изменяться в диапазоне нормально допустимых (±5 процентов) и предельно допустимых значений (±10 процентов) от номинального фазного напряжения. При этом не менее 95 процентов значений напряжения, измеренного непрерывно в течение 24 часов, должны находиться в диапазоне нормально допустимых значений.
  3. В отношении энергопринимающих установок максимальной мощностью 50 мегаватт и более проектной документацией должны быть, в том числе, определены статические характеристики нагрузки (раздельно по активной и реактивной мощности). В случае отсутствия указанных данных в проектной документации, статические характеристики нагрузки определяются потребителем по результатам проведения испытаний. Потребители электрической энергии, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет более 50 мегаватт и более, должны обеспечить представление статических характеристик нагрузки по запросу обслуживающей их сетевой организации или субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
  4. В отношении линий электропередачи, электростанций, подстанций, входящих в их состав оборудования и устройств, на праве собственности или ином законном основании принадлежащих потребителям электрической энергии, должны выполняться требования настоящих Правил, установленные в отношении соответствующих объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств.
  5. Потребители электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющие выпрямительными установками, электросварочными электроустановками, дуговыми электропечами, установками высокой частоты или иными электроустановками специального назначения, которые в процессе эксплуатации могут привести к нарушению установленных требований к качеству электрической энергии в точке технологического присоединения электроустановок данного потребителя к электрической сети, должны реализовать комплекс технических мероприятий, обеспечивающий режим работы электроустановки в пределах требований, установленных в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.
  6. Предельные значения соотношения реактивной и активной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для энергопринимающих установок, присоединенных к электрическим сетям напряжением ниже 220 киловольт, должны быть не более значений:
* напряжением 110 (150) киловольт – 0,5 (кроме случаев, указанных в пункте 8.70 настоящих Правил);
* напряжением 35 (60) киловольт – 0,4;
* напряжением 6-20 киловольт – 0,4;
* напряжение 0,4 киловольт – 0,35.
  1. Для энергопринимающих установок, присоединенных к электрическим сетям напряжением 220 киловольт и выше, а также для энергопринимающих установок, присоединенных к электрическим сетям напряжением 110 (150) киловольт, в случаях, когда они оказывают существенное влияние на электроэнергетический режим работы энергосистемы, предельное значение соотношения активной и реактивной мощности определяется на основе расчетов режимов работы электрической сети, выполняемых сетевой организацией для нормальной и ремонтной схемы сети, на основании заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления предельных значений соотношения активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 киловольт и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации.
  2. При присоединении потребителя электрической энергии к электрической сети в нескольких точках на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих установок) допускается задание предельного значения соотношения активной и реактивной мощности суммарно по всем точкам присоединения. При этом требования к предельным значениям соотношения активной и реактивной мощности должны определяться в соответствии с пунктами 8.69, 8.70 настоящих Правил.
  3. Схемой электроснабжения электроустановок потребителей в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование более двух источников электроснабжения для покрытия технологической и аварийной брони, должно быть предусмотрено использование автономного источника электроснабжения с автоматическим запуском на случай прекращения подачи электрической энергии.

Подключение автономного источника для электроснабжения электроустановок потребителя электрической энергии допускается только при наличии блокировок между коммутационными аппаратами, исключающими возможность включения указанного источника на параллельною работу с энергосистемой.

В качестве независимого автономного источника резервного питания могут быть использованы технологические электростанции потребителей электрической энергии при условии, что они не подключены на синхронную работу с энергосистемой или имеют на связях делительную защиту, обеспечивающую выделение электростанции на несинхронную работу при возникновении нарушения нормального режима энергосистемы.

* 1. Схемы внешнего и внутреннего электроснабжения объектов потребителей электрической энергии должны обеспечивать раздельное питание отдельных групп энергопринимающих установок, при котором гарантируется:

непрерывная работа электроустановок потребителей аварийной брони электроснабжения;

непрерывная работа электроустановок потребителей технологической брони электроснабжения на время, необходимое потребителю для безопасного завершения технологического процесса, цикла производства, после чего может быть произведено их отключение;

возможность реализации графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

участие электроустановок потребителей электрической энергии в противоаварийном управлении.

* 1. Не допускается присоединение энергопринимающих установок посторонних потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд электростанции.

Исключение составляют случаи отсутствия в данной местности распределительной электрической сети напряжением 20 киловольт и ниже. В указанных случаях:

присоединение энергопринимающих установок потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд электростанции осуществляется только при условии выполнения необходимых технических мероприятий (в том числе применение схемных решений, соответствующих устройств релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики), направленных на обеспечение надежности функционирования собственных нужд электростанции;

не допускается присоединение энергопринимающих установок потребителей к шинам распределительных устройств собственных нужд, к которым присоединены электроприемники ответственных механизмов блочных и общестанционных собственных нужд.

1. **Релейная защита и автоматика**
   1. **Общие требования к релейной защите и автоматике**
      1. Для обеспечения надежности и живучести энергосистемы и предотвращения повреждения линий электропередачи и оборудования все линии электропередачи, электросетевое и генерирующее оборудование, энергопринимающие установки должны оснащаться устройствами РЗА.
      2. Линии электропередачи, электросетевое, генерирующее оборудование и энергопринимающие установки должны находиться в работе и опробоваться напряжением только с включенными устройствами РЗА от всех видов повреждений.
      3. Должна обеспечиваться правильная работа устройств РЗА при изменении частоты электрического тока в диапазоне 45 – 55 герц.
      4. Устройства РЗА не должны действовать на отключение (включение) линий электропередачи и оборудования, разгрузку (загрузку) генерирующего оборудования электростанций или отключение нагрузки потребителей электрической энергии при:

замыкании на землю в цепях оперативного тока;

снятии, подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока;

объединении цепей переменного напряжения и цепей оперативного постоянного тока.

* + 1. После восстановления оперативного тока все функции и параметры настройки устройств РЗА должны сохраняться в полном объеме.
    2. Функционирование устройств РЗА при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом должно быть автономным и не зависеть от состояния указанной системы.
    3. Ввод (вывод) данных в комплексы и устройства РЗА, организованный по цифровому протоколу, должен осуществляться через стандартные интерфейсы связи.
    4. Микропроцессорные комплексы и устройства РЗА должны удовлетворять требованиям защищенности от несанкционированного доступа к информации.
    5. Должно быть обеспечено функциональное и (или) аппаратное резервирование функций релейной защиты и противоаварийной автоматики.
    6. На электростанциях и подстанциях должна соблюдаться электромагнитная обстановка, обеспечивающая электромагнитную совместимость комплексов и устройств РЗА при возможных видах электромагнитных воздействий.
  1. **Организации эксплуатации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики** 
     1. В отношении всех комплексов и устройств РЗА, установленных на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, должно быть обеспечено выполнение в порядке, установленном настоящими Правилами, договорами возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению и соглашениями о технологическом взаимодействии с целях обеспечения надежности функционирования энергосистемы, комплекса технических и организационных мероприятий по поддержанию РЗА в режиме постоянной готовности к использованию по назначению, включающего:

оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА;

техническое обслуживание устройств РЗА;

расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА;

анализ функционирования комплексов и устройств РЗА, разработку и реализацию мероприятий по повышению надежности их работы.

* + 1. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должно быть организовано оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА на принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках.
    2. Оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА должно осуществляться с учетом распределения комплексов и устройств РЗА по способу диспетчерского (технологического) управления и ведения и в соответствии с требованиями, включенными соответствующими диспетчерскими центрами в инструкции по обслуживанию комплексов и устройств РЗА.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии на основании заводской и проектной документации, с учетом указаний инструкций по обслуживанию комплексов и устройств РЗА, разработанных диспетчерскими центрами, разрабатывают для оперативного персонала инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплексов и устройств РЗА.

* + 1. При оперативном обслуживании комплексов и устройств РЗА диспетчерский персонал диспетчерского центра (оперативный персонал центра управления сетями), в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которого находятся комплексы и устройства РЗА, должен осуществлять контроль соответствия режима работы и эксплуатационного состояния комплексов и устройств РЗА схемам первичных соединений объектов электроэнергетики и технологическим режимам работы линий электропередачи и оборудования.

Оперативный персонал объекта электроэнергетики должен осуществлять контроль соответствия эксплуатационного состояния устройств РЗА схемам первичных соединений объекта электроэнергетики, фиксировать факты срабатывания устройств РЗА и передавать необходимую информацию персоналу, в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которого находятся соответствующие комплексы и устройства РЗА.

* + 1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны проводить техническое обслуживание устройств РЗА в объеме и в сроки, обеспечивающие их надежную работу в течение всего срока эксплуатации.
    2. Работы в устройствах РЗА должен выполнять персонал, прошедший обучение, проверку знаний, получивший допуск к самостоятельной работе на соответствующих устройствах РЗА.
    3. Техническое обслуживание устройств РЗА производится в соответствии с графиками технического обслуживания устройств РЗА, формируемыми и утверждаемыми в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Правил.
    4. Работы по техническому обслуживанию устройства РЗА должны выполняться только при наличии у обслуживающего персонала рабочей программы вывода из работы (ввода в работу) устройства РЗА (для сложных устройств РЗА), исполнительных схем устройства РЗА, протокола проверки устройства РЗА и параметров настройки (уставок) устройства РЗА.

При выводе устройств РЗА из работы для проведения технического обслуживания и последующем вводе их в работу должны соблюдаться требования к производству переключений, установленные разделом 6 настоящих Правил.

Персонал РЗА, обслуживающий устройства РЗА, должен периодически, но не реже двух раз в год, осматривать все панели и пульты управления, панели и шкафы РЗА на предмет соответствия положения переключающих устройств схемам и режимам работы энергосистемы, технологическим режимам работы объектов электроэнергетики.

* + 1. Субъекты оперативно-диспетчерского управления, иные субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечивать расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями пунктов 9.2.10 – 9.2.13 настоящих Правил.
    2. Субъект оперативно-диспетчерского управления выполняет расчёт и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования:

комплексов и устройств противоаварийной и режимной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации (кроме устройств автоматического регулирования возбуждения);

устройств релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше, за исключением линий электропередачи с односторонним питанием;

устройств релейной защиты шин и ошиновок напряжением 110 киловольт и выше, являющихся объектами диспетчеризации;

устройств релейной защиты и сетевой автоматики оборудования, являющегося объектом диспетчеризации, если требуется согласование выбранных параметров настройки (уставок) с другими устройствами релейной защиты и сетевой автоматики, установленными на технологически связанных объектах электроэнергетики (резервные защиты, направленные в электрическую сеть напряжением 110 киловольт и выше).

* + 1. Для устройств РЗА, не указанных в пункте 9.2.10 настоящих Правил расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования должны обеспечивать собственники или иные законные владельцы линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок). При этом для устройств РЗА, требующих взаимного согласования выбранных параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА должен осуществляться в соответствии с договорами оказания услуг по передаче электрической энергии и (или) иными договорами, регламентирующими взаимоотношения соответствующих собственников или иных законных владельцев линий электропередачи и оборудования.
    2. Распределение функций по выполнению расчетов, и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления и иными субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии оформляется перечнями, утверждаемыми соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления (далее – Перечень).

В случае если для выполнения субъектом оперативно-диспетчерского управления функций по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, указанных в пункте 9.2.10 настоящих Правил, требуется согласование соответствующих параметров настройки (уставок) с параметрами настройки (уставками) устройств РЗА, выбираемыми согласно пункту 9.2.11 настоящих Правил, субъект оперативно-диспетчерского управления также включает в Перечень указанные параметры настройки (уставки) устройств РЗА. Собственник или иные законные владельцы линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) обязаны выполнять необходимую корректировку параметров настройки (уставок) устройств РЗА, выбираемых ими согласно пункту 9.2.11 настоящих Правил и включенных в Перечень, в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления.

В случае если на дату вступления в силу настоящих Правил функции, указанные в пункте 9.2.11 настоящих Правил выполняются субъектом оперативно-диспетчерского управления, собственник или иной законный владелец соответствующих линии электропередачи или оборудования должен разработать план-график выполнения мероприятий, устанавливающий срок их готовности к приемке и выполнению указанных функций по расчету, выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА самостоятельно. План-график выполнения мероприятий должен быть согласован субъектом оперативно-диспетчерского управления, а временное выполнение им соответствующих функций на период реализации предусмотренных планом-графиком мероприятий должно быть оформлено Перечнем, составляемым в соответствии с абзацем первым настоящего пункта Правил. Изменения в указанный план-график могут вноситься по согласованию между диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления и соответствующим собственником или иным законным владельцем линии электропередачи или оборудования.

* + 1. Реализация параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования в комплексах и устройствах РЗА осуществляется по заданию субъекта, осуществляющего расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования соответствующих комплексов и устройств РЗА (далее − задание по настройке РЗА).

Задания по настройке РЗА являются обязательными для субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и должны быть реализованы ими в сроки, установленные субъектом, выдавшим задание.

О выполнении задания по настройке РЗА субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны в письменной форме уведомить субъекта, выдавшего соответствующее задание. Одновременно с указанным уведомлением в отношении микропроцессорных устройств РЗА субъекту, выдавшему задание по настройке РЗА, должны быть предоставлены исполнительные схемы и файлы параметрирования, содержащих данные о настройке указанных устройств РЗА.

* + 1. Субъекты оперативно-диспетчерского управления, иные субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии должны проводить анализ функционирования комплексов и устройств РЗА и разрабатывать мероприятия по повышению надежности их работы и устранению причин неправильного функционирования.
    2. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны в возможно кратчайшие сроки направлять сведения о работе комплексов и устройств РЗА (осциллограммы, данные по функционированию) в диспетчерские центры и центры управления сетями, в диспетчерском и технологическом управлении (ведении) которых находятся устройства РЗА, а также ежеквартально до 15 числа месяца, следующего за отчетным кварталом, и ежегодно до 15 января года, следующего за отчетным, направлять в диспетчерские центры результаты анализа функционирования комплексов и устройств РЗА линий электропередачи и оборудования напряжением 110 киловольт и выше, отнесенных к объектам диспетчеризации.
    3. Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления на основании анализа работы комплексов и устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации, выдают субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии задания по устранению причин неправильного функционирования комплексов и устройств РЗА, изменению параметров настройки и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, являющиеся обязательными для исполнения получившими их субъектами.
  1. **Порядок создания (модернизация) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики**
     1. Создание (модернизация) комплексов и устройств РЗА осуществляются в соответствии с требованиям настоящего раздела Правил:

при технологическом присоединении объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок к электрическим сетям;

при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении (далее – реконструкция) объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, не требующем технологического присоединения;

по заданиям диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Создание (модернизация) комплексов и устройств РЗА при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям осуществляется в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации правилами технологического присоединения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, с соблюдением требований настоящих Правил.
    2. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям, необходимость создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА определяется проектной документацией на строительство (реконструкцию) указанных объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок).
    3. В случае если в рамках реализации мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям, строительства (реконструкции) объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки, не требующего технологического присоединения к электрическим сетям, требуется выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам (далее – смежные объекты электроэнергетики), сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого) объекта и собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики урегулируют между собой отношения по выполнению работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на принадлежащих им объектах.

При этом сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) соответственно обязаны:

разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА;

в соответствии с техническим заданием разработать и согласовать с ними проектную документацию по РЗА, включая основные технические решения, принципы реализации, оценку стоимости и сроки создания комплексов и устройств РЗА на смежных объектах электроэнергетики;

в случаях, предусмотренных пунктом 9.3.8 настоящих Правил, согласовать техническое задание и проектную документацию по РЗА с диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления и уведомить его о факте согласования технического задания и проектной документации по РЗА собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики;

уведомить собственников или иных законных владельцев смежных объектов электроэнергетики о факте согласования технического задания и проектной документации по РЗА диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, а также другими собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики, на которых требуется выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА;

согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

Собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны рассмотреть и согласовать техническое задание и проектную документацию по РЗА, полученные ими в соответствии с вышеуказанными требованиями, а также согласовать сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

* + 1. Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики, энергопринимающей установки, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок):

на основании проектной документации по РЗА, разработанной и согласованной в соответствии с пунктами 9.3.4, 9.3.8 настоящих Правил, разработать и в соответствии с пунктами 9.3.8 – 9.3.11 настоящих Правил согласовать рабочую документацию по РЗА;

обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА в согласованные сроки.

* + 1. В случае если создание (модернизация) комплексов и устройств РЗА требуется для обеспечения функционирования релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики в актуальных или перспективных электроэнергетических режимах энергосистемы, диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления вправе выдать задание на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА, являющееся обязательным для исполнения соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

При наличии вышеуказанных оснований диспетчерский центр вправе разработать проектную документацию на создание (модернизацию) комплексов РЗА и направить ее для исполнения соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в качестве задания на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА.

* + 1. В указанных в пункте 9.3.6 настоящих Правил случаях на основании задания диспетчерского центра по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) осуществляет разработку технического задания на разработку проектной документации, проектной и рабочей документации по РЗА и выполняет реализацию проектных решений. Техническое задание, проектная и рабочая документация по РЗА, а также сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА согласовываются с диспетчерским центром в соответствии с пунктом 9.3.8 настоящих Правил. В случае если в соответствии с заданием диспетчерского центра необходимо выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных объектах электроэнергетики, собственники или иные законные владельцы указанных объектов также должны согласовать сроки выполнения указанных работ между собой.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от диспетчерского центра задания по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА, предоставляют ему информацию об их фактическом исполнении в установленных диспетчерским центром формах и сроки.

Средства, необходимые для разработки проектной, рабочей документации по РЗА и реализации проектов создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА по заданиям диспетчерских центров, учитываются соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии при формировании (согласовании) в установленном порядке инвестиционных программ на соответствующий период, за исключением случаев, когда такие расходы несет системный оператор в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации правилами оказания услуг по обеспечению системной надежности.

В случае если субъект электроэнергетики, на объекте электроэнергетики которого требуется выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА, осуществляет в области электроэнергетики регулируемые виды деятельности и (или) относится к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются уполномоченным органом исполнительной власти, сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на принадлежащем ему объекте могут быть скорректированы по результатам утверждения инвестиционной программы такого субъекта на соответствующий период. Скорректированные сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА подлежат согласованию в соответствии с абзацем первым настоящего пункта.

* + 1. Техническое задание, проектная документация по РЗА и рабочая документация по РЗА подлежат согласованию с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в случае:

создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА на объектах электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации;

строительства (реконструкции) объектов по производству электрической энергии с установленной мощностью 25 мегаватт и более;

строительства (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 220 киловольт и выше;

строительства (реконструкции) иных объектов электроэнергетики, технологический режим работы или эксплуатационное состояние комплексов и устройств РЗА которых влияет (может повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы;

создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, в случае если в соответствии с действующим законодательством такие технические условия подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики осуществляет на основании проектной документации по РЗА разработку рабочей документации по РЗА в части устройств РЗА, устанавливаемых на принадлежащем ему объекте электроэнергетики, осуществляет ее согласование и выполнение работ, необходимых для создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА.
    2. До начала разработки рабочей документации по РЗА для функционально связанных устройств РЗА, устанавливаемых на смежных объектах электроэнергетики, собственниками или иными законными владельцами этих объектов электроэнергетики должны быть определены и согласованы между собой конкретные типы и состав устройств РЗА.

Состав комплекса РЗА линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики, которые относятся (будут относиться) к объектам диспетчеризации, должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром.

* + 1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу комплексов и устройств РЗА или в иной согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления срок в зависимости от сложности вводимого объекта, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода их в работу, предоставить в соответствующий диспетчерский центр рабочую документацию по комплексам и устройствам РЗА, которые будут отнесены к объектам диспетчеризации, на согласование, а также предоставить в диспетчерский центр информацию, необходимую для расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, а также для подготовки оперативной документации по комплексам и устройствам РЗА отнесенным к объектам диспетчеризации диспетчерского центра, в том числе предоставить методику расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, параметры настройки (уставки) которых задаются диспетчерским центром, и руководство по эксплуатации устанавливаемой на объекте электроэнергетики версии микропроцессорных комплексов и устройств РЗА на русском языке, содержащее функционально-логические схемы и схемы программируемой логики с описанием алгоритма работы данных схем.
    2. Ввод в работу новых (модернизированных) комплексов и устройств РЗА должен осуществляться с параметрами настройки (уставками) и алгоритмами функционирования, заданными субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) на основании проектных значений параметров настройки, которые могут быть скорректированы после анализа и уточнения их в процессе наладки или в соответствии с заданием по настройке устройств РЗА в порядке, установленном пунктами 9.2.11 – 9.2.14 настоящих Правил.
    3. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерский центр (центр управления сетями) исполнительные схемы устройств РЗА, параметры настройки (уставки) которых задаются диспетчерским центром (центром управления сетями), после ввода указанных устройств в работу.
  1. **Релейная защита и сетевая автоматика**
     1. **Основные требования. Принципы выполнения** 
        1. Быстродействие релейной защиты при отключении коротких замыканий должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении коротких замыканий и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.
        2. Устройства релейной защиты должны обеспечивать селективное отключение только поврежденной линии электропередачи или оборудования. В случае отказа в отключении поврежденных линии электропередачи или оборудования по любой причине устройства релейной защиты должны обеспечить отключение смежных неповрежденных линий электропередачи или оборудования, через которые осуществляется подпитка места повреждения токами короткого замыкания.
        3. Для каждого выключателя напряжением 110 киловольт и выше и выключателей генераторов, установленных на генераторном напряжении, должно предусматриваться устройство резервирования отказа выключателя. Действие релейной защиты на отключение указанных выключателей должно сопровождаться одновременным пуском устройства резервирования отказа выключателя.
        4. Устройства релейной защиты должны обладать требуемой чувствительностью при всех видах коротких замыканий в защищаемой зоне при различных схемно-режимных ситуациях.
        5. Технологически связанные по принципу своего действия устройства релейной защиты и автоматики должны обеспечивать полную функциональную совместимость.
        6. Резервные защиты от междуфазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю должны действовать при коротких замыканиях на защищаемом элементе энергосистемы и в зоне дальнего резервирования.
        7. Во всех случаях, когда не обеспечиваются принципы дальнего резервирования, необходимо предусматривать мероприятия по усилению ближнего резервирования релейной защиты линий электропередачи и оборудования, на которых не обеспечивается данное требование.
        8. Резервные защиты должны иметь оперативное и автоматическое ускорение ступеней, охватывающих всю длину линии электропередачи, а для автотрансформаторов и трансформаторов – примыкающих систем шин.
        9. Параметры настройки устройств релейной защиты должны учитывать перегрузочную способность линий электропередачи и оборудования.
        10. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме (блокировку при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит.
        11. Защиты, по принципу действия использующие напряжение от трансформаторов напряжения, неисправность вторичных цепей которых может привести к ложному действию защиты, должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.
        12. Резервирование цепей напряжения устройств релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи классом напряжения 500 киловольт и выше должно обеспечиваться установкой двух трансформаторов напряжения на каждой из сторон линии электропередачи.
        13. Отключение повреждения при действии защит и отказе выключателя линии электропередачи или оборудования должно выполняться действием устройства резервирования отказа выключателя на отключение смежных присоединений, через которые осуществляется подпитка током места повреждения, с запретом автоматического повторного включения всех отключенных выключателей.
        14. Устройство резервирования отказа выключателя должно действовать повторно на отключение выключателя без выдержки времени.
        15. Устройство автоматического повторного включения должно обеспечивать автоматическое включение в работу отключенных защитами выключателей линий электропередачи и оборудования, если автоматическая подача напряжения на них допустима.
        16. Каналы связи для релейной защиты должны удовлетворять требованиям, предусмотренным разделом 10.2 настоящих Правил.
     2. **Релейная защита и сетевая автоматика линий электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше**
        1. Релейная защита на каждой питающей стороне линий электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту.
        2. В качестве основной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 – 220 киловольт, имеющих питание с двух или более сторон, должна предусматриваться быстродействующая защита от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.
        3. Если на линиях электропередачи классом напряжения 110 – 220 киловольт, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения короткого замыканий не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то должна предусматриваться установка двух основных защит.
        4. На линиях электропередачи классом напряжения 110 – 220 киловольт с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться ступенчатые защиты от всех видов коротких замыканий и токовые защиты без выдержки времени.
        5. На кабельной или кабельно-воздушной линии электропередачи необходимо предусматривать не менее двух устройств релейной защиты, каждое из которых обеспечивает отключение всех видов коротких замыканий с временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного автоматического повторного включения и действия устройства резервирования отказа выключателя).
        6. На каждой линии электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше должны устанавливаться не менее чем два устройства релейной защиты. Каждое устройство релейной защиты должно реализовывать функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.
        7. На каждой стороне линии электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше как минимум одно из установленных устройств релейной защиты должно выполняться на принципе ступенчатых защит с реализацией быстродействия с помощью разрешающих (блокирующих) сигналов.
        8. На каждой стороне линии электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше три устройства релейной защиты должны устанавливаться в следующих случаях:

на линиях электропередачи, отходящих от атомных электростанций;

на межгосударственных линиях электропередачи;

на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости энергосистемы.

Каждое устройство релейной защиты указанных линий электропередачи должно реализовывать функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

* + - 1. Для ликвидации неполнофазных режимов на линиях электропередачи, имеющих пофазное управление выключателями, должна предусматриваться защита неполнофазного режима, действующая на отключение трех фаз линии электропередачи со всех сторон с запретом автоматического повторного включения.
      2. На каждой линии электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше должно предусматриваться трехфазное автоматическое повторное включение.

Для линий электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше трехфазное автоматическое повторное включение должно обеспечивать возможность однократного опробования линии электропередачи напряжением и синхронного включения под нагрузку. Для линий электропередачи классом напряжения 110-220 киловольт необходимость обеспечения синхронного включения должна быть обоснована проектными решениями.

Устройство трехфазного автоматического повторного включения следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

При выявлении повреждений на кабельных участках линий электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше посредством автоматических устройств, выявляющих эти повреждения, действие трехфазного автоматического повторного включения должно блокироваться.

Нормальное состояние (введено в работу или выведено из работы) устройства автоматического повторного включения определяется соответствующим диспетчерским центром или сетевой организацией, в диспетчерском или технологическом управлении (ведении) которых находится линия электропередачи, на которой установлено устройство автоматического повторного включения.

* + - 1. На линиях электропередачи классом напряжения 330 киловольт и выше должно предусматриваться однофазное автоматическое повторное включение. На линиях электропередачи классом напряжения 110 - 220 киловольт необходимость применения однофазного автоматического повторного включения должна быть обоснована проектными решениями.

Однофазное автоматическое повторное включение должно осуществляться однократно.

