НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЁРСТВО
«ИНВЭЛ»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
проект

СТО
70238424.29.240.01.005-2009

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ.

УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

(проект, 2-я редакция)

Дата введения __ ____2010

Настоящий проект стандарта организации не подлежит применению до его утверждения

Москва
2010

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ «О техническом регулировании», правила применения Стандартов по ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организации. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

2 Стандарт организации (далее по тексту – Стандарт) предназначен для применения в качестве документа при получении электрической энергии от магистральных электрических сетей распределительными сетевыми компаниями на границах балансовой принадлежности магистральных и распределительных электрических сетей напряжением 110-220 кВ.

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-технический центр электроэнергетики»

2 ВНЕСЁН Некоммерческим партнёрством «Фонд поддержки законодательных инициатив»

3 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ Приказом от … № …

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется на официальном сайте в сети Интернет. Стандарт подлежит пересмотру и уточнению после принятия новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих не учтенные в проекте Стандарта технические требования

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения..... 1
2 Нормативные ссылки..... 2
3 Термины, определения и сокращения..... 3
3.1 Термины и определения..... 3
3.2 Сокращения..... 3
4 Требования к распределительным электрическим сетям при поставке электроэнергии для распределения..... 4
4.1 Общие требования..... 4
4.2 Надёжность поставки..... 5
4.3 Качество электроэнергии при её поставке..... 7
4.4 Требования к пропускной способности электрических сетей..... 8
5 Порядок заключения и исполнения договора..... 10
5.1 Общие требования..... 10
5.2 Порядок доступа к электрическим сетям в условиях ограничения пропускной способности..... 12
5.3 Порядок определения потерь электроэнергии в сетях..... 12
5.4 Порядок предоставления и раскрытия информации о пропускной способности электрических сетей..... 13
6 Требования к системам контроля и учета поставок электроэнергии..... 13
6.1 Требования к системам и приборам учета электроэнергии..... 13
6.2 Требования к информационному обеспечению рынка электроэнергии..... 17
6.3 Коммерческие сечения. Требования к точности измерения и приборам учета..... 17
6.4 Требования к системам и условиям доступа информации..... 18
6.5 Регистрация приборов (систем) учета и ведение реестров..... 19
6.6 Организация ведения учёта. Условия доступа к приборам учёта.. 20
Библиография 22

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЁРСТВО «ИНВЭЛ»

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ. **УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

Дата введения 2010–01–01

1 Область применения

1.1 Стандарт организации «Распределительные электрические сети. Условия поставки электроэнергии для распределения. Нормы и требования» (далее по тексту - Стандарт) распространяется на условия поставки электроэнергии электросетевым компаниям для последующего её распределения потребителям.

1.2 Стандарт определяет совокупность технических требований и норм к электрической энергии на входе в распределительные электрические сети, принадлежащие РСК на территории субъекта РФ в части:

- контроля качества электрической энергии;
- надёжности поставки электроэнергии для её распределения;
- учёта количества поставки электроэнергии.

1.3 Объектом технического регулирования в настоящем стандарте является электрическая энергия, системы (устройства) учёта и контроля :

- надежности поставки электроэнергии;
- качества электрической энергии
- объёмов поставки.

1.3 Положения Стандарта обязательны для применения:

- распределительными сетевыми компаниями;
- энергосбытовыми компаниями;
- независимыми производителями электрической энергии;
- научно-исследовательскими, проектными, ремонтными, строительно-монтажными и наладочными организациями, выполняющими работы применительно к объектам распределительных электрических сетей.

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящем стандарте организации использованы ссылки на следующие стандарты:

Федеральный закон РФ от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

Федеральный закон РФ от 18.10.2007 № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России»

Федеральный Закон РФ от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

ГОСТ 13109 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 51317.4.11 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51320 Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные. Методы испытаний технических средств – источников индустриальных радиопомех.

ГОСТ Р 51387 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения

Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 года № 861 Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, ... по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, ... администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям

Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 529 О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)

Постановление правительства РФ от 05.01.1998 № 1 (в редакции от 17.07.98 № 789) Порядок прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой электроэнергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов

Примечание – Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 диспетчерский график нагрузки: Кривая изменений во времени нагрузки энергоустановки потребителя.

3.1.2 квалифицированный потребитель: Конечный потребитель, покупающий электроэнергию на оптовом рынке на основании договора поставки.

3.1.3 компенсирующие устройства: Электротехнические устройства, предназначенные для выработки (потребления) реактивной мощности.

3.1.4 норма качества электрической энергии: Установленное предельное значение показателя качества электрической энергии.

3.1.5 распределительные электрические сети: Комплекс электросетевых объектов (линий электропередачи, подстанций, распределительных пунктов и других электроустановок), используемых для предоставления услуг по доставке электрической энергии от единой национальной электрической сети к электропринимающим устройствам потребителей.

3.1.6 ремонтный резерв мощности: Резерв мощности, необходимый для возмещения мощности оборудования, выведенного в плановый ремонт.

3.1.7 технологическая броня: Наименьшая мощность электроэнергии, поставляемой потребителям, и продолжительность времени, необходимая потребителю для безопасного завершения технологического процесса, после которого может быть произведено отключение электроустановок.

3.1.8 точка присоединения к электрической сети: Место физического соединения электропринимающего устройства (электроэнергетической установки) потребителя с электрической сетью сетевой организации.

3.1.9 услуги по передаче электроэнергии: Комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей в соответствии с техническими регламентами.

3.1.10 энергопринимающее (электропринимающее) устройство: Электрическая установка потребителя.

