



Техническая политика ОАО “МРСК Центра”

Разработана в соответствии с Положением о технической политике в распределительном электросетевом комплексе
ФСК ЕЭС



2010 г.



Сведения о документе

Введен в действие	Приказом Генерального директора ОАО «МРСК Центра» № 227 - ЦА от 16.08.2010 г.
Периодическая проверка	Производится начальником ДТР не реже 1 раза в год
Ответственный по процедуре	Начальник ДТР
Версия	№1
Внесение изменений	По результатам применения или при изменении требований нормативных документов, на основании которых разработан документ
Разработано	Департамент технического развития (ДТР)
Обоснование новой версии документа	Вводится впервые
Размещение и хранение	Электронная версия – «Synergy Center», в бумажном виде – ДОУД
Участники процедуры	Заместитель генерального директора по технической политике ОАО «МРСК Центра»; Заместитель генерального директора по капитальному строительству ОАО «МРСК Центра»; Директор по эксплуатации и ремонтам ОАО «МРСК Центра»; Департамент технического развития, Департамент измерений и метрологии, Департамент эксплуатации и ремонтов, Департамент технической инспекции, служба ПКиОТ; Департамент учета электроэнергии; Департамент развития АСТУ; Департамент ОТУ Заместители директоров по техническим вопросам – главные инженеры филиалов ОАО «МРСК Центра»; Заместители директоров по капитальному строительству филиалов ОАО «МРСК Центра»; Технические службы филиалов ОАО «МРСК Центра»
Способ ознакомления	Задача «Synergy Center»
Дополнительные сведения	

Оглавление

1.	Основные цели и задачи технической политики	6
2.	Требования к построению электрических сетей, технологические и компоновочные решения	8
2.1.	Принципы построения сети 35 –110, 220 кВ.....	8
2.2.	Принципы построения сети 0,4–20 кВ	9
2.3.	Технологические и компоновочные решения сети 35–110 кВ.....	11
2.4.	Технологические и компоновочные решения 0,4–10 кВ.....	13
3.	Требования к оборудованию и элементам сети	14
3.1.	Распределительные устройства 35–110 кВ и 6–20 кВ	14
3.2.	Общие требования к КРУЭ 110–220 кВ	15
3.3.	Выключатели 35–110 кВ	16
3.4.	Разъединители 35–110 кВ	17
3.5.	Выключатели 6–10 кВ	18
3.6.	Силовые трансформаторы для ПС 35–110кВ.....	19
3.7.	Трансформаторы собственных нужд и ТП 6–10 (20) кВ	19
3.8.	Вольтодобавочные трансформаторы.....	21
3.9.	Измерительные трансформаторы	22
3.10.	РЗА и ПА.....	22
3.11.	Учет электроэнергии	36
3.12.	Устройства компенсации реактивной мощности.....	41
3.13.	Реакторы	42
3.14.	Системы оперативного тока.....	43
3.15.	Аккумуляторные батареи (АБ)	45
3.16.	Зарядно-подзарядные устройства	46
3.17.	Щит постоянного тока (ЩПТ).....	47
3.18.	Ограничители перенапряжений	48
3.19.	Изоляция открытых токоведущих частей ОРУ и ЗРУ подстанций.....	49
3.20.	Собственные нужды подстанций.....	50
3.21.	Системы безопасности объектов	50
3.22.	ЛЭП 0,4–110 кВ	51
3.23.	Строительная часть зданий и сооружений	58
3.24.	Экологические требования при проектировании, строительстве и эксплуатации электросетевых объектов.....	60
3.25.	Энергосбережение	62

4.	Требования к построению систем оперативно-технологического управления.....	63
4.1.	Общие требования к системам ОТУ.....	63
4.2.	Требования к Автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП).....	64
4.3.	Требования к Автоматизированной системе оперативно-технологического управления (АСОТУ).....	66
4.4.	Объем сбора и передачи информации с подстанций 35-110 кВ для АСОТУ.....	67
4.5.	Требования к системам связи и передачи данных ОТУ.....	67
4.6.	Требования к оборудованию ЦУС уровня филиала и РЭС.....	69
5.	Управление технической политикой.....	70
5.1.	Перспективное планирование.....	70
5.2.	Научно-технические и экспериментальные работы.....	70
5.3.	Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов («пилотные» проекты).....	73
5.4.	Система контроля реализации технической политики.....	73

Введение

Техническая политика ОАО «МРСК Центра» (далее по тексту – Техническая политика) разработана в соответствии с Основными техническими направлениями развития распределительных электрических сетей ОАО РАО «ЕЭС России» на период до 2015 года с перспективой до 2020 года, требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правилами технической эксплуатации» и на основании «Положения о технической политике в распределительном электросетевом комплексе», утвержденного совместным распоряжением ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.10.2006 г. №270р/293р.

Техническая политика ОАО «МРСК Центра» является основным документом, определяющим совокупность технических мероприятий и требований к оборудованию и технологическим процессам на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, обеспечение передового технического уровня и безопасности распределительных электрических сетей на основе мировых передовых решений и технологий.

Техническая политика ОАО «МРСК Центра» должна использоваться:

- при планировании объемов нового строительства, расширения и реконструкции электросетевого комплекса ОАО «МРСК Центра», использовании новых форм организации обслуживания сетей, при разработке автоматизированных систем управления технологическими процессами и учета электроэнергии;

- при выдаче технических условий Заказчикам при присоединении к электрическим сетям ОАО «МРСК Центра» с учетом выполнения требований недискриминационного доступа к электрическим сетям и выполнения требований Законодательных актов РФ в части технологического присоединения;

- при формировании программ НИОКР, научных и проектных работ для целей оптимизации процесса надежной эксплуатации электросетевого комплекса ОАО «МРСК Центра»;

- предприятиями электротехнического комплекса, занятыми выпуском электрооборудования и электроаппаратов по заказу и техническим заданиям, утвержденными ОАО «МРСК Центра»;

- проектными организациями при проектировании объектов нового строительства и реконструкции ОАО «МРСК Центра»;

- строительными и монтажными организациями в части освоения новых технологий строительства, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов ОАО «МРСК Центра».

Политика ОАО «МРСК Центра» в области ИТ-деятельности разработана в составе отдельного документа и не включена в настоящую работу.

Техническая политика разработана с соблюдением всех требований государственных нормативно-распорядительных документов и не заменяет их. Применение настоящего документа сторонними организациями в коммерческих целях равно как и официальные ссылки на данный документ сторонними организациями должны быть согласованы с ОАО «МРСК Центра». Настоящий документ не может быть использован в качестве коммерческого предложения со стороны ОАО «МРСК Центра» или перспективного планирования производства любыми организациями.

Подразделением, осуществляющим контроль реализации технической политики в ОАО «МРСК Центра», является Департамент технического развития.

Техническая политика подлежит анализу актуальности и необходимой корректировке не реже 1 раза в 2 года.

Срок действия: до 2015 года.

1. Основные цели и задачи технической политики

В основу разработанной технической политики легли:

1. Федеральные Законы:

– «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» от 04.11.2007 г. №25ю-ФЗ;

– «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ;

– «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период» от 26.03.2003 г. № 36-ФЗ;

– «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 г. №261-ФЗ;

– «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. №184-ФЗ.

2. Постановления Правительства Российской Федерации:

– «Об утверждении правил согласования инвестиционных программ субъектов естественных монополий в электроэнергетике» от 19.01.2004 г. № 19;

– «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг, правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» от 27.12.2004 г. № 861 (с изменениями на 31. 08. 2006 г.);

– «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети» от 26.01.2006 г. № 41;

– «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» от 24.10.2003 г. №643;

– «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» от 31.08.2006 г. №530 (с изменениями на 2 октября 2009 г.).

3. Концепция стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» до 2030 года.

4. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС». Одобрено Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» на заседании 02.06.2006 г. (протокол № 34).

5. Программа действий по повышению надежности ЕЭС России, разработанная в соответствии с «Основными направлениями программы действий по повышению надежности ЕЭС России». Одобрена Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 24 июня 2005 года.

6. Приказы ФСТ России:

– «Об утверждении регламента рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней на электрическую (тепловую) энергию (мощность) и на услуги, оказываемые на оптовом и розничных рынках электрической (тепловой) энергии (мощности)» от 08.04.2005 г. № 130-э (с изменениями на 15 января 2007 г.);

– «Об утверждении методических указаний по индексации предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов и тарифов на продукцию (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность» от 05.07.2005 г. № 275-э/4. (с изменениями на 31 июля 2007 г.);

– «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» от 06.08.2004 г. №20-э/2.

7. Стратегия развития Единой национальной электрической сети на десятилетний период ОАО «ФСК ЕЭС» 25.12.2004 г.

8. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.016-2008. Утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.10.08 г. № 460.

9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.09 г. № 136.

10. Концепция АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС».

11. Стратегия создания и развития ЕТССЭ на период до 2015 года. Утверждена приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.09.2005 г. № 99.

12. Концепция диагностики электротехнического оборудования ПС и ВЛ электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС». Одобрена ОАО «ФСК ЕЭС» 26.04.2005 г.

13. Основные технические направления развития (Концепция развития) распределительных электрических сетей на период до 2015 года.

14. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе. Утверждено распоряжением ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.10.2006 г. №270/293.

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. 2003 г.

16. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. СО 134.04.181-2003.

Цель технической политики ОАО «МРСК Центра» заключается в эффективном управлении активами компании, определении при этом оптимальных условий и основных технических направлений обеспечения надежного и безопасного электроснабжения потребителей.

Для достижения поставленной цели необходимо решить комплекс задач:

– совершенствование технологического управления сетями и применение современных методов планирования развития сетей;

– преодоление тенденции старения основных фондов сетей и электрооборудования за счет увеличения масштабов работ по их строительству, реконструкции и техническому перевооружению, вывода из эксплуатации неиспользуемого или малоиспользуемого оборудования и сооружений;

– создание условий для применения новых технических решений и технологий в системах обслуживания, управления, защиты, передачи информации, связи и систем учета электроэнергии (в том числе, автоматизированных систем управления сетями);

– развитие методов эксплуатации с использованием современных средств диагностики, технических и информационно-измерительных систем;

– обеспечение современного высокого технического уровня сетей посредством использования новых технических решений и технологий;

– повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию сетей, а также фактических потерь электроэнергии в сетях;

– повышение энергоэффективности, энергосбережение;

– совершенствование нормативно-технического и методического обеспечения деятельности;

– привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития сетей.

2. Требования к построению электрических сетей, технологические и компоновочные решения

2.1. Принципы построения сети 35–110, 220 кВ

В качестве основной сети ОАО «МРСК Центра» определены сети напряжением 35–110 кВ. Создание и развитие в ОАО «МРСК Центра» электрической сети напряжением 220 кВ возможно по отдельным решениям с учетом критериев отнесения электросетевых объектов к Единой национальной электрической сети (ЕНЭС).