* + - 1. Устройства релейной защиты линий электропередачи, оснащенные устройствами однофазного автоматического повторного включения, должны обеспечивать действие на отключение:

только поврежденной фазы при однофазных коротких замыканиях и действии быстродействующих защит (основной защиты и быстродействующих ступеней резервных защит);

трех фаз при многофазных коротких замыканиях;

трех фаз при однофазных коротких замыканиях, отключаемых действием защит (ступеней резервных защит) с выдержкой времени.

* + 1. **Релейная защита и сетевая автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов высшим классом напряжения 110 киловольт и выше**
       1. На автотрансформаторах (трансформаторах) должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних коротких замыканий и от недопустимых режимов их работы.
       2. На автотрансформаторах с высшим классом напряжения 220 киловольт и трансформаторах с высшим классом напряжения 110-220 киловольт мощностью менее 160 мегавольт-ампер должен устанавливаться один комплект дифференциальной защиты трансформатора. Установка второго комплекта дифференциальной защиты трансформатора должна быть обоснована недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами автотрансформатора (трансформатора) или защитами смежных элементов при коротких замыканиях в зоне действия дифференциальной защиты.
       3. Релейная защита автотрансформаторов (трансформаторов) с высшим классом напряжения 330 киловольт и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междуфазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю.

На автотрансформаторах (трансформаторах) с высшим классом напряжения 330 киловольт и выше, а также на автотрансформаторах с высшим классом напряжения 220 киловольт и мощностью 160 мегавольт-ампер и более должны устанавливаться два комплекта дифференциальной защиты трансформатора.

* + - 1. На ошиновке напряжением 330 киловольт и выше автотрансформаторов (трансформаторов) должны устанавливаться две основные защиты.
      2. На стороне высшего и среднего напряжения автотрансформатора должны устанавливаться резервные защиты для обеспечения согласования резервных защит линий электропередачи смежного напряжения, дальнего резервирования.
      3. На шунтирующих реакторах, управляемых шунтирующих реакторах должны устанавливаться защиты от внутренних коротких замыканий и недопустимых режимов работы.
      4. На шунтирующих реакторах, управляемых шунтирующих реакторах напряжением 330 киловольт и выше должны устанавливаться два комплекта быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита, если обмотка реактора расщеплена.
      5. На управляемых шунтирующих реакторах дополнительно должны устанавливаться защиты обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего трансформаторов. Состав защит перечисленного электротехнического оборудования определяется типом управляемого шунтирующего реактора.
      6. Защита шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов, подключенных к линии электропередачи без выключателя, должна действовать на отключение линии электропередачи с двух сторон с запретом автоматического повторного включения.
    1. **Релейная защита и сетевая автоматика систем (секций) шин, обходных, шиносоединительных и секционных выключателей напряжением 110 киловольт и выше.**
       1. Для каждой системы (секции) шин напряжением 110-220 киловольт должна предусматриваться отдельная дифференциальная защита шин. Две дифференциальных защиты шин должны устанавливаться для обеспечения надёжной работы электростанции и при наличии на системе (секции) шин напряжением 110-220 киловольт более 10 присоединений. Для защиты систем (секций) шин комплектных распределительных устройств напряжением 110-220 киловольт с элегазовой изоляцией необходимо применять два комплекта дифференциальной защиты.
       2. На каждой системе (секции) шин напряжением 330 киловольт и выше должны устанавливаться по два комплекта дифференциальной защиты шин.
       3. Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение дифференциальная защита шин должна выполняться по схеме с фиксированным распределением присоединений. При этом в схеме дифференциальной защиты шин должна предусматриваться возможность изменения фиксации оперативных цепей и цепей трансформаторов тока при изменении фиксации присоединений с одной системы шин на другую.
       4. Выключатели присоединения должны входить в зону дифференциальной защиты шин. При наличии измерительных трансформаторов тока с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия дифференциальной защиты шин и в зону действия защиты присоединения.
       5. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики обходного выключателя напряжением 110 киловольт и выше должны обеспечивать все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых линий электропередачи и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель. Выходные цепи и цепи переменного тока основных защит, указанных линий электропередачи и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель, должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.
       6. Релейная защита шиносоединительного, секционного и обходного выключателей должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и присоединений, а также для повышения эффективности дальнего резервирования.
    2. **Автоматическое включение резервного питания и оборудования**
       1. Устройства автоматического включения резервного питания и оборудования (далее – АВР) должны использоваться для восстановления питания энергопринимающих установок путем автоматического присоединения резервного источника питания при обесточении электроустановок потребителя. Устройства АВР должны использоваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.
       2. Не допускается работа устройств АВР при отключении нагрузки потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.
  1. **Противоаварийная автоматика**
     1. **Общие требования к противоаварийной автоматике.**
        1. Противоаварийная автоматика предназначена для выявления, предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима энергосистемы.
        2. Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение следующих функций противоаварийного управления:

предотвращение нарушения устойчивости;

ликвидация асинхронных режимов;

ограничение снижения или повышения частоты;

ограничение снижения или повышения напряжения;

предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

* + - 1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней. Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных противоаварийных автоматик.
      2. К устройствам противоаварийной автоматики относятся устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления, пусковые устройства (органы), исполнительные устройства (органы); устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор управляющих воздействий; устройства приёма-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.
      3. Функции противоаварийного управления реализуются противоаварийной автоматикой посредством следующих управляющих воздействий:

кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков тепловых и атомных электростанций;

отключение генераторов;

отключение нагрузки потребителей электрической энергии;

деление энергосистемы на несинхронно работающие части;

автоматическая загрузка генераторов;

электрическое торможение;

изменение топологии электрической сети;

изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

* + - 1. На реализацию одних и тех же объёмов управляющих воздействий могут действовать разные виды противоаварийной автоматики
      2. Изменение объёмов управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.
      3. Восстановление объёмов управляющих воздействий после их реализации действием устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться по диспетчерским командам (разрешениям) субъекта оперативно-диспетчерского управления, если иное не предусмотрено логикой действия противоаварийной автоматики.
      4. Состав подключенного к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики генерирующего оборудования для выполнения заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления объёмов отключения генераторов, кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки турбин энергоблоков, автоматической загрузки генераторов должен определяться собственником или иным законным владельцем соответствующего генерирующего оборудования.
      5. Под действие противоаварийной автоматики могут быть подключены энергопринимающие установки потребителей электрической энергии всех категорий надежности электроснабжения.
      6. Противоаварийное управление должно осуществляться на основе принципа минимизации управляющих воздействий, направленных на отключение нагрузки потребителей.
      7. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии не должны устанавливать на своих объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках технические средства противоаварийной автоматики, не прошедшие проверок и испытаний (при необходимости – натурных) на заданную функциональность.
      8. Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве:

функций релейной защиты и противоаварийной автоматики;

функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости с другими функциями противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистемы.

* + - 1. При получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида управляющих воздействий на одном и том же оборудовании должна быть реализована команда противоаварийной автоматики.
      2. Каналы передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления противоаварийной автоматики должны удовлетворять требованиям, предусмотренным в разделе 10.2 настоящих Правил.
    1. **Автоматика предотвращения нарушения устойчивости.**
       1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких следующих уровней:

уровень Единой энергетической системы России – координирующая система противоаварийной автоматики;

уровень объединенной или территориальной энергосистемы – централизованная система противоаварийной автоматики;

уровень объектов электроэнергетики – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

* + - 1. Координирующая система противоаварийной автоматики используется для координации действия централизованных систем противоаварийной автоматики энергосистем с целью оптимизации параметров их настройки и минимизации управляющих воздействий.
      2. Централизованная система противоаварийной автоматики используется для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования путем циклического расчета в программно-технических комплексах управляющих воздействий в зависимости от актуального состояния энергосистемы и передачи их в устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, устанавливаемые на объектах электроэнергетики.

Программно-технические комплексы централизованной системы противоаварийной автоматики устанавливаются только в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления.

* + - 1. Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (далее − ЛАПНУ) используется для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования.

Комплексы ЛАПНУ устанавливаются на объектах электроэнергетики и должны предусматривать возможность работы в автономном режиме и (или) в качестве низового устройства централизованной системы противоаварийной автоматики.

* + - 1. Между каждым из низовых устройств централизованной системы противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА) и программно-техническим комплексом верхнего уровня ЦСПА, между координирующей системой противоаварийной автоматики и программно-техническим комплексом верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 10 настоящих Правил.
    1. **Автоматика ликвидации асинхронного режима.**
       1. Автоматика ликвидации асинхронного режима (далее − АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.
       2. Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путём его отключения.

Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путём деления энергосистемы на несинхронно работающие части.

* + - 1. На всех линиях электропередачи номинальным классом напряжения 500 киловольт и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны линии электропередачи. На всех электрических связях напряжением от 110 до 330 киловольт, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.
      2. В электрических сетях напряжением 330 киловольт и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.
      3. Устройства АЛАР, установленные на электрических связях напряжением 110 и 220 киловольт, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на электрических связях напряжением 330 киловольт и выше.
      4. Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах установленной мощностью 500 мегаватт и выше тепловых электростанций и гидроэлектростанций. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности определяется проектными решениями.
    1. **Автоматика ограничения перегрузки оборудования.**
       1. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (далее − АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования.
       2. АОПО реализует следующие управляющие воздействия:
* автоматическая загрузка генераторов в дефицитной части энергосистемы;
* отключение нагрузки потребителей электрической энергии в дефицитной части энергосистемы;
* длительная разгрузка энергоблоков тепловых и атомных электростанций, отключение генераторов тепловых, гидро- и атомных электростанций в избыточной части энергосистемы;
* изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
* отключение перегруженного элемента электрической сети с запретом автоматического повторного включения.
  + - 1. В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки линий электропередачи и оборудования.
      2. В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.
    1. **Автоматика ограничения снижения частоты.**
       1. Автоматика ограничения снижения частоты (далее − АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок снижения частоты и полного погашения энергосистемы или её части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или её части на изолированную работу.

Исходя из выполняемых функций, устройства АОСЧ подразделяются на устройства автоматического частотного ввода резерва, автоматической частотной разгрузки, дополнительной автоматической разгрузки, частотной делительной автоматики и частотного автоматического повторного включения.

* + - 1. Автоматический частотный ввод резерва (далее – АЧВР) предназначен для снижения дефицита активной мощности в целях предотвращения срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Устройства АЧВР должны действовать на автоматическую загрузку генераторов при снижении частоты в энергосистеме до значений 49,4 – 49,7 герц.

Все гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции установленной мощностью 50 мегаватт и выше должны быть оснащены устройствами АЧВР.

* + - 1. Автоматическая частотная разгрузка (далее – АЧР) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок снижения частоты и её последующего восстановления.

Объём мощности нагрузки потребителей электрической энергии, заведённой под АЧР, диапазоны уставок устройств АЧР определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании расчётов максимально возможных дефицитов мощности энергосистемы и входящих в нее отдельных энергорайонов. Общий объем отключения нагрузки потребителей электрической энергии, подключённый под действие устройств АЧР, должен составлять не менее 60 процентов от максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций.

Выбор энергопринимающих установок, подключаемых под действие устройств АЧР, установка (размещение) устройств АЧР и их настройка осуществляются субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии на основании заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления по АЧР.

Действие устройств автоматического ввода резерва и автоматического повторного включения должно быть согласовано с действием устройств АЧР таким образом, чтобы действием устройств автоматического ввода резерва и автоматического повторного включения не восстанавливалось питание нагрузки потребления, отключенной действием устройств АЧР, от тех же или других электрически связанных источников питания.

Должно быть исключено срабатывание устройств АЧР в переходных режимах, характеризующихся снижением частоты, не связанным с аварийным дефицитом активной мощности, а также при перерыве электроснабжения.

* + - 1. Дополнительная автоматическая разгрузка (далее – ДАР) предназначена для обеспечения эффективной работы АЧР.

Устройства ДАР устанавливаются в энергосистеме в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 процентов и скорости снижения частоты более 1,8 герц в секунду.

Устройства ДАР должны реализовывать отключение нагрузки потребителей электрической энергии без выдержки времени в объеме, достаточном для обеспечения эффективной работы АЧР.

* + - 1. Частотная делительная автоматика (далее – ЧДА) предназначена для предотвращения полного останова тепловых электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

Устройства ЧДА действуют на выделение тепловых электростанций или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район.

Устройства ЧДА устанавливаются на всех тепловых электростанциях установленной мощностью 25 мегаватт и выше, за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы электростанции. Невозможность установки устройств ЧДА оформляется решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем тепловой электростанции после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

ЧДА должна иметь две ступени:

1 ступень: 46,0–47,0 герц / 0,3–0,5 секунд;

2 ступень: 47,0–47,5 герц / 30–40 секунд.

Выделение генераторов электростанций действием ЧДА должно производиться с минимизацией числа отключаемых действием ЧДА выключателей.

При выделении генераторов электростанции на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

Действие устройств ЧДА на выделение тепловых электростанций или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе. Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций с учетом действия АЧР.

Для сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при возникновении лавины напряжения в энергосистеме в ЧДА должен быть предусмотрен пуск по напряжению с отстройкой по времени от коротких замыканий.

* + - 1. Частотное автоматическое повторное включение (далее – ЧАПВ) предназначено для автоматического включения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием устройств АЧР, в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот 49,4–49,8 герц.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 секунды.

Устройства ЧАПВ устанавливаются прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

* + 1. **Автоматика ограничения повышения частоты.**
       1. Автоматика ограничения повышения частоты (далее − АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин тепловых и атомных электростанций.
       2. Устройства АОПЧ устанавливаются на тепловых, атомных и гидроэлектростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 50,5 герц, и действовать на отключение генераторов.
       3. Действие устройств АОПЧ не должно приводить к действию АОСЧ.
    2. **Автоматика ограничения снижения напряжения.**
       1. Автоматика ограничения снижения напряжения (далее − AOCH) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок снижения напряжения.
       2. Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.
       3. Устройства АОСН должны действовать на изменение технологического режима работы и (или) эксплуатационного состояния устройств компенсации реактивной мощности или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.
    3. **Автоматика ограничения повышения напряжения.**
       1. Автоматика ограничения повышения напряжения (далее − АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.
       2. Устройства АОПН устанавливаются на всех линиях электропередачи классом напряжения 500 киловольт и выше длиной 200 километров и более с каждой стороны линии электропередачи.

Необходимость и места установки устройств АОПН на линиях электропередачи классом напряжения 500 киловольт меньшей длины, а также на линиях электропередачи напряжением классом напряжения 330 киловольт и ниже определяется проектными решениями.

* + - 1. В устройстве АОПН должна предусматриваться функция резервирования отказа выключателя при работе устройства АОПН.
      2. Устройства АОПН должны действовать на изменение технологического режима работы и (или) эксплуатационного состояния устройств компенсации реактивной мощности или на отключение линии электропередачи со всех сторон с запретом автоматического повторного включения.
  1. **Режимная автоматика** 
     1. **Общие требования к режимной автоматике**
        1. Режимная автоматика предназначена для поддержания параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимых пределах.
        2. Режимная автоматика должна обеспечивать выполнение следующих функций автоматического режимного управления:

регулирование частоты;

регулирование перетоков активной мощности;

регулирование напряжения и реактивной мощности.

* + - 1. Первичное регулирование частоты осуществляется действием первичных регуляторов частоты и мощности, установленных на генерирующем оборудовании электростанций.
      2. Режимная автоматика, осуществляющая функции вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности организуется по централизованному принципу. Режимная автоматика, осуществляющая функции регулирования напряжения и реактивной мощности, выполняется локальной.
      3. Алгоритмы функционирования и параметры настройки режимной автоматики должны обеспечивать устойчивое регулирование параметров электроэнергетического режима при отклонении контролируемых параметров электроэнергетического режима от заданных значений.
      4. Для обеспечения регулирования напряжения в контрольных пунктах сетевых организаций могут использоваться локальные устройства автоматического управления режимом работы оборудования сетевых организаций. Логика действия и настройка таких устройств автоматического управления режимом работы оборудования сетевых организаций, относящихся к объектам диспетчеризации, должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления.
    1. **Первичное регулирование частоты**
       1. Первичное регулирование осуществляется с целью ограничения отклонений частоты от номинального значения для безопасной эксплуатации электростанций и минимизации риска отключения энергопринимающих установок действием противоаварийной автоматики.
       2. Все генерирующее оборудование, за исключением энергоблоков атомных электростанций с реакторами типа РБМК и БН, должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) с характеристиками и настройками, установленными для ОПРЧ.

Допустимо неучастие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа «Р», введенного в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, при условии оформленного собственником или иным законным владельцем этого генерирующего оборудования решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, согласованного с соответствующим диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления.

* + - 1. При первичном регулировании технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание значения первичной мощности, определяемого действием регулятора частоты вращения турбины.
      2. При отклонениях частоты, когда требуемое регулятором частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования электростанции технологической автоматикой должно обеспечиваться сохранение параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.
      3. Регуляторы активной мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами.
      4. Не допускается препятствие действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности. Для недопущения препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности генерирующего оборудования настройки его частотного корректора должны быть согласованы с характеристиками регулятора частоты вращения турбины.
      5. Групповые регуляторы активной мощности (в том числе для генерирующего оборудования в составе парогазовой установки) не должны допускать блокировки действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов мощности при их работе с коррекцией по частоте.
      6. В устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины.
      7. Совокупность основного и вспомогательного оборудования тепловой электростанции, его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие генерирующего оборудования электростанции в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 процентов и менее от номинальной мощности генерирующего оборудования.
      8. Реализация первичной мощности величиной более 10 процентов от номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона, должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой при соблюдении условий, предусмотренных пунктом 9.6.2.4 настоящих Правил.
      9. Совокупность основного и вспомогательного оборудования атомной электростанции с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200, его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие генерирующего оборудования атомной электростанции в ОПРЧ при изменении частоты путем реализации требуемой первичной мощности:

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

на разгрузку величиной до 8 процентов номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки от 98 до 100 процентов от номинальной тепловой мощности.

* + - 1. Реализация первичной мощности за пределами, указанными в пункте 9.6.2.11 настоящих Правил, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока атомной электростанции, допустимыми режимами работы реакторной установки при соблюдении условий, предусмотренных пунктом 9.6.2.4 настоящих Правил.
      2. Совокупность основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций), его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие гидроагрегатов в ОПРЧ при изменении частоты путем реализации требуемой первичной мощности во всем регулировочном диапазоне с максимально допустимой скоростью, определяемой техническими характеристиками гидроагрегатов для текущего напора.
      3. Нормированное первичное регулирование частоты (далее – НПРЧ) должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), обеспечивающими гарантированное нормированное первичное регулирование в пределах заданного резерва НПРЧ с характеристиками и настройками, установленными для НПРЧ. При отклонениях частоты, приводящих к исчерпанию заданных резервов НПРЧ, генерирующее оборудование должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ.
    1. **Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности**
       1. Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности используется для обеспечения в энергосистеме требуемых параметров частоты и перетоков мощности, установленных разделом 2 настоящих Правил, и снижения времени ликвидации возникающих небалансов мощности в областях регулирования.
       2. Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России организуется по иерархическому принципу и включает в себя:

центральную координирующую систему автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – АРЧМ) уровня Единой энергетической системы России;

централизованные системы АРЧМ уровня объединенных энергосистем;

централизованные системы АРЧМ уровня территориальных энергосистем.

* + - 1. В состав центральной координирующей и централизованных систем АРЧМ (далее – ЦС (ЦКС) АРЧМ) должны входить:

управляющие вычислительные комплексы (далее − УВК), устанавливаемые в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления;

устройства АРЧМ, устанавливаемые на электростанциях, подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее – станционные устройства АРЧМ);

специально организованные каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ.

* + - 1. При формировании в УВК вторичного задания на электростанции и (или) энергоблоки функция ограничения перетоков должна иметь приоритет перед функциями регулирования частоты и (или) перетоков мощности.
      2. Передача команд автоматического вторичного регулирования от УВК, к которому подключена электростанция и (или) энергоблок, до станционных устройств АРЧМ должна производиться циклически не реже одного раза в секунду. Время передачи команд автоматического вторичного регулирования от УВК, к которому подключена электростанция и(или) энергоблок, до терминала АРЧМ не должно превышать 1 секунды.
      3. В диспетчерских центрах и на электростанциях, подключенных к УВК, должна быть обеспечена защита от несанкционированного вмешательства в функционирование ЦС (ЦКС) АРЧМ.
      4. Объем информации о параметрах электроэнергетического режима, передаваемой с объектов электроэнергетики для функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.
      5. Станционные устройства АРЧМ включают в себя:

терминал АРЧМ, обеспечивающий взаимодействие с УВК и со станционными системами управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции;

станционные системы управления активной мощностью генерирующего оборудования электростанции (системы автоматического управления мощностью энергоблоков тепловых электростанций, групповые регуляторы активной (активной и реактивной) мощности гидроэлектростанций, системы автоматического управления гидроагрегатов гидроэлектростанций).

* + - 1. Станционные устройства АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:

коэффициент готовности программно-технических средств должен быть не менее 0,9999;

должна быть обеспечена фиксация неисправности каналов связи, нарушений при передаче информации;

время от момента получения терминалом АРЧМ команды автоматического вторичного регулирования до момента выдачи системой автоматического управления гидроагрегата (системой автоматического управления мощностью) команды на изменение мощности генерирующего оборудования не должно превышать 2 секунды.

* + - 1. Каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ должны соответствовать требованиям раздела 10.2 настоящих Правил.
      2. При участии гидроагрегатов в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности должны соблюдаться требования, установленные разделом 8 настоящих Правил.
    1. **Автоматика регулирования напряжения и реактивной мощности.**
       1. Автоматика регулирования напряжения и реактивной мощности используется для поддержания уровней напряжения на объектах электроэнергетики и у потребителей в диапазоне допустимых значений и обеспечения требований к устойчивости энергосистем.
       2. Генераторы и синхронные (асинхронизированные) компенсаторы должны быть оборудованы устройствами автоматического регулирования возбуждения (далее – АРВ).
       3. АРВ должен обеспечивать поддержание напряжения на выводах генератора или на шинах распределительного устройства электростанции с заданным статизмом.
       4. В системах возбуждения генераторов и синхронных (асинхронизированных) компенсаторов должна быть реализована функция релейной форсировки возбуждения.
       5. На синхронных генераторах мощностью 60 мегаватт и более и компенсаторах мощностью 100 мегавар и более должны устанавливаться быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия.
       6. Системы возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 мегаватт и более, а также системы возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения таких генераторов имеют в своем составе АРВ сильного действия, должны соответствовать в части быстродействия следующим требованиям:

быстродействие системы возбуждения при форсировке – не более 0,06 секунды;

полное время расфорсировки – не более 0,15 секунды;

запаздывание системы возбуждения при форсировке – не более 0,02 секунды.

* + - 1. Системы возбуждения синхронных генераторов должны обеспечивать:

кратность форсировки возбуждения по току не менее 2.0;

кратность форсировки возбуждения по напряжению для статической тиристорной системы параллельного самовозбуждения - не менее 2.5, а для остальных типов систем возбуждений – не менее 2.0.

* + - 1. В случае несоответствия систем возбуждения и АРВ генераторов и синхронных компенсаторов, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящих Правил, требованиям, указанным в пункте 9.6.4.5 и абзаце третьем пункта 9.6.4.7 настоящих Правил, такие системы возбуждения и АРВ должны быть приведены в соответствие с требованиями Правил при модернизации, реконструкции или техническом перевооружении соответствующих электростанций (генерирующего оборудования) и (или) объектов электросетевого хозяйства (синхронных компенсаторов), при которых производится изменение схемы выдачи мощности электростанции или осуществляется замена генератора (синхронного компенсатора).
      2. Системы возбуждения и обмотки роторов синхронных генераторов должны выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения при работе форсировки возбуждения генератора в течение времени не менее:

50 секунд  - для синхронных генераторов с косвенной системой охлаждения;

20 секунд - для турбогенераторов с непосредственным охлаждением установленной мощностью менее 800 мегаватт и гидрогенераторов с форсированным воздушным или непосредственным водяным охлаждением обмотки ротора;

15 секунд - для турбогенераторов установленной мощностью от 800 до 1000 мегаватт включительно;

10 секунд - для турбогенераторов установленной мощностью свыше 1000 мегаватт.

* + - 1. АРВ сильного действия должны обеспечивать следующие функции, влияющие на устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме:

демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключающее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 герц в секунду и более;

устойчивую работу синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 секунды.

* + - 1. АРВ должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничитель минимального возбуждения и др.) допускается только для ремонта или проверки. Системы возбуждения в период работы без основного АРВ должны иметь средства, обеспечивающие возбуждение с ручным дистанционным управлением или резервным регулятором возбуждения, форсировку, развозбуждение и автоматическое гашение поля синхронной машины..
      2. На резервных системах возбуждения должна быть обеспечена форсировка возбуждения кратностью не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.
      3. Должна быть обеспечена готовность устройств регулирования под нагрузкой трансформаторов (автотрансформаторов) к работе.
      4. Регулирование коэффициента трансформации под нагрузкой может осуществляться оперативным персоналом вручную, дистанционно с использованием команд телеуправления или через автоматический регулятор напряжения.
      5. Управляемые устройства компенсации реактивной мощности (статические тиристорные компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы, статические компенсаторы реактивной мощности, объединенные регуляторы потоков мощности) должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения и реактивной мощности.
      6. Алгоритмы и настройки регуляторов управляемых устройств компенсации реактивной мощности должны обеспечивать, в диапазоне располагаемой реактивной мощности устройств компенсации, устойчивое регулирование параметров электроэнергетического режима (напряжения, реактивной мощности) при отклонении контролируемых параметров электроэнергетического режима от заданных значений.
      7. Структура регуляторов управляемых устройств компенсации реактивной мощности должна обеспечивать возможность реализации управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики.
  1. **Регистрация аварийных событий и процессов.**
     1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (независимых устройств и функций, реализуемых в терминалах РЗА, в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики) и устройств системы мониторинга переходных режимов (далее – СМПР).
     2. Регистраторы аварийных событий и процессов должны устанавливаться на электростанциях и подстанциях высшим классом напряжения 110 киловольт и выше и обеспечивать регистрацию аварийных событий и процессов, хранение зарегистрированной информации. Регистрации подлежат параметры электромагнитных и электромеханических переходных процессов линий электропередачи и оборудования главной схемы, факты срабатывания устройств РЗА, изменения состояния коммутационных аппаратов, параметры систем оперативного постоянного тока в объеме достаточном для своевременного анализа аварийного процесса и однозначного установления причин возникновения, протекания и ликвидации аварии.
     3. Микропроцессорные регистраторы аварийных событий и процессов должны обеспечивать:

запись параметров аварийных событий и процессов с погрешностью не более 1 миллисекунды относительно точного времени;

запись параметров аварийных событий и процессов при полном обесточении объекта электроэнергетики;

сохранение информации при исчезновения питания регистратора аварийных событий и процессов.