3.1.11 электросетевые объекты: Линии электропередачи, трансформаторные и иные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электроэнергии оборудование.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АИИС – автоматизированная информационно-измерительная система;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АТС – администратор торговой системы;
АСУ – автоматизированная система управления;
ДТУ – диспетчерско-технологическое управление;
ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть;
КУЭ (***ТУЭ)*** – коммерческий (технический) учёт электроэнергии;
МС – магистральная сеть;
МСК – магистральная сетевая компания;
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;
ПКЭ – показатель качества электроэнергии;
ПС – подстанция с высшим напряжением 110 кВ и более;
РЗА - релейная защита и автоматика;
РС - распределительная электрическая сеть;
РСК – распределительная сетевая компания;
РУ – распределительное устройство;
ТН – трансформатор напряжения;
ТОП – точка общего присоединения к сети;
ТСО – техническое состояние оборудования;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – техническое условие;
ЦУС – центр управления сетями;
ЭМС - электромагнитная совместимость;
ЭПУ - электропринимающее устройство.

4 Требования к распределительным электрическим сетям при поставке электроэнергии для распределения

4.1 Общие требования

4.1.1 *Распределительные сетевые компании:*

– оказывает участникам рынка электроэнергии услуги по обеспечению передачи электроэнергии по электрической сети РСК от производителей электроэнергии к потребителям;

– обеспечивают поддержание в работоспособном состоянии электрические сети, не относящиеся к национальной электрической сети и принадлежащие им на праве собственности или ином законном основании, находящиеся в зоне их ответственности, решают вопросы ликвидации ограничений пропускной способности участков сети, обеспечивают технологическое присоединение потребителей к электрической сети.

4.1.2 При поставке электроэнергии в распределительные электрические сети должны быть обеспечены:

– регламентированный уровень надёжности и управляемости процессами выдачи мощности от подстанций МСК и поставки электроэнергии для распределения;

- безопасность и надёжность функционирования комплекса оборудования, используемого при распределении электроэнергии;
- поставка электроэнергии для её распределения в соответствии с требованиями ГОСТ 13109;
- формирование рыночных принципов ценообразования на услуги по распределению электроэнергии;
- создание сетевой инфраструктуры, способствующей эффективному функционированию рынка электроэнергии внутри субъекта РФ.

4.1.3 Электрическая энергия (мощность), поставляемая для распределения ЭПУ потребителей, не должна нарушать соотношение совокупных по ЕНЭС величин стоимости и объемов электроэнергии (мощности), поставляемой на рынок согласно [2].

4.1.4 РСК должны обеспечить распределение предельных (минимального и максимального) объёмов электроэнергии, приобретаемой по заключаемым потребителями договорам на соответствующий период времени.

4.1.5 Регулируемые договоры заключаются между участниками рынка, у которых ТОП находятся в разных ценовых зонах, на объём электрической энергии (мощности), соответствующий перетоку между ценовыми зонами.

Сроки действия договора и периоды поставки электрической энергии (мощности), периоды платежей, объемы электроэнергии (мощности), порядок изменения условий договора определяются регулируемым договором.

4.2 Надёжность поставки

4.2.1 Надёжность поставки электроэнергии потребителям регламентируется соглашениями между субъектами рынка и Стандартом организации «Распределительные электрические сети. Условия создания. Нормы и требования».

4.2.2 Для обеспечения регламентированной надёжности поставки электроэнергии РСК должны обладать резервом пропускной способности электрических сетей. Суммарная величина резерва активной мощности предусматривает *оперативную, ремонтную и стратегическую мощность*.

4.2.3 Нормативы надёжности поставки устанавливаются в форме численных значений показателей надёжности, или в виде технических требований к оборудованию и схемам присоединения субъектов рынка к электрической сети.

Нормативы надёжности устанавливаются для тех элементов, которые влияют на надёжность поставки электроэнергии потребителям и периодически пересматриваются с учётом опыта эксплуатации сетей.

4.2.4 В процессе эксплуатации электросетевых объектов следует различать нормативы надёжности для нормальных и аварийных условий.

4.2.5 В нормальных условиях эксплуатации сети должны обеспечивать:

- устойчивость работы сетей МСК при одиночных авариях и недопустимость деления, каскадных отключений или лавин напряжения;

– безотказность питания нагрузки и сохранение межсистемных связей во время аварий.

4.2.6 Надёжность сетей в процессе эксплуатации должна формироваться по трём критериям:

– экономическому критерию (экономическая целесообразность), учитывающему требования потребителей, возможности электрических сетей, качество и технический уровень обслуживания сетевых объектов;

– техническому критерию, учитывающему конструктивную, элементную и схемную надежность сети;

– управленческому критерию, учитывающему наличие оперативного резерва мощности, способной в любое время поддержать заданное напряжение, включая необходимую мощность для компенсации отклонения нагрузки и замещения аварийно отключенной генерации или линии электропередачи.

4.2.7 Величина ремонтного резерва мощности определяется, исходя из фактического ТСО, заявок на ремонт, норм периодичности и длительности всех видов ремонта. Сетевые компании с учетом действующих нормативов должны отслеживать состояние сетей, находящихся в их ведении, формировать сводные графики плановых ремонтов сетевого оборудования и предоставлять всю необходимую информацию системному оператору.

4.2.8 Требования к надёжности электроснабжения должны быть отражены в договорах электроснабжения с указанием численных значений показателей надежности, согласованных с МРСК.

В случае дефицита мощности электросетевые компании совместно с системным оператором дополнительно осуществляют:

– переход от нормального режима сети к принудительному режиму;

– изменение напряжения в узлах нагрузки;

– ограничение и отключение ЭПУ потребителей по согласованным и утвержденным графикам.