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей 35–110 кВ на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок. При строительстве линий, подстанций и для питания вновь присоединяемых потребителей приоритет должен отдаваться напряжению 110 кВ. При технической необходимости повышения параметров качества электрической энергии сети 35 кВ необходимо рассматривать возможность перевода подстанций 35 кВ, расположенных в центре нагрузок, на напряжение 110 кВ.

Развитие сети напряжением 35 кВ допускается при запаздывании сроков сооружения в рассматриваемой точке сети центра питания более высокого класса напряжения.

Вопрос перевода сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжений должен решаться в отдельной внестадийной работе в виде соответствующего технико-экономического обоснования.

Устанавливаются максимальные длины воздушных и кабельных линий электропередачи в зависимости от класса напряжений и плотности населения (для плотно населенных районов/ для районов с малой плотностью населения):

- для ВЛ-110 кВ – до 80 км;
- для КЛ-110 кВ – до 20 км;
- для ВЛ 35 кВ – до 20/35 км;
- для КЛ 35 кВ – до 10 км.

Увеличение длины линий по сравнению с вышеприведенными данными допускается при наличии технико-экономического обоснования.

К вновь сооружаемым подстанциям напряжением 110 (35) кВ допускается присоединять не более 4-х линий электропередачи 110 или 35 кВ. Увеличение числа присоединений возможно при дополнительном обосновании (развитие сети 110 кВ, необходимость технологического присоединения крупного потребителя).

На стороне ВН при проектировании узловых подстанций напряжением 35–110 кВ должны применяться одинарные секционированные системы шин. Двойные и обходные системы шин 35–110 кВ применяются только при специальном обосновании, в недостаточно надежных и нерезервируемых электрических сетях.

При проектировании проходных ПС рекомендуются к применению схемы «мостик с выключателем в цепи трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (5АН). Допускается применение простейшей схемы подстанций 35–110 кВ «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н) для питания двухтрансформаторных ПС в тупиковом режиме. Все схемы подстанций должны выбираться на основании проектной работы и соответствующего технико-экономического расчета.

Развитие сети должно осуществляться путем уменьшения числа отпаечных ПС на одной ВЛ. При этом число отпаечных ПС на одной транзитной ВЛ не должно превышать трех, с последующим развитием сети и снижением их количества.

При проектировании реконструкции и строительства электрической сети предъявляются следующие требования к построению:

- сетевое резервирование с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или с разных шин одной подстанции, имеющей 2-стороннее независимое питание, в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения;
- сетевым резервированием должны быть обеспечены все подстанции напряжением 35-110 кВ (для подстанций напряжением 35 кВ допускается резервирование шин 6-10 кВ по сети 6-10 кВ);
- не допускается присоединение потребителей категории по надежности электроснабжения выше III только к одной однотрансформаторной подстанции или к трансформаторной подстанции с одной питающей линией, не имеющей сетевого резервирования на полную присоединяемую мощность;
- формирование системы электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;
- не допускается присоединение к электрической сети электроприемников потребителей, внутренняя схема которых не позволит обеспечить соответствующую категорию электроприемников по надежности электроснабжения;
- для особой группы электроприемников должен быть предусмотрен резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.

В качестве основных линий в сетях 35–110 кВ следует применять взаимно резервируемые линии электропередачи 35–110 кВ с автоматическим вводом резервного питания от разных подстанций или с разных шин одной подстанции, имеющей 2-стороннее независимое питание.

При сооружении линии электропередачи напряжением 0,4–110 кВ следует применять принцип преимущественного сооружения или целиком в кабельном, или в воздушном исполнении. Сооружение кабельно-воздушных линий электропередачи допускается по отдельным обоснованиям.

2.2. Принципы построения сети 0,4–20 кВ

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей 6–20 кВ, на основе анализа роста перспективных электрических нагрузок.

При планировании реконструкции участков сетей, строительстве новых электросетевых зон, строительстве новых узловых центров питания должен осуществляться переход на более высокие классы среднего напряжения (с 6 кВ на 10 кВ, с 10 кВ на 35 или 20 кВ).

Расширение сети 6 кВ не рекомендуется, при необходимости резервирования существующей городской сети 6 кВ необходимо рассматривать варианты поэтапного перевода сети на более высокий класс напряжения с использованием силовых трансформаторов 110/6/10 кВ с двойной обмоткой НН (6 кВ и 10 кВ), каждая из которых обеспечивает 100% загрузку трансформатора. Строительство ПС с НН 6 кВ для присоединения вновь вводимых промышленных и социальных объектов не рекомендуется.

Напряжение 3 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети применять запрещено.

До разработки Схем перспективного развития электрических сетей напряжением 6–20 кВ вопрос перевода сетей среднего напряжения на более высокий класс напряжений должен решаться в отдельной внестадийной работе в виде соответствующего технико-экономического обоснования.

Устанавливаются максимальные длины воздушных и кабельных линий электропередачи в зависимости от класса напряжений и плотности населения (для плотно населенных районов/ для районов с малой плотностью населения):

- для ВЛ (КЛ) 6–20 кВ – 10/20 км;

– для ВЛ (КЛ)-0,4 кВ – не более 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 2 км суммарной длины ВЛ-0,4 кВ. В городской и сельской местности протяженность ВЛ (КЛ) варьируется в зависимости от типа применяемой конструкции ТП.

Увеличение длины линий по сравнению с вышеприведенными данными допускается при наличии технико-экономического обоснования.

На стороне НН ПС 35–110 кВ должны применяться одинарные секционированные системы шин 6–10 кВ. Применение обходных систем шин, как правило, **не допускается**. В отдельных случаях возможно применение обходных систем шин в составе систем плавки гололеда.

Требования к построению электрических сетей:

– формирование системы электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;

– для особой группы электроприемников должен быть предусмотрен резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.

При новом строительстве, расширении и реконструкции сетей напряжением 6–35 кВ необходимо рассматривать варианты проектных решений сети с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, с автоматической компенсацией емкостных токов, или нейтралью, заземленной через резистор.

Основным принципом построения сетей ВЛ 6–20 кВ следует принимать магистральный принцип, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двух центров питания (секционирующий пункт с автоматическим включением резерва) с обеспечением установленных требований к параметрам качества электрической энергии всех потребителей в зоне действия магистрали при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим). Магистральные линии 6–20 кВ должны быть выполнены проводом одного сечения на опорах повышенной механической прочности и подвесных изоляторах, оснащенные автоматическими секционирующими пунктами столбового исполнения. Допускается, при наличии технико-экономического обоснования, установка вместо автоматического секционирующего пункта, секционирующего пункта на разъединителях.

В сетях с кабельными линиями 6–20 кВ следует применять 2-лучевую или петлевую схему. Выбор схемы построения следует осуществлять на основании технико-экономического анализа.

В сетях 6–20 кВ следует применять два вида автоматического включения резерва (АВР):

– сетевой АВР в пункте АВР, соединяющем две линии, отходящие от разных подстанций 35–110 кВ или разных секций шин 6–20 кВ одной подстанции 35–110 кВ;

– местный пункт АВР для включения резервного ввода на шины высшего напряжения подстанций 6–20/0,4 кВ или распределительных пунктов 6–20 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения;

– для ответственных потребителей необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4 кВ и 6–20 кВ.

Для ограничения токов отключения между силовыми трансформаторами и РУ 6–20 кВ могут быть установлены реакторы. К установке могут приниматься схемы как с общим реактором на 2–4 линии и выключателем на каждой из них, так и отдельные реакторы для одной линии. Установка реакторов должна иметь технико-экономическое обоснование.

Для выполнения требований по параметрам качества электрической энергии в сетях 0,4 кВ должны применяться вольтодобавочные трансформаторы, до момента реконструкции участка сети с несоответствующими требованиям НТД параметрами.

Необходимость установки ВДТ должна быть обоснована анализом параметров качества ЭЭ на основании проведенного обследования сети, а также расчетом места установки ВДТ.

При осуществлении технологических присоединений новых потребителей на напряжении 0,4 кВ и выполнении ремонтных работ на ВЛ данного класса напряжения, связанных с необходимостью замены провода на участках существующих ВЛ, выполненных неизолированным проводом, а так же при строительстве новых отпайек от данных ВЛ работы должны проводиться с сохранением существующего конструктивного исполнения линии.

2.3. Технологические и компоновочные решения сети 35–110 кВ

Для ПС 35–110 кВ:

- создание подстанций с дистанционным управлением и контролем без постоянного обслуживающего персонала;
- компактность, комплектность и высокая степень заводской готовности;
- надежность подстанций при работе в различных климатических зонах (посредством применения электрооборудования современного технического уровня и других мероприятий);
- комплексная автоматизация, обеспечивающая создание интегрированной системы управления технологическими процессами с подсистемами релейной защиты и автоматики, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;
- обеспечение резервируемыми цифровыми каналами связи для передачи сигналов управления и информации о состоянии электрооборудования на диспетчерский пункт, в том числе, диспетчерскими голосовыми каналами;
- совместимость с действующим оборудованием сетей ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «РЖД» и смежных энергосистем;
- низкое потребление электроэнергии на собственные нужды и снижение объема регламентных работ по техническому обслуживанию и ремонту;
- удобство проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта;
- безопасность эксплуатации, технического обслуживания и ремонта;
- экологическая безопасность.

Требования в части электромагнитной совместимости:

- выполнение заземляющих устройств, обеспечивающих выравнивание потенциала на территории и заземленном оборудовании подстанции;
- установка защит от прямых ударов молнии и проникновения импульсов перенапряжения во вторичные цепи;
- выполнение компоновки подстанции с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на вторичные цепи и микропроцессорные устройства;
- выполнение расчетов уровней электрических наводок и помех, допустимых для применяемого электрооборудования при выборе трасс и способов прокладки силовых кабелей и кабелей вторичных цепей на открытой части подстанций и в зданиях;
- при необходимости принятие дополнительных мер по обеспечению ЭМС, в т.ч. по исключению влияния статического электричества;
- учет требований заводов-изготовителей по электромагнитной совместимости на применяемое оборудование;
- сокращение площадей подстанций путем оптимизации схемно-компоновочных решений.