Регистраторы аварийных событий и процессов, установленные на объектах электроэнергетики до вступления в силу настоящих Правил, не обеспечивающие выполнение указанных функций, должны быть заменены (модернизированы) при реконструкции (модернизации) объекта электроэнергетики.

* + 1. Требования к реализации функций определения места повреждения на линиях электропередачи приведены в разделе 8 настоящих Правил.
    2. На электростанциях и подстанциях высшим классом напряжения 110 киловольт и выше должна быть обеспечена передача данных регистрации аварийных событий и процессов, включая показания приборов определения места повреждения на линиях электропередачи и данные о местах повреждения линий электропередачи, в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления и в центры управления сетями сетевых организаций, осуществляющих эксплуатацию данных линий электропередачи.

При этом передача данных в центры управления сетями сетевых организаций должна обеспечиваться за счет средств сетевых организаций.

* + 1. СМПР в Единой энергетической системе России предназначена для измерения и регистрации векторных величин параметров электроэнергетического режима на разных объектах электроэнергетики, синхронизированных по времени.
    2. СМПР организуется по иерархическому принципу:

нижний уровень - устанавливаемые на объектах электроэнергетики регистраторы СМПР и концентраторы векторных данных, предусматривающие обработку, хранение и обмен информацией с верхним уровнем СМПР;

верхний уровень - устанавливаемые на уровне субъектов оперативно-диспетчерского управления концентраторы векторных данных, интегрированные в систему оперативно-диспетчерского и автоматического режимного и противоаварийного управления.

* + 1. Регистраторы СМПР должны устанавливаться на следующих объектах электроэнергетики ЕЭС России:

на подстанциях высшим классом напряжения 500 киловольт и выше единой национальной (общероссийской) электрической сети;

на электростанциях установленной мощностью 500 мегаватт и более;

на межгосударственных и входящих в контролируемые сечения Единой энергетической системы России линиях электропередачи классом напряжения 220 киловольт и выше, определяемых системным оператором.

* + 1. При создании СМПР субъект оперативно-диспетчерского управления определяет состав измеряемых параметров, режим передачи (в реальном времени или по запросу) и объем передаваемых на верхний уровень параметров электроэнергетического режима, а также требования к пропускной способности каналов передачи данных.
    2. Погрешность синхронизации регистрируемых векторных величин параметров электроэнергетического режима в регистраторах СМПР должна быть не хуже 1 микросекунды.
    3. Передача данных с нижнего уровня СМПР в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления должна производиться в соответствии с требованиями раздела 10 настоящих Правил.
  1. **Вторичные цепи комплексов и устройств релейной защиты и автоматики** 
     1. На вновь вводимых (комплексно реконструируемых) электростанциях, подстанциях высшим классом напряжения 110 киловольт и выше должен применяться оперативный постоянный ток напряжением 220 вольт.
     2. Вторичные цепи устройств РЗА должны быть защищены от коротких замыканий и длительных перегрузок.
     3. На электростанциях и подстанциях должна выполняться сигнализация о срабатывании и возникновении неисправностей устройств РЗА.
     4. Во вторичных цепях устройств РЗА должны быть установлены переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели, рубильники, накладки), обеспечивающие возможность вывода(ввода) для их оперативного и технического обслуживания.
     5. В одном контрольном кабеле не должны совмещаться цепи, замыкание которых приводит к несанкционированному изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования объекта электроэнергетики, формированию сигналов пуска РЗА и (или) управляющих воздействий РЗА или автоматизированной системы управления технологическими процессами объекта электроэнергетики.

1. **Информационно-технологическая инфраструктура релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления**
   1. **Состав, функциональность и требования к системам информационно-технологической инфраструктуры**
      1. Информационно-технологическая инфраструктура РЗА, оперативно-диспетчерского управления и оперативно-технологического управления (далее – информационно-технологическая инфраструктура) представляет собой совокупность программно-технических средств (в том числе каналов связи) для построения автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, автоматизированных систем управления технологическими процессами, обеспечения функционирования комплексов и устройств РЗА.
      2. Автоматизированные системы диспетчерского управления, применяются субъектом оперативно-диспетчерского управления при выполнении им функций оперативно-диспетчерского управления. Автоматизированные системы технологического управления применяются собственниками или иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства при выполнении ими функций оперативно-технологического управления электрическими сетями. Автоматизированные системы управления технологическими процессами применяются собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики для автоматизации технологических процессов непосредственно на объектах электроэнергетики.
      3. В состав автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем управления технологическими процессами входят следующие системы:

система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (далее – ССПИ), включающая в себя источники измерений и сигнализации, устройства преобразования и концентрации телеметрической информации, системы обеспечения единого времени, программно-аппаратные комплексы, участвующие в информационном обмене с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями;

система контроля и сбора данных, предназначенная для получения от ССПИ и хранения информации о текущем режиме энергосистемы (электрической сети, объекта электроэнергетики) и состоянии оборудования, обработки полученной информации по различным критериям достоверизации и предоставления информации другим системам (подсистемам);

система отображения информации, предназначенная для предоставления информации на средствах коллективного и индивидуального отображения о текущем режиме энергосистемы (электрической сети, объекта электроэнергетики) и состоянии оборудования различным категориям персонала для контроля, анализа и мониторинга текущего состояния энергосистемы (электрической сети, объекта электроэнергетики);

объектно-ориентированная модель данных, описывающая информационную модель энергосистемы (электрической сети, объекта электроэнергетики);

система управления производством, передачей и распределением электрической энергии, предназначенная для решения задач планирования и управления режимами, оперативного учета и анализа использования энергоресурсов, состояния оборудования, технико-экономических показателей, а также для анализа режима работы энергосистемы (электрической сети, объекта электроэнергетики) в режиме реального времени, представляющая собой набор функциональных компонентов для автоматизации функций оперативно-диспетчерского управления либо оперативно-технологического управления.

Дополнительно в состав автоматизированных систем диспетчерского управления входит система управления рынком электрической энергии и мощности, предназначенная для поддержки участия в рынке электрической энергии и мощности, включая распространение плановых заданий (диспетчерских графиков) нагрузок генерирующего оборудования, регистрации диспетчерских команд, выявления инициатив и расчета отклонений от заданного диспетчерского графика.

На подстанциях высшим классом напряжения 110 киловольт, присоединенных к линиям электропередачи с односторонним питанием либо присоединенных отпайками, применяются упрощенные автоматизированные системы управления технологическими процессами, в состав которых не включаются системы, указанные в абзацах третьем, четвертом, пятом и шестом настоящего пункта.

* + 1. ССПИ объектов электроэнергетики совместно с каналами связи и обеспечивающими их функционирование устройствами (оборудованием) узлов связи составляют СДТУ.
    2. Диспетчерские центры всех уровней должны быть оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления, центры управления сетями всех уровней – автоматизированными системами технологического управления, новые (комплексно реконструируемые) электростанции и подстанции высшим классом напряжения 110 киловольт и выше − автоматизированным системам управления технологическими процессами.
    3. В тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых объектов электроэнергетики, вновь организуемых каналов связи – не хуже 0,5S), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых объектов электроэнергетики, вновь организуемых каналов связи – не хуже 0,5S).
    4. Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации ССПИ на объекте электроэнергетики.
    5. Измерительные преобразователи, применяемые на объектах электроэнергетики, должны быть внесены в государственный реестр средств измерений и, в отношении оборудования, подпадающего под сферу государственного регулирования и обеспечения единства измерений, иметь действующие свидетельства о поверке.

При создании (модернизации) ССПИ объектов электроэнергетики должно быть обеспечено выполнение требований законодательства Российской Федерации в области обеспечения единства измерений.

* + 1. Передача телеинформации должна осуществляться с использованием стандартных интерфейсов и протоколов. Конкретный тип, профиль и реализация протокола передачи телеметрической информации должны быть согласованы с соответствующими диспетчерскими центрами (центрами управления сетями).
    2. В ССПИ должны соблюдаться следующие приоритеты передачи различных видов информации (с учетом уменьшения приоритета):

команда телеуправления или результат выполнения команды;

аварийно-предупредительная телесигнализация;

спорадическая передача телесигнализации;

спорадическая передача телеизмерений;

полный объем телесигнализации;

полный объем телеизмерений.

* + 1. В отношении ССПИ должны выполняться требования по информационной безопасности, обусловленные требованиями соответствующих систем (подсистем).
    2. Для обеспечения непрерывности функционирования система контроля и сбора данных должна обладать высокой надежностью и отказоустойчивостью с обобщенным коэффициентом готовности не менее 0,9998.
    3. Настройка протоколов и регламенты информационного обмена между системой контроля и сбора данных объектов электроэнергетики, центров управления сетями и диспетчерскими центрами определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления.
    4. Система отображения информации, используемая для автоматизированных систем диспетчерского управления, должна предоставлять единый набор инструментов в панели управления формами отображения для обеспечения работы и навигации между формами отображения, а также предоставлять возможность отображения информации в различном виде. Диспетчерские центры должны обеспечиваться видеопроекционными панелями (стенами), требования к которым определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом вышеуказанных требований.

Обобщенный коэффициент готовности системы отображения информации диспетчерского центра должен быть не менее 0,9998.

* + 1. Обобщенный коэффициент готовности каждой из систем, указанных в абзацах пятом, шестом, седьмом пункта 10.1.3 настоящих Правил, должен быть не менее 0,999.
  1. **Каналы связи для оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического управления и функционирования релейной защиты и автоматики**
     1. Собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) должно быть организовано наличие и обеспечено функционирование двух независимых каналов связи объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) с каждым диспетчерским центром, имеющим объекты диспетчеризации в составе указанного объекта (установки). Пропускная способность указанных каналов связи должна обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в диспетчерский центр, включая телефонную связь для оперативных переговоров, телеметрическую информацию и данные, используемые для задач оперативно-диспетчерского управления, обеспечения функционирования противоаварийной и режимной автоматики.
     2. Указанные в пункте 10.2.1 настоящих Правил каналы связи должны организовываться собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) от объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) до узлов доступа сетей связи, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления. Организация каналов связи от указанных узлов доступа до диспетчерских центров осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Каналы связи для передачи телеметрической информации (за исключением телеметрической информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной и режимной автоматики) организовываются собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) от объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) до узлов доступа сетей связи одного из диспетчерских центров, определенного субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Сетевыми организациями, иными собственниками или законными владельцами объектов электросетевого хозяйства должно быть организовано наличие и обеспечено функционирование двух независимых каналов связи объекта электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 киловольт и более с центром управления сетями, в технологическом управлении и ведении которого находятся оборудование или устройства указанного объекта электросетевого хозяйства или отходящие от него линии электропередачи.

При этом наличие и функционирование предусмотренных абзацем первым настоящего пункта каналов связи от электрических станций до центров управления сетями обеспечивается за счет средств сетевой организации, в технологическом управлении или ведении центров управления сетями которой находятся отходящие от электростанций линии электропередачи.

Требования к каналам связи для организации передачи информации с объектов электроэнергетики их собственникам или иным законным владельцам и (или) собственникам или иным законным владельцам технологически связанных объектов электроэнергетики определяются указанными лицами самостоятельно либо по взаимному согласованию между собственниками и иными законными владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики.

* + 1. Каналы связи, обеспечивающие функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, для осуществления оперативных переговоров диспетчерского персонала диспетчерских центров с оперативным персоналом центров управления сетями и объектов электроэнергетики, а также для осуществления оперативных переговоров оперативного персонала центров управления сетями с оперативным персоналом объектов электроэнергетики должны быть организованы без коммутации на промежуточных автоматических телефонных станциях.

Допускается организация постоянного транзитного соединения указанных каналов в промежуточных пунктах.

Прокладка волоконно-оптических линий связи для организации релейной защиты линий электропередачи совместно (в одном лотке) с кабелем напряжением 110 киловольт и выше не допускается. При необходимости устройства волоконно-оптической линии связи по одной трассе с кабельной линией электропередачи классом напряжения 110 киловольт и выше оптический кабель должен быть проложен вне кабельного лотка на специально предусмотренных для этой цели конструкциях.

* + 1. При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) для передачи информации, обеспечивающей функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, комплексов и устройств РЗА, проектными решениями должно предусматриваться применение наземных каналов связи.

Спутниковые каналы связи до организации второго наземного канала связи могут временно использоваться в качестве одного из каналов связи для автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, передачи телеметрической информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики, если эти каналы удовлетворяют требованиям по времени передачи информации, указанным в пункте 10.2.15 настоящих Правил.

* + 1. Передача телеметрической информации между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, центрами управления сетями должна осуществляться без промежуточной обработки.

Допускается передача телеметрической информации с объектов электроэнергетики классом напряжения 110 киловольт и ниже в центры управления сетями с одной ступенью промежуточной обработки.

Требования к каналам связи для передачи телеметрической информации в центры управления сетями, осуществляемой непосредственно с датчиков, установленных на линиях электропередачи (температура провода, гололедно-ветровая нагрузка и прочее), информации систем коммерческого и технического учета электрической энергии определяются соответствующими субъектами электроэнергетики самостоятельно.

* + 1. Для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики, с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 киловольт и выше и электростанций установленной мощностью 5 мегаватт и более независимо от класса напряжения их присоединения к электрической сети должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.

Для объектов электросетевого хозяйства классом напряжения ниже 110 киловольт и электростанций установленной мощностью менее 5 мегаватт требования по организации передачи информации определяются их собственниками или иными законными владельцами самостоятельно либо по взаимному согласованию между собственниками и иными законными владельцами технологически связанных объектов.

* + 1. Для передачи сигналов и команд противоаварийной и режимной автоматики должен использоваться дублированный режим передачи информации.
    2. Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств релейной защиты, осуществляющих функцию основной защиты линии электропередачи, должен быть организован по выделенному каналу, независимому от каналов связи для других устройств релейной защиты той же линии электропередачи.
    3. Организация каналов связи, обеспечивающих функционирование устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 220 киловольт и выше, должна исключать возможность одновременной потери функциональности основных защит разных линий электропередачи по общей причине.
    4. Передача сигналов и команд релейной защиты должна осуществляться без промежуточной обработки.
    5. Организация высокочастотных каналов связи по грозотросам воздушных линий электропередачи для передачи сигналов и команд РЗА не допускается.
    6. При организации высокочастотных каналов связи по фазным проводам воздушных линий электропередачи с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, должна быть организована приоритетная передача команд РЗА.
    7. Каналы радиорелейной связи, высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи и спутниковой связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморозь, гололед, дождь).

Для передачи команд РЗА высокочастотные каналы связи по воздушной линии электропередачи должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных коротких замыканиях на воздушной линии электропередачи, по проводам которой организован высокочастотный канал.

При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

* + 1. Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации не должно превышать:

для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 киловольт и выше и электростанций установленной мощностью 5 мегаватт и выше независимо от класса напряжения в автоматизированные системы диспетчерского управления, комплексы противоаварийной или режимной автоматики − 1 секунды (для передачи с указанных объектов телеметрической информации о технологическом режиме работы линий электропередачи и оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации, − 2 секунды) без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах диспетчерского центра, комплексах противоаварийной или режимной автоматики;

для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 киловольт и выше, относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети, в автоматизированные системы технологического управления − 1 секунды без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах центра управления сетями.

* + 1. Время передачи сигналов и команд релейной защиты и противоаварийной автоматики должно составлять:

не более 10 миллисекунд − по каналам связи, организованным по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи;

не более 25 миллисекунд − по каналам связи, организованным по каналам высокочастотной связи на одной линии электропередачи.

* + 1. Время передачи команд управления режимной автоматики от управляющего вычислительного комплекса централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности до системы автоматического регулирования частоты и активной мощности энергоблока тепловой электростанции или системы группового регулирования активной мощности гидроэлектростанции не должно превышать 1 секунды.
    2. Время передачи команд дистанционного (теле-) управления из диспетчерских центров, центров управления сетями на объект электроэнергетики с учетом обработки команд в программно-технических комплексах диспетчерских центров, центров управления сетями и на объекте электроэнергетики (до начала исполнения команд) не должно превышать 5 секунд.
    3. Коэффициент готовности одного канала связи для передачи сигналов и команд РЗА должен быть не ниже 0,99 в год, обобщенный коэффициент готовности системы связи для РЗА, состоящей из двух независимых каналов, должен быть не ниже 0,9999 в год.
    4. Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА должна составлять не более 10-6.
    5. Коэффициент готовности одного канала связи для передачи информации в автоматизированные системы диспетчерского управления, автоматизированные системы технологического управления, должен быть не ниже 0,98 в год, обобщенный коэффициент готовности систем связи для указанных автоматизированных систем управления объектами электроэнергетики классом напряжения 110 киловольт и выше, состоящих из двух независимых каналов связи, должен быть не ниже 0,9996 в год.
    6. Должен обеспечиваться автоматический контроль исправности каналов связи для РЗА. При неисправности канала связи с непрерывным автоматическим контролем должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и (или) ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.
    7. Каналы связи, обеспечивающие функционирование РЗА, организуемые в цифровых системах передачи по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи, должны иметь согласованные с устройствами РЗА электрические или оптические интерфейсы. Согласование интерфейсов может выполняться как со стороны цифровых систем передачи, так и со стороны устройств РЗА.
    8. Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, должна предусматриваться возможность организации их работы по выделенным оптическим волокнам волоконно – оптического кабеля при условии соответствия его протяженности ресурсным возможностям оптических интерфейсов.

При превышении допустимой протяженности или невозможности выделения оптических волокон организация каналов связи, обеспечивающих функционирование микропроцессорных устройств РЗА, по волоконно-оптическим линиям связи осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

* 1. **Требования к организации обмена телеметрической информацией** 
     1. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должны быть организованы сбор и передача в автоматическом режиме с принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок), в автоматизированные системы диспетчерского управления диспетчерских центров следующей телеметрической информации:

информации об эксплуатационном состоянии и технологических режимах работы объектов диспетчеризации;

сигналы срабатывания устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации;

измерения неэлектрических параметров, оказывающих влияние на ограничения режима работы объектов диспетчеризации (данные температуры проводов линий электропередачи, температуры наружного воздуха, отметки уровней бьефов гидроэлектростанций, скорости ветра, толщины стенки гололеда);

суммарную информацию о технологических режимах работы линий электропередачи и оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации, для расчета показателей баланса мощности и объема управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной автоматики. Степень детализации суммарной информации для объема управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной автоматики определяется соответствующим диспетчерским центром.

Объем телеметрической информации, передача которой должна быть организована с объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок в автоматизированные системы диспетчерского управления диспетчерского центра, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

* + 1. Субъектом оперативно-диспетчерского управления по каналам связи, предоставленным собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, осуществляется передача на объекты электроэнергетики и в центры управления сетями следующей телеметрической информации:

управляющих сигналов централизованных комплексов режимного и противоаварийного управления, размещенных в диспетчерских центрах;

сигналов телеуправления, формируемых диспетчерским персоналом диспетчерских центров для управления линиями электропередачи, оборудованием и устройствами, находящимися в его диспетчерском управлении;

данных о технологическом режиме и эксплуатационном состоянии линий электропередачи, поступающих в диспетчерский центр с объектов электроэнергетики иных собственников и ретранслируемых в центры управления сетями сетевых организаций, эксплуатирующих данные линии электропередачи, при отсутствии в центрах управления сетями иных каналов для получения данной информации.

* + 1. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должны быть организованы сбор и передача в автоматическом режиме с принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектов электроэнергетики по каналам связи, предоставленным сетевой организацией, в автоматизированную систему технологического управления центра управления сетями, в технологическом управлении или ведении которого находятся отходящие от объектов электроэнергетики линии электропередачи, следующей телеметрической информации:

об эксплуатационном состоянии и технологических режимах работы объектов технологического управления и ведения (измерения величин тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты, телесигналы положения коммутационных аппаратов, переключающих устройств, предназначенных для регулирования технологического режима трансформаторов и автотрансформаторов);

обобщенные телесигналы о факте работы релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики;

измерения неэлектрических параметров, оказывающих влияние на допустимый режим работы объектов технологического управления и ведения, включая данные температуры проводов линий электропередачи, температуры наружного воздуха, скорости ветра, толщины стенки гололеда.

Объем телеметрической информации, передаваемой в центр управления сетями сетевой организации с объектов электроэнергетики, на праве собственности или ином законном основании принадлежащих другим субъектам электроэнергетики, определяется по согласованию между ними.

* 1. **Порядок создания (модернизации) и организации эксплуатации информационно-технологической инфраструктуры**
     1. Технические задания, проектная документация на организацию каналов связи между объектами электроэнергетики (энергопринимающими установками) и диспетчерскими центрами, создание (модернизацию) ССПИ и иных систем информационно-технологической инфраструктуры объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок), обеспечивающих функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, должны быть согласованы собственниками или иными законными владельцами данных объектов (установок) с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Технические задания, проектная документация на организацию каналов связи, обеспечивающих функционирование автоматизированных систем технологического управления, между центрами управления сетями сетевой организации и объектами электроэнергетики иных собственников или законных владельцев подлежат взаимному согласованию между сетевой организацией и указанными собственниками или иными законными владельцами.

Технические задания, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи, обеспечивающих функционирование комплексов и устройств РЗА, должны быть согласованы с собственниками или иными законными владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики, а также с субъектом оперативно-диспетчерского управления, в соответствии с требованиями, указанными в разделе 9.3 настоящих Правил.

* + 1. В проектной документации согласованию подлежат:

требования к составу и объему информации, участвующей в информационном обмене между объектами электроэнергетики (энергопринимающими установками) и автоматизированными системами диспетчерского управления диспетчерских центров (автоматизированными системами технологического управления центров управления сетями);

пропускная способность каналов связи, протоколы и интерфейсы информационного обмена, скорость передачи информации и иные технические требования к каналам связи, а также требования к организации направления обмена информации;

технические требования к аппаратному исполнению присоединения каналов связи к узлам связи соответствующих диспетчерских центров, центров управления сетями и объектов электроэнергетики.

* + 1. Программные и технические средства информационно-технологической инфраструктуры должны функционировать в круглосуточном режиме. Показатели надежности информационно-технологической инфраструктуры и входящих в ее состав систем должны обеспечиваться:

резервированием элементов информационно-технологической инфраструктуры, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления;

способностью информационно-технологической инфраструктуры к постепенной деградации, приводящей к сохранению ее работоспособности с понижением качества при отказе отдельных элементов;

использованием систем мониторинга и самодиагностики;

использованием систем гарантированного электропитания;

наличием запасных частей, инструментов и принадлежностей.

* + 1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии в процессе эксплуатации СДТУ, используемых для передачи информации, обеспечивающей функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, комплексов и устройств РЗА, обязаны обеспечить контроль их эксплуатационного состояния, в том числе, путем обеспечения годового и месячного планирования технического обслуживания, оформления диспетчерских заявок и выполнения иных требований к объектам диспетчеризации диспетчерских центров, установленных настоящими Правилами и иными нормативными правовыми актами.

В случае использования субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) для передачи информации, обеспечивающей функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, комплексов и устройств РЗА, каналов связи, организованных в сетях  операторов связи  или технологических сетях иных лиц, субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) должно быть обеспечено соблюдение вышеуказанных требований в отношении таких каналов связи.

1. **Планирование развития** **электроэнергетической системы**
   1. **Общие требования к** планированию **развития энергосистем**
      1. Планирование развития электроэнергетической системы осуществляется на перспективный период от 2 до 7 лет и на период свыше 7 лет.
      2. В рамках планирования развития электроэнергетической системы разрабатываются:

энергетическая стратегия Российской Федерации;

генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;

схема и программа развития Единой энергетической системы России;

схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

* + 1. Разработка указанных в пункте 11.1.2 настоящих Правил документов осуществляется в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, с учетом установленных настоящими Правилами требований к планированию развития электроэнергетической системы, в том числе требований к структуре, размещению и концентрации генерирующих мощностей, основным характеристикам генерирующего оборудования электростанций, развитию электрических сетей, планированию балансов электрической энергии и мощности и резервированию генерирующих мощностей.
    2. Планирование развития энергосистем мегаполисов осуществляется с учетом требований раздела 12 настоящих Правил.
    3. При планировании развития электрических сетей, определении основных характеристик вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) оборудования электростанций наряду с требованиями настоящего раздела Правил должны соблюдаться системные требования и условия работы энергосистемы, указанные в разделе 2 настоящих Правил, а также требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей, комплексам и устройствам РЗА, информационно-технологической инфраструктуре, предусмотренные разделами 8, 9, 10 настоящих Правил.
  1. **Требования к структуре, размещению, концентрации генерирующих мощностей и основным характеристикам вводимого генерирующего оборудования электростанций**
     1. Определение месторасположения электростанций, типа и параметров генерирующего оборудования должно осуществляться с учетом:

суммарной потребности в электрической энергии (мощности) с учетом необходимого резерва;

потребности энергосистемы во вторичных резервах мощности, обеспечиваемых, в том числе, строительством гидроаккумулирующих электростанций и стационарных маневренных газотурбинных установок;

возможности строительства гидроаккумулирующих электростанций и стационарных маневренных газотурбинных установок в непосредственной близости от атомных электростанций с целью максимального использования потенциала последних;

потребности в энерготопливных и водных ресурсах и возможности их использования;

структуры электрических сетей в районе размещения объектов по производству электрической энергии;

уровня и концентрации тепловых нагрузок, динамики их роста, объемов и режимов выработки электрической энергии в теплофикационном и конденсационном режимах, эффективности выработки электрической энергии в конденсационном режиме – при определении типа и параметров генерирующего оборудования;

технико-экономических обоснований необходимости строительства новых либо реконструкции (модернизации, технического перевооружения) действующих электростанций;

соблюдения норм и правил охраны окружающей среды при строительстве новых и реконструкции (модернизации, техническом перевооружении) действующих электростанций.

* + 1. Установленная мощность сооружаемых конденсационных тепловых и атомных электростанций не должна превышать величину 4800 мегаватт. Для теплоэлектроцентралей величина установленной тепловой мощности не должна превышать 3000 гигакалорий в час.

Единичная установленная электрическая мощность энергоблока атомной электростанции не должна превышать 1500 мегаватт.