4.2.9 Для поддержания оборудования в эксплуатационной готовности и сохранения нормального уровня его работоспособности надёжности должны применяться эффективные системы диагностики и технического обслуживания, выполняться сроки проведения плановых ремонтов, реконструкции и технического перевооружение электросетевых объектов.

4.2.10 Электросетевые компании при разработке годовых, месячных и суточных графиков плановых ремонтов оборудования электрических сетей, должны учитывать информацию по диагностике ТСО и заявках на ремонт с учетом балансовых ограничений, требований и возможностей ремонтных предприятий.

4.2.11 Для обеспечения экономически целесообразной надёжности следует:

– совершенствовать системы управления, в том числе, системы связи, телемеханики, защиты и противоаварийной автоматики;

– развивать информационные системы сбора и обработки информации об отказах и нормальном функционировании оборудования;

– вводить системы мониторинга текущего и прогнозирования ТСО на ближайшую и отдаленную перспективу;

– применять вычислительные средства и математические модели для оценки и анализа эксплуатационной надёжности.

4.2.12 Для обеспечения уровня надёжности поставки электроэнергии с учетом требований потребителей необходимо:

– сохранять технологические режимы ответственных потребителей;

– оснащать ЭПУ источниками гарантированного питания;

– обеспечивать *технологической* и *аварийной броней* потребителей;

– создавать у потребителей технологические запасы на случай ограничения электроснабжения.

4.2.13 Для обеспечения надёжности поставки электроэнергии договором присоединения предписывается выполнять согласованный перечень обязательных условий:

– координация действий субъектов рынка;

– контроль режимов сети по загрузке линий электропередачи и трансформаторов, напряжению и частоте;

– согласование графиков плановых ремонтов, определение допустимости вывода оборудования в ремонт сети с учетом ее текущего состояния, контроль сроков выполнения ремонтных работ на объектах;

– прогнозирование поставки электроэнергии на год и месяц вперед;

– оценка фактического уровня надёжности и предотвращение возможных аварийных ситуаций с выявлением причин нарушений и определением их последствий;

– координация работы противоаварийной автоматики.

4.2.14 Электросетевые компании в процессе развития сетей:

– формируют схемы сетей с возможностью передачи мощности от сетей МСК к потребителям в нормальном, ремонтном и послеаварийных режимах;

– выполняют требования по поддержанию напряжения в контрольных точках сети и распределению реактивной мощности по элементам сети, в том числе, путем регулирования собственных источников реактивной мощности.

4.3 Качество электроэнергии при её поставке

4.3.1 Электросетевые компании должны обеспечить качество электроэнергии, соответствующее требованиям ГОСТ 13109. Нормы ПКЭ установлены в стандарте, как правило, для точек общего присоединения в электрических сетях различных классов напряжения.

4.3.2 На стадии присоединения к электрической сети МСК электросетевые компании в ТУ на их присоединение обязаны указать:

– наименьшие значения мощности короткого замыкания в ТОП;

– значения ПКЭ, поддерживаемые сетевой компанией в ТОП, в том числе, данные по длительности провала напряжения в ТОП, при его глубине 100 %, обусловленной выдержками времени средств релейной защиты и автоматики, установленных в сетях компании;

– сведения о расчетных значениях импульсных напряжений и коэффициенте перенапряжения в ТОП, и, по возможности, информацию о частоте появления в ТОП провалов, импульсов и временных перенапряжений, возникающих в сетях;

4.3.3 Электросетевая компания на стадии присоединения к электрической сети обязана:

– обеспечить проведение проектных расчетов по оценке влияния электроустановок РСК на качество электроэнергии в ТОП;

– разработать решения, обеспечивающие выполнение выданных технических условий в части ограничения уровней искажений, вносимых в ТОП нелинейными, несимметричными и быстропеременными нагрузками электроустановок;

– согласовать принятые проектные решения и значения ПКЭ в ТОП.

4.3.4 Обязательства субъектов рынка по поддержанию качества электроэнергии в установленных пределах должны включаться в договора по поставке электроэнергии для распределения.

4.3.5 Основой организации контроля качества электроэнергии на рынке является:

– применение измерительных систем и средств, установленных в ТОП (или в точках сети, согласованных с субъектами рынка, если по каким-либо причинам контроль качества электроэнергии в ТОП невозможен):

– установка систем и средств измерений за счёт субъектов, которым необходима информация о качестве электроэнергии;

– измерения согласно требованиям нормативных документов по качеству электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения и выявление виновников нарушения договорных условий;

– непрерывное накопление информации о текущих значениях измеряемых величин и передача её по каналам связи системами *АИИС ТУЭ* субъектам рынка по их требованию.

При отсутствии действующей системы *АИИС КУЭ*, включающей систему коммерческого контроля качества электроэнергии, контроль выполнения обязательств субъектов рынка по качеству электроэнергии проводится периодически.

4.4 Требования к пропускной способности электрических сетей

4.4.1 Пропускная способность РС должна:

- обеспечивать полную выдачу электроэнергии, поставляемой МСК и генерирующими источниками независимых производителей;
- быть достаточной для того, чтобы не допустить необоснованных ограничений функционирования магистральных сетей и генерирующими источниками независимых производителей;
- удовлетворять требованиям по надёжности функционирования энергосистемы.

4.4.2 Пропускная способность в сечениях распределительной электрической сети должна определяться таким образом, чтобы обеспечивать покрытие максимума нагрузки:

- в дефицитных зонах при нормальной схеме сети в утяжеленном режиме и при использовании собственного резерва мощности;
- после аварийного отключения любого одного или нескольких элементов сети (одной цепи в линии, одного трансформатора).