Компоновочные решения ПС 35 – 110 кВ:

- ПС 35 – 110 кВ должны быть, преимущественно, открытого типа;

- применение закрытых распределительных устройств 35 – 110 кВ, в том числе, модульного исполнения, допускается при наличии технико-экономического обоснования (ТЭО);

- компоновка ОРУ ПС 35 – 110 кВ должна предусматривать возможность перехода к более сложной схеме (при наличии перспективы расширения ПС);

- компоновка ОРУ ПС 35 – 110 кВ должна обеспечивать возможность проведения обслуживания и замены высоковольтного оборудования ПС с применением спец. техники, подъезд передвижных лабораторий;

- в районах с высокой плотностью застройки, при наличии ТЭО, должны применяться КРУЭ и компактные элегазовые модули 110 кВ;

- РУ 6 – 10 кВ должны быть преимущественно закрытого типа, при соответствующем обосновании, допускается применение КРУН;

- в закрытых РУ 6 – 10 кВ оборудование секций должно располагаться в отдельных помещениях;

При реконструкции и техническом перевооружении подстанций 35-110 кВ необходимо применять силовые трансформаторы единичной мощностью не выше 10 МВА на подстанциях 35 кВ и не выше 63 МВА на подстанциях 110 кВ (увеличение мощности свыше указанных данных должна иметь технико-экономическое обоснование).

Силовые трансформаторы на вновь строящихся и реконструируемых подстанциях 110 кВ (при необходимости 35 кВ) должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения.

При реконструкции подстанций для замены устаревшего электрооборудования следует предусматривать оборудование, прошедшее сертификацию (аттестацию) на соответствие МЭК и ГОСТ Р и обладающее повышенной функциональной и эксплуатационной надежностью, экологической и технологической безопасностью, позволяющее применять дистанционное управление с удаленных диспетчерских центров при минимуме эксплуатационных затрат.

Коммутационное оборудование.

Модернизация парка коммутационных аппаратов должна проходить с учетом недопущения существующих недостатков в эксплуатации оборудования.

Модернизация существующего парка оборудования при реконструкции объектов и строительстве ПС нового поколения должна проходить в соответствии с основными целями:

- повышение надежности и наглядности первичных схем ПС, схем собственных нужд;

- применение современного высококачественного оборудования и как следствие – увеличение ресурса при интенсивной эксплуатации;

- использование современных средств управления и защиты;

- повышение удобства эксплуатации и безопасности за счет внедрения компактных конструктивных решений РУ 10–220 кВ;

- снижение уровня доступности токоведущих частей ПС с целью снижения аварийности;

- повышение грозоупорности подходов к ПС и подстанционного оборудования;

- снижение затрат на эксплуатацию.

ЛЭП 35–110 кВ.

Строительство новых и реконструкцию существующих линий электропередачи следует осуществлять на расчетный срок службы по элементам ВЛ (не менее 40 лет). Для ВЛ, проходящих по лесным массивам, расчет ширины просеки производить с учетом

перспективы роста деревьев основного массива. Расчет параметров линий выполняется из условия повторяемости РКУ не менее 25 лет.

Выбор конструкций сетевых объектов всех классов напряжения необходимо выполнять из условий:

- минимума затрат на их техническое обслуживание и ремонты;
- возможности проведения технического обслуживания и ремонта на ВЛ без снятия напряжения (горизонтальное расположение проводов, специальные типы вязок, разъемные зажимы и т. д.);
- при прохождении ВЛ по территории города необходимо использовать двойные подвесные гирлянды изоляторов.

2.4. Технологические и компоновочные решения 0,4–10 кВ

ТП (РП) 6–10/0,4 кВ.

Основным направлением развития электрических сетей 6-20/0,4 кВ в сельской местности в целях снижения потерь, увеличения возможности присоединения потребителей и повышения надежности электроснабжения должно применяться техническое решение по приближению пунктов трансформации электроэнергии к потребителю, путем установки разгрузочных трансформаторных пунктов 10 (20)/0,4 кВ.

В населенных пунктах, районных центрах, вблизи школ, больниц, прочих мест массового пребывания населения следует применять малогабаритные комплектные ТП киоскового типа в бетонной или металлической оболочке с тепловой изоляцией с полностью изолированными выходами (провода, элементы вводов, аппаратные зажимы).

В электрических сетях городов следует применять малогабаритные блочные комплектные трансформаторные подстанции, органично вписывающиеся в архитектуру населенных пунктов, с применением в составе РУ малогабаритных вакуумных выключателей по стороне 6–20 кВ. Трансформаторы применять сухие с литой изоляцией или масляные герметичные (последние должны иметь маслоприемник, рассчитанный на прием не менее 20% трансформаторного масла трансформатора, с отводом масла в маслобункер, в случае нарушения герметичности) и пониженным уровнем шума, что позволит располагать КТП в непосредственной близости к жилым домам. В данном случае более предпочтительно применение трансформаторных подстанций, встраиваемых в здания, а также подземных (заглубленных) ТП контейнерного типа.

В сельской местности основу должны составлять трансформаторные пункты малой мощности (до 100 кВА), преимущественно на столбовых конструкциях. Линии электропередачи напряжением 0,4 кВ от этих ТП должны сооружаться с применением СИП. Сооружение в сельской местности ТП с трансформаторами мощностью 160–630 кВА допускается по отдельным решениям при наличии соответствующих обоснований.

КЛ, ВЛ 6 - 20 кВ.

Основными принципами построения КЛ напряжением 6–20 кВ в городах является применение петлевых или многолучевых схем (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным включением резервной линии.

В крупных городах (с числом жителей 1 млн и более), а также в сетях 6–20 кВ объектов жизнеобеспечения и потребителей 1-й категории рекомендуется применять 2-лучевые схемы с автоматическим включением резерва.

При отсутствии достаточного количества ячеек на центрах питания построение сетей в городах следует осуществлять с применением распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ.

ВЛ 0,4 кВ.

ВЛ 0,4 кВ должны быть выполнены по радиальной схеме проводами одного сечения на всей длине линии. ВЛ 0,4 кВ выполняются в трехфазном 4-проводном исполнении с применением самонесущих изолированных проводов. Длина линий должна быть определена исходя из условий обеспечения требуемых технико-экономических показателей линии и надежности электроснабжения потребителей.

3. Требования к оборудованию и элементам сети

3.1. Распределительные устройства 35–110 кВ и 6–20 кВ

Технические требования к РУ 35–110 кВ:

- допускаются к применению РУ открытого исполнения при строительстве подстанции вне территории городов, подстанций глубокого ввода (при отсутствии требований потребителя к закрытому исполнению);

- в крупных населенных пунктах при стесненных условиях или в соответствии с требованиями архитектуры города РУ 35–110 кВ выполняется закрытого типа модульного или контейнерного исполнения с установкой КРУЭ (110 кВ) или в блочно-модульном здании в виде КРУ на элегазовых или вакуумных выключателях (35 кВ);

- применение металлоконструкций порталов повышенной прочности и устойчивых к коррозии, в том числе, новых материалов для защиты строительных конструкций от коррозии;

- применение облегченных предварительно-напряженных железобетонных стоек и свай, а также лежней под оборудование;

- отказ от производства земляных работ путем применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов, в том числе фундаментов из винтовых свай;

- гибкая или жесткая ошиновка блочной заводской комплектации;

- самодиагностика основного электрооборудования;

- прогрессивные технологии обслуживания оборудования;

- электрические схемы РУ 35–110 кВ должны соответствовать распорядительному документу «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения».

Технические требования к РУ 6–20 кВ:

- в городах, поселках городского типа, как правило, закрытое исполнение в блочно-модульном здании, в том числе, с ячейками модульного типа на базе вакуумных выключателей;

- в конструкции РУ 6–20 кВ вакуумный выключатель должен обеспечивать функции выключателя и разъединителя в едином модуле (выкатное или выдвижное исполнение);

- в ячейках с трансформаторами напряжения должны быть приняты меры по предотвращению резонансных повышений напряжения;

- использование измерительных трансформаторов тока с литой изоляцией, трансформаторов напряжения – с литой и масляной изоляцией, сухих трансформаторов собственных нужд;

- гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства;

- оснащение устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю в линиях 6-20 кВ;

– для защиты от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ должна быть предусмотрена быстродействующая защита, основанная на оптическом принципе.

3.2. Общие требования к КРУЭ 110–220 кВ

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией 110–220 кВ должны применяться только для внутренней установки.

Главным требованием к надежности КРУЭ является вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ.

С целью выполнения требований по безопасности в КРУЭ должны быть предусмотрены вторые заземляющие ножи на системах шин и в развилке шинных разъединителей (для схемы две системы шин).

Требования к помещениям и технологическому оборудованию КРУЭ:

– элегазовый зал должен, преимущественно, располагаться на отметке «0», расположение зала ниже отметки «0» не допускается;

– ворота в зале должны обеспечивать возможность транспортировки максимальной по габаритам транспортной единицы в транспортной упаковке и провоза оборудования для испытаний КРУЭ, ворота должны быть механизированными, герметичными и теплоизолирующими;

– при расположении зала КРУЭ на отметке выше «0» проектом должен быть предусмотрен проем, размеры которого должны позволять транспортировку максимальной транспортной единицы в транспортной упаковке, на отметке «0» должен быть обеспечен заезд грузовой машины под проем;

– в зале КРУЭ должна быть установлена кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать максимальной массе транспортной единицы элегазового оборудования, которое будет установлено в зале КРУЭ.

В здании подстанции должны быть предусмотрены следующие помещения:

– помещение для хранения баллонов с элегазом (площадь не менее 8 м²) с вытяжной вентиляцией;

– помещение для хранения запасных частей и приспособлений площадью не менее 10 м²;

– помещение для ремонтного и наладочного персонала площадью не менее 30 м² с естественным и искусственным освещением.

В помещении должен соблюдаться температурный режим. Допуск по высоте расположения закладных деталей для установки полюсов ячеек должен соответствовать допускам, указанным в техническом описании и инструкции по эксплуатации на соответствующий тип элегазовых ячеек.

В зале КРУЭ должно быть установлено несколько щитовых сборок постоянного и переменного тока (в зависимости от количества ячеек и размеров зала КРУЭ) для подключения осциллографического, пусконаладочного и испытательного оборудования на 400/230 В.

Пол в зале КРУЭ должен быть сделан из материала, не дающего пыли при транспортировке элегазового и вспомогательного оборудования, и окрашен краской, устойчивой к воздействию влаги;

Стены и потолок в зале КРУЭ должны быть окрашены краской, устойчивой к воздействию влаги.

Отверстия в полу для обеспечения соединения кабельного ввода с КРУЭ должны иметь размеры, позволяющие проводить стыковку и расстыковку кабеля без демонтажа отдельных элементов КРУЭ.

После выполнения монтажных (демонтажных) работ монтажные отверстия должны быть закрыты съемными панелями, предотвращающими возможность травматизма обслуживающего персонала.

После окончания монтажа элегазового РУ в зале должны быть выдержаны проходы вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) шириной не менее 3-х метров для РУ-110 кВ и 4-х метров для РУ-220 кВ для транспортировки газотехнологического оборудования и площадка 30 квадратных метров для расположения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании.