* + 1. Вспомогательное оборудование должно обеспечивать работу вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) генерирующего оборудования в любой период года с максимально возможной располагаемой мощностью.
    2. Планируемые к вводу генерирующее оборудование тепловых электростанций с паротурбинными установками и парогазовые установки должны обеспечивать возможность участия электростанции в покрытии суточной неравномерности графика нагрузки.
    3. Выбор конденсационной или теплофикационной турбоустановки в составе паротурбинной части парогазовой установки должен быть обоснован планируемым ростом потребления тепла с учетом текущих тепловых нагрузок и загрузки существующего теплофикационного оборудования (для существующих электростанций).
    4. Ввод турбоагрегатов с противодавлением, в том числе взамен выводимых из эксплуатации, допускается только при наличии подтвержденных данных о планируемом росте отпуска пара производственных параметров.
  1. **Требования к развитию электрических сетей**
     1. Развитие электрических сетей должно быть синхронизировано с прогнозами развития генерирующих мощностей и производственных мощностей потребителей электрической энергии и обеспечивать выдачу мощности электрических станций, надежность электроснабжения потребителей и транзит электрической мощности с учетом имеющихся резервов генерирующей мощности электрических станций, пропускной способности электрической сети, а также с учетом допустимой перегрузочной способности электросетевого и генерирующего оборудования.
     2. Электрическая сеть напряжением 110 киловольт и выше территориальной энергосистемы должна удовлетворять следующим требованиям:

а) должна обеспечиваться передача мощности в объеме, необходимом для обеспечения покрытия прогнозного максимума потребления мощности в дефицитных частях территориальной энергосистемы в нормальной схеме электрической сети после аварийного отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования с учетом использования имеющегося в дефицитной части территориальной энергосистемы собственного резерва мощности, определяемого исходя из наличия на собственный максимум потребления энергосистемы ограничений мощности и среднего за последние 5 лет фактического ремонтного снижения мощности электростанций;

б) должна обеспечиваться выдача избытка генерирующей мощности в нормальной схеме электрической сети в период максимальных электрических нагрузок, который определяется располагаемой мощностью электростанций рассматриваемой территориальной энергосистемы за вычетом нагрузки энергосистемы на собственный максимум потребления энергосистемы.

* + 1. Схема выдачи мощности электростанции должна обеспечивать в нормальной схеме выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь).
    2. Схема выдачи мощности электростанций установленной мощностью 50 мегаватт и более должна дополнительно соответствовать следующим требованиям:

1. при ремонте одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи, 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;
2. для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 330 киловольт и выше, а также для атомных электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства:

в нормальной схеме при возникновении одного нормативного аварийного 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 аварийного 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;

1. для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 220 киловольт 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 одного нормативного аварийного 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;

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

* + 1. Электрические схемы строящихся (реконструируемых) подстанций, электростанций должны:

а) обеспечивать электроснабжение потребителей при аварийном отключении любого основного оборудования при исходной нормальной или единичной ремонтной схеме с учетом резервирования по сетям;

б) обеспечивать возможность производства ремонта основного оборудования без отключения другого основного оборудования;

в) обеспечивать отключение любого короткого замыкания в любой точке распределительного устройства электростанций установленной мощностью 200 мегаватт и выше и распределительного устройства подстанции высшим классом напряжения 220 киловольт и выше, участвующих в выдаче мощности электростанции по схеме «блок-линия», за время, не превышающее время срабатывания основных защит (без учета времени отключения выключателя);

г) предусматривать применение только последовательной трансформации при наличии на подстанции трех и более классов напряжения 110 киловольт и выше.

* + 1. Электрические схемы строящихся (реконструируемых) электростанций должны также не допускать подключения более одного энергоблока (генератора) к распределительному устройству тепловой (атомной) электростанции через один выключатель, обеспечивающий включение (отключение) энергоблока (генератора). Вновь вводимые объекты электроэнергетики классом напряжения 330 киловольт и выше должны иметь схемы распределительных устройств напряжением 330 киловольт и выше, позволяющие отдельно отключать любое основное оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением трансформаторов (автотрансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.
    2. Техническая возможность присоединения к электрическим сетям должна определяться исходя из обеспечения неухудшения условий электроснабжения существующих потребителей, а также необходимости обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, в том числе с учетом нормативных возмущений.
    3. В процессе технологического присоединения должно исключаться подключение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии отпайками к линиям электропередачи классом напряжения 220 киловольт и выше.
    4. При присоединении сетевой организацией строящихся (реконструируемых) объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям данной сетевой организации технические задания на разработку проектной документации, проектная документация на строительство (реконструкцию) и присоединение объектов электросетевого хозяйства проектным классом напряжения 110 киловольт и выше должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления. Разработка и согласование технических заданий, проектной и рабочей документации на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления в указанном случае осуществляется в соответствии с требованиями разделов 9, 10 настоящих Правил.
  1. **Требования к резервированию**
     1. Разработка балансов мощности на перспективный период должна осуществляться с учетом величины нормативного резерва мощности энергосистемы, определяемого как сумма ремонтного резерва, компенсационного резерва и стратегического резерва.
     2. Величина нормативного резерва мощности для Единой энергетической системы России в целом, входящих в ее состав объединенных энергосистем, а также для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем определяется расчетным путем в соответствии с методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Для Единой энергетической системы России величина нормативного резерва мощности должна составлять величину не менее 20,5 процентов от совмещенного максимума нагрузки Единой энергетической системы России.

Величина нормативного резерва мощности для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы должна быть не менее величины суммарной установленной электрической мощности двух самых больших по мощности генераторов в указанной энергосистеме.

* + 1. При разработке балансов мощности на перспективный период для территориальных энергосистем и отдельных энергорайонов (энергоузлов) необходимо учитывать нормативный резерв мощности в объеме не менее величины установленной мощности наиболее крупной единицы генерирующего оборудования (энергорайона, энергоузла) или максимального снижения максимально допустимого перетока мощности на прием в соответствующую энергосистему (энергорайон, энергоузел) при отключении одного из входящих в контролируемое сечение сетевых элементов.
  1. **Требования к планированию балансов электрической энергии и мощности на период свыше семи лет** 
     1. Балансы электрической энергии и мощности, разрабатываемые на период свыше 7 лет (далее − долгосрочные балансы), используются для определения планов развития и требуемой структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов, а также основных направлений размещения линий электропередачи и подстанций, относимых к межсистемным связям, определения прогноза спроса на топливо, прогноза экологических последствий влияния развития электроэнергетики на окружающую природную среду.
     2. Долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются по объединенным энергосистемам с детализацией по наиболее крупным территориальным энергосистемам.
     3. Долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются с учетом прогнозируемых ограничений пропускной способности электрической сети исходя из обеспечения отсутствия прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами, а также наличия необходимого объема технологического резерва мощности.
     4. Долгосрочные балансы электрической энергии определяют сбалансированность суммарных годовых объемов производства и потребления (спроса) электрической энергии с учетом объемов ее экспорта (импорта).
     5. Долгосрочные балансы мощности по объединенным энергосистемам и наиболее крупным территориальным энергосистемам в составе объединенных энергосистем разрабатываются на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем − на час собственного максимума потребления) для декабря месяца для условий среднемноголетних температур наружного воздуха, а для территориальных энергосистем, имеющих летний абсолютный годовой максимум потребления – дополнительно на час собственного максимума потребления соответствующего летнего месяца для условий среднемноголетних температур наружного воздуха.
     6. Долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность разрабатывается в виде различных сценариев с учетом:

прогноза социально-экономического развития на долгосрочную перспективу (свыше 7 лет);

прогноза потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей электрической энергии, максимальная мощность которых превышает 50 мегаватт;

долгосрочных планов по реализации федеральных и региональных программ энергосбережения.

* + 1. Долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются с учетом:

а) перспективных планов по вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации отдельных электрических станций установленной мощностью более 500 мегаватт для тепловых электростанций, независимо от величины установленной мощности − для атомных электростанций, установленной мощностью более 300 мегаватт − для гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих электростанций, установленной мощностью более 100 мегаватт − для электростанций, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (за исключением гидроэлектростанций);

б) суммарных данных о вводе в эксплуатацию и выводе из эксплуатации электрических станций соответствующих типов с величиной установленной мощности, менее указанной в подпункте «а» настоящего пункта Правил;

в) планов по строительству (реконструкции) и вводу в эксплуатацию линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 киловольт.

* 1. **Требования к планированию балансов электрической энергии и мощности на период от двух лет до семи лет** 
     1. Субъекты оперативно-диспетчерского управления ежегодно разрабатывают прогнозные балансы электрической энергии и мощности на период от 2 до 7 лет (далее – среднесрочные балансы).
     2. Среднесрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме в целях определения сбалансированности планов по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. Среднесрочные балансы электрической энергии определяют сбалансированность суммарных годовых объемов производства и потребления электрической энергии с учетом объемов ее экспорта (импорта).
     3. Среднесрочные балансы мощности разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем − на час собственного максимума потребления) для декабря месяца для условий температурной нормы, а для территориальных энергосистем, имеющих летний абсолютный годовой максимум потребления – дополнительно на час собственного максимума потребления соответствующего летнего месяца для условий температурной нормы.
     4. Разработка среднесрочных балансов электрической энергии и мощности осуществляется с учетом данных, представленных субъекту оперативно-диспетчерского управления в соответствии с настоящими Правилами иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.
     5. Величина прогнозного спроса на электрическую энергию и мощность по каждой территориальной энергосистеме определяется с учетом:

данных о заявках и утвержденных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, по которым заключены договоры об осуществлении технологического присоединения;

собственного прогноза потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей электрической энергии, максимальная мощность которых превышает 20 мегаватт;

программ социально-экономического развития субъектов Российской Федерации на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики.

* + 1. Показатели выработки электрической энергии гидроэлектростанций определяются с учетом данных о среднемноголетней за период нормальной эксплуатации электростанции величине годовой выработки электроэнергии (при отсутствии данных – по проектной среднемноголетней выработке электроэнергии), а для строящихся гидроэлектростанций – в соответствии с проектными данными с учетом планируемых сроков ввода в работу гидроагрегатов и диспетчерских графиков наполнения водохранилищ.

В объединенных энергосистемах, в которых доля гидроэлектростанций составляет величину свыше 30 процентов от установленной мощности всех электростанций соответствующей объединенной энергосистемы, и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах дополнительно производится разработка балансов электрической энергии для условий расчетного маловодного года.

* + 1. Показатели выработки электрической энергии атомных электростанций определяются на основании предложений их собственников или иных законных владельцев с учетом технической возможности работы генерирующего оборудования атомных электростанций и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы энергосистемы.
    2. Показатели выработки электрической энергии электростанций в среднесрочных балансах электрической энергии определяются с учетом пропускной способности электрической сети и прогнозов ее изменения в соответствии с планами по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства.
    3. Прогнозные значения установленной и располагаемой мощности электростанций определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом данных по указанным показателям, полученных от собственников или иных законных владельцев генерирующего оборудования.

Прогнозные величины установленной мощности электростанций должны определяться собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования с учетом прогнозов вводов нового генерирующего оборудования в соответствии с инвестиционными программами, планируемого вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, в том числе низкоэффективного, а также изменений установленной мощности в результате планируемого проведения реконструкции или модернизации действующего генерирующего оборудования.

Прогнозные величины располагаемой мощности электростанций определяются собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования на основании прогнозных величин ограничений установленной мощности с учетом проведения мероприятий по сокращению ограничений.

* + 1. Информация о прогнозируемых изменениях установленной и располагаемой мощности генерирующего оборудования представляется его собственниками или иными законными владельцами субъекту оперативно-диспетчерского управления.
    2. Прогнозные величины располагаемой мощности ветровых электростанций в части участия указанных электростанций в балансе мощности на час максимума принимаются равными нулю.
    3. Объемы экспорта (импорта) электрической энергии принимаются на основании предложений организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности), по гарантированным объемам поставок, подтвержденных заключенными договорами.
  1. **Требования к информационному обмену при планировании развития электроэнергетической системы**
     1. Планирование развития энергосистемы осуществляется с учетом исходных данных и информации, предоставляемых в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.
     2. Сетевые организации, иные собственники или законные владельцы объектов электросетевого хозяйства предоставляют в диспетчерские центры информацию о линиях электропередачи и оборудовании объектов электросетевого хозяйства, в том числе:

технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и электросетевого оборудования классом напряжения 110 киловольт и выше;

величине фактических потерь электрической энергии в электрических сетях в границах субъектов Российской Федерации;

планируемых вводах новых, реконструкции, модернизации и демонтажах существующих объектов электросетевого хозяйства, их технических параметрах и характеристиках;

планах по технологическому присоединению энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям (на основе заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения).

* + 1. Субъекты электроэнергетики, осуществляющие деятельность по производству электрической энергии (мощности), иные собственники или законные владельцы объектов по производству электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры информацию о генерирующем оборудовании электростанций, в том числе:

информацию о технических параметрах и характеристиках установленного на электростанции генерирующего оборудования (по состоянию на первое января каждого года и по факту изменения);

прогнозную информацию о вводе в эксплуатацию нового, демонтажах, реконструкции и модернизации действующего генерирующего оборудования, включая тип, параметры, состав и установленную электрическую и тепловую мощность, маневренные характеристики оборудования (технический минимум, нижний предел регулировочного диапазона в конденсационном режиме, скорость набора (снижения) нагрузки), возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, диапазон регулирования по реактивной мощности, время разворота оборудования из резерва, фактическую наработку и назначенный ресурс, срок службы;

информацию о планируемых вводах нового, реконструкции, модернизации и демонтажах существующего электросетевого оборудования электростанций, его технических параметрах и характеристиках;

данные о фактических удельных расходах топлива на производство электрической энергии по каждой единице существующего генерирующего оборудования и прогнозные показатели для вновь вводимого оборудования;

данные о проектной среднемноголетней выработке электрической энергии на гидроэлектростанциях и гидроаккумулирующих электростанциях;

данные о предполагаемых мероприятиях по снижению ограничений установленной мощности электростанций с указанием величин снижения;

информацию о зависимости электрической мощности оборудования и электростанции в целом от температуры наружного воздуха;

перспективные планы реконструкции, модернизации, технического перевооружения основного энергетического оборудования электростанций на период до 7 лет;

перспективные планы ремонтов основного энергетического оборудования электростанций на период до 5 лет с указанием вида ремонта и периода ремонтов (месяцы).

* + 1. Крупные потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или ином законном основании энергопринимающими устройствами максимальной мощностью более 20 мегаватт, предоставляют в диспетчерские центры:

фактические данные о потреблении электрической энергии и почасовом потреблении мощности;

прогнозные данные о потреблении электрической энергии и максимальном потреблении мощности с учетом вновь вводимых энергопринимающих устройств.

* + 1. Организации, осуществляющие экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности), предоставляют в диспетчерские центры информацию о:

прогнозируемых объемах межгосударственных поставок электрической энергии и максимальной поставки мощности по каждому направлению экспорта-импорта с указанием, в том числе, гарантированных объемов, подтвержденных заключенными договорами;

конфигурации характерных суточных графиков поставки мощности по каждому направлению экспорта-импорта.

* 1. **Порядок ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) объектов электроэнергетики,** 
     1. Для ввода в работу построенного (реконструированного) объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки, нового (модернизированного) энергетического или электротехнического оборудования в составе электроэнергетической системы собственник или иной законный владелец такого объекта электроэнергетики, энергопринимающей установки, оборудования обязан:

а) обеспечить проведение   индивидуальных испытаний оборудования, функциональных испытаний отдельных технологических систем, пробных пусков и комплексного опробования объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки);

б) не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу объекта электроэнергетики (оборудования) или в иной заблаговременно согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления срок в зависимости от сложности вводимого объекта (но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу нового (реконструированного) энергетического или электротехнического оборудования) предоставить субъекту оперативно-диспетчерского управления информацию о технических параметрах и паспортных данных оборудования объекта электроэнергетики, сроках ввода его (их) в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, подготовки оперативной документации по линиям электропередачи и оборудованию, относящимся к объектам диспетчеризации;

в) не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска (постановки под нагрузку) объекта электроэнергетики, соответствующего его оборудования разработать и представить на согласование субъекту оперативно-диспетчерского управления проект нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной (пусковой) нормальной схемы электрических соединений). Утвержденная субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) нормальная (пусковая) схема электрических соединений объекта электроэнергетики должна быть передана субъекту оперативно-диспетчерского управления не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода объекта электроэнергетики в работу (пробного пуска);

г) согласовать с субъектом оперативно-диспетчерского управления программы испытаний, пробных пусков и комплексного опробования (далее – испытания) оборудования объекта электроэнергетики, для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации;

д) в течение 10 дней со дня окончания испытаний предоставить субъекту оперативно-диспетчерского управления информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств водимого в работу объекта электроэнергетики;

е) при необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния существующих линий электропередачи, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для осуществления мероприятий по строительству, реконструкции, технологическому присоединению к электрической сети объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки, проведения испытаний или ввода построенного (реконструированного) объекта электроэнергетики в работу своевременно направить субъекту оперативно-диспетчерского управления предложение о включении таких объектов диспетчеризации в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации в порядке, установленном правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;

ж) обеспечить проведение проверки выполнения технических условий на технологическое присоединение объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) в порядке, предусмотренном утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами 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. В случае если строительство, реконструкция, модернизация вводимого в работу объекта электроэнергетики не требовали технологического присоединения к электрическим сетям, обеспечить проведение проверки выполнения технических решений, предусмотренных техническим заданием на проектирование и проектной документацией на строительство (реконструкцию, модернизацию) такого объекта, с оформлением по результатам указанной проверки акта о выполнении технических решений, согласованного с субъектом оперативно-диспетчерского управления в отношении объекта по производству электрической энергии установленной мощностью 5 мегаватт или более или объекта электросетевого хозяйства классом напряжения 110 киловольт или выше;

з) в установленном действующем законодательством порядке получить разрешение уполномоченного федерального органа исполнительной власти на допуск соответствующих электроустановок в эксплуатацию;

и) при подаче субъекту оперативно-диспетчерского управления диспетчерской заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации для осуществления мероприятий, указанных в подпункте «е» настоящего пункта Правил, направить субъекту оперативно-диспетчерского управления письменное уведомление и готовности к включению соответствующих линий электропередачи (оборудования, устройств) в работу и выполнении всех необходимых для этого мероприятий, предусмотренных нормативными правовыми актами или иными обязательными требованиями.

* + 1. При вводе в работу новых (модернизированных) комплексов или устройств РЗА, в том числе если их создание (модернизация) осуществлялись в рамках строительства, реконструкции, модернизации, технического перевооружения объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) или его технологического присоединения к электрической сети, их собственник или иной законный владелец также обязан выполнить требования, предусмотренные разделом 9.3 настоящих Правил.
    2. Пробные пуски проводятся до комплексного опробования построенного (реконструированного, модернизированного) объекта электроэнергетики, энергопринимающей установки.

Перед пробным пуском (фактической подачей рабочего напряжения и постановкой под нагрузку) собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики, энергопринимающей установки обеспечивает:

введение в действие средств и систем контроля, защиты и управления, в том числе систем технологического управления;

наличие на объекте необходимой эксплуатационной и организационно-распорядительной документации,

наличие на объекте и достаточность квалификации персонала и его готовность к эксплуатации электроустановок;

получение временного разрешения уполномоченного федерального органа исполнительной власти на допуск электроустановок в эксплуатацию на период проведения пусконаладочных работ;

выполнение условий работы соответствующих электроустановок в составе электроэнергетической системы.

При пробном пуске проверяется работоспособность оборудования и технологических схем и безопасность их эксплуатации, проводится проверка и настройка всех систем контроля, защиты и управления, в том числе систем технологического управления.

При комплексном опробовании проверяется совместная работа основного и вспомогательного оборудования под напряжением (под нагрузкой).

* + 1. Ввод в работу новых (реконструированных, модернизированных) линий электропередачи, оборудования, устройств РЗА и проведение их испытаний осуществляются по комплексным программам.

Комплексная программа разрабатывается и утверждается собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) с соблюдением требований раздела 6 настоящих Правил и должна быть согласована диспетчерским центром и другими субъектами электроэнергетики, в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которых находятся линии электропередачи, оборудование и устройства, операции с которыми предусмотрены при работе по указанной программе.

* + 1. При поэтапном вводе в работу объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) указанные выше действия по вводу в работу осуществляются в части мероприятий, предусмотренных соответствующим этапом, а по окончании последнего этапа строительства (реконструкции, модернизации, технологического присоединения) − в отношении объекта электроэнергетики (энергопринимающей установки) в целом.

1. **Требования к электроснабжению мегаполисов**
   1. Электроснабжение мегаполисов должно осуществляться с учетом взаимного влияния режимов электро- и теплоснабжения, стесненного территориального размещения объектов электроэнергетики, высокой доли потребителей, энергопринимающие установки которых относятся к первой или второй категории надежности электроснабжения или для энергопринимающих установок которых установлена аварийная или технологическая броня.
   2. При планировании электроснабжения мегаполисов и проектировании развития территориальных энергосистем, на территории которых расположены мегаполисы, должны учитываться следующие особенности мегаполисов:

стесненное территориальное размещение объектов электроэнергетики;

большая концентрация мощности действующих электростанций и тенденция к росту единичной мощности оборудования на них;

тенденции к росту распределенной генерации малой мощности с единственным источником топливоснабжения;

сложные топология электрической сети и настройка параметров ее режима работы, высокая токовая загрузка элементов электрической сети;

предельный уровень токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 киловольт и выше, тенденция к постоянному росту уровня токов короткого замыкания при развитии электрической сети и генерирующих мощностей;

высокая доля комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, взаимное влияние режимов электро-, тепло- и газоснабжения;

высокая плотность и устойчивый рост электрической нагрузки потребителей, тенденции к расширению внешних границ мегаполиса, а также росту потребления прилегающих территорий;

высокая доля электроприемников первой и второй категории надежности электроснабжения, в том числе потребителей инфраструктуры жизнеобеспечения, не допускающих перерывов в электроснабжении;

распределение потребителей с учетом административно-географических кластеров, необходимость учета зон централизованного теплоснабжения;

необходимость диверсификации топливного баланса и резервирование топливоснабжения электростанций, расположенных на территории мегаполиса;

наличие экологических ограничений (высокая концентрация выбросов и сбросов загрязняющих веществ электростанций);

необходимость расширения применения когенерации и тригенерации, а также возобновляемых источников энергии.

* 1. Применение противоаварийного управления возможно только с использованием локальных комплексов противоаварийной автоматики.
  2. При развитии транспортных магистралей мегаполиса (автомобильные дороги, инфраструктура железнодорожного транспорта, мосты, путепроводы, тоннели, эстакады) должно быть предусмотрено размещение энергетической инфраструктуры, включая размещение кабельных линий электропередачи.
  3. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Московской области и города Москвы, Ленинградской области и города Санкт-Петербурга разрабатываются органами исполнительной власти соответствующих субъектов Российской Федерации на 7-летний период.
  4. Для Московской области и города Москвы, для Ленинградской области и города Санкт-Петербурга разрабатывается единая схема и программа перспективного развития электроэнергетики.
  5. Для городов Москвы и Санкт-Петербурга органами исполнительной власти в составе соответствующих схем и программ перспективного развития электроэнергетики дополнительно разрабатываются схема электроснабжения электрической сети напряжением 110 киловольт и выше, схема топливоснабжения, схема теплоснабжения и схема электроснабжения распределительных электрических сетей напряжением 6-20 киловольт.
  6. Внешнее электроснабжение мегаполиса должно быть организовано с соблюдением следующих требований:
     1. Пропускная способность электрических сетей, обеспечивающих связь объектов электроэнергетики, расположенных на территории мегаполиса, с объединенной энергосистемой должна составлять не менее 20 процентов от суммарной нагрузки потребителей мегаполиса.
     2. Наличие трех и более опорных подстанций высшим классом напряжения 220 киловольт и выше, имеющих связи с объединенной энергосистемой (Единой энергетической системой России).
     3. Суммарная величина установленной мощности автотрансформаторов высшим классом напряжения на одной опорной подстанции не должна превышать 20 процентов от величины максимальной мощности нагрузки мегаполиса.
     4. Наличие электрических связей классом напряжения 220 киловольт и выше, соединяющих опорные подстанции и обеспечивающих их взаимное резервирование.
     5. На опорных подстанциях должны быть установлены агрегаты бесперебойного питания (в том числе дизель-генераторы, аккумуляторные батареи повышенной емкости, накопители – мощностью до 1 мегаватта) для резервирования питания электроприемников собственных нужд в течение не менее 24 часов.
  7. Внутреннее электроснабжение мегаполиса должно быть организовано с соблюдением следующих требований:
     1. При проектировании новых и реконструкции существующих объектов электроэнергетики, для городов Москвы и Санкт-Петербурга необходимо учитывать более тяжелые расчетные возмущения по отношению к требованиям по устойчивости, указанным в разделе 2 настоящих Правил:

одновременное отключение на электростанции всех генераторов;

отключение на подстанции распределительного устройства любого класса напряжения;

отключение на электростанции распределительного устройства любого класса напряжения;

одновременное отключение кабельных линий электропередачи, расположенных в одном коллекторе.