4.4.3 При выборе схемы и параметров РС рекомендуется учитывать условия питания отдельных узлов при совпадении аварийного отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого (для периода проведения планового ремонта).

4.4.4 Увеличение пропускной способности РС в процессе её развития осуществляется посредством:

- применения современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности;
- перевода линий на более высокий класс напряжения после достаточно полного охвата территории сетями предыдущего класса напряжения и исчерпания их технических возможностей.

4.4.5 Выбор сечения проводов линий электропередачи, мощности и числа трансформаторов ПС следует выполнять в соответствии с нормами технологического проектирования линий электропередачи и подстанций.

4.4.6 Перечень возможных мероприятий электросетевой компании по развитию электрических сетей и снятию ограничений пропускной способности сетей должен включать:

- контракты с производителями и потребителями электроэнергии на усиление сетей:
- создание резерва пропускной способности сетей;
- соглашения по компенсационным выплатам за ограничение выработки с независимыми производителями электроэнергии.

4.4.7 При проектировании электрических сетей следует рассматривать:

- использование трасс физически и морально устаревших линий для сооружения новых линий более высоких напряжений;
- сооружение новых подстанций при условии технических и экономических преимуществ, в сравнении с реконструкцией действующих;
- варианты использования более высокого напряжения;
- сооружение подстанций закрытого типа, прокладка кабельных линий взамен воздушных;

– использование многоцепных линий.

5 Порядок заключения и исполнения договора

5.1 Общие требования

5.1.1 Функционирование электросетевых компаний по оказанию услуг по поставке электрической энергии для распределения с использованием объектов, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, осуществляется на основании договоров, заключаемых как от имени организации по управлению ЕНЭС, так и от имени иных собственников электросетевых объектов.

5.1.2 Договор является обязательным к заключению для электросетевой компании. Необоснованное уклонение или отказ сетевой компании от заключения договора могут быть обжалованы в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

5.1.3 Договор не может быть заключен ранее заключения договора об осуществлении технологического присоединения сетей РСК к сетям МСК.

5.1.4 Электросетевая компания вправе отказаться от заключения договора в случае:

– отсутствия у потребителя услуг заключенного договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению (в случае заключения договора об оказании услуг по передаче электрической энергии с организацией по управлению ЕНЭС);

– отсутствия технической возможности оказания услуг по передаче электрической энергии в заявленном объёме (если заявлен объём мощности, надлежащая передача которого не может быть обеспечена электросетевой организацией исходя из существующих условий технологического присоединения);

– направления заявки о заключении договора лицом, которое не имеет технологического присоединения к электрическим сетям.

5.1.6 Обязательным условием для оказания услуг по передаче электрической энергии потребителю услуг является наличие у него статуса участника рынка или заключенного с гарантирующим поставщиком договора купли-продажи электроэнергии.

5.1.7 Поставка электроэнергии приостанавливается в случае:

– отсутствия или окончания сроков исполнения обязательств поставщиком по договору поставки электрической энергии (мощности);

– прекращения участия потребителя услуг в рынке, о чем сетевая компания должна быть уведомлена в письменной форме поставщиком электрической энергии или администратором торговой сети с указанием оснований не менее чем за 10 дней до даты прекращения указанных обязательств. Такое уведомление одновременно направляется потребителю.

5.1.8 Приостановление передачи электроэнергии не влечёт за собой расторжение договора.

При приостановлении передачи электроэнергии допускается частичное или полное ограничение режима её потребления в установленном порядке.

Потребитель услуг не может быть ограничен в потреблении электроэнергии менее величины мощности, установленной в акте согласования аварийной и технологической брони.

5.1.9 Тарифы на услуги по передаче электроэнергии устанавливаются с учётом использования потребителями указанных услуг мощности электрической сети, к которой они технологически присоединены.

Величина заявленной мощности определяется в отношении каждой точки присоединения и не может превышать максимальную присоединённую мощность к сети этого потребителя.

5.1.10 Информацию о пропускной способности электрических сетей и об их технических характеристиках сетевая компания должна раскрывать ежеквартально в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами рынка.

5.1.11 Информацию о наличии пропускной способности электрических сетей и о стоимости услуг по передаче электроэнергии электросетевая компания обязана предоставлять по запросу (в письменной форме) потребителя.

5.1.12 Электросетевая компания несёт ответственность за своевременность, полноту и достоверность предоставляемой информации.

5.2 Порядок доступа к электрическим сетям в условиях ограничения пропускной способности

5.2.1 При присоединении к электрической сети и заключении договора закрепляется право на получение электроэнергии в любой период времени действия договора в пределах присоединённой мощности, определённой договором, качество и параметры которой должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

При осуществлении доступа к услугам по передаче электроэнергии в условиях ограниченной пропускной способности электрических сетей исключается возможность взимания дополнительной платы.

5.2.2 Ограничение права на получение электроэнергии возможно только в случае отклонения от нормальных режимов функционирования электрической сети, вызванного аварийными ситуациями и (или) выводом сетевых объектов в ремонт или из эксплуатации и приводящего к дефициту мощности. При этом ограничение потребления электроэнергии осуществляется в соответствии с актами согласования аварийной и технологической брони.

5.2.3 Пропускная способность электрической сети определяется по расчетной схеме, разработанной с учетом прогнозных балансов электроэнергии и мощности. При проведении таких расчетов учитываются также графики ремон-

та основного генерирующего оборудования (согласованные с генерирующими компаниями), оборудования подстанций и линий электропередачи.

5.2.4 Порядок установления тарифов на услуги по передаче электроэнергии должен предусматривать учет степени использования мощности электрической сети. Учёт степени использования мощности электрической сети при определении тарифа на услуги по передаче электроэнергии осуществляется по методическим указаниям, утверждаемым федеральным органом исполнительной власти.