Связь между силовыми трансформаторами и элегазовым КРУ предпочтительно осуществлять кабелем.

В случае рисков возникновения значительных токов трехфазных коротких замыканий в сети 110 кВ (в схемах выдачи мощности электрических станций) необходимо применение конструкции КРУЭ в пофазном исполнении (каждый фазный полюс заключен в отдельный элегазовый объем). При этом необходимо предусмотреть технические мероприятия, направленные на предотвращение работы сети в неполнофазном режиме.

Воздухообмен в зале КРУЭ обеспечивается 3-х кратной общеобменной вентиляцией. Аварийная вентиляция 8-ми кратная, складывающаяся из 3-х кратной общеобменной, плюс один вентилятор той же мощности (3-х кратный), удаляющий элегаз из нижней зоны, и 2-х кратной вентиляции, осуществляющей отвод элегаза крышными вентиляторами.

Воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли.

3.3. Выключатели 35–110 кВ

В соответствии с современными условиями работы оборудования, при проектировании распределительных устройств 35–110 кВ и производстве высоковольтных выключателей должны обеспечиваться следующие требования:

- высокая надежность конструктивных элементов, материалов и сборки оборудования с целью срока службы не менее 40 лет;
- электрическая и экологическая безопасность применяемых конструкций и материалов;
- минимальные затраты на ТО и максимальный срок гарантии фирмы-производителя, но не менее 5 лет;
- применение полимерных изоляторов для баковых выключателей с RIP-изоляцией, а также выполнение дугогасительных камер и опорных изоляторов колонковых выключателей из полимерных материалов, для улучшения характеристик выключателей, снижения веса, обеспечения устойчивости к загрязнению и актам вандализма;
- расширение стандартной линейки номинальных токов выключателей 110 кВ начиная с нижней границы токов - 600 А;
- высокая степень заводской готовности, при необходимости в кратчайшие сроки проведение гарантийного и послегарантийного технического обслуживания оборудования;
- большой коммутационный и механический ресурс контактной системы, определяемый высокой износостойкостью контактов:
 - ресурс по механической работоспособности, операций В/О – не менее 10 тыс.,
 - ресурс по коммутационной способности при номинальном токе, операций В/О – не менее 5 тыс.,

- ресурс по коммутационной способности при токах $K.3 = 0,3-0,6$ от тока отключения – не менее 50 операций В/О,

- ресурс по коммутационной способности при токах $0,6-1,0$ от тока отключения – не менее 20 операций В/О.

- отсутствие необходимости обслуживания дугогасительных камер в течение всего срока службы;

- расширенные границы температурного диапазона для каждого климатического исполнения;

- легкая адаптация и надежная работа схем ЭМБ;

- высоконадежные и эффективные слаботочные приводы, не требующие регулировки в течение всего срока службы;

- электромагнитная совместимость с любыми типами оборудования;

- ремонтпригодность узлов выключателя (путем замены) без нарушения условий гарантии;

- снижение стоимости при неизменном качестве и надежности оборудования.

Основные типы приводов выключателей 35–110 кВ, применяемые в сетях, – пружинные и электромагнитные. Предлагаемые для применения современные типы приводов должны производиться в соответствии со следующими требованиями:

- устойчивость конструктивных элементов привода к воздействиям окружающей среды;

- высокая степень эксплуатационной надежности;

- простота принципа действия (работы) и прочность конструкции;

- отсутствие потребности в ТО в течение срока службы;

- низкое потребление энергии;

- возможность адаптации со схемами ЭМБ любой сложности;

- разработка комбинированных приводов, сочетающих в себе лучшие качества пружинного и электромагнитного приводов.

Исходя из целесообразности, для наиболее ответственных ПС (городские, транзитные) и ПС, к которым подключены потребители 1 категории, необходимо устанавливать выключатели с пружинными приводами и электродвигателями постоянного тока. В остальных же случаях, для основного количества высоковольтных выключателей, на ПС 35–110 кВ следует использовать пружинные привода с электродвигателями переменного-постоянного тока.

На ПС 35–110 кВ должны применяться схемы с вакуумными и элегазовыми выключателями и закрытыми РУ (ЗРУ) 6–10 кВ. Конструкции ПС 110 кВ должны предусматривать применение в ОРУ 110 кВ преимущественно колонковых элегазовых выключателей с пружинными приводами, для ПС 35 кВ – ОРУ с элегазовыми или вакуумными выключателями. Баковые выключатели 35–110 кВ допускается применять по отдельным решениям, в том числе в случае комбинированной установки ТТ-разъединитель-заземлитель-выключатель.

В климатических зонах с нижней границей отрицательных температур не ниже «-45⁰С» в составе РУ 35–110 кВ должны использоваться преимущественно колонковые выключатели. В климатических зонах с нижней границей отрицательных температур ниже «-45⁰С» рекомендованы к применению баковые выключатели с подогревом. Не рекомендуется применять элегазовые выключатели заполненные смесями элегаза (элегаз-тетрафторметан).

3.4. Разъединители 35–110 кВ

Требования к разъединителям 35–110 кВ:

- стойкость к коррозии и механическому износу покрытия поверхностей контактов;
- оснащение двигательным приводом рабочих и заземляющих ножей разъединителей с наличием защитной блокировки между ними;
- комплектование высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами;
- контакты главных и заземляющих ножей должны обеспечивать стабильное контактное нажатие, не требующее регулировок в ходе эксплуатации на протяжении всего срока службы — 30 лет;
- детали и узлы кинематической передачи должны выполняться с применением подшипников, не требующих смазки в процессе всего срока эксплуатации;
- комплектование высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки (уход от КСА с механическим приводом);
- использование шарниров тяг и валов на полимерных вкладышах с низким коэффициентом трения;
- гарантированная работоспособность при стенке гололеда не менее 25 мм;
- применение стойкого антикоррозионного покрытия стальных деталей на основе горячей или холодной оцинковки, обеспечивающего надежную защиту на весь срок службы;
- поставка укрупненными узлами для сокращения затрат при монтаже;
- используемое оборудование не должно требовать ремонта в течение расчетного срока службы.

3.5. Выключатели 6–10 кВ

Основные требования к современным выключателям:

- надежная работа при отключении рабочих токов и токов к.з. в пределах установленного коммутационного ресурса;
- ресурс по коммутационной способности при отключении номинальных токов: не менее 50 тыс. операций В/О для линейных и 30 тыс. для вводных и секционных выключателей;
- ресурс по коммутационной способности при отключении токов к.з.: не менее 50 операций В/О;
- наличие в комплекте поставки устройств, позволяющих управлять коммутационными аппаратами под напряжением при отсутствии оперативного тока, в том числе с применением переносных блоков для «ручного» управления;
- преимущественно наличие эффективных слаботоковых приводов как переменного, так и постоянного тока (в том числе, у вводных и секционных выключателей);
- наличие у одного производителя линейки выключателей с параметрами до $I_{\text{ном}} = 3,5 \text{ кА}$ с целью унификации оборудования в пределах одного энергообъекта;
- быстроедействие в сочетании с низким уровнем коммутационных перенапряжений;
- выполнение нормируемых коммутационных циклов;
- электромагнитная совместимость и высокая надежность систем и блоков управления;
- совместимость с микропроцессорными УРЗА различных производителей;
- возможность работы без проведения внеочередных, текущих и средних ремонтов в течение всего срока службы 25 -30 лет;
- максимальный срок гарантии фирмы - производителя, но не менее 5 лет.

3.6. Силовые трансформаторы для ПС 35–110кВ

Требования к применяемому оборудованию:

- при проектировании узловых подстанций 110–220 кВ рассматривать применение системы непрерывного мониторинга состояния без вывода в ремонт трансформатора;
- применение высоковольтных вводов 110 кВ с твердой изоляцией (RIP);
- применение неэксплуатируемых герметичных воздухоосушительных фильтров;
- оснащение автоматическими устройствами управления РПН, в том числе с микропроцессорными блоками управления;
- применение новых технологий и материалов при изготовлении силовых трансформаторов для снижения уровня удельных технических потерь электроэнергии, уровня шума.

Управление РПН необходимо осуществлять с помощью регуляторов, обеспечивающих:

- возможность его подключения к двум секциям типовой подстанции, питаемым от разных обмоток одного силового трансформатора. При этом основная секция, в которой регулируется напряжение, является регулируемой, а вторая – контролируемой. Контроль сразу двух секций позволяет при превышении в контролируемой секции измеряемых величин значений уставок либо только сигнализировать об этом, либо запрещать регулирование (определяется уставкой);
- блокировку регулирования и сигнализацию в случае превышения измеряемых величин значений уставок;
- возможность задания различных уставок по коэффициентам трансформации измерительных ТТ;
- контроль текущих значений токов и напряжений и их отображение;
- расширенный диапазон задания уставок, а также задание их различными способами.

Дополнительные требования:

- измерение и отображение частоты переменного напряжения регулируемой секции;
- отображение текущей ступени переключения;
- подсчет выработанного ресурса РПН;
- возможность формирования выходного релейного сигнала «Сигнализация» программируемой длительности для исключения длительной блокировки центральной сигнализации энергообъекта;
- наличие канала связи, по которому можно отслеживать и менять уставки, считывать текущие значения всех измеряемых токов и напряжений, а также информацию о последних отклонениях от нормальной работы регулятора, которая должна храниться в энергонезависимой памяти;
- контроль работы электропривода РПН в процессе отработки им команд управления: если в течение заданного времени от привода не поступает сигнал о начале переключения или от него не сбрасывается сигнал о переключении, если при отсутствии сигналов управления от привода поступает сигнал о начале переключения, то блокируется регулирование и срабатывает реле сигнализации;
- высокая точность измерения напряжения (0,5%), тока, времени и частоты, а также стабильность всех характеристик.

3.7. Трансформаторы собственных нужд и ТП 6–10 (20) кВ

Для комплектации ЗТП, КТП и систем обеспечения собственных нужд ПС 35–110 кВ различных модификаций (киосковые, блочно-модульные в бетонном корпусе, блочно-

модульные в корпусе из сэндвич-панелей или листового металла) рекомендуются к применению:

- герметичные масляные или заполненные жидким негорючим диэлектриком трансформаторы с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами, в том числе, специальных конструкций трансформаторы мощностью до 100 кВА, позволяющих их подвеску на опоре;

- трансформаторы со стабильными нагрузочными характеристиками со схемой соединения обмоток Δ/Y_H или звезда-зигзаг с нулем;

- трансформаторы типа ТМГ мощностью 100-1000 кВА с гарантированным количеством циклов сжатия – растяжения 50 тысяч и сроком службы не менее 30 лет;

- сухие трансформаторы для ТП, встроенные в здания, и малогабаритные ТП, сооружаемые в стесненных условиях и условиях плотной городской застройки;

- трансформаторы типа ТМГСУ с симметрирующими устройствами для электроснабжения микрорайонов ИЖС, сел, деревень, хуторов, микрорайонов малоэтажной застройки городов.