* + 1. Подстанции глубокого ввода высшим классом напряжения 220 киловольт и более должны размещаться в центрах электрических нагрузок (в узлах потребления) и быть запитаны от двух объектов внешнего электроснабжения мегаполиса или двух опорных подстанций линиями, проходящими по географически разнесенным трассам.
    2. Суммарная установленная мощность трансформаторов на вновь сооружаемых и реконструируемых подстанциях, обеспечивающих только электроснабжение нагрузки, не должна превышать 160 мегавольт-ампер на классе напряжения 110 киловольт, 250 мегавольт-ампер на классе напряжения 220 и 330 киловольт. Количество установленных трансформаторов, питающих нагрузку, должно быть не менее двух и не более четырех.
    3. Подстанции высшим классом напряжения 110 киловольт и выше должны быть закрытого (в том числе подземного) исполнения.
    4. На территории мегаполиса в зоне плотной застройки вновь сооружаемые линии электропередачи должны быть кабельного исполнения. При этом переходные пункты кабельно-воздушных линий электропередачи классов напряжения 35 – 500 киловольт должны быть закрытого типа.
    5. Прокладка кабельных линий электропередачи классом напряжения 220 киловольт и выше должна выполняться преимущественно с использованием кабельных тоннелей (коллекторов). Устройство кабельных тоннелей (коллекторов) должно исключать прокладку взаиморезервирующих линий электропередачи в одной секции, должны применяться несгораемые (огнестойкие) перегородки.
  1. В отношении объектов по производству электрической и (или) тепловой энергии, размещаемых на территории мегаполиса, должны выполняться следующие требования:
     1. Приоритет развития теплоснабжения от централизованных источников тепла.
     2. Схема выдачи мощности теплоэлектроцентралей установленной мощностью 400 мегаватт и более должна быть выполнена не менее чем на двух классах напряжений (110 киловольт и выше).
     3. Установленная мощность вновь сооружаемых электростанций должна быть не более 1000 мегаватт.
     4. Единичная мощность (установленная мощность) вновь сооружаемого генерирующего оборудования (энергоблока), выдающего мощность на классе напряжения 110 – 220 киловольт, не должна превышать 250 мегаватт.
     5. Для реализации программы технического перевооружения теплоэлектроцентралей должны предусматриваться в случае необходимости замещающие мощности в зоне действия реконструируемого объекта (с учетом требования по сбалансированности).
     6. Выбор состава и параметров вновь вводимого генерирующего оборудования должен осуществляться в соответствии с прогнозами изменения тепловых нагрузок с учетом приоритета комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также тригенерации.
     7. Должно быть предусмотрено использование шин распределительного устройства напряжением 6-10-20 киловольт электростанции, к которому присоединены генераторы, для питания потребителей особой группы в составе первой категории надежности электроснабжения, а также для обеспечения живучести электростанции при аварийном отделении от энергосистемы.
     8. Должно быть обеспечено автоматическое выделение электростанции или ее части на изолированное питание собственных нужд и (или) нагрузку сбалансированного энергорайона при снижениях частоты до величины 46-47 герц и (или) при снижениях напряжения до значений 0,7-0,8 от номинального.
     9. На малых энергоисточниках (газотурбинная установка – теплоэлектроцентраль, районные тепловые станции с газотурбинными установками) должны быть предусмотрены режимы их изолированной работы с сохранением питания собственных нужд (в том числе от собственных источников электрической мощности) и местной электрической нагрузки.
  2. В сетевых организациях, объекты электросетевого хозяйства которых расположены на территории мегаполиса, должны быть в наличии передвижные электростанции и подстанции малой мощности для выполнения аварийно-восстановительных работ, а также аварийный запас модульных распределительных устройств напряжением 6-20 киловольт и силовых трансформаторов.
  3. Электроснабжение расположенных на территории мегаполиса систем теплоснабжения в отопительный период, систем водоснабжения, канализации и гидротехнических сооружений, систем наземного, подземного (в том числе метрополитен), воздушного транспорта и систем управления их движением, больниц, родильных домов, учреждений дошкольного воспитания и зданий высотой более 75 метров (далее – объекты инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса) должно осуществляться с соблюдением следующих требований:
     1. Электроснабжение всех вновь сооружаемых и реконструируемых объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса должно быть выполнено не ниже, чем по первой категории надежности электроснабжения.
     2. Объекты инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса должны быть оснащены системой жизнеобеспечения, включающей совокупность технических средств, элементов системы управления и иных мер, которые при нарушениях электроснабжения от электрической сети общего назначения обеспечивают безопасное для жизни и здоровья людей и окружающей среды функционирование таких объектов или безопасное и безаварийное прекращение производственных (технологических) процессов. Электроснабжение указанной системы жизнеобеспечения должно резервироваться от автономного источника электроснабжения.
     3. Собственники или иные законные владельцы объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени, в том числе автоматически.
     4. Технологическое присоединение объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса к электрическим сетям осуществляется при наличии и работоспособности системы жизнеобеспечения.
  4. В мегаполисе органами исполнительной власти соответствующего субъекта российской Федерации должен быть организован единый информационный центр по сбору, обработке и обмену информацией о чрезвычайных ситуациях и нарушениях энергоснабжения инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса, обеспечивающий информационное взаимодействие организаций топливно-энергетического комплекса мегаполиса, а также других организаций, обеспечивающих функционирование инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса.

Органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации должны проводиться ежегодные совместные учения по ликвидации аварийных ситуаций с угрозой нарушения энергоснабжения в условиях низких и высоких температур наружного воздуха с участием организаций топливно-энергетического комплекса мегаполиса, органов местного самоуправления, служб и организаций городского хозяйства, территориальных органов федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по надзору и контролю в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, обеспечения пожарной безопасности и безопасности людей на водных объектах.

Органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации должна быть организована периодическая проверка работоспособности системы жизнеобеспечения объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса.

* 1. Субъект оперативно-диспетчерского управления должен обеспечить наличие резервных помещений, оснащенных оборудованием, устройствами и программно-аппаратными комплексами, необходимых для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных и иных нештатных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, для диспетчерских центров, в операционную зону которых входят объекты электроэнергетики, расположенные на территории мегаполисов. Резервные диспетчерские центры, в операционную зону которых входят объекты электроэнергетики, расположенные на территории городов Москвы и Санкт-Петербурга, должны быть полнофункциональными.

1. **Организация параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России и электроэнергетических систем иностранных государств**
   1. Работа Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств может осуществляться:

параллельно (синхронно);

совместно с использованием вставок или электропередач постоянного тока.

* 1. Параллельная работа Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств осуществляется при выполнении следующих условий:

обеспечение скоординированного поддержания частоты в диапазоне допустимых значений в соответствии с требованиями раздела 2 настоящих Правил и регулирования сальдо перетоков активной мощности с коррекцией по частоте;

размещения и поддержания первичных и вторичных резервов активной мощности в согласованных объемах;

обеспечение поддержания регулировочного диапазона по реактивной мощности генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности;

реализация согласованной настройки устройств противоаварийной и режимной автоматики с применением управляющих воздействий во всех параллельно работающих энергосистемах;

обеспечение функциональной совместимости и согласование параметров настройки устройств релейной защиты на межгосударственных линиях электропередачи;

обеспечение функциональной совместимости СДТУ;

обеспечение информационного обмена в объеме, достаточном для планирования и управления электроэнергетическим режимом;

наличие договоров об организации параллельной работы и иных документов двух и многостороннего характера, регламентирующих вышеуказанные требования.

* 1. Совместная работа Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств осуществляется при выполнении следующих условий:

реализация согласованных принципов противоаварийного и режимного управления работой вставки (электропередачи) постоянного тока;

обеспечение функциональной совместимости и согласование параметров настройки устройств РЗА на межгосударственных линиях электропередачи;

обеспечение функциональной совместимости СДТУ;

обеспечение информационного обмена в объеме, достаточном для планирования и управления электроэнергетическим режимом;

наличие договоров об организации совместной работы и иных документов, регламентирующих вышеуказанные требования.

* 1. Системный оператор осуществляет организацию параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств, работающих параллельно (совместно) с Единой энергетической системой России (далее – энергосистемы иностранных государств), на основе договоров об организации параллельной (совместной) работы и иных документов двух и многостороннего характера, согласованных с организациями, выполняющими функции оперативно-диспетчерского управления в энергосистемах иностранных государств (далее – зарубежные системные операторы).
  2. Временное или постоянное прекращение параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России и энергосистем иностранных государств не должно приводить к нарушению электроснабжения потребителей и ограничению выдачи мощности электростанций на территории Российской Федерации.
  3. Системным оператором по согласованию с системными операторами энергосистем иностранных государств, работающих параллельно с Единой энергетической системой России, должны быть установлены:

необходимый расчетный резерв первичного и вторичного регулирования, распределяемый между Единой энергетической системой России и энергосистемами иностранных государств;

необходимое значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения;

значения коэффициентов коррекции по частоте для Единой энергетической системы России и каждой из энергосистем иностранных государств.

* 1. Системный оператор обеспечивает регулирование частоты в Единой энергетической системе России и энергосистемах иностранных государств в допустимых пределах в соответствии с условиями договоров об организации параллельной работы, заключенных cистемным оператором с зарубежными системными операторами.
  2. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы Единой энергетической системы России и энергосистем иностранных государств осуществляется с использованием общих расчетных моделей, включающих согласованные фрагменты моделей энергосистем иностранных государств и комплекса информационно-технического обеспечения. Плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) являются основными документами, регламентирующими режим параллельной работы Единой энергетической системы России и энергосистем иностранных государств.

1. **Требования по обеспечению готовности персонала организаций электроэнергетики**

**14.1. Общие требования по обеспечению готовности персонала**

* + 1. Субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии должна быть организована постоянная работа, направленная на обеспечение готовности персонала к выполнению профессиональных функций, включая поддержание и повышение его квалификации.
    2. Персонал субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии подразделяется на:

а) работников, организующих и выполняющих работы по проектированию, строительству, эксплуатации, оперативному обслуживанию, ремонту, реконструкции, наладке, испытаниям оборудования, зданий и сооружений электрических станций, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, контроль за их техническим состоянием, осуществляющих оперативно-технологическое управление, а также оперативно-диспетчерское управление;

б) работников субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, не относящихся к персоналу, указанному в подпункте «а» настоящего пункта Правил.

* + 1. Персонал, указанный в подпункте «а» пункта 14.1.2 настоящих Правил, включает следующие категории работников: руководящие работники и специалисты, диспетчерский, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный и вспомогательный персонал.
    2. При проведении работы с персоналом, указанным в подпункте «а» пункта 14.1.2 настоящих Правил, должны использоваться следующие обязательные формы работы:

для руководящих работников и специалистов − вводный инструктаж, инструктажи по пожарной безопасности, проверка знаний нормативных правовых актов и локальных документов субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии по вопросам технической эксплуатации, правил и требований охраны труда, пожарной безопасности и, при необходимости, промышленной безопасности и других специальных норм и правил (далее – проверка знаний), повышение квалификации;

для диспетчерского персонала субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике − вводный инструктаж, инструктажи по охране труда, пожарной безопасности и технической эксплуатации, подготовка по новой должности для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы с прохождением государственной аттестации в качестве лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением (далее – государственная аттестация лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление), проверка знаний, стажировка, дублирование; специальная подготовка, учебные и контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки, повышение квалификации;

для оперативного и оперативно-ремонтного персонала субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии: вводный инструктаж, инструктажи по охране труда, пожарной безопасности и технической эксплуатации, подготовка по новой должности для управления оборудованием электрических станций, сетей и энергоустановок; стажировка; проверка знаний, дублирование, специальная подготовка, учебные и контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки, повышение квалификации;

для ремонтного персонала: вводный инструктаж, инструктажи по охране труда, пожарной безопасности, подготовка по новой должности, проверка знаний, противопожарные тренировки, повышение квалификации;

для вспомогательного персонала: вводный инструктаж, инструктажи по охране труда и пожарной безопасности, проверка знаний по охране труда, пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума, повышение квалификации.

Наряду с диспетчерским персоналом государственную аттестацию для осуществления оперативно-диспетчерского управления проходят следующие работники диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления: главные диспетчеры и их заместители, руководители оперативно-диспетчерских служб и их заместители.

* + 1. С персоналом, указанный в подпункте «б» пункта 14.1.2 настоящих Правил, проводятся вводный инструктаж, инструктажи по пожарной безопасности, проверка знаний нормативных правовых актов по охране труда, пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума, повышение квалификации.
    2. Субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии должен быть разработан порядок проведения работы с персоналом.
    3. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии создают и поддерживают функционирование помещений для проведения работы с персоналом (технических кабинетов, учебных классов, полигонов, центров (пунктов) тренажерной подготовки), обеспечивают оснащение их необходимыми программно-техническими средствами обучения и тренировки, поддержание в актуальном состоянии технической библиотеки.
    4. Для вводимых в работу новых и реконструируемых объектов электроэнергетики должна осуществляться опережающая подготовка персонала. До начала проведения пробных пусков оборудования, объекты электроэнергетики должны быть укомплектованы персоналом, прошедшим необходимые инструктажи, обучение и проверку знаний, контрольные тренировки и допущенным к самостоятельной работе.
    5. Общую организацию работы с персоналом должен осуществлять руководитель субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии или должностное лицо из числа руководящих работников, которому руководитель субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии поручает организацию ее выполнения.
  1. **Подготовка и поддержание квалификации персонала**
     1. Лица, организующие и выполняющие работы по проектированию, строительству, эксплуатации, оперативному обслуживанию, ремонту, реконструкции, наладке, испытаниям оборудования, зданий и сооружений электрических станций, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, контроль за их техническим состоянием, осуществляющие оперативно-технологическое управление, а также оперативно-диспетчерское управление, должны иметь соответствующее профессиональное образование или опыт работы в электроэнергетике.
     2. Работники из числа указанных в пункте 14.2.1 настоящих Правил, не имеющие соответствующего профессионального образования и опыта работы в электроэнергетике, должны пройти обучение в организации – субъекте электроэнергетики или в специализированных образовательных учреждениях по программам подготовки в соответствии с занимаемой должностью.
     3. Работники, допускаемые к самостоятельному управлению электроэнергетическим режимом энергосистем, оборудованием электрических станций, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, проходят подготовку по новой должности по месту работы по индивидуальным программам, утверждаемым руководителем субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии с учетом имеющегося уровня квалификации, опыта предшествующей работы и технической сложности объекта.
     4. Программа подготовки по новой должности диспетчерского персонала должна включать:

предаттестационную подготовку и прохождение государственной аттестации в качестве лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление;

стажировку на своем рабочем месте, рабочем месте диспетчерского персонала в нижестоящем диспетчерском центре с изучением особенностей управления электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России (объединенной, территориальной энергосистемы), ознакомление с рабочими местами персонала, осуществляющего функции оперативно-технологического управления оборудованием наиболее крупных электрических станций и объектов электросетевого хозяйства, находящимся в диспетчерском управлении и ведении;

проверку знаний;

дублирование на рабочем месте;

прохождение контрольных тренировок;

допуск к самостоятельной работе.

* + 1. Программа подготовки по новой должности оперативного и оперативно-ремонтного персонала должна включать:

стажировку на своем рабочем месте и рабочих местах подчиненного оперативного (оперативно-ремонтного) персонала с изучением состава, характеристик и параметров работы эксплуатируемого и находящегося в технологическом управлении и ведении оборудования электрической станции, электрической сети, электроустановки потребителя электрической энергии;

проверку знаний;

дублирование на рабочем месте;

прохождение контрольных тренировок;

допуск к самостоятельной работе.

* + 1. Программа подготовки по новой должности ремонтного персонала должна включать:

стажировку на своем рабочем месте с изучением состава и особенностей подлежащих освоению вида ремонтных работ, характеристик оборудования и условий безопасного проведения ремонта;

проверку знаний с подтверждением разряда (классности);

прохождение контрольной противопожарной тренировки;

допуск к самостоятельной работе.

* + 1. С целью обеспечения постоянного соответствия уровня квалификации персонала установленным правилам и нормам субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должно быть организовано поддержание квалификации персонала путем проведения:

инструктажей по охране труда и пожарной безопасности на рабочих местах;

специальной подготовки диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала, включающей проведение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок, изучение изменений в технической документации и состоянии оборудования, разбор пусков и остановов оборудования, причин отклонения технологичеких процессов, возникновения и развития аварий, несчастных случаев на производстве, ознакомление с распорядительными документами и проведение инструктажей по вопросам технической эксплуатации.

* + 1. Для каждой категории (должности) работников субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии определяются используемые формы обучения при повышении квалификации (систематическое самообразование работника, стажировка, краткосрочное обучение или длительное периодическое обучение, иные формы обучения), а также порядок проведения повышения квалификации и продолжительность обучения, организуемого субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии для персонала, указанного в подпункте «а» пункта 14.1.2 настоящих Правил, непосредственно в организации. При отсутствии необходимой материально-технической базы и работников, способных проводить такое обучение, его необходимо проводить в специализированных образовательных учреждениях.

Периодичность обучения при повышении квалификации, осуществляемого с отрывом от производства, для диспетчерского, оперативного, оперативно-ремонтного персонала должна составлять не реже одного раза в пять лет.

* + 1. Работники, не выполнившие обязательные требования к подготовке по новой должности, прохождению контрольных тренировок, проверке знаний, а также не прошедшие инструктажи по охране труда и пожарной безопасности, к выполнению должностных обязанностей не допускаются.
  1. **Требования к организации проверки знаний персонала**
     1. Персонал субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, указанный в подпункте «а» пункта 14.1.2 настоящих Правил, подлежит первичной и периодической (очередной) и внеочередной проверке знаний по вопросам эксплуатации, охраны труда, пожарной безопасности, при необходимости − промышленной безопасности и другим специальным нормам и правилам, при этом вспомогательный персонал проходит проверку знаний только по вопросам охраны труда и пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума.

Порядок проведения проверки знаний определяет руководитель субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.

* + 1. Первичная проверка знаний проводится работникам, впервые поступившим на работу, связанную с проектированием, строительством, эксплуатацией, оперативным обслуживанием, ремонтом, реконструкцией, наладкой, испытанием оборудования, зданий и сооружений электрических станций, объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, контролем за их техническим состоянием, осуществлением оперативно-технологического управления, а также оперативно-диспетчерского управления. Проверка знаний вновь назначенных работников проводится в течение 1 месяца после назначения на должность или в соответствии со сроками, установленными программой подготовки по новой должности. При перерыве в работе более 3 лет проверка знаний проводится в объеме и в сроки, установленные для проверки знаний вновь принятых работников.
    2. Периодическая проверка знаний работников проводится не реже, чем один раз в 3 года, при этом диспетчерский, оперативный и оперативно-ремонтный персонал, а также работники, выполняющие наладочные работы, профилактические испытания, рабочие, выполняющие работы, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, проходят проверку знаний не реже чем 1 раз в год.
    3. Внеочередная проверка знаний проводится в комиссии, в которой работник проходит очередную проверку знаний, независимо от срока проведения предыдущей проверки:

по решению руководителя субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии при введении в организации новых или переработанных норм и правил; установке нового оборудования, реконструкции и (или) изменении главных электрических и технологических схем; нарушении работниками требований нормативных правовых актов или локальных документов организации по вопросам технической эксплуатации, охраны труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности и других специальных норм и правил; при назначении на должность, приеме или переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний норм и правил;

по требованию органов федерального государственного энергетического надзора, федеральной инспекции труда;

по заключению комиссий, расследовавших несчастные случаи с людьми, аварии в электроэнергетике;

при получении повторной неудовлетворительной оценки по результатам проведения повторной контрольной противоаварийной тренировки.

* + 1. Для организации проведения проверки знаний руководителем субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии определяется порядок проверки знаний работников и назначаются экзаменационные комиссии, численность которых должна быть не менее пяти человек. При этом в проведении процедуры проверки знаний должны участвовать председатель или заместитель председателя и не менее двух членов комиссии.

Три члена экзаменационной комиссии субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии должны пройти проверку знаний в комиссии федерального органа исполнительной власти, уполномоченного Правительством Российской Федерации.

Иные работники субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии проходят проверку знаний в экзаменационных комиссиях этого субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.

* + 1. По результатам проведенной проверки знаний оформляется протокол и вносятся соответствующие данные в удостоверение по проверке знаний работника.
    2. Работник, получивший неудовлетворительную оценку по результатам проверки знаний, обязан в срок не ранее двух недель, но не позднее одного месяца, пройти повторную проверку знаний. При этом работники из числа указанных в пунктах 14.2.4 – 14.2.6 настоящих Правил отстраняются от самостоятельной работы.

Вопрос о возможности сохранения трудовых отношений с таким работником решается в установленном законодательством порядке.

* + 1. В состав экзаменационных комиссий субъектов (структурных подразделений субъектов) электроэнергетики и потребителей электрической энергии по решению федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление федерального государственного энергетического надзора (его территориальных органов), включаются представители указанного органа власти в количестве не более трех.

В комиссиях федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на осуществление федерального государственного энергетического надзора (его территориальных органов), проходят проверку знаний:

ответственный за электрохозяйство объекта электроэнергетики или электроустановки потребителя электрической энергии и его заместитель;

ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых энергоустановок и его заместитель;

иные работники в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

* + 1. Персонал субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии, указанный в подпункте «б» пункта 14.1.2 настоящих Правил, не реже одного раза в три года проходит проверку знаний нормативных правовых актов по охране труда, а руководители функциональных подразделений – проверку знаний нормативных правовых актов по охране труда и пожарно-технический минимум.
  1. **Требования к проведению тренировок**
     1. Для формирования и поддержания у диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала надлежащих навыков и умений работы проводятся противоаварийные и противопожарные тренировки.
     2. Каждому работнику из числа диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала должна быть проведена:

не реже одного раза в месяц учебная противоаварийная тренировка;

не реже одного раза в три месяца контрольная противоаварийная тренировка;

не реже одного раза в полугодие контрольная противопожарная тренировка.

Контрольные противопожарные тренировки рекомендуется совмещать с контрольными противоаварийными тренировками.

Работникам из числа ремонтного персонала не реже одного раза в полугодие должна быть проведена контрольная противопожарная тренировка.

* + 1. Организация подготовки и проведения тренировок должна включать:

формирование годовых графиков, тематик тренировок с учетом требований  к обязательной периодичности различных видов тренировок, возможности их сочетания, отработки индивидуальных и групповых навыков взаимодействия, имеющегося опыта работы и специфики тренируемого персонала;

подготовку программ проведения контрольных тренировок, предусматривающих сценарии возникновения объектовых, общестанционных, системных и межсистемных аварий, проведение сложных переключений, отработку готовности персонала к действиям в различных погодных условиях, самостоятельные действия персонала и перевод управления на резервные пункты;

разбор и оформление результатов контрольных тренировок, фиксацию замечаний к участникам, разработку мероприятий по итогам контрольных тренировок, включая ознакомление с результатами тренировок персонала других смен при проведении специальной подготовки.

* + 1. Лицам, получившим неудовлетворительную оценку в контрольной тренировке должна быть проведена повторная тренировка. При повторной неудовлетворительной оценке работник должен пройти внеочередную проверку знаний. Лица, получившие неудовлетворительную оценку по результатам проведения повторной контрольной тренировки, к самостоятельной работе не допускаются.

Сроки проведения повторной тренировки и объем внеочередной проверки знаний в этих случаях устанавливаются руководителем субъекта (структурного подразделения) электроэнергетики или потребителя электрической энергии.

* + 1. С целью обеспечения готовности к совместным действиям с уполномоченными органами исполнительной власти при возникновении нештатных ситуаций, в том числе природного и техногенного характера, на объектах электроэнергетики и в энергопринимающих установках потребителей электрической энергии проводятся специализированные учения.

Решения о сроках и условиях проведения таких учений принимаются федеральным или региональными штабами по обеспечению безопасности электроснабжения, органами местного самоуправления.

1. **Контроль технического состояния объектов электроэнергетики для обеспечения надежного функционирования** **электроэнергетической системы**
   1. **Общие требования к организации эксплуатации объектов электроэнергетики**
      1. Собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики для надежного функционирования энергосистемы должны организовать:

эксплуатацию линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, обеспечивающую их надежную работу в течение всего жизненного цикла;

проведение ремонтов и технического обслуживания, обеспечивающих поддержание линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений объектов электроэнергетики в исправном и работоспособном состоянии;

проведение технического освидетельствования и продление срока эксплуатации линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений;

проведение расследований причин аварий на объектах электроэнергетики за исключением аварий, расследование причин которых отнесено к компетенции полномочного федерального органа исполнительной власти;

разработку и реализацию противоаварийных мероприятий, в том числе мероприятий по результатам расследования причин аварий, мероприятий по подготовке к осенне-зимнему периоду и результатам проверки готовности к работе в указанный период, мероприятий по подготовке к гололедному периоду, грозовому периоду, периоду экстремально высоких температур и прохождению паводка.

* + 1. На каждом объекте электроэнергетики в составе технической документации должны быть:

технические паспорта линий электропередачи, оборудования, зданий и сооружений;

исполнительные рабочие чертежи оборудования, зданий и сооружений;

исполнительные рабочие технологические схемы линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ;

инструкции по эксплуатации оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений, должностные инструкции и инструкции по охране труда и пожарной безопасности;

* + 1. Перечень необходимых инструкций, технологических и оперативных схем для каждого подразделения должен быть утвержден техническим руководителем субъекта электроэнергетики (его филиала).
    2. Все изменения технических параметров и характеристик линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи.
    3. Собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики должны осуществлять контроль за организацией эксплуатации, техническим состоянием линий электропередачи, оборудования, устройств и ремонтной деятельностью, а также за выполнением иных мероприятий, обеспечивающих надежную работу линий электропередачи, оборудования и устройств.

В предусмотренных нормативными правовыми актами случаях контроль осуществляется федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (далее – уполномоченный орган), в установленном порядке.

* + 1. При нахождении генерирующего и (или) котельного оборудования объекта электроэнергетики в консервации собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики должно быть обеспечено проведение специальных мероприятий, обеспечивающих защиту оборудования и его составных частей от стояночной коррозии и поддержание работоспособности оборудования при длительном простое.
  1. **Организация контроля технического состояния объектов электроэнергетики и электроустановок потребителей**
     1. Собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики должны организовать контроль технического состояния принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики.
     2. Комплекс мероприятий по контролю технического состояния линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики должен обеспечивать оценку физического износа и остаточного ресурса в целях:

выполнения оценки соответствия линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики установленным требованиям;

определения необходимых объемов ремонтных работи сроков их выполнения;

прогнозирования сроков вывода линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА из эксплуатации;

планирования объемов и сроков работ по модернизации, реконструкции и новому строительству объектов электроэнергетики.

* + 1. Контроль технического состояния оборудования должен осуществляться, в том числе, путем ведения учета:

наработки основного тепломеханического оборудования;

срока эксплуатации электротехнического оборудования;

условий эксплуатации;

количества пусков-остановов, отключений токов короткого замыкания и иных нормируемых событий в зависимости от вида оборудования;

произошедших аварий;

проведенных ремонтов и замен узлов, осмотров, технических освидетельствований и диагностики.

* + 1. При достижении назначенного срока службы электротехнического оборудования и назначенного ресурса основного тепломеханического оборудования, установленных конструкторской и эксплуатационной документацией, дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения оценки технического состояния и определения возможности и условий его дальнейшей эксплуатации (технического освидетельствования) не допускается.
    2. По результатам технического освидетельствования оборудования должны приниматься решения о:

продолжении эксплуатации на установленных параметрах;

продолжении эксплуатации с ограничением номинальных параметров;

ремонте с заменой ответственных узлов, с доведением параметров до номинальных (с отклонением на величину не более 5 процентов от номинального);

реконструкции и модернизации;

выводе из эксплуатации.

* + 1. Возможность продления ресурса тепломеханического оборудования и срока эксплуатации электротехнического оборудования определяется на основании результатов технического освидетельствования оборудования и оценки соответствия его состояния параметрам, установленным нормативной документацией и документацией заводов-изготовителей оборудования.
    2. Продление ресурса тепломеханического оборудования проводится с учетом особенностей конструкции и условий эксплуатации конкретных видов оборудования.
    3. При диагностировании тепломеханического оборудования для определения возможности продления ресурса должны быть проведены:

анализ эксплуатационной, проектной, конструкторской и ремонтной документации;

анализ режима эксплуатации оборудования, в том числе наработки, количество пусков, параметров пара, температуры металла;

неразрушающий контроль узлов и элементов оборудования;

определение механических характеристик металла основных узлов и элементов оборудования;

металлографические исследования основных узлов и элементов оборудования;

определение химического состава материалов;

оценка коррозии, износа и других дефектов узлов и элементов оборудования;

исследование напряженно-деформированного состояния узлов и элементов оборудования и расчетная оценка их остаточного ресурса;

* + 1. Продление срока службы электротехнического оборудования должно осуществляться его собственником или иным законным владельцем исходя из оценки состояния оборудования на основании результатов проверки, измерений его характеристик, испытаний изоляции в объеме контроля после капитального ремонта или при вводе в эксплуатацию (для оборудования, не предусматривающего проведение контроля при капитальном ремонте).
    2. В зависимости от технического состояния продление ресурса основного тепломеханического оборудования и срока службы электротехнического оборудования осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния или на определенный период времени (поэтапное продление ресурса теплотехнического оборудования и срока службы электротехнического оборудования).
    3. Работы по продлению ресурса основного тепломеханического оборудования и срока службы электротехнического оборудования должны быть выполнены таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения им назначенного ресурса или срока службы.
    4. Контроль технического состояния производственных зданий и технологических сооружений должен осуществляться, в том числе, путем:

осмотров и обследований производственных зданий и сооружений;

наблюдений за осадками фундаментов зданий и сооружений;

контроля соблюдения требований к эксплуатации, предусмотренного проектом (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим), контроля предотвращения перегрузок на кровли, перекрытия;

наблюдений за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;

наблюдений за уровнем подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов технологическими водами из водонесущих коммуникаций промышленной площадки;

контроля состояния антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций.