5.3 Порядок определения потерь электроэнергии в сетях

5.3.1 Фактические потери электроэнергии в электрических сетях определяются как разность между объёмом электроэнергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электроэнергии, и объёмом электроэнергии, потребленной ЭПУ от сети, а также переданной в другие сетевые компании.

5.3.2 Электросетевые компании обязаны компенсировать фактические потери электроэнергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом потерь, включенных в цену на электроэнергию.

5.3.3 Потребители услуг, за исключением производителей электроэнергии, обязаны оплачивать в составе платы за услуги по передаче электроэнергии нормативные потери, возникающие при передаче электроэнергии по сетям РСК, за исключением потерь, включенных в тариф на электроэнергию, во избежание их двойного учета.

Потребители услуг оплачивают потери электроэнергии сверх норматива в случае, если будет доказано, что потери возникли по вине потребителей услуг.

5.3.4 Величина потерь электроэнергии в электрических сетях, входящая в состав платы за услуги по передаче электроэнергии, определяется исходя из норматива потерь электроэнергии. Нормативы потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с Правилами присоединения к сетям МСК [1] с учетом энергосбережения по ГОСТ Р 51387.

5.3.5 Нормативы потерь электроэнергии в сетях устанавливаются в отношении совокупности линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих соответствующей сетевой компании, с учетом дифференциации по уровням напряжения сетей при установлении тарифов на услуги по передаче электроэнергии.

5.3.6 Нормативные и фактические потери электроэнергии в электрических сетях должны базироваться на расчёте потерь с учётом:

– технических характеристик линий электропередачи и иных электросетевых объектов, определяющих величину переменных потерь в соответствии с технологией передачи и преобразования электроэнергии;

– нормативных условно-постоянных потерь для линий электропередачи, силовых трансформаторов и иных электросетевых объектов;

– нормативных потерь в средствах измерения электроэнергии.

При установлении нормативов также должно учитываться ТСО и электросетевых объектов в целом.

5.3.7 Для компенсации потерь электрической энергии в сетях электросетевые компании покупают электроэнергию на рынке.

5.4 Порядок предоставления и раскрытия информации о пропускной способности электрических сетей

5.4.1 Информацию о пропускной способности электрических сетей и их технических характеристиках электросетевая компания раскрывает в соответствии со стандартами раскрытия информации субъектами рынка.

5.4.2 Информацию о технических характеристиках электрических сетей сетевая компания раскрывает ежеквартально.

5.4.3 Информацию о наличии пропускной способности электрических сетей и о стоимости услуг по передаче электроэнергии сетевая компания обязана предоставлять по запросу (в письменной форме) потребителя услуг.

5.4.4 Запрашиваемая информация подлежит предоставлению в течение 7 дней с момента получения запроса с возмещением потребителем услуг расходов на ее предоставление.

5.4.5 Документы, содержащие запрашиваемую информацию, должны быть оформлены в установленном порядке электросетевыми компаниями.

5.4.6 Электросетевая компания несёт ответственность за своевременность, полноту и достоверность предоставляемой и раскрываемой информации в порядке, установленном законодательством РФ.

6 Требования к системам контроля и учёта поставок электроэнергии

6.1 Требования к системам и приборам учёта электроэнергии

6.1.1 В целях определения фактических почасовых данных об объёме поставленной электроэнергии используются результаты измерений, выполненных с использованием АИИС ТУЭ (КУЭ), соответствующих техническим требованиям, установленным договором о присоединении.

6.1.2 Участники рынка и гарантирующие поставщики определяют объёмы поставленной электроэнергии в точках поставки на основании показаний интервальных приборов учёта с хранением часовых показателей нагрузки.

6.1.3 В случае использования указанных средств измерений для целей коммерческого учёта в группах точек поставки участников рынка, электроустановки которых присоединены к ЕНЭС, объемы потреблённой электроэнергии определяются с использованием способов расчёта, согласованных организацией по управлению ЕНЭС с указанными участниками.

Рассчитанные суммарные за расчётный период почасовые объёмы потребления электроэнергии должны соответствовать результатам измерений, полученным при интегральном учете. Порядок формирования и применения учёта в целях расчета обязательств на рынке электроэнергии устанавливается договором о присоединении к торговой системе рынка.

6.1.4 Организации создают и приводят системы КУЭ в соответствие с требованиями к АИИС в части измерений электроэнергии, устанавливаемыми договором о присоединении к торговой системе рынка и применяемыми в отношении измерительных трансформаторов тока и напряжения.

6.1.5 Основой для организации расчётов на рынке являются данные учёта, фиксация которых производится как отдельными электронными электросчётчиками соответствующего класса точности, так и специализированными *АИИС КУЭ*, построенными на принципах иерархической структуры.

В качестве первой ступени систем *АИИС КУЭ* рекомендуется использовать электронные электросчётчики. Точки установки электросчётчиков на присоединениях субъектов рынка согласуются с *АТС*.

6.1.6 *АИИС КУЭ* фиксирует первичные показатели выдачи или приёма активной и реактивной (там, где это предусмотрено договором) мощности и электроэнергии по каждому присоединению, а также проводит расчёт показателей электрического баланса мощности для контролируемых временных меток и баланса электроэнергии для заданных интервалов времени.

6.1.7 *АИИС КУЭ* также должна обеспечивать хранение первичной информации и отдельных обобщенных показателей и их передачу в пункты сбора и обработки информации для дальнейшей обработки и оформления *АТС* расчётных документов.

6.1.8 Коммерческий учёт реактивной электроэнергии выполняется только в том случае, когда в договорах предусмотрена оплата реактивной энергии или применение скидок и надбавок по оплате за потребление активной электроэнергии с учётом реактивной.