Не рекомендованы к применению:

- трансформаторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;

- трансформаторы типа ТМГ с гарантированным количеством циклов сжатия – растяжения менее 50 тысяч;

- трансформаторы типа ТМ;

- трансформаторы, имеющие технические потери эл. энергии более 6%;

- трансформаторы, имеющие потери х.х. более 0,84–0,85 Вт/кг при индукции 1,7

Тл;

- трансформаторы с маслonaполненными вводами;

- трансформаторы с отсутствием необслуживаемых устройств защиты масла.

Основные требования, к трансформаторным подстанциям:

- срок службы КТП установленный заводом изготовителем должен составлять не менее 30 лет;

- высокая заводская готовность КТП, обеспечивающая монтаж и ввод в эксплуатацию в короткие сроки;

- возможность модернизации - замена трансформатора на большую мощность, расширение РУ – 0,4 кВ, расширение однострансформаторной до двухтрансформаторной посредством установки дополнительных унифицированных модулей без проведения строительных работ;

- высокая устойчивость к коррозии корпуса КТП (высокое качество лакокрасочного покрытия, использование оцинкованной стали, горячекатаного металла, неметаллов) толщина металла должна быть не менее 2,5 мм, гарантийный срок службы по коррозионной стойкости корпуса не менее 15-20 лет;

- для удобства замены и ремонта трансформатора крыша трансформаторного отсека КТП должна быть выполнена в съемном исполнении, или трансформаторный отсек должен иметь специальное выкатное устройство;

- крепление дверей РУ должно быть выполнено на внутренних петлях, замки на дверях должны иметь простую и надежную конструкцию и быть выполнены во внутреннем исполнении;

- в качестве уплотнителей на дверях КТП, использование долговечных материалов устойчивых к атмосферным воздействиям (диапазон рабочей температуры от + 40 °С до – 45 °С);

- обязательно наличие над дверьми отливов, козырьков, исключающих попадание атмосферных осадков внутрь КТП;

- конструкция крыши должна исключать сток воды с крыши на стены КТП;
- в новых конструкциях КТП с воздушным вводом следует по возможности избегать применения проходных изоляторов, ввод в КТП выполнять изолированным проводом. В случае применения конструкции с проходными изоляторами в профиле корпуса КТП предусматривать специальные приливы (возвышения) для исключения попадания влаги под изолятор;
- применение в КТП герметичных трансформаторов марки ТМГ, трансформаторов с симметрирующим устройством ТМГСУ;
- в КТП столбового исполнения без коммутационной аппаратуры использовать трансформаторы позволяющие подвешивать их на опоре без применения дополнительных конструкций, корпус одновременно должен являться несущей рамой.
- трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 11677 – 85;
- в РУ 0,4 кВ предусматривать установку автоматических выключателей, обеспечивающих надежность рабочих контактов, при отключении видимый разрыв цепи; болты для крепления провода в клеммных зажимах выключателя должны быть выполнены под отвертку или гаечный ключ (исключить применение болтов под шестигранник);
- на КТП с воздушным вводом 10 кВ использовать предохранители - разъединители выхлопного типа или разъединители;
- применение гибкой связи трансформатора с РУ 6 – 0,4 кВ, что облегчает замену трансформатора и коммутационной аппаратуры;
- электрические соединения выполнять преимущественно на аппаратных зажимах с минимальным количеством резьбовых соединений;
- для защиты от грозовых перенапряжений необходимо использовать взрывобезопасные ограничители перенапряжений (ОПН) с повышенной энергоемкостью;
- цветовое решение должно соответствовать корпоративным цветам ОАО «МРСК Центра».

Запрещаются к применению при новом строительстве и реконструкции:

- мачтовые и комплектные трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ шкафового типа с вертикальной компоновкой оборудования;
- разъединители типа РЛНД – 10;
- трансформаторы типа ТМ.

3.8. Вольтодобавочные трансформаторы

Вольтодобавочные трансформаторы рекомендуется устанавливать:

- на линиях электропередачи 0,4 кВ, не отработавших срок службы, в которых не обеспечиваются установленные значения уровней напряжения удаленных потребителей, как правило, протяженностью фидера более 1 км (при наличии резерва мощности питающего трансформатора рекомендуется применять вольтодобавочные трансформаторы как временное оперативное решение проблемы низкого напряжения);
- в исключительных случаях, как окончательное решение проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4 кВ большой протяженности при отсутствии возможности разукрупнения ВЛ, в стесненных условиях, где нет возможности подвода сети 10(6) кВ, нет возможности установить дополнительную КТП, или затраты на разукрупнение ВЛ 0,4 кВ в несколько раз превышают стоимость вольтодобавочного трансформатора и его установки;
- вблизи подстанций 35-110 кВ с устройствами ПБВ, где регулирование напряжения не отвечает исходным требованиям при использовании РПН или ПБВ;

– на распределительных пунктах и подстанциях напряжением 6-20 кВ совместно с конденсаторными батареями (в этом случае трансформаторы обеспечивают регулирование напряжения $\pm 10-15\%$) в зависимости от схемы соединения.

Вольтодобавочные трансформаторы 35-110 кВ должны оснащаться встроенными трансформаторами тока и напряжения, блоком управления с программируемым микропроцессором для автономного управления по току, напряжению и мощности с фиксацией по времени.

3.9. Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы 35–110 кВ должны:

- быть пожаро - и взрывобезопасными;
- иметь срок службы не менее 30 лет;
- соответствовать требованиям по организации релейной защиты и учета электроэнергии.

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) должны быть с литой или элегазовой изоляцией и иметь не менее трех вторичных обмоток.

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) должны быть антирезонансные преимущественно с литой или элегазовой изоляцией.

Допускается применение измерительных трансформаторов с масляной изоляцией.

При реконструкции ПС, при отсутствия места для установки обычных ТТ и ТН, рассматривать возможность применения оптических совмещенных ТТ и ТН 110 кВ.

Измерительные трансформаторы 6-10 кВ должны:

- быть пожаро - и взрывобезопасными;
- иметь срок службы не менее 30 лет.

ТТ и ТН должны иметь литую конструкцию, ТН должны быть антирезонансного исполнения.

ТТ должны иметь три вторичных обмотки для присоединения защит отходящих ЛЭП и четыре для защит вводов с соответствующими коэффициентами безопасности, кратности и классами точности (организации релейной защиты и учета электроэнергии).

Конструкция ТТ должна быть рассчитана на различное рабочее положение трансформатора в шкафу РУ или камере КСО и обеспечивать повышенную надежность, электрическую, пожарную и взрывобезопасность.

Требования к классам точности измерительных трансформаторов, применяемых в составе АСКУЭ ОАО «МРСК «Центра» представлены в п. 3.11 «Учет электроэнергии».

3.10. РЗА и ПА

3.10.1. Общие положения

Основным направлением развития устройств РЗА является применение микропроцессорных малообслуживаемых устройств, максимально обеспечивающих основные требования к устройствам РЗА – быстродействие, чувствительность, надежность и селективность.

Основным принципом применения устройств РЗА должна стать многофункциональность и автоматическое управление устройствами защиты, самодиагностика устройств защиты.

Под многофункциональностью необходимо понимать сочетание в устройствах РЗА непосредственно функций релейной защиты и автоматики, цифровой регистрации аварийных процессов и определения мест повреждения (для РЗА ЛЭП), отказ от применения в составе защиты присоединения 110–220 кВ блоков защит различных производителей, применения

однотипного оборудования, обеспечивающего комплексную защиту от всех видов возникающих повреждений и возмущений.

При проектировании новой ПС, либо комплексной реконструкции ПС, в пределах РУ одного уровня напряжения должно применяться оборудование одного производителя для однотипных равно функциональных защит.

При модернизации первичного оборудования должна проводиться и модернизация РЗА.

При эксплуатации морально устаревших устройств РЗА необходимо обеспечить сохранение их эксплуатационных параметров (проведение технического обслуживания, оперативное устранение дефектов, квалифицированное оперативное обслуживание).

3.10.2. Новые устройства РЗА

Новые системы и аппараты РЗА должны обеспечивать:

- снижение времени отключения токов короткого замыкания на основе повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения путем повышения чувствительности устройств РЗА;
- доступность для удаленного обращения с рабочего места эксплуатационного персонала через каналы связи;
- повышение надежности функционирования устройств РЗА в результате применения:

- встроенной в устройства непрерывной диагностики аппаратных средств и программного обеспечения;
- резервирование аппаратных средств, функций защиты и программного обеспечения;
- современной энергоэффективной (не требующей принудительного охлаждения) элементной базы;
- хранения информации, констант и программ в энергонезависимой памяти;
- цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;
- дублированных каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд.

Полный средний срок службы микропроцессорного устройства РЗА должен быть не менее 12 лет; средняя наработка на отказ не менее 100 тыс. часов.

Микропроцессорные устройства должны обеспечивать следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления (для устройств РЗА, воздействующих на выключатели);
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;

- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;

- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

Устройства не должны срабатывать ложно и должны не повреждаться:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Устройства должны обеспечивать хранение параметров настройки и конфигурации защит и автоматики (уставок) в течение всего срока службы вне зависимости от наличия питающего напряжения. Ход часов и зафиксированные данные в памяти должны сохраняться при пропадании оперативного питания на время до трех лет.

Устройства должны выполнять функции защиты со срабатыванием выходных реле в течение не менее 0,5 с при полном пропадании оперативного питания от номинального значения (для исполнения оперативного питания 110 В постоянного тока – в течение не менее 0,2 с).

Время готовности устройств к работе после подачи оперативного тока не должно превышать 0,5 – 0,8 с.

Модернизация (реконструкция) должна предпочтительно производиться комплексно, с полной заменой УРЗА всего объекта. В случае поэтапной замены УРЗА по присоединениям или покомплектно, должна обеспечиваться последующая возможность объединения и включения всех устройств РЗА в единую информационно-контролирующую управляющую систему (SCADA, АСУ ТП). Также должна обеспечиваться совместимость с эксплуатируемыми традиционными устройствами.

До начала проведения модернизации с применением микропроцессорных устройств РЗА должно проводиться обучение персонала по обслуживанию и расчетам уставок данных устройств.

При установке микропроцессорных устройств РЗА на объекте должно производиться исследование электромагнитной обстановки.

МП устройства РЗА должны удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости:

- 1) Защиты должны быть устойчивы к повторяющимся затухающим колебаниям частотой 1 МГц по ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-95) при степени жесткости испытаний 3.

- 2) Защиты должны быть устойчивы к наносекундным импульсным помехам по ГОСТ Р 51317.4.4-99 (МЭК 61000-4-4-95) при степени жесткости испытаний 4.