* + 1. В случаях и порядке, установленных действующим законодательством, контроль технического состояния отдельных видов линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики осуществляется уполномоченным органом с привлечением, при необходимости, отраслевых специализированных организаций.
  1. **Организация и контроль ремонтной деятельности**
     1. Организация ремонтной деятельности, объемы и периодичность ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию должны обеспечивать поддержание исправного и работоспособного состояния оборудования в течение назначенного срока службы (периода эксплуатации) электротехнического оборудования и назначенного ресурса тепломеханического оборудования, удовлетворительного состояния производственных зданий и технологических сооружений.
     2. Каждым собственником или иным законным владельцем линий электропередачи, электростанций и подстанций должны быть разработаны и внедрены внутренние документы, устанавливающие обязательные требования по:

выбору вида организации ремонта;

организации и выполнению планирования ремонтов;

организации выбора компаний-подрядчиков для выполнения отдельных видов ремонтных работ;

организации материально-технического обеспечения запланированных и неплановых (аварийных) ремонтов;

формированию внутрикорпоративной системы контроля ремонтной деятельности;

организации подготовки, проведения ремонта и приемке оборудования из ремонта.

* + 1. Выбор вида организации ремонта (планово-предупредительный ремонт или ремонт по техническому состоянию) должен осуществляться собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики с учетом требований нормативной документации и документации заводов-изготовителей оборудования о периодичности и объеме испытаний и контроля технического состояния оборудования.
    2. При организации ремонта по техническому состоянию должно обеспечиваться:

диагностирование состояния оборудования с применением методик и средств, позволяющих получить достоверные результаты в объеме, необходимом и достаточном для контроля и прогнозирования технического состояния и принятия решения о необходимости ремонта оборудования;

соблюдение периодичности и объема измерений, испытаний, осмотров и обходов с целью контроля технического состояния оборудования, производственных зданий и технологических сооружений.

* + 1. Планирование ремонтов генерирующего оборудования электростанций при организации ремонта по системе планово-предупредительного ремонта должно осуществляться с учетом:

прогнозируемой средней наработки за календарный год;

фактической наработки с момента окончания последнего капитального ремонта;

нормативного и фактического межремонтного ресурса между капитальными ремонтами;

комплексной оценки технического состояния и надежности оборудования;

оценки назначенного ресурса оборудования и отдельных узлов.

При планировании ремонтов генерирующего оборудования иностранного производства дополнительно учитываются особенности сервисного обслуживания, определенные требованиями заводов-изготовителей оборудования.

* + 1. Выполнение ремонтов линий электропередачи, оборудования, техническое обслуживание комплексов и устройств РЗА, СДТУ должно проводиться по графикам ремонтов и технического обслуживания, утвержденным в соответствии с подразделом 4.3 настоящих Правил.
    2. Сроки проведения ремонтов дымовых труб, газоходов, градирен должны быть максимально совмещены с ремонтом соответствующего основного оборудования электростанций.
    3. Оборудование электростанций, а также устройства компенсации реактивной мощности и оборудование классом напряжения 110 киловольт и выше подстанций (трансформаторы, автотрансформаторы, выключатели), прошедшие капитальный, средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой (под напряжением) в течение 48 часов. Для гидроэлектростанций, работающих в пиковом режиме при ограниченных водных ресурсах, испытания под нагрузкой могут продолжаться несколько дней с суммарной наработкой 24 часа.
    4. Капитальный, средний ремонт оборудования считается завершенным при успешном проведении приемо-сдаточных испытаний, при этом временем окончания ремонта является:

для энергоблоков, газотурбинных установок (в том числе в составе парогазовых установок), паровых турбин тепловых электростанций с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформаторов – время включения генератора (трансформатора) в сеть;

для паровых котлов тепловых электростанций с поперечными связями – время подключения котла к станционному трубопроводу свежего пара;

для энергоблоков с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) – время включения генератора в сеть с одним из корпусов котла. При этом растопка и включение второго корпуса котла должны производиться в соответствии с графиком набора нагрузки энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта;

для синхронных компенсаторов – время включения в сеть;

для трансформаторов (автотрансформаторов) и иного электротехнического оборудования – время включения под напряжение.

* + 1. В случае если проведение приемо-сдаточных испытаний оборудования под нагрузкой непосредственно после окончания ремонтных работ невозможно по условиям технологического режима работы данного оборудования и (или) электроэнергетического режима энергосистемы, оборудование переводится в резерв с оформлением завершения ремонта. Приемо-сдаточные испытания оборудования должны проводиться после создания условий включения оборудования под нагрузку.
    2. По окончанию приемо-сдаточных испытаний в период месячной подконтрольной эксплуатации должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах.
    3. Собственники или иные законные владельцы объектов электроэнергетики должны организовать контроль проведения ремонтов принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики.

В случаях и порядке, установленных действующим законодательством, контроль организации и проведения ремонтов отдельных видов линий электропередачи, оборудования, производственных зданий и технологических сооружений объектов электроэнергетики осуществляется уполномоченным органом с привлечением, при необходимости, отраслевых специализированных организаций.

Приложение

к Правилам технологического функционирования электроэнергетических систем

**Перечень**

**объединенных энергосистем и образующих их территориальных энергосистем, входящих в Единую энергетическую систему России**

* 1. **Объединенная энергосистема Центра**
  2. Энергосистема Белгородской области (Белгородская энергосистема).
  3. Энергосистема Брянской области (Брянская энергосистема).
  4. Энергосистема Владимирской области (Владимирская энергосистема).
  5. Энергосистема Вологодской области (Вологодская энергосистема).
  6. Энергосистема Воронежской области (Воронежская энергосистема).
  7. Энергосистема Ивановской области (Ивановская энергосистема).
  8. Энергосистема Калужской области (Калужская энергосистема).
  9. Энергосистема Костромской области (Костромская энергосистема).
  10. Энергосистема Курской области (Курская энергосистема).
  11. Энергосистема Липецкой области (Липецкая энергосистема).
  12. Энергосистема города Москвы и Московской области (Московская энергосистема).
  13. Энергосистема Орловской области (Орловская энергосистема).
  14. Энергосистема Рязанской области (Рязанская энергосистема).
  15. Энергосистема Смоленской области (Смоленская энергосистема).
  16. Энергосистема Тамбовской области (Тамбовская энергосистема).
  17. Энергосистема Тверской области (Тверская энергосистема).
  18. Энергосистема Тульской области (Тульская энергосистема).
  19. Энергосистема Ярославской области (Ярославская энергосистема).
  20. **Объединенная энергосистема Юга**
  21. Энергосистема Астраханской области (Астраханская энергосистема).
  22. Энергосистема Волгоградской области (Волгоградская энергосистема).
  23. Энергосистема Республики Дагестан (Дагестанская энергосистема).
  24. Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края (Кубанская энергосистема).
  25. Энергосистема Республики Калмыкия (Калмыцкая энергосистема).
  26. Энергосистема Ростовской области (Ростовская энергосистема).
  27. Энергосистема Республики Ингушетия (Ингушская энергосистема).
  28. Энергосистема Кабардино-Балкарской Республики (Кабардино-Балкарская энергосистема).
  29. Энергосистема Карачаево-Черкесской Республики (Карачаево-Черкесская энергосистема).
  30. Энергосистема Республики Северная Осетия – Алания (Северо -Осетинская энергосистема).
  31. Энергосистема Чеченской Республики (Чеченская энергосистема).
  32. Энергосистема Ставропольского края (Ставропольская энергосистема).
  33. **Объединенная энергосистема Северо – Запада**
  34. Энергосистема Архангельской области и Ненецкого автономного округа (Архангельская энергосистема).
  35. Энергосистема Калининградской области (Калининградская энергосистема).
  36. Энергосистема Республики Карелия (Карельская энергосистема).
  37. Энергосистема Мурманской области (Кольская энергосистема).
  38. Энергосистема города Санкт-Петербурга и Ленинградской области (Ленинградская энергосистема).
  39. Энергосистема Новгородской области (Новгородская энергосистема).
  40. Энергосистема Псковской области (Псковская энергосистема).
  41. Энергосистема Республики Коми (Коми энергосистема).
  42. **Объединенная энергосистема Средней Волги**
  43. Энергосистема Республики Марий Эл (Марийская энергосистема).
  44. Энергосистема Республики Мордовия (Мордовская энергосистема).
  45. Энергосистема Нижегородской области (Нижегородская энергосистема).
  46. Энергосистема Пензенской области (Пензенская энергосистема).
  47. Энергосистема Самарской области (Самарская энергосистема).
  48. Энергосистема Саратовской области (Саратовская энергосистема).
  49. Энергосистема Чувашской Республики (Чувашская энергосистема).
  50. Энергосистема Ульяновская области (Ульяновская энергосистема).
  51. Энергосистема Республики Татарстан (Татарская энергосистема).
  52. **Объединенная энергосистема Урала**
  53. Энергосистема Республики Башкортостан (Башкирская энергосистема).
  54. Энергосистема Кировской области (Кировская энергосистема).
  55. Энергосистема Курганской области (Курганская энергосистема).
  56. Энергосистема Оренбургской области (Оренбургская энергосистема).
  57. Энергосистема Пермского края (Пермская энергосистема).
  58. Энергосистема Свердловской области (Свердловская энергосистема).
  59. Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Тюменская энергосистема).
  60. Энергосистема Удмуртской Республики (Удмуртская энергосистема).
  61. Энергосистема Челябинской области (Челябинская энергосистема).
  62. **Объединенная энергосистема Сибири**
  63. Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края (Алтайская энергосистема).
  64. Энергосистема Республики Бурятия (Бурятская энергосистема).
  65. Энергосистема Иркутской области (Иркутская энергосистема).
  66. Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва (Красноярская энергосистема).
  67. Энергосистема Кемеровской области (Кузбасская энергосистема).
  68. Энергосистема Новосибирской области (Новосибирская энергосистема).
  69. Энергосистема Омской области (Омская энергосистема).
  70. Энергосистема Томской области (Томская энергосистема).
  71. Энергосистема Республики Хакасия (Хакасская энергосистема).
  72. Энергосистема Забайкальского края (Забайкальская энергосистема).
  73. **Объединенная энергосистема Востока**
  74. Энергосистема Амурской области и Алданского и Нерюнгринского районов Республики Саха (Якутия) (Амурская энергосистема).
  75. Энергосистема Приморского края (Приморская энергосистема).
  76. Энергосистема Хабаровского края и Еврейской автономной области (Хабаровская энергосистема).

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Правительства

Российской Федерации

от « » 2014 г. №

**ИЗМЕНЕНИЯ,**

**КОТОРЫЕ ВНОСЯТСЯ В НЕКОТОРЫЕ АКТЫ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В СВЯЗИ С УТВЕРЖДЕНИЕМ ПРАВИЛ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

1. В постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (ч.1), ст. 5518; 2006, № 19, ст. 2094; № 37, ст. 3876; 2008, № 8, ст. 743; № 46, ст. 5343; 2010, № 12, ст. 1333):

а) Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденные указанным постановлением, изложить в следующей редакции:

«Утверждены

постановлением Правительства

Российской Федерации

от 27 декабря 2004 г. № 854

(в ред. постановления Правительства

Российской Федерации

от\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ №\_\_\_\_)

**ПРАВИЛА**

**ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**

1. Настоящие Правила определяют порядок оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – оперативно-диспетчерское управление), осуществляемого системным оператором и субъектами оперативно-диспетчерского управления технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (далее – субъект оперативно-диспетчерского управления).

Оперативно-диспетчерское управление осуществляется в соответствии с настоящими Правилами, правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации (далее – Правила технологического функционирования электроэнергетических систем), и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

2. Термины и понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в значениях, установленных Федеральным законом «Об электроэнергетике» и Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

3. Оперативно-диспетчерское управление в энергосистеме осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления эксплуатационным состоянием и взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим соответствующей энергосистемы.

Управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием оборудования и устройств атомных электростанций осуществляется в соответствии с настоящими Правилами с учетом особенностей, предусмотренных законодательством Российской Федерации в области использования атомной энергии.

4. Оперативно-диспетчерское управление в пределах электроэнергетической системы осуществляется одним субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Оперативно-диспетчерское управление осуществляют:

в пределах Единой энергетической системы России - системный оператор;

в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем - субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Территориальная электроэнергетическая система является технологически изолированной, если отсутствует технологическое соединение данной территориальной электроэнергетической системы с Единой энергетической системой России. Перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления в них установлен в приложении к настоящим Правилам.

Субъект оперативно-диспетчерского управления технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы самостоятельно, без участия системного оператора, организует и осуществляет оперативно-диспетчерское управление в соответствующей энергосистеме в соответствии с настоящими Правилами.

5. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет функции по оперативно-диспетчерскому управлению в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону. Диспетчерские центры действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Операционная зона одного диспетчерского центра может охватывать территории нескольких субъектов Российской Федерации.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

По решению системного оператора отдельные функции по оперативно-диспетчерскому управлению, не связанные с управлением электроэнергетическим режимом энергосистемы, могут выполняться представительствами, создаваемыми на территории отдельных субъектов Российской Федерации, в том числе не входящих в зону диспетчерской ответственности системного оператора.

6. Субъект оперативно-диспетчерского управления:

определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность;

распределяет между диспетчерскими центрами функции по оперативно-диспетчерскому управлению и определяет порядок взаимодействия диспетчерских центров по выполнению возложенных на них функций.

Диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим и смежным диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

7. В каждом диспетчерском центре определяются работники субъекта оперативно-диспетчерского управления (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы. Диспетчеры отдают диспетчерские команды и разрешения от имени диспетчерского центра.

В каждом диспетчерском центре определяются работники, уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления подписывать диспетчерские распоряжения.

8. Каждый диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления определяет линии электропередачи, оборудование электрических станций, установленная генерирующая мощность которых составляет 5 МВт и более, оборудование электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, каналы связи, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование, расположенное на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра и в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение, и включает их в перечень объектов диспетчеризации диспетчерского центра с распределением их по способу управления (ведения). Распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения) осуществляется в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

Диспетчерский центр также относит к объектам диспетчеризации величину изменения объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики, готовность оборудования к участию в регулировании частоты электрического тока, величину изменения располагаемой мощности, регулировочного диапазона генерирующего оборудования и иные параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне данного диспетчерского центра.

Информация о включении линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, отдельных параметров технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления доводится субъектом оперативно-диспетчерского управления в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

Субъект оперативно-диспетчерского управления организует составление диспетчерскими центрами перечней объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления (ведения).

9. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении диспетчерского персонала только одного диспетчерского центра и в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров одного или различных уровней.

Объект диспетчеризации, влияющий на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и находящийся в операционной зоне другого диспетчерского центра, подлежит включению в перечень объектов диспетчеризации каждого из указанных диспетчерских центров.

В случае необходимости осуществления взаимосвязанных действий в операционных зонах нескольких диспетчерских центров при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации диспетчерское управление таким объектом осуществляется вышестоящим диспетчерским центром, операционная зона которого включает в себя указанные операционные зоны, или одним из нижестоящих диспетчерских центров, определенным вышестоящим диспетчерским центром.

10. Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии, линии электропередачи, оборудование и устройства которого отнесены к объектам диспетчеризации, обязан в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем организовать и обеспечивать круглосуточную работу систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) с диспетчерскими центрами, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации, для передачи диспетчерских команд и разрешений, передачи управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики, телеметрической информации о технологических режимах работы объектов диспетчеризации и иной технологической информации, необходимой для планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Технические требования по организации систем обмена технологической информацией между объектами электроэнергетики (энергопринимающими установками), центрами управления сетями и соответствующими диспетчерскими центрами определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом требований Правил технологического функционирования энергосистем.

11. Оперативно-диспетчерское управление осуществляется, в том числе, посредством диспетчерских команд, распоряжений и разрешений, путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления, а также путем использования противоаварийной и режимной автоматики.

12. Диспетчерская команда отдается диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Диспетчерское разрешение выдается диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра либо оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии и содержит разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Диспетчерское распоряжение выдается диспетчерским центром нижестоящему или смежному диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии в виде документа (в том числе в электронной форме), подписанного уполномоченным лицом и определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Порядок отдачи диспетчерских команд, выдачи диспетчерских разрешений и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Субъект оперативно-диспетчерского управления также определяет схемы прохождения диспетчерских команд и разрешений, устанавливает распределение функций по непосредственному и опосредованному взаимодействию диспетчерского персонала с оперативным персоналом при выдаче диспетчерских команд (разрешений) на изменение технологического режима работы и (или) эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и ведении оперативных переговоров.

13. Каждая диспетчерская команда (разрешение) регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

время выдачи (получения) команды (разрешения);

требуемое время исполнения команды (в случае если выполнение предусмотренных командой действий требуется в определенное время);

фамилия лица, отдавшего команду (разрешение);

фамилия лица, которому адресована команда (разрешение);

содержание команды (разрешения);

другая информация по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Регистрация диспетчерской команды (разрешения) осуществляется в оперативном журнале, который ведется на электронном или бумажном носителях и (или) при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиту от изменений после регистрации.

Порядок регистрации диспетчерских команд и разрешений определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

14. Диспетчерские команды, разрешения и распоряжения являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

При невыполнении диспетчерской команды диспетчерский центр вправе инициировать временное отстранение дежурного работника субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии) от исполнения своих обязанностей.

15. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если их исполнение создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

16. Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

обеспечить каждый диспетчерский центр помещениями, оборудованием, устройствами и программно-аппаратными комплексами, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне и выполнения иных функций по оперативно-диспетчерскому управлению, а также необходимыми системами жизнеобеспечения;

обеспечить наличие резервных помещений (резервных рабочих мест), оснащенных оборудованием, устройствами и программно-аппаратными комплексами, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, и установить объем и порядок выполнения функций на время осуществления оперативно-диспетчерского управления в резервных помещениях (на резервных рабочих местах) или установить объем и порядок передачи функций другому диспетчерскому центру в указанных случаях;

обеспечить каждый диспетчерский центр двумя независимыми цифровыми каналами связи с другими диспетчерскими центрами (в том числе диспетчерскими центрами организаций, выполняющих функции оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетических системах иностранных государств) для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерским центрам для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Субъект оперативно-диспетчерского управления вправе создавать постоянно действующие полнофункциональные резервные диспетчерские центры, предназначенные для осуществления непрерывного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике при возникновении ситуаций, вследствие которых функционирование основных диспетчерских центров невозможно в течение длительного периода времени.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан укомплектовать каждый диспетчерский центр подготовленным персоналом.

17. Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы, а также планирование перспективного развития энергосистемы в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

При планировании и управлении электроэнергетическим режимом субъектом оперативно-диспетчерского управления должна быть обеспечена приоритетность режимов выработки электрической энергии электростанциями различных типов в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

18. Для осуществления планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления необходимые исходные данные по принадлежащим им объектам электроэнергетики и энергопринимающим устройствам.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет требования к составу, форме и срокам предоставления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии исходной информации для планирования и управления.

19. Разработанные субъектом оперативно-диспетчерского управления диспетчерские графики показателей режима работы энергосистемы (далее – диспетчерские графики) являются обязательным для соответствующих субъектов электроэнергетики.

Субъект электроэнергетики обязан изменить режим работы объекта электроэнергетики относительно заданного диспетчерским графиком при получении диспетчерской команды в условиях изменения фактического электроэнергетического режима энергосистемы относительно запланированных величин.

При возникновении или угрозе возникновения повреждения линии электропередачи либо оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии вследствие фактического достижения параметрами технологического режима их работы недопустимых по величине и длительности значений, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Обо всех вынужденных (фактических и предполагаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика или невозможности выполнения диспетчерской команды оперативный персонал указанных объектов электроэнергетики обязан немедленно проинформировать диспетчерский персонал соответствующего диспетчерского центра для принятия решения о способе дальнейшего управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

20. Для планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы субъект оперативно-диспетчерского управления в соответствии с требованиями, установленными Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, в том числе, определяет:

допустимость изменения технологических режимов работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, в том числе при выводе их в ремонт и вводе в работу после ремонта;

порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и порядок разработки сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации;

прогнозные и фактические показатели балансов электрической энергии и мощности энергосистемы;

перечень и состав контролируемых сечений и величины максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в них;

перечень контрольных пунктов по напряжению и величины минимально допустимых и аварийно допустимых напряжений в них;

минимально необходимые величины первичного, вторичного и третичного резервов активной мощности, места размещения первичного, вторичного и третичного резервов активной мощности, а также фактические величины первичного, вторичного и третичного резервов активной мощности в соответствии с установленной им методикой;

диспетчерские центры, ответственные за регулирование параметров электроэнергетического режима энергосистемы;

структуру и функции системы автоматического регулирования частоты электрического тока и перетоков активной мощности;

необходимость и требования к проведению на объектах электроэнергетики контрольных 2 раза в год (в 3-ю среду июня и 3-ю среду декабря), внеочередных и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения;

параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики.

21. На основе схем электрических соединений отдельных объектов электроэнергетики, разработанных в соответствии с требованиями Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, для каждого диспетчерского центра разрабатывается и утверждается руководителем этого диспетчерского центра нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в его операционную зону (схема для нормального режима энергосистемы).

22. При вводе новых (реконструируемых) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления осуществляют в соответствующих энергосистемах:

расчеты величин максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, величин минимально допустимых и аварийно допустимых напряжений в контрольных пунктах;

проверку соответствия параметров настройки и алгоритмов функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики планируемым электроэнергетическим режимам энергосистемы и определение соответствующих параметров указанных настроек;

уточнение документации по управлению технологическими режимами работы объектов диспетчеризации и использованию устройств релейной защиты и автоматики при изменении параметров настройки указанных устройств;

определение допустимости и условий включения в работу в составе энергосистемы новых (реконструируемых) объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, условий проведения их пробных пусков, комплексного опробования и испытаний.

23. Для обеспечения возможности регулирования напряжения в контрольных пунктах субъект оперативно-диспетчерского управления определяет необходимость установки на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

24. Решения по результатам рассмотрения диспетчерских заявок на вывод объектов диспетчеризации в ремонт принимаются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом:

приоритетности реализации плановых ремонтов перед неплановыми;

необходимости минимизации включения (отключения) и длительной работы генерирующего оборудования в неэкономичных режимах.

25. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части энергосистемы (предотвращение и ликвидация аварийного электроэнергетического режима работы энергосистемы, действия в послеаварийном режиме энергосистемы) осуществляются субъектом оперативно-диспетчерского управления, иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

26. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем субъект оперативно-диспетчерского управления, наряду с решениями и действиями, предусмотренными Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, вправе принимать решения:

о применении ограничения или временного отключения потребления электрической энергии (мощности) в объемах, превышающих значения, предусмотренные графиками аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и (или) в отношении потребителей электрической энергии (объектов), не включенных в такие графики, в соответствии с правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;

об изменении нагрузки электростанций, работающих в режиме теплофикационной выработки, до технического минимума или максимально возможной располагаемой мощности с соответствующим снижением отпуска тепла из регулируемых и нерегулируемых отборов пара турбин, в том числе с переводом тепловой нагрузки на водогрейные котлы (при их наличии на электростанции) и (или) изменением не более чем на 3 часа графика тепловой сети, направленным на понижение температуры теплоносителя не ниже значений, определяемых обязательными требованиями к эксплуатации тепловых сетей.

27. При объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения по основаниям и в порядке, предусмотренном Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, субъект оперативно-диспетчерского управления выполняет действия по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы, предусмотренные настоящими Правилами и Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем.

При объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения субъект оперативно-диспетчерского управления также вправе направить руководителю штаба по обеспечению безопасности электроснабжения, созданного в соответствующем субъекте Российской Федерации, уведомление о необходимости созыва экстренного заседания штаба.

28. При объявлении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения субъект оперативно-диспетчерского управления дополнительно вправе принимать решения:

о запрете на проведение всех видов ремонта объектов электроэнергетики (за исключением случаев, когда такие виды ремонта вызваны необходимостью проведения аварийно-восстановительных работ, предотвращения аварийных ситуаций на генерирующих установках и других негативных последствий, способных привести к нарушению пределов их безопасной эксплуатации) и энергетических установок потребителей электрической энергии на территории, на которой объявлено о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения;

об экстренном введении в работу находящихся в ремонте объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии, а также отдельного оборудования и устройств объектов электроэнергетики до истечения согласованных сроков аварийной готовности.

Решения субъекта оперативно-диспетчерского управления, предусмотренные настоящим пунктом Правил, подлежат согласованию со штабом по обеспечению безопасности электроснабжения в случае, если реализация указанных решений влечет угрозу повреждения оборудования или угрозу жизни и здоровью людей.

Указанные решения субъекта оперативно-диспетчерского управления направляются для согласования в штаб по обеспечению безопасности электроснабжения в письменной форме и должны содержать варианты мер, направленных на эффективное управление энергосистемой в условиях нарушения электроснабжения, а также описание возможных неблагоприятных последствий, риск возникновения которых связан с принятием и исполнением каждого из вариантов предложенных мер.

29. В целях разработки и принятия решений о применении мер, направленных на локализацию и ликвидацию режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, в том числе предусмотренных пунктом 28 настоящих Правил, а так же при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и при переходе энергосистемы на работу в вынужденном режиме субъект оперативно-диспетчерского управления вправе запрашивать у субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии необходимую информацию, в том числе сведения:

о значениях, характеризующих текущую перегрузочную способность линий электропередачи, оборудования электрических станций (в том числе энергетических установок потребителей электрической энергии) и сетей;

о возможном изменении режима работы электроустановок потребителей с целью изменения активной и (или) реактивной мощности его энергетических установок;

о применении резервных источников электроснабжения организациями, осуществляющими оказание услуг по передаче электрической энергии (электроснабжению потребителей) или коммунальных услуг, а также о применении этих источников потребителями электрической энергии.

Сведения, предоставление которых необходимо в соответствии с запросом субъекта оперативно-диспетчерского управления, подлежат представлению в течение 2 часов с момента получения запроса или в иные предусмотренные запросом сроки.