6.1.9 Класс точности счётчика, схема организации учёта, включая измерительные трансформаторы и их вторичные цепи, должны обеспечивать нормируемые значения точности.

6.1.10 Системы коммерческого учёта на рынке должны образовывать единый информационный комплекс, работающий в системе единого времени для обеспечения синхронного считывания показаний приборов у субъектов.

6.1.11 Синхронность измерений должна обеспечиваться привязкой к системе единого времени, с погрешностью не более 200 мкс.

6.1.12 Система сбора данных коммерческого учёта должна включать:

- счётчики соответствующего класса точности;
- устройства сбора и передачи данных;
- каналы связи;
- станции обработки данных, устанавливаемые на пунктах управления субъектов рынка, на диспетчерских пунктах Системного оператора и Администратора торговой системы.

6.1.13 Приобретение, установка и включение в измерительные цепи приборов учёта осуществляются за счёт субъектов рынка, участвующих в торговых операциях, или за счёт операторов коммерческого учёта.

6.1.14 Системы КУЭ должна обеспечивать необходимую точность и достоверность измерения получаемой на рынке электроэнергии (в том числе, реактивной составляющей).

6.1.15 При участия на рынке электроэнергии необходимо предусмотреть разработку и применение:

– условий заключения договоров на присоединении к торговой системе рынка;

– методов организации торговли электроэнергией и мощностью по регулируемым договорам;

– процедуры осуществления поставки электроэнергии по свободным двусторонним договорам и проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;

– условий конкурентного отбора для балансирования системы и заключение двусторонних договоров поставки отклонений;

– процедуры участия отдельных категорий поставщиков и покупателей электроэнергии в отношениях, связанных с обращением электроэнергии на рынке;

– порядка оплаты сетевыми компаниями потерь электроэнергии;

– единой системы учёта электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы рынков электроэнергии;

– методов автоматизации расчётов потерь электроэнергии в сетях РСК на всех уровнях технологического управления;

– новых методов и средств измерения электрических величин, а также методов обработки, передачи и хранения информации от интегральных счётчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;

– мероприятий по замене существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с более высоким классом точности;

– методов оптимизации нагрузки трансформаторов тока и напряжения до уровня номинальных значений.

6.1.16 Система КУЭ должна предусматривать возможность:

– иерархического принципа формирования территориально распределённой системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в РСК;

– автоматизации учёта электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях;

– применения системы АИИС ТУЭ подстанций, которая интегрируется в АСТУ РСК;

– регистрации в Государственном реестре средств измерений АИИС КУЭ как единичного средства измерения;

– системы учёта электроэнергии в РСК, включающие:

- оперативные расчёты балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год);
- расчётные модели сети;
- обмен данными КУЭ с субъектами рынка электроэнергии (некоммерческое партнёрство «Администратор торговой сети», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», электросбытовые организации, генерирующие компании), с которыми у РСК в соответствии с регламентами работы рынка осуществляет информационный обмен.

6.1.17 АИИС КУЭ в электрических сетях должна обеспечивать:

– определение технико-экономических показателей работы РСК;

– определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях РСК;

– предоставление АТС и сбытовым организациям данных по учёту электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций РСК;

– расчёт электроэнергии с контрагентами за услуги по доставке электроэнергии (мощности) по сетям РСК.

6.1.18 Система учёта электроэнергии должны отвечать техническим условиям и требованиям Закона РФ «О единстве измерений».

6.1.19 В состав единой системы учёта электроэнергии в РСК должны входить:

– счётчики электроэнергии с формированием профиля мощности, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде;

– устройства сбора и передачи данных от счётчиков, накопление, первичная обработка и хранение информации, а также её передача по каналам связи в центр сбора и обработки информации;

– электросчётчики, установленные на сетевых объектах РСК, находящихся в собственности субъектов рынков, должны соответствовать техническим требованиям рынков электроэнергии, а также обеспечивать энергетическую безопасность.

6.1.20 Для работы в составе *АИИС КУЭ* счётчики электроэнергии должны иметь числоимпульсные или цифровые выходы.

6.1.21 Помимо функций приёма и обработки информации, поступающей от счётчиков, устройства передачи информации должны передавать с заданной периодичностью или по запросу результаты обработки на верхний уровень *АИИС КУЭ*.

6.1.22 От субъектов рынка данные учёта за прошедшие сутки должны поступать в адрес *АТС* в виде 48 получасовых значений отпуска и приёма электроэнергии (мощности).

6.1.23 При временном отсутствии (отказе) *АИИС КУЭ* допускается использование данных суточной ведомости на базе телеизмерений мощности, фиксируемых оперативно-информационными комплексами *АСДУ* соответствующего иерархического уровня.

6.2 Требования к информационному обеспечению рынка электроэнергии

6.2.1 Участник рынка обязан передавать результаты показаний приборов учёта по каждому присоединению, через которое участник рынка может осуществлять продажу или покупку электроэнергии (активной и реактивной мощности).

6.2.2 Установка приборов учёта одного (прямого или обратного) направления разрешается только на присоединениях к сети рынка, через которые ни в одном из режимов не могут осуществляться реверсивные потоки мощности и энергии.

6.2.3 Применение приборов, осуществляющих учёт только активной энергии, допускается, если у участника рынка не предусматривается в перспективе оплата реактивной энергии или применение скидок и надбавок по оплате за потребление активной электроэнергии с учетом реактивной.