- 3) Защиты должны быть устойчивы к электростатическим разрядам по ГОСТ Р 51317.4.2-99 (МЭК 61000-4-2-95) при степени жесткости испытаний 4.

- 4) Защиты должны быть устойчивы к микросекундным импульсным помехам большой энергии по ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) при степени жесткости испытаний 4.

- 5) Защиты должны быть устойчивы к воздействию МППЧ по ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93) при степени жесткости 4:

- 30 А/м - для непрерывного магнитного поля;

- 300 А/м - для кратковременного магнитного поля.

- 6) Защиты должны быть устойчивы к воздействию импульсного магнитного поля 300 А/м по ГОСТ 29280-92 при степени жесткости испытаний 4.

Все функции релейной защиты и автоматики, являющиеся жизненно важными для предотвращения разрушения электрооборудования и обеспечения устойчивости и надежности работы энергосистем, должны выполняться децентрализованными, т.е. на уровне одного присоединения, одной монтажной единицы (линия, трансформатор, генератор, электродвигатель и т.п.), или одной функции для нескольких присоединений (например, защита шин) в виде автономных микропроцессорных устройств.

В случае, если защита присоединения состоит из двух или более взаиморезервируемых систем защиты, каждая из систем защиты должна быть полностью независимой от другой, чтобы при КЗ в защищаемой зоне никакой отказ в одной системе защит не приводил к отказу или к недопустимому увеличению времени отключения другой системой защит. При этом там, где это возможно, рекомендуется выполнение независимых систем защиты с разными принципами действия.

Независимые МП РЗА присоединений должны быть в максимально возможной степени разделены по цепям трансформаторов тока и напряжения, источникам питания и цепям управления на постоянном оперативном токе по дискретным входам и выходам.

В каждой из микропроцессорных взаиморезервируемых систем РЗА должна предусматриваться максимально возможная автономность выполнения различных функций, входящих в данную систему защиты таким образом, чтобы отказ выполнения одной функции не приводил к отказу выполнения другой функции.

При использовании микропроцессорных терминалов в составе шкафов РЗА для снижения вероятности последующих ошибок оперативного и ремонтного персонала не рекомендуется использовать:

- шкафы с установкой более трех терминалов;
- шкафы, совмещающие функции защиты, автоматики, оперативного управления присоединением.

3.10.3. Требования к оснащению РЗА трансформаторов 110 кВ

Для решения вопросов релейной защиты системообразующей сети 110 кВ на трансформаторах 110 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах (ошиновке) 110 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- защиту от перегруза обмоток силового трансформатора с действием на сигнал;
- понижения уровня масла.

Для повышения надежности действия релейной защиты трансформатора она должна быть разделена минимум на две группы по цепям питания оперативным током, цепям переменного напряжения и тока.

На трансформаторах 110 кВ мощностью 63 МВА и более должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит в целях повышения надежности отключения КЗ в трансформаторах и улучшения условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающих к трансформаторам ЛЭП разного класса напряжений. Указанные комплекты защит должны быть включены по цепям оперативного тока и цепям трансформаторов тока с соблюдением принципов ближнего резервирования.

Газовая защита трансформатора 110 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае

неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал. Газовая защита трансформатора 110 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.

Резервные защиты трансформатора должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети. Резервная защита трансформатора должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования. В резервных защитах трансформатора должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.

На трансформаторах с высшим напряжением 110 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в диспетчерские центры, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление.

На одиночно работающих трансформаторах 110 кВ допустимо использовать АПВ, когда отключение трансформатора приводит к обесточиванию нагрузки потребителей.

Конструктивно в каждой защите трансформатора должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

Регуляторы напряжения трансформаторов 110 кВ должны обеспечивать автоматическое поддержание напряжения на шинах питания потребителей в заданных пределах.

На трансформаторах отпаечных подстанций должно быть обеспечено резервирование (ближнее или дальнее) отказов трансформаторных выключателей (короткозамыкателей) при коротких замыканиях на стороне низкого напряжения трансформатора.

3.10.4. Требования к оснащению РЗА трансформаторов 35 кВ

На трансформаторах 35 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- защиту от перегруза обмоток силового трансформатора;
- понижения уровня масла.

Газовая защита трансформаторов 35 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае

неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал.

Чувствительность дифференциальной защиты к повреждениям в зоне действия должна удовлетворять требованиям ПУЭ.

Для обеспечения чувствительности в зоне дальнего резервирования и быстрого действия в зоне ближнего резервирования резервная защита трансформатора 35 кВ должна иметь как минимум две ступени.

Защиты от перегрузки, понижения уровня масла, неполнофазного режима должны действовать, как правило, на сигнал.

Регуляторы напряжения трансформаторов 35 кВ должны обеспечивать автоматическое поддержание напряжения на шинах питания потребителей в заданных пределах.

Устройства РЗА должны обеспечивать регистрацию и хранение записей аварийных событий.

Вводные выключатели низкого напряжения трансформаторов 35 кВ должны быть оборудованы АПВ.

На трансформаторах мощностью 2,5 МВА и 4,0 МВА рекомендуется устанавливать дифференциальную и газовую защиту.

3.10.5. Требования к оснащению устройствами защиты и автоматики линий электропередач 110 кВ

В качестве основной защиты ЛЭП 110кВ, имеющих питание с двух и более сторон, должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. Преимущество должно отдаваться высокочастотной защите, работающей по высокочастотному каналу данной ЛЭП, при необходимости с устройствами блокировки при КЗ за отпаечными трансформаторами. При наличии ВОЛС целесообразно применять продольную ДЗЛ. Для защит с абсолютной селективностью должен выделяться независимый канал связи от каналов связи других аналогичных защит.

Релейная защита на каждой питающей стороне ЛЭП 110кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту. В случае, если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты.

При установке основной защиты должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за трансформаторами отпаечных подстанций.

Если на ЛЭП 110кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения КЗ не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то должна предусматриваться установка двух основных защит.

На ЛЭП 110кВ с односторонним питанием должны устанавливаться защиты:

- на одиночных ЛЭП с питающей стороны ступенчатые защиты от всех видов КЗ и токовые отсечки без выдержки времени;
- на параллельных ЛЭП с питающей и на приемной сторонах ЛЭП дополнительно поперечная дифференциальная токовая направленная защита.

Резервная защита должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.

Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию аппаратной и функциональной совместимости.

Устройства релейной защиты смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия.

На ступенчатых резервных защитах от междуфазных КЗ и от КЗ на землю должно предусматриваться оперативное ускорение по времени ступеней, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП с коэффициентом чувствительности не менее 1,2.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.

Основная и резервные ступенчатые защиты или две основные защиты ЛЭП 110 кВ должны подключаться к разным вторичным обмоткам ТТ. Для цепей тока этих защит должны использоваться разные кабели.

Каждая защита, при наличии на выключателях двух электромагнитов отключения, должна действовать на оба электромагнита отключения.

На каждой стороне транзитной ЛЭП 110 кВ должно предусматриваться ТАПВ. При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель. Исходя из совокупности конкретных условий места установки ТАПВ в энергосистеме, могут быть использованы следующие функциональные возможности в ТАПВ:

- автоматическое ускорение релейной защиты после неуспешного ТАПВ;
- контроль отсутствия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на линии;
- контроль отсутствия напряжения на шинах;
- контроль наличия напряжения на шинах;
- проверка синхронизма (при необходимости улавливание синхронизма);
- несинхронное включение от ТАПВ;
- ускоренное включение от ТАПВ;
- фиксация действия быстродействующих защит;
- однократность действия;
- двукратность действия.

На каждой стороне транзитной ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии.

С каждой стороны транзитной ЛЭП 110 кВ должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС): при применении для РЗА ЛЭП устройств на микропроцессорной элементной базе – с использованием соответствующей функции этих устройств, а для наиболее ответственных ЛЭП – установкой на ПС отдельного цифрового регистратора аварийных процессов. Необходимость установки цифрового РАС должна обеспечиваться технико-экономическим обоснованием.

При этом регистрации подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения,

дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.).

Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.

Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:

- анализ функционирования устройств РЗА (в том числе – автоматики управления выключателем);
- анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, ЛАДВ и др.);
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- определение места повреждения на ЛЭП.

Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

Устройства релейной защиты и автоматики каждого конца ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию этих устройств.

Устройства защиты ЛЭП 110кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптико-волоконному каналу.

Конструктивно в каждой защите ЛЭП должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

Если ЛЭП 110кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 110 кВ обязательно должны устанавливаться устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия. Основное действие устройства АЛАР должно осуществляться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний. Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

3.10.6. Требования к высокочастотным защитам ВЛ 110 кВ

Защита должна срабатывать при всех видах КЗ в защищаемой зоне и не срабатывать при внешних КЗ, качаниях, неполнофазных режимах, реверсе мощности, асинхронном режиме работы ВЛ, несинхронных включениях и режимах одностороннего включения без КЗ.

Защита не должна повторно запускаться по цепи отключения трехфазных КЗ при отключении трехфазных КЗ на смежных элементах (селективность при трехфазных КЗ).

Защита не должна срабатывать при нарушении цепей напряжения.

Защита должна обеспечивать возможность использования на линиях с ответвлениями.

Защита должна обеспечивать формирование сигналов УРОВ с контролем тока через выключатель и положения РПВ.

Защита должна правильно функционировать при изменении напряжения оперативного постоянного тока в диапазоне от 0,8 до 1,1 $U_{пит}$.

При применении основных защит на МП элементной базе должна обеспечиваться совместимость с электромеханическими основными защитами.

Высокочастотная аппаратура должна обеспечивать:

- передачу и прием сигналов ВЧ защит типов ДФЗ (дифференциально-фазная) и ВЧБ (высокочастотная блокировка) в соответствии с принципами действия этих защит;

- оперативный периодический автоматический, а также и «ручной» контроль достаточности запаса по затуханию канала связи и контроль целостности выходной цепи приемника. Автоматический контроль канала должен иметь возможность оперативного вывода его из работы без вывода из работы аппаратуры (и, соответственно, защиты) в целом;

- телефонную (громкоговорящую) связь с другими концами данного канала (для ее использования при наладке и техобслуживании);

- возможность автоматического вывода защиты из действия при возникновении неисправностей как канала, так и самой аппаратуры. Выдачу сигнала о неисправности в цепи общей объектной оперативной сигнализации;

- передачу на противоположные стороны канала, а также и прием от дальней аппаратуры команды дистанционного сброса сигнала о неисправности. В аппаратуре должна быть предусмотрена возможность обеспечить режимы либо только приёма такой команды (с отключенной функцией передачи), либо только её передачи (с отключенной функцией приема), либо полного отключения (незадействования) такой функции;

- передачу и прием команды дистанционного пуска передатчика (принудительный пуск передатчика противоположной стороны своим сигналом);

- периодический автоматический и ручной контроль исправности системы дистанционного пуска. Дистанционный пуск должен иметь возможность оперативного вывода его из работы без вывода из работы аппаратуры (и, соответственно, защиты) в целом;

- записывающими и регистрирующими устройствами.