30. Для обеспечения эффективности применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в пределах своей операционной зоны вправе определить и выдать соответствующим сетевым организациям требования к установке устройств, обеспечивающих дистанционный ввод графиков временного отключения потребления с объектов электросетевого хозяйства и центров управления сетями сетевых организаций и (или) с диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления. Выполнение указанных требований осуществляется в согласованные между сетевыми организациями и диспетчерским центром сроки.

31. В целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России системный оператор, в том числе, определяет:

потребность в оказании услуг по обеспечению системной надежности и их объемы;

технические требования, обеспечивающие создание технической возможности технологического присоединения объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей и возможность надежной работы строящихся (реконструируемых) объектов электроэнергетики в составе энергосистемы;

требования к созданию и (или) модернизации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики.

32. Диспетчерский персонал субъекта оперативно-диспетчерского управления участвует в производстве переключений в электроустановках путем выдачи диспетчерских команд и разрешений или путем использования средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

Порядок переключений в электроустановках объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в инструкциях по производству переключений, разрабатываемых и утверждаемых диспетчерскими центрами. Указанный порядок переключений является обязательным для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, владеющих указанными объектами электроэнергетики.

Приложение к Правилам

оперативно-диспетчерского

управления

**ПЕРЕЧЕНЬ**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СООТВЕТСТВУЮЩИХ СУБЪЕКТОВ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ**

1. Электроэнергетическая система Камчатского края, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Камчатскэнерго».

2. Электроэнергетическая система Магаданской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Магаданэнерго».

3. Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Мирнинский и Ленский районы, Сунтарский, Нюрбинский, Вилюйский и Верхневилюйский улусы (районы)), территория которого является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества Акционерной компании «Якутскэнерго».

4. Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (Горный, Хангаласский, Мегино-Кангаласский, Амгинский, Чурапчинский, Усть-Алданский, Таттинский, Томпонский и Намский улусы (районы), г. Якутск), территория которого является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества Акционерной компании «Якутскэнерго».

5. Электроэнергетическая система Сахалинской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Сахалинэнерго».

6. Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Чукотэнерго».

7. Электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности «Таймырэнерго».».

б) Признать утратившим силу Перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления, утвержденный указанным постановлением Правительства Российской Федерации.

2. В постановлении Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и 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» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2007, № 14, ст. 1687; 2009, № 17, ст. 2088; 2010, № 40, ст. 5086; 2011, № 10, ст. 1406; 2012, № 23, ст. 3008; № 41, ст. 5636; № 49, ст. 6858; 2013, № 33, ст. 4392; № 42, ст. 5373; № 50, ст. 6598):

2.1. В Правилах недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных указанным постановлением Правительства Российской Федерации:

а) в пункте 13:

подпункт «е» изложить в следующей редакции:

«е) обязанность потребителя услуг, по обеспечению эксплуатации принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании устройств релейной защиты, регистрации аварийных процессов и событий, противоаварийной, режимной и сетевой автоматики (далее - устройства релейной защиты и автоматики), установленных в соответствии с Правилами 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 или настоящими Правилами, а также по обеспечению возможности реализации воздействия устройств противоаварийной, режимной и сетевой автоматики в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевой организации;»;

дополнить подпунктом «ж» следующего содержания:

«ж) порядок взаимодействия сетевой организации и потребителя услуг при организации и осуществлении оперативно-технологического управления в соответствии с требованиями правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемых Правительством Российской Федерации.»;

б) в пункте 14:

подпункт «в» изложить в следующей редакции:

«в) поддерживать в надлежащем техническом состоянии принадлежащие ему устройства релейной защиты и автоматики, приборы учета электрической энергии и мощности, оборудование, обеспечивающее регулирование реактивной мощности, и соблюдать требования, установленные для технологического присоединения и эксплуатации указанных устройств, приборов и оборудования, а также обеспечивать поддержание установленных автономных резервных источников питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внерегламентных отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики;»;

подпункт «г» после слов «в соответствии с» дополнить словами «правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации,»;

в подпункте «е» слова «техническим регламентам и иным» исключить;

в подпункте «з» слова «устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики» заменить словами «устройств релейной защиты и автоматики»;

подпункт «к» изложить в следующей редакции:

«к) информировать сетевую организацию об объеме участия в противоаварийном и автоматическом режимном управлении, а также о перечне и мощности электроприемников потребителя услуг, которые могут быть отключены устройствами противоаварийной автоматики;»;

в) в пункте 15:

в подпункте «а» слова «техническим регламентам» заменить словами «обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами,»;

подпункт «в» изложить в следующей редакции:

«в) определять в порядке, установленном Министерством энергетики Российской Федерации с учетом требований правил технологического функционирования электроэнергетических систем, значения соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств), в отношении которых заключен договор, если документами о технологическом присоединении таких устройств предусмотрены требования к регулированию реактивной мощности, самостоятельно, если такие энергопринимающие устройства присоединены к объектам электросетевого хозяйства напряжением 35 кВ и ниже, а в случае если энергопринимающие устройства присоединены к объектам электросетевого хозяйства напряжением выше 35 кВ – с учетом заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике значений соотношения потребления активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства данной сетевой организации;»;

г) в пункте 17:

в абзаце первом слова «аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики и (или) ее компонентов» заменить словами «устройств релейной защиты и автоматики»;

абзац второй изложить в следующей редакции:

«В случае если при заключении потребителем услуг и сетевой организацией договора об осуществлении технологического присоединения в технические условия для технологического присоединения не были включены требования о подключении энергопринимающих устройств потребителя услуг к устройствам релейной защиты и автоматики, включая устройства специального автоматического отключения нагрузки и устройства, обеспечивающие дистанционный ввод графиков временного отключения потребления в соответствии с диспетчерскими командами субъекта оперативно-диспетчерского управления, соответствующие условия предусматриваются договором между теми же сторонами. Мероприятия по оснащению энергопринимающих устройств потребителей услуг устройствами релейной защиты и автоматики осуществляются в соответствии с требованиями соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления сетевой организацией на основании указанных условий договора, если иное не установлено соглашением сторон.»;

в абзаце третьем слова «устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики» заменить словами «устройств релейной защиты и автоматики»;

д) пункт 31 изложить в следующей редакции:

«31. При присоединении к электрической сети, в том числе опосредованном, и заключении договора за любым потребителем услуг закрепляется право на получение электрической энергии в любой период времени действия договора в пределах максимальной мощности, определенной договором, качество и параметры которой должны соответствовать обязательным требованиям, установленным нормативными актами.

Ограничение права на получение электрической энергии (мощности) возможно только в соответствии с Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии.

При этом ограничение потребления электрической энергии осуществляется с учетом актов согласования аварийной и технологической брони.»;

е) абзац первый пункта 31(4):

после слов «направляет проект акта» дополнить словом «согласования»;

после предложения первого дополнить предложением вторым следующего содержания:

«Акт согласования технологической и(или) аварийной брони составляется по форме, установленной правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации.»;

ж) в пункте 31(6):

дополнить после абзаца второго новыми абзацами третьим – шестым следующего содержания:

«Для первой категории надежности срок восстановления энергоснабжения не может превышать время автоматического восстановления питания, а допустимое число часов отключения в год не может быть более величины, предусмотренной для второй категории надежности.

Для второй категории надежности срок восстановления энергоснабжения определяется временем автоматического восстановления питания либо, в случае отсутствия устройств автоматики для ввода резервного источника, временем выполнения переключений в электроустановках оперативным персоналом сетевой организации.

Время автоматического восстановления электроснабжения определяется при технологическом присоединении потребителя, либо, в случае отсутствия указанных значений в документах о технологическом присоединении, сетевой организацией по согласованию с потребителем в зависимости от параметров схемы внешнего электроснабжения потребителя и применяемых в ней устройств сетевой автоматики, как максимальное время действия автоматики восстановления питания от резервных источников.

Требования к сроку восстановления энергоснабжения энергопринимающих устройств первой и второй категории надежности не распространяется на случаи, отключения нагрузки потребления энергопринимающих устройств действием противоаварийной автоматики. В указанных случаях восстановление электроснабжения таких потребителей производится по диспетчерской команде (разрешению) соответствующего диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. До получения такой диспетчерской команды (разрешения) электроснабжение указанных потребителей осуществляется от автономных источников питания.»;

абзацы третий – шестой считать абзацами седьмым – десятым соответственно;

абзац восьмой после слов «автономного резервного источника питания» дополнить словами «соответствующей мощностью, достаточной для обеспечения электроснабжения электроприемников потребителя, отнесенных к первой (второй) категории надежности,»;

з) в абзаце втором пункта 35 слова «эксплуатационного состояния каждого включенного в указанный перечень объекта» заменить словами «эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в указанный перечень, с распределением функций каждой из сетевых организаций по технологическому управлению и ведению в соответствии с правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.»;

и) в пункте 38:

подпункт «д» изложить в следующей редакции:

«д) перечень объектов межсетевой координации с указанием в нем стороны, выполняющей изменения (согласующей выполнение изменений) эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в указанный перечень, с распределением между сетевыми организациями функций по технологическому управлению и ведению ими, а также порядка обеспечения координации действий сторон при выполнении таких изменений и ремонтных работ с учетом правил технологического функционирования электроэнергетических систем и Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. N 484;»;

дополнить подпунктом «д.1» следующего содержания:

«д.1) порядок взаимодействия сетевых организаций при организации и осуществлении оперативно-технологического управления в соответствии с требованиями правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемых Правительством Российской Федерации;»;

подпункты «е» и «ж» изложить в следующей редакции:

«е) согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организационно-технические мероприятия по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности в электрических сетях, являющихся объектами диспетчеризации соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, которые направлены на обеспечение выполнения сетевой организацией своих обязанностей перед потребителем электрической энергии, предусмотренных подпунктом «а» пункта 15 настоящих Правил (при условии соблюдения производителями и потребителями электрической энергии (мощности) требований к качеству электрической энергии по реактивной мощности);

ж) обязанности сторон по соблюдению требуемых параметров надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике значений соотношения потребления активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике требований по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности;»;

к) в подпункте «б» пункта 39 слова «устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики» заменить словами «устройствами релейной защиты и автоматики»;

л) в подпункте «а» пункта 40 слова «устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики» заменить словами «устройств релейной защиты и автоматики»;

м) раздел IV «Порядок доступа к электрическим сетям в условиях их ограниченной пропускной способности» признать утратившим силу.

2.2. В Правилах 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 указанным постановлением Правительства Российской Федерации:

а) абзац первый пункта 2 дополнить предложением вторым следующего содержания:

«Действие настоящих Правил также распространяется на случаи присоединения ранее присоединенных энергопринимающих устройств, выведенных из эксплуатации (в том числе в целях консервации на срок более 1 года) в порядке, установленном правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.»;

б) в пункте 7:

в подпункте «а» слова «, реконструкцию энергопринимающих устройств и увеличение объема максимальной мощности, а также изменить категорию надежности электроснабжения, точки присоединения, виды производственной деятельности, не влекущие пересмотр (увеличение) величины максимальной мощности, но изменяющие схему внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств заявителя» после слов «технологическое присоединение» исключить;

дополнить подпунктом «в.1» следующего содержания:

«в.1) выполнение заявителем (за исключением заявителей, указанных в пунктах 12.1 - 14 настоящих Правил) и сетевой организацией мероприятий по вводу в работу объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств в порядке, предусмотренном правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;»;

в) подпункт «в» пункта 10 после слов «к устройствам противоаварийной» дополнить словами «и режимной»;

г) в пункте 14(1):

абзац второй после слов «взрывов и пожаров» дополнить словами «(далее – особая группа в составе первой категории надежности)»;

абзац пятый изложить в следующей редакции:

«Для энергопринимающих устройств, отнесенных к первой и второй категориям надежности, должно быть обеспечено наличие независимых резервных источников снабжения электрической энергией. Дополнительно для энергопринимающих устройств особой группы в составе первой категории надежности должно быть обеспечено наличие автономного резервного источника питания соответствующей мощности.»

д) абзац четвертый пункта 14(2) после слов «в 2 экземплярах» дополнить словами «по форме, установленной правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации,»;

е) в пункте 18:

в подпункте «г» слова «под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики» заменить словами «под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики»;

дополнить подпунктом «д.1» следующего содержания:

«д.1) проведение заявителем (за исключением заявителей, указанных в пунктах 12.1 - 14 настоящих Правил) и сетевой организацией мероприятий по вводу в работу объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств в порядке, предусмотренном правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации;»;

ж) в пункте 25:

подпункт «б» после слов «требования к строительству (реконструкции) объектов по производству электрической энергии в связи с присоединением новых мощностей» дополнить словами «(включая увеличение сечения проводов и кабелей, замену или увеличение мощности трансформаторов, установку устройств регулирования напряжения, расширение распределительных устройств на объектах по производству электрической энергии)»;

подпункты «в», «г», «д», «е» изложить в следующей редакции:

«в) требования к устройствам релейной защиты, сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, регистрации аварийных событий и процессов, телемеханике, связи, изоляции и защите от перенапряжения, к контролю и поддержанию качества электроэнергии, а также к приборам учета электрической энергии и мощности (активной и реактивной);

г) требования по подключению энергопринимающих устройств под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики; требования к мощности энергопринимающих устройств, подключаемой под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики;

д) требования к оснащению энергопринимающих устройств устройствами релейной защиты, сетевой, противоаварийной и режимной автоматики, регистрации аварийных событий и процессов, размещению устройств, обеспечивающих дистанционный ввод графиков временного отключения потребления в соответствии с требованиями соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления;

е) требования по установке автономного резервного источника питания в случаях присоединения энергопринимающих устройств особой группы в составе первой категории надежности электроснабжения, временного технологического присоединения, если для его осуществления необходима установка таких источников в соответствии с пунктом 53 настоящих Правил, а также в случаях, когда с согласия заявителя резервирование электроснабжения присоединяемых энергопринимающих устройств будет осуществляться от автономного источника питания;»;

дополнить подпунктом «ж» следующего содержания:

«ж) требования к параметрам работы и характеристикам линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, обеспечивающим функционирование объектов заявителя в составе энергосистемы и их участие в режимном и противоаварийном управлении в соответствии с правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, и иными обязательными требованиями.»;

з) в абзаце третьем пункта 40(2) слова «под действие аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики» заменить словами «под действие устройств сетевой, противоаварийной и режимной автоматики»;

3. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100; 2009, № 12, ст. 1429; 2010, № 15, ст. 1803; 2011, № 14, ст. 1916; 2012, № 6, ст. 695; № 37, ст. 5009), изложить в следующей редакции:

«Утверждены

постановлением Правительства

Российской Федерации

от 26 июля 2007 г. № 484

(в ред. постановления Правительства

Российской Федерации

от\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ N\_\_\_\_)

**ПРАВИЛА**

**ВЫВОДА ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

**В РЕМОНТ И ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящие Правила определяют условия и порядок временной остановки работы объектов электроэнергетики, осуществляемой в целях проведения комплекса технических мероприятий, направленных на поддержание или восстановление исправного состояния указанных объектов, изменение технико-экономических показателей состояния этих объектов, долгосрочное сохранение работоспособного состояния объектов электроэнергетики во время простоя либо техническое обслуживание входящих в их состав устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления (далее - вывод в ремонт), а также условия и порядок окончательной остановки работы таких объектов, осуществляемой, в том числе, в целях их ликвидации (далее - вывод из эксплуатации).

В соответствии с настоящими Правилами согласованию подлежит:

вывод в ремонт и из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств электрических станций, установленная мощность которых составляет 5 МВт или более, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в соответствии с [Правилами](consultantplus://offline/ref=DEF703ECA214B11BCA817797106719DD91EFC68B38C08BF2F9A2BC0EBFECDBA82C1FDF0C431599u9YCR) оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 (далее - Правила оперативно-диспетчерского управления), в перечень объектов диспетчеризации;

изменение объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики, готовность оборудования к участию в регулировании частоты электрического тока, изменение величины располагаемой мощности, регулировочного диапазона генерирующего оборудования и иных параметров технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра (далее - изменение технологических параметров), отнесенных в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления к объектам диспетчеризации этого диспетчерского центра, вследствие вывода в ремонт и из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации.

2. Вывод в ремонт и из эксплуатации объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, не указанных в пункте 1 настоящих Правил, осуществляется собственниками или иными законными владельцами таких объектов самостоятельно, если иное не предусмотрено договорами с другими организациями, имеющими технологическое присоединение к данным объектам электросетевого хозяйства или объектам по производству электрической энергии.

Собственник такого объекта по производству электрической энергии или уполномоченное им лицо обязан уведомить системного оператора (субъекта оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе) о выводе из эксплуатации соответствующего объекта в 10-дневный срок с момента вывода его из эксплуатации с приложением копии акта о выводе из эксплуатации или иного подтверждающего документа.

Вывод в ремонт или из эксплуатации относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, обеспечивающих межгосударственные перетоки электрической энергии, осуществляется в соответствии с настоящими Правилами по согласованию с организацией, выполняющей функции субъекта оперативно-диспетчерского управления соответствующей зарубежной электроэнергетической системы, с учетом особенностей, предусмотренных международными договорами Российской Федерации.

Собственники или иные законные владельцы объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, согласовывают вывод из эксплуатации указанных объектов с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, если соглашением между ними не предусмотрено иное.

Вывод в ремонт или из эксплуатации объектов электроэнергетики на атомных станциях осуществляется в соответствии с законодательными, правовыми и иными актами Российской Федерации в области использования атомной энергии и настоящими Правилами.

3. Вывод в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, и изменение технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, вследствие вывода в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации (далее соответственно – объекты диспетчеризации, вывод в ремонт объектов диспетчеризации), осуществляется по согласованию с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – субъект оперативно-диспетчерского управления) – системным оператором или субъектом оперативно-диспетчерского управления технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы.

Вывод в ремонт объектов диспетчеризации осуществляется на основании результатов рассмотрения диспетчерских заявок на вывод объектов диспетчеризации в ремонт (далее – диспетчерская заявка), подаваемых в диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления, уполномоченный в соответствии с [Правилами](consultantplus://offline/ref=DEF703ECA214B11BCA817797106719DD91EFC68B38C08BF2F9A2BC0EBFECDBA82C1FDF0C431599u9YCR) оперативно-диспетчерского управления на осуществление оперативно-диспетчерского управления в отношении соответствующего объекта диспетчеризации (далее - уполномоченный диспетчерский центр).

Диспетчерская заявка подается:

на вывод в ремонт линии электропередачи, оборудования или устройства, отнесенного к объектам диспетчеризации, − собственником или иным законным владельцем этого объекта диспетчеризации.

на изменение технологического параметра, отнесенного к объектам диспетчеризации, − субъектом электроэнергетики, определяемым в соответствии с правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, утверждаемыми субъектом оперативно-диспетчерского управления, с учетом установленного распределения объектов диспетчеризации по способу управления (ведения).

Диспетчерская заявка рассматривается и согласовывается в соответствии с настоящими Правилами, [Правилами](consultantplus://offline/ref=DEF703ECA214B11BCA817797106719DD91EFC68B38C08BF2F9A2BC0EBFECDBA82C1FDF0C431599u9YCR) оперативно-диспетчерского управления и утверждаемыми на их основе субъектом оперативно-диспетчерского управления правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

4. Вывод из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, и изменение технологических параметров, относящихся к объектам диспетчеризации, вследствие вывода из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации (далее – вывод из эксплуатации объектов диспетчеризации) осуществляется на основании результатов рассмотрения заявлений на вывод объектов диспетчеризации из эксплуатации, подаваемых в уполномоченный диспетчерский центр.

Заявление на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации подается собственником объекта диспетчеризации (собственником линии электропередачи, оборудования или устройства объекта электроэнергетики, не являющихся объектами диспетчеризации, вывод из эксплуатации которых приводит к изменению технологических параметров, относящихся к объектам диспетчеризации).

II. УСЛОВИЯ И ПОРЯДОК ВЫВОДА ОБЪЕКТОВ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

В РЕМОНТ

5. Плановый ремонт объектов диспетчеризации (плановое изменение технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации) производится в соответствии со сводными годовым и месячными графиками ремонта объектов диспетчеризации (далее соответственно – сводные годовой и месячные графики ремонта), утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Относящиеся к объектам диспетчеризации средства диспетчерского и технологического управления включаются в сводные годовой и месячные графики ремонта в части оборудования и устройств, обеспечивающих функционирование релейной защиты и автоматики.

Требования к формированию сводных годовых и месячных графиков ремонта, приоритетность включения объектов диспетчеризации в указанные графики, особенности включения технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления в сводные годовой и месячные графики ремонта, требования к планированию ремонтов объектов электроэнергетики субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии устанавливаются правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

6. Сводный годовой график ремонта разрабатывается и утверждается субъектом оперативно-диспетчерского управления на основании результатов рассмотрения предложений заявителей, определяемых в соответствии с пунктом 4 настоящих Правил, о выводе в ремонт объектов диспетчеризации, поданных в уполномоченные диспетчерские центры не позднее 30 июля года, предшествующего планируемому.

Предложения, поданные после 30 июля, но не позднее 1 сентября года, предшествующего планируемому, рассматриваются субъектом оперативно-диспетчерского управления после рассмотрения предложений, поданных в установленный срок. Предложения, поданные после 1 сентября, к рассмотрению не принимаются.

Предложения на вывод в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации, должны содержать информацию о диспетчерском наименовании выводимого в ремонт объекта диспетчеризации, виде ремонта и объемах основных планируемых работ, сроках проведения ремонтов с дискретностью один час.

Предложения на изменение технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, должны содержать информацию о наименовании изменяемого технологического параметра и величине предполагаемого его изменения, наименовании линии электропередачи, оборудования и устройства, не относящихся к объектам диспетчеризации, вывод в ремонт которых приводит к изменению технологического параметра, а также о сроках изменения технологического параметра с дискретностью один час.

Предложения в сводный годовой график ремонта направляются заявителями в уполномоченный диспетчерский центр посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, а при его отсутствии – в письменной форме.

7. Субъект оперативно-диспетчерского управления утверждает сводный годовой график ремонта не позднее 30 сентября года, предшествующего планируемому.

Субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя, представившего предложение, о включении (об отказе во включении) объекта диспетчеризации в сводный годовой график ремонта в течение 15 дней с даты утверждения сводного годового графика ремонта.

8. В случае если при утверждении сводного годового графика ремонта сроки вывода в ремонт объектов диспетчеризации были изменены субъектом оперативно-диспетчерского управления по сравнению со сроками, содержащимися в предложениях заявителей, такие заявители вправе обратиться к субъекту оперативно-диспетчерского управления за разъяснением, а субъект оперативно-диспетчерского управления обязан предоставить письменное мотивированное разъяснение с указанием причин технологического характера, послуживших основанием для принятия такого решения, в течение 20 дней с даты получения соответствующего запроса.

9. Сводные месячные графики ремонта разрабатываются субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом сводных годовых графиков ремонта.

При составлении сводных месячных графиков ремонта сроки вывода в ремонт и состав объектов диспетчеризации, выводимых в ремонт, определяются с учетом предложений, направляемых заявителями в уполномоченный диспетчерский центр.

Указанные предложения должны содержать информацию, предусмотренную пунктом 6 настоящих Правил, а также информацию о предварительных сроках аварийной готовности линий электропередачи, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации (сроках включения в работу линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, вывод в ремонт которых приводит к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации).

В случаях, предусмотренных правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, предложение о включении объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта подается в уполномоченный диспетчерский центр с приложением подписанного заявителем документа, подтверждающего уведомление потребителей электрической энергии о сроках проведения ремонтных работ и сроках ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) для обеспечения их проведения. При непредставлении в диспетчерский центр указанного документа в срок, установленный для подачи предложений, включение объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта не осуществляется.

К рассмотрению принимаются предложения, поданные в уполномоченный диспетчерский центр до 1-го числа месяца, предшествующего планируемому. Предложения в сводный месячный график ремонта, поданные после 1-го числа месяца, предшествующего планируемому, к рассмотрению не принимаются.

Предложения в сводный месячный график ремонта направляются заявителями в уполномоченный диспетчерский центр посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, а при его отсутствии – в письменной форме.

Предложения в сводные месячные графики ремонта в обязательном порядке подаются в отношении:

а) объектов диспетчеризации, включенных в сводный годовой график ремонта, в целях подтверждения сроков вывода в ремонт, предусмотренных сводным годовым графиком ремонта, или их корректировки. При неполучении от собственника или иного законного владельца объекта диспетчеризации, включенного в сводный годовой график ремонта (соответствующего субъекта электроэнергетики, предложение на изменение технологического параметра которого учтено при формировании сводного годового графика ремонта), предложения о включении указанного объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта, включение такого объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта не осуществляется;

б) объектов диспетчеризации, изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния которых необходимо для проведения испытаний, пробных пусков или комплексного опробования строящихся (реконструируемых) объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок, осуществления технологического присоединения таких объектов (установок) к электрическим сетям или ввода их в работу;

в) объектов диспетчеризации, планируемых к выводу в консервацию.

10. Сводный месячный график ремонта утверждается субъектом оперативно-диспетчерского управления не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому. В утвержденный сводный месячный график ремонта изменения не вносятся.

Суммарная в течение календарного года продолжительность сроков ремонта объекта диспетчеризации, включенных в утвержденные сводные месячные графики ремонта, не должна превышать суммарную продолжительность ремонта объекта диспетчеризации, указанную в утвержденном сводном годовом графике ремонта. При невыполнении указанного условия ремонт объекта диспетчеризации в соответствующий сводный месячный график ремонта не включается.

При разработке сводного месячного графика ремонта субъект оперативно-диспетчерского управления учитывает известную ему информацию о фактически выполняемых ремонтах объектов диспетчеризации с указанием перечня таких объектов в приложении к утвержденному сводному месячному графику ремонта.

Субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя, представившего соответствующее предложение, о включении (об отказе во включении) объекта диспетчеризации в сводный месячный график ремонта, а также об удовлетворении предложений о корректировке сроков вывода в ремонт и состава выводимых в ремонт объектов диспетчеризации в течение 6 дней с даты утверждения сводного месячного графика ремонта.

11. Порядок разработки сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации утверждается субъектом оперативно-диспетчерского управления.

12. На основании утвержденных субъектом оперативно-диспетчерского управления сводных годового и месячных графиков ремонта собственники или иные законные владельцы соответствующих объектов диспетчеризации разрабатывают и утверждают годовые и месячные графики ремонтов линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления на принадлежащих им объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках.

Сроки и объемы (виды) ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации (сроки вывода в ремонт линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, приводящих в изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации), указываемые в таких графиках, определяются в соответствии со сводными годовым и месячными графиками ремонта, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления.