6.2.4 На подстанциях субъектов рынка должны учитываться:

– средние за 15 минут значения мощности, передаваемой в прямом и обратном направлении, по линиям электропередачи, формирующим *баланс мощности* в границах электрических сетей;

– потребление электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды подстанций ежесуточно и нарастающим итогом.

6.3 Коммерческие сечения. Требования к точности измерения и приборам учёта

6.3.1 Приборы коммерческого учёта должны устанавливаться на каждом присоединении, через которое субъект рынка может покупать или продавать электроэнергию и мощность через сеть рынка другому субъекту (субъектам) рынка. Место установки и подключения приборов учёта должно совпадать с границей разделения по балансовой принадлежности электроустановок субъекта и сети рынка или между различными субъектами рынка.

6.3.2 На концах каждой линии электропередачи, связывающей между собой разные субъекты рынка, должны быть установлены два комплекта однотипных приборов учёта одинакового класса точности, один из которых принимается расчётным, а другой резервным.

6.3.3 В случае учёта по резервной системе, величина передаваемой мощности и энергии по этой линии определяется по показаниям приборов резервной системы, откорректированной поправочными коэффициентами. Численные значения поправочных коэффициентов для резервных систем рассчитываются по согласованным с субъектами рынка формулам представителями *АТС*.

6.3.4 Совокупность всех приборов КУЭ одного субъекта, включённых на границе с другим субъектом, образует коммерческое сечение, по которому фиксируется общее количество переданной (принятой) электроэнергии и мощности.

6.3.5 При невозможности установки приборов КУЭ на границе балансовой принадлежности допускается их включение в другой, электрически ближайшей точке. В случае включения приборов учёта в точке, отличающейся от границы балансовой принадлежности, показания этих приборов должны учитываться с дополнительными поправочными коэффициентами. Дополнительные поправочные коэффициенты должны обеспечивать учёт потерь мощности и электроэнергии в контролируемом присоединении между границей балансовой принадлежности и точкой включения приборов учёта.

6.3.6 В качестве приборов КУЭ должны применяться электронные счётчики с цифровыми выходами. Счётчики должны подключаться к измерительным трансформаторам, класс точности которых должен соответствовать классу точности счётчиков.

6.3.7 Счётчики должны обеспечивать:

– запоминание результатов учёта и их длительное (не менее 3 месяцев) хранение при перерывах питания;

– возможность считывания и передачи показаний счётчиков по каналам связи;

– считывание показаний с разрешением, соответствующим классу точности, то есть минимальная учитываемая величина (квант) электроэнергии не должен превышать половины максимально-допустимой относительной погрешности счётчика;

– защиту результатов учёта и программы работы счётчика от несанкционированного доступа и искажения;

– стабильность метрологических характеристик;

– длительность поверочного интервала не менее 8 лет.

6.4 Требования к системам и условиям доступа информации

6.4.1 Для организации удаленного доступа к информации КУЭ должна применяться система защитных паролей иерархической структуры.

6.4.2 Наивысший уровень приоритета, обеспечивающий доступ к обоим разделам базы данных, должен иметь персонал *АТС*, список которого должен быть минимальным и утверждаться руководством *АТС*.

6.4.3 К удалённому доступу оперативного раздела базы данных допускается сменный оперативный персонал и руководство *системного оператора*.

6.4.4 Общая база данных учёта формируется *АТС* и состоит из двух разделов: оперативного и итогового.

6.4.5 Оперативный раздел базы данных формируется и хранится в центре обработки информации.

6.4.6 Итоговый раздел базы данных формируется и хранится на технических средствах АТС и дублируется в центре обработки информации.

6.4.7 В оперативном разделе базы данных за текущий и предшествующий годы должны храниться:

– показания счётчиков, опрашиваемых с периодичностью 30 мин. после их анализа на достоверность;

– коэффициенты пересчёта показаний каждого счётчика в именованные единицы по средней мощности и по электроэнергии;

– поправочные коэффициенты (там, где это необходимо) для пересчёта показаний счётчиков в расчётные величины.

6.4.8 В итоговом разделе базы данных за текущий год и два предыдущих года должны храниться:

– показания счётчиков, опрашиваемых с периодичностью 30 мин., взятые из оперативного раздела базы данных;

– объёмы электроэнергии и мощности, переданной и полученной каждым субъектом рынка, в том числе, с фиксацией этих величин по каждому расчётному сечению;

– расход электроэнергии на собственные нужды по каждой подстанции, оборудованной таким учётом, с отнесением этих величин к субъектам рынка ежесуточно и нарастающим итогом;

– коэффициенты пересчёта показаний каждого счётчика в именованные единицы: по средней мощности - МВт (Мвар) и по электроэнергии - МВт·ч (Мвар·ч);

– поправочные коэффициенты (там, где это необходимо) для пересчёта показаний счётчиков в расчётные величины;

– цены, принятые по результатам торгов по секторам рынка.

6.5 Регистрация приборов (систем) учёта и ведение реестров

6.5.1 Первичная регистрация приборов КУЭ осуществляется АТС на основе актов о вводе в эксплуатацию приборов учёта участников рынка. Акт должен быть подписан представителем субъекта рынка, на объектах которого установлена система учёта, и представителем АТС. В случае если учёт производится с участием оператора коммерческого учета, то его подпись на акте является обязательной.

6.5.2 Акт ввода в эксплуатацию приборов (систем) учёта является основанием для их включения в единый реестр приборов учёта, ведение которого осуществляет АТС.

6.5.3 Замена отдельного прибора учёта, независимо от того включен ли он в АИИС КУЭ или работает автономно, производится с обязательным уведомлением АТС, который осуществляет соответствующую регистрацию в едином реестре приборов учёта.