Высокочастотная аппаратура должна обеспечивать следующие варианты работы в канале:

- двустороннюю работу в канале на одной и той же общей для передачи и приема частоте в диапазоне частот 36...600 кГц;

- двустороннюю работу в канале с разнесенными частотами передачи и приема. Разносы частот для таких случаев должны составлять 0,5, 1,0, 1,5 кГц – любой из вариантов с возможностью изменения в процессе наладки или техобслуживания соответствующими специалистами эксплуатирующей организации.

- работу в трехстороннем канале защиты и, соответственно, сдвигом частот на $\pm 0,5$ кГц.

В высокочастотной аппаратуре должны быть предусмотрены следующие способы управления передатчиком:

- «ручной» пуск от нефиксируемого органа управления (по принципу: «нажато и удерживается – ПРД пущен, отпущено – ПРД остановлен»);

- «ручной» пуск фиксируемый.

При работе с релейно-контактными защитами:

- пуск от защиты внешним изолированным размыкающим контактом (контактный пуск), имеющий приоритет над другими действиями, кроме внешнего останова;

- «безынерционный» пуск от источника постоянного напряжения от не более чем 5,5 В (напряжение полного пуска) до 100 В включительно.

Высокочастотная аппаратура должна иметь систему автоматической проверки канала связи, образованного двумя или тремя односторонними приемопередатчиками. Эта система должна:

- автоматически осуществлять периодический (нормально 5-6 раз в сутки с возможностью переключения в режим более частых проверок) обмен сигналами в ВЧ канале;
- обеспечивать возможность запуска оператором цикла автоматической проверки вне очереди в произвольный момент времени;
- автоматически осуществлять внеочередную проверку канала после аварийных отключений силового оборудования, либо прочих событий, вызвавших пуск передатчика по сигналу своих защит или его дистанционный пуск;
- по результатам обмена сигналами определять достаточность запаса по затуханию в ВЧ канале;
- при использовании дистанционного пуска также автоматически осуществлять периодический контроль его исправности;
- иметь возможность оперативного вывода ее из работы оператором;
- иметь алгоритм функционирования, позволяющий снизить количество ложно определяемых (в результате случайных помех и т.п. воздействий) неисправностей по сравнению с одиночно выполненной проверкой;
- в случае определения неисправности обеспечивать ее фиксацию и адекватную индикацию, а также выдачу сигнала в цепи внешней аварийной и предупредительной сигнализации;
- предоставлять возможность осуществления сброса индикации и сигнала неисправности оператором, а также возможность такого же сброса для аппаратуры противоположной стороны (дистанционного сброса) путем передачи по каналу соответствующей команды. В части дистанционного сброса аппаратура должна иметь возможность полного, либо частичного использования этой функции, либо неиспользования вообще (т.е. дистанционный сброс либо введен полностью, либо введен режим только передачи, либо только приема такой команды, либо он полностью выведен);
- аппаратура должна иметь наглядную световую индикацию, позволяющую визуально определять текущее состояние ее и ВЧ канала, степень исправности\готовности к работе как в целом, так и в части отдельных наиболее значимых блоков, узлов и систем;
- для блоков, узлов и систем, имеющих решающее значение для обеспечения работоспособности собственно аппаратуры как таковой (как, например, блок питания), в случаях возникновения неисправности наряду с индикацией должно быть предусмотрено прямое воздействие на выходные цепи аварийной и предупредительной сигнализаций, не зависящее от введенного или выведенного состояния системы автоматической проверки канала;
- аппаратура должна иметь необходимый минимум встроенных простейших измерительных приборов (при этом возможно комбинирование), позволяющих оперативному персоналу достаточно достоверно контролировать наиболее важные входные и выходные параметры аппаратуры и канала при выведенной из работы системе автоматической проверки ВЧ канала связи.

3.10.7. Требования к оснащению устройствами РЗА ЛЭП 6-35 кВ

Для линий в сетях напряжением 6-35 кВ с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных КЗ, действующие на отключение и от однофазных замыканий на землю, действующие на отключение или на сигнал.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита (для линий 20-35 кВ ступенчатая защита тока и напряжения), первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

На одиночных линиях с двухсторонним питанием должны применяться те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, дополненные, при необходимости, контролем направления мощности КЗ. Могут применяться также дистанционные защиты и продольные дифференциальные токовые защиты. Последние для коротких линий.

На параллельных линиях, имеющих питание с двух или более сторон, а также на питающем конце параллельных линий с односторонним питанием могут быть использованы те же защиты, что и на соответствующих одиночных линиях. При необходимости могут устанавливаться поперечные дифференциальные токовые защиты (для сдвоенных кабельных линий).

В целях упрощения защит и обеспечения их селективного действия допускается применять автоматическое деление сети на радиальные участки в момент возникновения повреждения с последующим автоматическим ее восстановлением.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена одним из следующих способов:

- селективной защиты, действующей на сигнал или на отключение линий, питающих электроустановки потребителей, имеющих резервное питание, а также электроустановки сети собственных нужд электростанций;
- селективной защиты, устанавливаемой на всех отходящих линиях, питающих сеть и неселективной резервной защиты, действующих на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами.

Селективная защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-10 кВ должна выполняться с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, реагирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени по требованиям безопасности, должна отключать только линию поврежденного направления; при этом резервная защита, выполненная в виде защиты напряжения нулевой последовательности, должна действовать с выдержкой времени около 0,5 с на отключение шин или питающего трансформатора с запрещением АПВ и АВР.

3.10.8. Требования к оснащению устройствами РЗА сборных шин 110 кВ

Для сборных шин 110 кВ подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

- для двух систем шин (двойная система шин, полуторная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;
- при необходимости для одиночной, не секционированной системы шин.

Две защиты шин должны устанавливаться при обосновании необходимости такого решения по условию сохранения устойчивости нагрузки, обеспечения надёжной работы атомных станций, а также предотвращения нарушения технологии особо ответственных производств или при наличии на системе (секции) шин 110кВ более 10 присоединений.

В качестве защиты сборных шин 110 кВ следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин.

Измерительные органы ДЗШ должны иметь отстройку от переходных и установившихся токов небаланса.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ должна предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

При выполнении защиты сборных шин 110 кВ на МП элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

3.10.9. Требования к оснащению устройствами РЗА обходного выключателя ОВ 110 кВ

Релейная защита на каждой стороне ЛЭП 110 кВ должна включать в себя резервную (ступенчатую) защиту от всех видов повреждений.

РЗА ОВ 110 кВ должна быть выполнена так, чтобы в полном, штатном объеме можно было обеспечить защиту любого из элементов, присоединенного к шинам, при заводе его через обходной выключатель. Основная защита переводимого элемента при этом по цепям оперативного тока, цепям переменного тока и напряжения должна переводиться на обходной выключатель.

3.10.10. Требования к оснащению устройствами РЗА секционного СВ и шиносоединительного ШСВ выключателей 110 кВ

На СВ (ШСВ) 110 кВ необходимо предусматривать ступенчатые защиты от многофазных КЗ и однофазных КЗ на землю, АПВ.

На ШСВ и СВ должны быть предусмотрены защиты для резервирования защиты шин на случай ее отказа или вывода ее из работы, а также для разделения систем или секций шин при КЗ на элементах сети с целью обеспечения селективной ликвидации КЗ.

3.10.11. Требования к оснащению устройствами РЗА секционного СВ и шиносоединительного ШСВ выключателей 6–35 кВ

На СВ (ШСВ) 3–35кВ необходимо предусматривать ступенчатую защиты от многофазных КЗ, АПВ.

3.10.12. Требования к оснащению устройствами УРОВ

На каждом выключателе 110 кВ, а также на выключателях 6–35кВ присоединений, отказ выключателя которых не резервируется защитами других присоединений, должно

предусматриваться устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110кВ может выполняться как одно устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство (централизованный УРОВ) или отдельно для каждого выключателя (индивидуальный УРОВ).

В УРОВ 110кВ следует предусматривать возможность изменения фиксации цепей при переводе присоединения с одной системы шин на другую.

УРОВ должно действовать на отключение смежных с отказавшим выключателями и на запрет их АПВ.

В УРОВ должно предусматриваться первоочередное действие на отключение отказавшего выключателя (действие «на себя»).

Схема УРОВ должна быть выполнена таким образом, чтобы предотвращалось его случайное действие на отключение выключателей смежных присоединений из-за ошибок персонала при производстве работ.

УРОВ 6-35кВ допускается выполнять в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени на отключение питающих присоединений.

3.10.13. Требования к оснащению устройствами АВР.

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

При выполнении АВР должна учитываться недопустимость его действия на включение потребителей, отключенных устройствами ПА.

При выполнении АВР необходимо контролировать наличие напряжения на резервном источнике питания.

Для подстанций с синхронными компенсаторами или синхронными электродвигателями должны применяться меры, предотвращающие неправильную работу АЧР при перерыве питания.

3.10.14. Требования к оснащению устройствами ПА

При необходимости выполнения функций автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП 110кВ должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- ФОЛ;
- УПАСК;
- КПР;
- АРПМ.

Если ЛЭП 110 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР применяются либо устройства, имеющие функции основного и резервного действия, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

Основное действие устройства АЛАР должно осуществляться на первом цикле асинхронного режима, иметь контроль знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

Для выполнения функций АОПО на ЛЭП 110 кВ может устанавливаться устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.

Устройства АРПМ должны устанавливаться на отдельных ВЛ-110 кВ (совокупности ВЛ-110 кВ), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ВЛ-110 кВ должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ-110 кВ.

Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.

Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 3-10-35-110кВ, питающих энергопринимающие установки потребителей электрической энергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания энергопринимающих установок потребителей электрической энергии после восстановления частоты должны устанавливаться устройства ЧАПВ, действующие на включение энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, отключенных от АЧР.

Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях должны устанавливаться устройства АСН.

Устройства АСН должны действовать на отключение ЛЭП 6–110 кВ, питающих энергопринимающие установки потребителей электрической энергии. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения должны устанавливаться устройства АПВ после АСН.

Для реализации управляющих воздействий от ПА, выполняющей функции системного значения, на подстанциях должны устанавливаться устройства САОН.

Применяемая новая аппаратура ПА должна соответствовать требованиям ГОСТ и МЭК, отвечать требованиям по надежности работы и требованиям по электромагнитной совместимости.