13. Вывод в ремонт объекта диспетчеризации, в том числе включенного в сводный годовой или месячный график ремонта, осуществляется на основании диспетчерской заявки, поданной и согласованной в порядке, установленном настоящими Правилами и правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, утверждаемыми субъектом оперативно-диспетчерского управления на их основе (далее – правила оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок).

Диспетчерские заявки направляются заявителем в уполномоченный диспетчерский центр посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, а при его отсутствии – факсимильной или электронной связи, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от заявителя.

Диспетчерская заявка подается в срок, предусматриваемый правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, но не менее чем за 4 рабочих дня (в случае необходимости согласования диспетчерской заявки с организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления зарубежной электроэнергетической системой – не менее чем за 6 рабочих дней) до планируемой даты начала ремонта.

В случаях, указанных в подпунктах «а», «б» пункта 14 настоящих Правил, диспетчерская заявка может быть подана по телефону в любое время суток непосредственно диспетчеру уполномоченного диспетчерского центра уполномоченным дежурным работником заявителя. Диспетчерская заявка, поданная по телефону, подтверждается в последующем в порядке, установленном правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

14. Плановая диспетчерская заявка на вывод в ремонт подается в соответствии с утвержденным сводным месячным графиком ремонта в установленные им сроки.

Для вывода в ремонт объекта диспетчеризации, не предусмотренного сводным месячным графиком ремонта, подается:

а) аварийная диспетчерская заявка – в случае автоматического отключения линии электропередачи, оборудования действием устройств релейной защиты и автоматики или отключения линии электропередачи, оборудования дежурным работником при наличии угрозы жизни людей или повреждения соответствующих линии электропередачи, оборудования, а также в случаях отключения устройств релейной защиты и автоматики дежурным работником при неисправности или ложных (излишних) срабатываниях указанных устройств;

б) неотложная диспетчерская заявка – в случае необходимости срочного отключения линии электропередачи и оборудования для выполнения работ по предотвращению повреждения линии электропередачи, оборудования и аварийных отключений вследствие выхода параметров их работы за пределы, допустимые по условиям безопасной эксплуатации

в) неплановая диспетчерская заявка – в иных случаях при возникновении в процессе эксплуатации линии электропередачи, оборудования и устройств причин, которые невозможно было предвидеть на этапе формирования сводного месячного графика ремонта.

15. По результатам рассмотрения плановой, неплановой или неотложной диспетчерской заявки субъект оперативно-диспетчерского управления принимает решение о согласовании вывода такого объекта в ремонт или отказывает в согласовании вывода объекта диспетчеризации в ремонт по основаниям, предусмотренным настоящими Правилами.

Аварийная диспетчерская заявка на вывод объекта диспетчеризации в ремонт принимается субъектом оперативно-диспетчерского управления к сведению.

16. Решение о согласовании (об отказе в согласовании) диспетчерской заявки принимается на основании проводимых субъектом оперативно-диспетчерского управления расчетов и (или) анализа прогнозного электроэнергетического режима Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы) с учетом эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

17. В случае принятия решения о согласовании диспетчерской заявки в решении указываются согласованные сроки проведения работ, дополнения и режимные указания, которые были внесены при рассмотрении диспетчерской заявки, должность, фамилия и инициалы уполномоченного должностного лица, принявшего решение.

Решение об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа, а также перечень условий, при выполнении которых вывод в ремонт объекта диспетчеризации может быть согласован. Субъект оперативно-диспетчерского управления информирует заявителя об устранении обстоятельств, препятствующих согласованию диспетчерской заявки.

18. Решение, принятое по результатам рассмотрения диспетчерской заявки, направляется заявителю уполномоченным диспетчерским центром посредством специализированного программно-аппаратного комплекса, а при его отсутствии – по факсимильной или электронной связи. В случаях, указанных в подпунктах «а», «б» пункта 14 настоящих Правил, решение, принятое по результатам рассмотрения диспетчерской заявки может быть передано уполномоченному дежурному работнику заявителя по телефону с обязательным подтверждением в последующем в порядке, установленном правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

Решение, принятое по результатам рассмотрения диспетчерской заявки, направляется заявителю не позднее 12 часов рабочего дня, предшествующего дню вывода в ремонт. Порядок доведения до заявителей решений субъекта оперативно-диспетчерского управления о результатах рассмотрения диспетчерских заявок с учетом местных особенностей, а также порядок исчисления времени, применимого для передачи указанных решений заявителям, находящимся в различных часовых зонах, определяются правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

Решение, принятое по результатам рассмотрения неотложной диспетчерской заявки, доводится уполномоченным диспетчерским центром до сведения уполномоченного дежурного работника заявителя непосредственно после его принятия.

19. Технологические операции по выводу в ремонт объекта диспетчеризации могут производиться только после получения от уполномоченного диспетчерского центра диспетчерской команды (разрешения), которая выдается диспетчером диспетчерского центра уполномоченному дежурному работнику заявителя непосредственно перед выводом соответствующего объекта диспетчеризации в ремонт.

Диспетчерская команда (разрешение) на проведение технологических операций по выводу в ремонт объектов диспетчеризации не выдается в случаях, предусмотренных [пунктом 2](#Par100)1 настоящих Правил.

20. При возникновении обстоятельств, указанных в подпункте «а» пункта 14 настоящих Правил, дежурный работник обязан незамедлительно уведомить диспетчера уполномоченного диспетчерского центра о факте и причинах отключения объекта диспетчеризации (изменения технологических параметров, относящихся к объектам диспетчеризации), а также о произведенных действиях по отключению соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств с последующим направлением заявителем в соответствующий диспетчерский центр аварийной диспетчерской заявки в срок, не превышающий 12 часов с момента отключения объекта диспетчеризации (изменения технологических параметров).

21. Диспетчерская заявка не подлежит согласованию, если субъектом оперативно-диспетчерского управления будет установлено, что вывод в ремонт этого объекта диспетчеризации может привести к следующим последствиям:

а) выход параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений,

б) нарушение устойчивости режима работы Единой энергетической системы России (ее части) или технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы;

в) угроза жизни людей или повреждение линий электропередачи, оборудования;

г) возникновение недостатка электрической энергии (электрической мощности) в Единой энергетической системе России (ее части) или технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе, определяемого как превышение спроса на электрическую энергию (электрическую мощность) и резервов, необходимых для надежного обеспечения нормального режима указанных энергосистем, над предложением электрической энергии (электрической мощности) за определенный временной период с учетом перетоков электрической энергии (электрической мощности) из внешних энергосистем.

22. В случаях, предусмотренных правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, диспетчерская заявка также не подлежит согласованию при непредставлении собственником или иным законным владельцем объекта диспетчеризации в диспетчерский центр документа, подтверждающего уведомление потребителей электрической энергии о сроках проведения ремонтных работ и сроках ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) для обеспечения их проведения.

23. Предусмотренные [пунктом 21](#Par100) настоящих Правил основания для отказа в согласовании диспетчерских заявок на вывод объекта диспетчеризации в ремонт применяются также к случаям отказа субъекта оперативно-диспетчерского управления в согласовании предложений заявителей о включении объектов диспетчеризации в сводные годовой и месячный графики ремонта.

24. При отказе в согласовании диспетчерской заявки субъект оперативно-диспетчерского управления вправе потребовать от заявителя приостановить вывод в ремонт объекта диспетчеризации на срок не более 6 месяцев. По истечении указанного срока или устранения обстоятельств, послуживших основанием для отказа в согласовании диспетчерской заявки, заявитель вправе повторно обратиться в уполномоченный диспетчерский центр с диспетчерской заявкой в установленном настоящими Правилами порядке.

25. Заявитель, которому было отказано в согласовании диспетчерской заявки, вправе повторно обратиться с диспетчерской заявкой в уполномоченный диспетчерский центр .

Диспетчерская заявка, поданная заявителем при повторном обращении, подлежит согласованию в случае устранения обстоятельств, послуживших основанием для отказа в согласовании ранее поданной, диспетчерской заявки и отсутствия иных обстоятельств, предусмотренных настоящими Правилами в качестве оснований для отказа в согласовании диспетчерской заявки.

Повторное рассмотрение и согласование диспетчерских заявок осуществляется в соответствии с настоящими Правилами с учетом особенностей, предусмотренных правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

26. Заявитель обязан ввести в работу объект диспетчеризации (ввести в работу линии электропередачи, оборудование и устройств, не являющиеся объектами диспетчеризации, вывод в ремонт которых привел к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации) не позднее сроков окончания ремонта, указанных в диспетчерской заявке, либо досрочно по решению субъекта оперативно-диспетчерского управления.

В случае возникновения необходимости в продлении установленного срока ремонта заявитель должен не менее чем за 48 часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта обратиться с диспетчерской заявкой в уполномоченный диспетчерский центр с указанием причины продления срока ремонта и нового срока окончания ремонта. Порядок рассмотрения и согласования продления установленных сроков ремонта определяется правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

27. По запросу субъекта оперативно-диспетчерского управления заявители представляют в уполномоченный диспетчерский центр необходимую для планирования ремонтов информацию о выполнении ремонтов за прошедший месяц с указанием, в том числе, причины изменения сроков ремонта или невыполнения ремонтов.

III. УСЛОВИЯ И ПОРЯДОК ВЫВОДА ОБЪЕКТОВ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ

28. Заявление на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации подается в уполномоченный диспетчерский центр не позднее чем за 6 и не ранее чем за 12 месяцев до планируемого заявителем вывода объекта из эксплуатации. Датой подачи заявления считается дата его получения уполномоченным диспетчерским центром.

В случае подачи заявления на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации с нарушением сроков, предусмотренных настоящим пунктом Правил, заявление на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации рассмотрению субъектом оперативно-диспетчерского управления не подлежит. Об оставлении заявления без рассмотрения субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя в течение 7 дней со дня получения заявления.

29. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и более и трансформаторного (автотрансформаторного) оборудования высшим классом номинального напряжения 220 кВ и более, отнесенных к объектам диспетчеризации, осуществляется по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления и уполномоченным органом.

30. Вывод из эксплуатации отнесенных к объектам диспетчеризации линий электропередачи, оборудования и устройств, не указанных в пункте 29 настоящих Правил, а также изменение объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики на 5 МВт и более, изменение располагаемой мощности генерирующего оборудования (электростанции) на 5 МВт и более или изменение иных технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации, вследствие вывода из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляются по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

В случае если по результатам рассмотрения заявления на вывод из эксплуатации указанных объектов диспетчеризации субъектом оперативно-диспетчерского управления принято решение об отказе в согласовании вывода из эксплуатации, вывод из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств, указанных в абзаце первом настоящего пункта, подлежит согласованию с уполномоченным органом, принимающим окончательное решение по вопросу вывода их из эксплуатации в соответствии с пунктом 35 настоящих Правил.

31. Уполномоченным органом, осуществляющим согласование вывода объектов диспетчеризации из эксплуатации, является:

Министерство энергетики Российской Федерации - в отношении объектов, вывод из эксплуатации которых подлежит в соответствии с настоящими Правилами согласованию с уполномоченным органом, за исключением объектов атомных станций;

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» - в отношении объектов атомных станций.

32. В случае если в соответствии с настоящими Правилами вывод из эксплуатации объекта диспетчеризации подлежит согласованию с уполномоченным органом, субъект оперативно-диспетчерского управления в течение 30 дней со дня получения заявления на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации в соответствии с [пунктом 2](#Par120)8 настоящих Правил рассматривает его и по результатам рассмотрения направляет в уполномоченный орган заключение о согласовании вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации либо о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации.

О результатах рассмотрения заявления и принятом заключении субъект оперативно-диспетчерского управления уведомляет заявителя в течение 7 дней после его направления в уполномоченный орган.

По объектам диспетчеризации, вывод из эксплуатации которых в соответствии с пунктом 30 настоящих Правил осуществляется по согласованию только с субъектом оперативно-диспетчерского управления, такой субъект направляет заключение о согласовании вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации непосредственно заявителю.

33. Заключение о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации выдается в случаях, предусмотренных [пунктом 21](#Par100) настоящих Правил, а также если субъектом оперативно-диспетчерского управления будет установлено, что вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации может привести к нарушению селективности и (или) необеспечению требуемой чувствительности действия устройств релейной защиты.

34. В заключении о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации указываются причины отказа и срок, на который необходимо приостановить вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации и в течение которого объект диспетчеризации (линия электропередачи, оборудование или устройство, не являющееся объектом диспетчеризации, вывод из эксплуатации которого приводит к изменению технологических параметров, отнесенных к объектам диспетчеризации) должен поддерживаться в рабочем состоянии.

35. В случае если субъектом оперативно-диспетчерского управления представлено заключение о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации, уполномоченный орган вправе потребовать от заявителя приостановить вывод соответствующих объектов электроэнергетики, линий электропередачи, оборудования, устройств из эксплуатации на срок не более 2 лет или направить в Правительство Российской Федерации предложение о реализации права потребовать от заявителя выставить такие объекты, линии электропередачи, оборудование, устройства на тендерную продажу и при отсутствии иных лиц, заинтересованных в их приобретении, осуществить их выкуп в целях сохранения системы жизнеобеспечения населения, проживающего на соответствующей территории.

В случае если уполномоченный орган потребовал от заявителя приостановить вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации, в течение срока, на который приостановлен вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации, мощность указанного объекта оплачивается в установленном Правительством Российской Федерации порядке. При этом если мощность этого объекта диспетчеризации в течение указанного срока не оплачивается по результатам конкурентного отбора мощности, то электрическая энергия и мощность такого объекта оплачиваются в порядке, установленном для генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме.

36. Уполномоченный орган в течение 30 дней с даты получения заключения субъекта оперативно-диспетчерского управления о согласовании вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации или о необходимости отказа в выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации рассматривает его и в течение 7 дней с даты принятия соответствующего решения направляет его заявителю и в уполномоченный диспетчерский центр.

37. Заявитель на основании полученных в соответствии с настоящими Правилами согласований и решений (для генерирующего объекта, включая входящее в его состав оборудование, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, - также решения о согласовании вывода из эксплуатации источника тепловой энергии, полученного в установленном порядке от органов местного самоуправления поселений или городских округов, на территории которых теплоснабжение потребителей тепловой энергией осуществляется с использованием тепловой энергии, производимой на указанном источнике) составляет и утверждает акт вывода объекта диспетчеризации из эксплуатации с указанием в нем предполагаемой даты вывода из эксплуатации. Акт вывода из эксплуатации направляется заявителем субъекту оперативно-диспетчерского управления, согласовавшему в соответствии с настоящими Правилами вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации.

38. Изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации в целях вывода его из эксплуатации осуществляется на основании диспетчерской заявки, поданной заявителем в уполномоченный диспетчерский центр после получения предусмотренных настоящими Правилами согласований и согласованной диспетчерским центром в установленном им порядке.

Объект диспетчеризации считается выведенным из эксплуатации с даты открытия диспетчерской заявки, определяемой в соответствии с правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.

39. Технологические операции по выводу объекта диспетчеризации из эксплуатации могут производиться только после получения от уполномоченного диспетчерского центра диспетчерской команды (разрешения), которая выдается диспетчером диспетчерского центра уполномоченному дежурному работнику заявителя непосредственно перед выводом соответствующего объекта диспетчеризации из эксплуатации.

Диспетчерская команда (разрешение) на проведение технологических операций по выводу объекта диспетчеризации из эксплуатации не выдается в случаях, предусмотренных [пунктом 2](#Par100)1 настоящих Правил.».

4. В Правилах создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 86 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 743; 2011, № 50, ст. 7385), в пункте 14:

подпункт «а» изложить в следующей редакции:

«а) согласование решения диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике об увеличении суммарной величины аварийных ограничений на территории соответствующего субъекта Российской Федерации по сравнению с величинами, предусмотренными Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утверждаемыми Правительством Российской Федерации (далее - Правила ограничения режима потребления), с целью включения ее в задание соответствующего диспетчерского центра на разработку графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);»;

дополнить подпунктом «а.1» следующего содержания:

«а.1) согласование решения диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике о выдаче задания на изменение действующих графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в случае и порядке, установленных Правилами ограничения режима потребления;»;

подпункт «е» после слов «(в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления)» дополнить словами «, в случаях, предусмотренных Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации».

5. В Правилах разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных 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; 2013, № 33, ст. 4392):

а) пункт 3 дополнить абзацем вторым следующего содержания:

«Разработка схем и программ перспективного развития электроэнергетики осуществляется с соблюдением требований к планированию развития электроэнергетической системы, а также требований к электроснабжению мегаполисов, установленных правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.»;

б) в пункте 25:

абзац первый после слов «на 5-летний период» дополнить словами «(схема и программа развития электроэнергетики Московской области и города Москвы, Ленинградской области и города Санкт-Петербурга - на 7-летний период)»;

после абзаца первого дополнить новым абзацем следующего содержания:

«Для Московской области и города Москвы, для Ленинградской области и города Санкт-Петербурга разрабатывается единая схема и программа перспективного развития электроэнергетики.».

6. В Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 14, ст. 1916; № 42, ст. 5919; 2012, № 4, ст. 504, 505; № 20, ст. 2539; № 23, ст. 3008; № 28, ст. 3906; 2013, № 1, ст. 68; № 6, ст. 565; № 8, ст. 825; № 22, ст. 2817; № 23, ст. 2909):

а) в пункте 6:

абзац первый изложить в следующей редакции:

«Системный оператор в целях минимизации стоимости электрической энергии осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве (далее - состав оборудования), не позднее 24 часов до начала периода, на который осуществляется выбор состава оборудования. Выбор состава оборудования осуществляется системным оператором в соответствии с правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.»;

в абзаце седьмом предложение второе после слов «при этом измененные параметры учитываются в соответствии с» дополнить словами «правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждаемыми Правительством Российской Федерации, и»;

б) абзац второй пункта 9 дополнить предложением вторым следующего содержания:

«Планирование электроэнергетических режимов работы энергосистемы осуществляется системным оператором в соответствии с правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.».

7. В постановлении Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 23, ст. 3008; 2013, № 1, ст. 68; № 5, ст. 407; № 31, ст. 4226; № 32, ст. 4309; № 35, ст. 4523; № 35, ст. 4528):

7.1. В Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных указанным постановлением Правительства Российской Федерации:

а) в абзаце седьмом пункта 43 слова «о техническом регулировании» исключить;

б) абзац десятый пункта 133 изложить в следующей редакции:

«плановые почасовые графики нагрузки генерирующего оборудования и информацию об актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, включая максимальные и минимальные допустимые значения активной мощности генерирующего оборудования (технический максимум и минимум, технологический минимум) – не позднее 48 часов до начала периода, в отношении которого субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет выбор состава включенного генерирующего оборудования, на указанный период, а также не позднее 24 часов до начала суток, в течение которых осуществляется производство (поставка) электрической энергии, для каждого часа указанных суток (с указанием суммарных объемов электрической энергии, продаваемых ими по договорам с гарантирующим поставщиком и договорам с иными покупателями электрической энергии) – на соответствующие сутки;»;

в) пункт 134:

дополнить абзацем первым следующего содержания:

«Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется системным оператором в соответствии с правилами технологического функционирования электроэнергетических систем и правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.»;

абзац первый считать абзацем вторым соответственно.

7.2. В Правилах полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденных указанным постановлением Правительства Российской Федерации:

а) в пункте 2:

абзац пятый подпункта «б» после слов «функционирования устройств релейной защиты,» дополнить словом «сетевой,»;

подпункт «з» после слов «(иных владельцев объектов электросетевого хозяйства)» дополнить словами «или на объектах по производству электрической энергии»;

б) абзац пятый пункта 23 после слов «устройств релейной защиты,» дополнить словом «сетевой,»;

в) название раздела III изложить в следующей редакции:

«III. Порядок введения ограничения режима потребления в целях проведения ремонтных работ на объектах электроэнергетики»;

г) пункт 30 после слов «о проведении таких работ и о сроках» дополнить словами «и объемах»;

д) дополнить пунктами 32.1, 32.2 следующего содержания:

«32.1. В случае если проведение ремонтных работ на объекте по производству электрической энергии невозможно без ограничения режима потребления, собственник или иной законный владелец такого объекта в порядке, установленном договорами купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) либо положениями о технологическом взаимодействии, уведомляет потребителей напрямую либо, если это предусмотрено указанными договорами или положениями, через соответствующую сетевую организацию (иного владельца объектов электросетевого хозяйства), действующего в интересах потребителей гарантирующего поставщика (энергосбытовую, энергоснабжающую организацию) о проведении таких работ и о сроках и объемах ограничения режима потребления в связи с их проведением.

При этом если договором купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) либо положением о технологическом взаимодействии предусмотрено, что такое уведомление потребителю передает сетевая организация (иной владелец объектов электросетевого хозяйства) или гарантирующий поставщик (энергосбытовая, энергоснабжающая организация), то указанные лица обязаны при получении от собственника или иного законного владельца объекта по производству электрической энергии указанного уведомления в течение 1 суток передать его потребителю способом, позволяющим определить дату и время передачи.

32.2. Введение ограничения режима потребления в целях проведения ремонтных работ на объектах электроэнергетики в соответствии с пунктами 30 – 32.1 настоящих Правил возможно только в случае, если проведение ремонта таких объектов электроэнергетики без ограничения режима потребления не может быть обеспечено в условиях отсутствия совмещения указанного ремонта с ремонтом иных линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической энергии, а также путем реализации возможных схемно-режимных мероприятий.»;

е) в пункте 33:

абзац первый после слов «о планируемых сроках проведения ремонтных работ и сроках» дополнить словами «и объемах»;

в абзацах первом и втором слова «годовой или» исключить;

абзац третий изложить в следующей редакции:

«Вместе с предложением о включении объекта в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации и диспетчерской заявкой владелец объекта электроэнергетики представляет подписанный им документ, подтверждающий уведомление соответствующих потребителей о планируемых сроках проведения ремонтных работ и сроках и объемах ограничения режима потребления. Сроки проведения ремонтных работ, сроки и объемы ограничения режима потребления, указанные в уведомлении соответствующих потребителей, должны соответствовать срокам проведения ремонтных работ, указанным в предложении о включении объекта электроэнергетики в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации или в диспетчерской заявке, и объемам ограничения режима потребления, необходимым для проведения ремонтных работ. При непредставлении такого документа включение объекта электроэнергетики в сводный месячный график ремонта не осуществляется, а диспетчерская заявка не подлежит согласованию.»;

в абзаце четвертом слова «объекта электросетевого хозяйства» заменить словами «объекта электроэнергетики», слова «при согласовании диспетчерской заявки» заменить словами «при рассмотрении предложения о включении объекта электроэнергетики в сводный месячный график ремонта объектов диспетчеризации и согласовании диспетчерской заявки»;

ж) абзац первый пункта 34 изложить в следующей редакции:

«В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийных электроэнергетических режимов по причине возникновения или угрозы возникновения выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений допускается ограничение режима потребления без согласования с потребителем при необходимости принятия неотложных мер (далее - аварийное ограничение). Аварийное ограничение вводится при условии невозможности предотвращения указанных обстоятельств путем использования технологических резервов мощности.»;

з) предложение первое подпункта «б» пункта 35 после слов «линий электропередачи» дополнить словами «и (или) электросетевого оборудования»;

и) дополнить пунктом 36.1 следующего содержания:

«36.1. Графики аварийного ограничения разрабатываются и применяются в порядке, устанавливаемом правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Указанные правила должны содержать:

порядок разработки графиков аварийного ограничения, основания и порядок применения графиков аварийного ограничения, включая порядок взаимодействия между системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе), сетевой организацией, смежными сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами объектов электросетевого хозяйства, собственниками и иными законными владельцами объектов по производству электрической энергии, потребителями электрической энергии в процессе формирования, согласования, утверждения, изменения, доведения до потребителей и применения графиков аварийного ограничения;

требования к формам графиков аварийного ограничения и иных документов, используемых в процессе разработки графиков аварийного ограничения;

порядок использования противоаварийной автоматики;

порядок определения величины технологической и (или) аварийной брони, требования к энергопринимающим устройствам, подключенным к электроприемникам технологической и (или) аварийной брони, а также форму акта согласования технологической и(или) аварийной брони.»;

к) в пункте 37:

дополнить после абзаца первого новым абзацем следующего содержания:

«Графики аварийного ограничения разрабатываются и утверждаются в соответствии с формами, установленными правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.»;

абзац пятый после предложения первого дополнить новым предложением следующего содержания:

«В перечне, в том числе, указывается наименование и место нахождения объекта, ограничение которого приводит к последствиям, указанным в приложении к настоящим Правилам, перечень электроприемников аварийной брони, величина аварийной брони, а также наименование центра питания и линий электропередач, посредством которых осуществляется электроснабжение указанных электроприемников.»;

л) абзац пятый пункта 38 изложить в следующей редакции:

«Суточное потребление электрической энергии энергосистемы на территории субъекта Российской Федерации определяется как разница между суммарным объемом электрической энергии, выработанной на электростанциях, расположенных на территории данного субъекта Российской Федерации, и сальдо перетоков электрической энергии энергосистемы. Мощность потребления энергосистемы на территории субъекта Российской Федерации определяется как разница между суммарной величиной генерации мощности на электростанциях, расположенных на территории данного субъекта Российской Федерации, в часы максимальных нагрузок энергосистемы и сальдо перетоков мощности энергосистемы.»;

м) дополнить пунктом 39.1 следующего содержания:

«39.1. В случае существенного изменения режима работы энергопринимающих установок потребителей, включенных в утвержденные графики аварийного ограничения, связанных со снижением величины потребления электроэнергии и (или) мощности, увеличением потребления электроэнергии (мощности) энергосистемы в связи с включением в работы новых энергопринимающих устройств потребителей, длительным аварийным (неотложным) ремонтом объектов по производству электроэнергии и (или) объектов электросетевого хозяйства субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании оценки расчетов возможных аварийных возмущений электроэнергетического режима и анализа угрозы возникновения дефицита электрической энергии и мощности, дефицита пропускной способности в контролируемых сечениях и на отдельных участках электрической сети вправе принять решение о необходимости внесения изменения в утвержденные графики аварийного ограничения.

Указанное решение подлежит согласованию со штабом по обеспечению безопасности электроснабжения, созданным в соответствующем субъекте Российской Федерации.

Внесение изменений в утвержденные графики аварийного ограничения осуществляется сетевой организацией на основании требований к объемам, времени и местам ввода аварийного ограничения, определенных системным оператором, в течение не более 14 календарных дней с момента получения указанных требований. Утверждение изменений в графики аварийного ограничения осуществляется сетевой организацией после согласования таких изменений с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.»;

н) в пункте 46:

дополнить новым абзацем четвертым следующего содержания:

«Сроки выполнения указанных заданий субъекта-оперативно-диспетчерского управления определяются в соответствии с правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.»;

абзац четвертый считать абзацем пятым соответственно;

предложение первое абзаца пятого после слов «в часы максимальных» дополнить словами «и минимальных».