6.5.4 Для регистрации в едином реестре приборов учёта предоставляются:

– паспортные данные, включающие тип прибора, завод изготовитель, год выпуска, заводской номер, параметры и класс точности;

– описание схемы включения и точек установки учёта;

– параметры настройки прибора и коэффициенты пересчёта показаний прибора в именованные единицы средней мощности и электроэнергии по каждому контролируемому учёту;

– поправочные коэффициенты для пересчёта показаний счётчика в расчётную (коммерческую) величину;

– показания счётчика на момент включения.

6.5.5 При замене прибора коммерческого учёта в единый реестр приборов учёта вносятся те же данные, что и при регистрации.

6.5.6 Формат и объём данных, передаваемых АТС, определяется совместным двухсторонним протоколом.

6.6 Организация ведения учёта. Условия доступа к приборам учёта

6.6.1 Ответственность за общую организацию ведения КУЭ на рынке возлагается на *АТС*.

6.6.2 Ответственность за техническое состояние приборов и систем учёта возлагается на организацию, являющуюся собственником приборов и субъект рынка, на объектах которого установлены приборы учёта.

6.6.3 С целью обеспечения объективности организации учёта субъектам рынка электроэнергии рекомендуется заключать договора на оказание услуг по ведению коммерческого учёта со специализированными организациями, имеющими лицензии на осуществление этого вида деятельности.

6.6.4 Оператор учёта при заключении договоров на оказание услуг принимает на обслуживание технические средства КУЭ, обеспечивает контроль договоров в зоне коммерческого учёта и организует:

– сохранность всех средств учёта, переданных ему на обслуживание;

– эксплуатацию принятых средств учёта в соответствии с действующими нормативными документами;

– обеспечение соответствия фактической погрешности учёта допустимым значениям.

– своевременное представление результатов учёта в установленные сроки в соответствии с графиком в точки сбора и обработки информации, определенные договором с субъектом и АТС;

– защиту показаний приборов учёта от искажения, несанкционированного доступа и передачу результатов учёта третьим лицам без разрешения АТС.

6.6.5 Эксплуатация приборов КУЭ должна осуществляться оператором коммерческого учёта в соответствии с действующими нормативными документами, регламентирующими правила учёта электроэнергии в РФ.

6.6.6 Владелец систем КУЭ или оператор учёта, с которым заключен договор на обслуживание, несут материальную ответственность за своевременное выполнение согласованного с АТС графика плановых поверок всех приборов учёта, находящихся на обслуживании организации.

6.6.7 Владелец систем КУЭ или оператор учёта организуют проведение выборочных поверок и инспекций систем учёта и выявление приборов (систем), погрешность которых превышает нормативную.

6.6.8 Плановые и выборочные поверки проводятся на основании заключаемых с территориальной лабораторией РФ договоров.

6.6.9 Если при проведении контрольных измерений и выборочных поверок в данных учёта обнаруживаются ошибки или нарушения в ведении коммерческого учёта, то составляется Акт, в котором должно содержаться полное описание выявленных недостатков и предписания по их устранению.

6.6.10 Акт проверки подписывается представителями субъекта рынка, территориального подразделения Ростехнадзора, владельца системы коммерческого учёта или оператора учёта и утверждается *АТС*.

6.6.11 Контроль выполнения предписаний, определенных Актом, возлагается на АТС.

6.6.12 Проверка сохранности и защищённости приборов путем осмотра целостности защитных пломб должна осуществляться оперативным персоналом объекта, на котором установлен этот учёт, в соответствии с утверждённым графиком.

6.6.13 Требования по защите приборов и систем КУЭ и условия проверки исполнения этих требований:

– приборы учёта должны иметь клеймо Госповерителя и пломбы, защищающие прибор от изменения схемы включения, параметров программы, несанкционированного доступа к изменению данных учёта;

– к приборам учёта должны иметь доступ только уполномоченные на эту функцию лица;

– передача результатов учёта по каналам связи должна осуществляться в закодированном виде, исключающем возможность их дешифровки без применения специальных программных и аппаратных средств;

– вычислительные средства и программы должны быть протестированы на защищённость от несанкционированного доступа.

6.6.14 Изменения состава оборудования, параметров и характеристик приборов коммерческого учёта производится владельцем систем АИИС КУЭ или оператора учёта только по решению АТС.

6.6.15 Работы по изменению состава оборудования, параметров и характеристик приборов КУЭ должны производятся по программе, подписанной субъектом рынка, утвержденной Администратором торговой системы и согласованной с системным оператором.

6.6.16 Выполненные изменения состава оборудования, параметров и характеристик приборов КУЭ вносятся в реестр приборов учёта. Изменения могут быть внесены в начальные (на момент включения) показания счётчиков, коэффициенты пересчета показаний прибора в именованные единицы, а также поправочные коэффициенты для пересчёта показаний приборов в расчётные величины.

Библиография

[1] Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. Утверждено Председателем Правления ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.10.2006 № 270р / 293р

УДК 696.6:006.354 ОКС 29.020 Группа Е07

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, надёжность поставки электроэнергии, качество электроэнергии, схемы развития, управление распределительным электросетевым комплексом, учёт электроэнергии, условия поставки электроэнергии для распределения

Директор ОАО «НТЦ электроэнергетики» В.В. Дорофеев

Директор по проектированию
ОАО «НТЦ электроэнергетики» А.А. Елисеев

Руководитель разработки	Директор Центра инжиниринга	_____	А.С. Лисковец
Исполнитель	Заведующий лабораторией	_____	Г.С. Боков
Исполнитель	научный консультант	_____	В.И. Шевляков
Исполнитель	Главный специалист	_____	Н.П. Васина
Исполнитель	Инженер	_____	И.И. Данилова

gost.e-ecolog.ru