3.10.15. Требования к системам РЗА на подстанциях в части передачи сигналов, событий и осциллограмм в ОИК

Системы (устройства) должны иметь два интерфейса подключения (RS-485 или Ethernet) для организации двух независимых систем сбора и управления на каждом терминале РЗА.

Устройства РЗА должны иметь либо открытый протокол обмена, либо описание протокола обмена данными по имеющимся у терминала РЗА интерфейсам связи с комплексом телемеханики, отвечающим требованиям технической политики ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий. Для каждого типа терминалов РЗА необходимо дополнительно предоставить описание адресного пространства устройства, т.е. состав каналов, сигналов, параметров и т.д. с точным описанием назначения каждого адресуемого элемента. Описание должно включать организацию (внутреннюю структуру) архивов событий и цифровых осциллограмм, а также алгоритм доступа (чтения) этих данных для комплексов телемеханики, отвечающих требованиям технической политики ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий с последующей передачей сигналов, журналов событий и осциллограмм на уровень ОИК.

Рекомендуется на подстанциях иметь в наличии ОРС сервер (с встроенным ПО сбора данных РЗА), включающий все используемые типы терминалов РЗА.

При реконструкции и новом строительстве проектирование щитов управления на энергообъектах должно осуществляться с учетом замены щитовых приборов визуального

контроля на multifunctional измерительные приборы (МИП), в т.ч. имеющих функцию отображения информации. Требованием о наличии сертификата о внесении МИП в реестр средств измерений является обязательным при использовании МИП в качестве щитовых измерительных приборов. Допускается применение МИП вместо щитовых измерительных приборов контроля тока, мощности, приборов имеющих статус индикаторов. Не допускается применение МИП в качестве щитовых измерительных приборов контроля напряжения на системах, секциях шин.

3.11. Учет электроэнергии

3.11.1. Общие требования к системам учета электроэнергии

Система учета электроэнергии должна представлять собой трехуровневую информационно - вычислительную систему АСКУЭ РРЭ ОАО «МРСК Центра» с распределенной функцией выполнения измерений в качестве первого и второго уровней системы.

При реализации программ реконструкции, модернизации и строительства новых объектов, системы учета реконструируемых (возводимых) объектов должны быть интегрированы в существующую систему АСКУЭ РРЭ ОАО «МРСК Центра».

Первый уровень должен представлять собой информационно-измерительные комплексы (ИИК), выполняющие функции проведения измерений электроэнергии. ИИК должен включать в себя измерительные трансформаторы тока (для присоединений с максимальным током более 50 А) и счетчики электроэнергии.

Второй уровень должен представлять собой информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), выполняющий функцию консолидации информации по данной электроустановке. ИВКЭ должен включать в себя специализированный контроллер - устройство сбора и передачи данных (УСПД), позволяющий считывать информацию со счетчиков электроэнергии, и устройства связи с уровнем ИИК.

Третий уровень должен представлять собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполняющий функции сбора, хранения, обработки и представления информации пользователям. ИВК должен включать в себя серверы баз данных, сбора, обработки, web-серверы; персональные компьютеры с установленными прикладным программным обеспечением системы, позволяющим считывать информацию из УСПД и (или) счетчиков, АРМов пользователей, оборудование сбора данных и устройства связи с уровнем ИВКЭ, системы бесперебойного питания.

В системе должна поддерживаться возможность исключения из схемы второго уровня.

Система должна обладать средствами защиты от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне.

Канал связи между счетчиками и УСПД (ИВКЭ), устанавливаемых на трансформаторных подстанциях, должен быть организован посредством PLC-технологии (Power Line Communication – по силовой сети 0.4 кВ).

Канал связи между УСПД (ИВКЭ), устанавливаемых на трансформаторных подстанциях (со сбором и передачей данных между счетчиком и УСПД на базе PLC-технологии) и информационно-вычислительным комплексом верхнего уровня (ИВК) должен быть выполнен с использованием GSM-сетей по GPRS-технологии (GPRS модем). При этом должна быть предусмотрена возможность использования IP-каналов как с фиксированными, так и с динамически назначаемыми IP адресами в проводных и беспроводных сетях передачи данных (в том числе GPRS-технологии).

Канал связи между счетчиками и УСПД (ИВКЭ), устанавливаемых на подстанциях 110-35 кВ, должен быть организован по цифровым каналам типа: RS-485, Ethernet, PLC-технологии (Power Line Communication – по силовой сети 0.4 кВ).

В качестве канала связи между УСПД (ИБКЭ), устанавливаемых на подстанциях 110-35 кВ (со сбором и передачей данных между счетчиком и УСПД по цифровым каналам типа: RS-485, Ethernet, PLC-технологии), и информационно-вычислительным комплексом верхнего уровня (ИБК) должны быть использованы IP-каналы как с фиксированными, так и с динамически назначаемыми IP адресами в проводных и беспроводных сетях передачи данных (в том числе GPRS-технологии, волоконно-оптических линий связи).

3.11.2. Требования к организации точек измерения

При организации коммерческого учета средства измерений электрической энергии необходимо устанавливать на границе балансовой принадлежности между субъектами розничного рынка электрической энергии.

На объектах электросетевого комплекса (подстанциях, ТП, РП и т.д.) ОАО «МРСК «Центра» должен обеспечиваться достоверный учет активной и реактивной составляющих электроэнергии:

- потребленной на собственные нужды подстанций;
- потребленной на хозяйственные нужды;
- переданной электроэнергии конечным потребителям по линиям, присоединенным к РУ подстанций;
- переданной электроэнергии конечным потребителям и смежным субъектам розничного рынка электроэнергии, присоединенным к линиям электропередач;
- переданной электроэнергии в смежные сетевые организации по линиям, присоединенным к РУ подстанций.
- отпущенной/принятой электроэнергии в распределительную сеть смежного структурного подразделения;
- трансформированной электроэнергии с одного уровня напряжения на другой;
- отпущенной электроэнергии в распределительную сеть 10, 0,4 кВ (для балансирования участков распределительной сети).

Средства измерений активной и реактивной электрической энергии в распределительных устройствах 6 – 110 кВ подстанций устанавливаются на присоединениях линий электропередач, отходящих от шин подстанции, на вводах силовых трансформаторов, а также на обходных выключателях с целью учета электроэнергии при выводе в ремонт измерительного комплекса непосредственно на присоединении.

Средства измерений электрической энергии в ТП (РП) - 6, 10 кВ устанавливаются на существующих объектах в РУ 6 - 10 кВ при технической возможности и в обязательном порядке при строительстве новых объектов, а так же на линиях электропередачи 0,4 кВ, отходящих от шин ТП (РП) и вводах трансформаторов.

Для потребителей - граждан, проживающих в индивидуальных жилых домах установка счетчиков электрической энергии должна быть осуществлена преимущественно в выносных шкафах, устанавливаемых на фасадах жилых домов (хозяйственных построек) или опорах линий электропередач. Комплектация выносного шкафа должна включать в себя: прибор учета, автоматический выключатель после прибора и ОПН. Требования к выносному шкафу учёта: возможность снятия показаний без открытия дверцы шкафа, возможность опломбирования шкафа для фиксации проникновения к прибору учёта.

Организация учета на границе балансовой принадлежности индивидуальных жилых домов потребителей-граждан, организация общедомового учета на границе балансовой принадлежности многоквартирных жилых домов (в т.ч. в ВРУ), организация учета на границе балансовой принадлежности потребителей – юридических лиц, по подключению УСПД должна выполняться в соответствии с типовыми техническими решениями, утвержденными в установленном порядке в ОАО «МРСК Центра».

Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения устанавливаются в случаях, когда невозможна установка счетчиков прямого включения.

Подключение счетчиков к трансформаторам напряжения следует выполнять отдельными кабелями с использованием автоматических выключателей (предохранителей), для защиты цепей напряжения. При этом должна быть предусмотрена возможность опломбирования ячеек и кнопок коммутационных аппаратов для фиксации несанкционированного оперирования ими.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Для обеспечения возможности замены счетчика и подключения эталонного счетчика без прекращения передачи электрической энергии, подключение цепей тока и напряжения к электросчетчику должно быть произведено через испытательную коробку (специализированный клеммник) с возможностью ее последующего опломбирования.

3.11.3. Общие требования к применяемым техническим решениям и оборудованию

Технические решения должны быть надежными и современными.

При создании систем учета должны быть использованы технические средства, соответствующие:

- по устойчивости к внешним воздействующим факторам - ГОСТ 22261-94 (2004) для промышленных приборов и средств автоматизации, ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники;

- по параметрам питания - ГОСТ 22261-94(2004) для промышленных приборов и средств автоматизации, ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники;

- по категории исполнения - ГОСТ 22261-94 (2004) для промышленных приборов и средств автоматизации, ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники.

Используемое для создания системы оборудование должно интегрироваться с существующей системой АСКУЭ РРЭ ОАО «МРСК Центра». Протокол обмена данными между УСПД и верхним уровнем должен соответствовать принятому в АСКУЭ РРЭ ОАО «МРСК Центра».

Приборы учета и УСПД должны:

- быть изготовлены одним производителем;

- при передаче данных соответствовать требованиям EN50065-1-CENELEC (CENELEC B) и ГОСТ Р 51317.3.8-99 «Передача сигналов по низковольтным электрическим сетям»;

- при передаче данных необходимо использовать вид модуляции DCSK, (показавший высокую надежность связи и наиболее устойчивый: к затуханию сигнала, различным шумовым воздействиям и фазо-частотным искажениям);

- создавать логические PLC-сети как древовидной, так и mesh (каждый с каждым) структуры, обеспечивая при этом автоматическую регистрацию счетчика в УСПД (в том числе при замене).

Все оборудование в т.ч. меню, надписи и выводимые сообщения на приборах учета и УСПД должны быть на русском языке (в том числе конфигурирование, настройки и оповещения).

Для связи с уровнем ИВК, УСПД должны поддерживать возможность использования IP-каналов как с фиксированными, так и с динамически назначаемыми IP адресами в проводных и беспроводных сетях передачи данных.

Оборудование связи уровня ИВКЭ (УСПД) должно быть запитано от резервного источника электроснабжения (АБ), осуществляющего работу оборудования в течение не менее 4-х часов после пропадания внешнего питающего напряжения.

Защита технических средств системы от воздействия внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания должна быть достаточной для эффективного выполнения техническими средствами своего назначения при функционировании системы.

В системе в соответствии с требованиями ГОСТ 23450-79, должны быть предусмотрены меры по защите внешней среды от промышленных радиопомех, излучаемых техническими средствами системы при работе, а также в момент включения и выключения.

3.11.4. Функциональные требования к счетчикам электроэнергии

Счетчики электрической энергии, устанавливаемые при реализации программы внедрения информационно – вычислительной системы АСКУЭ РРЭ ОАО «МРСК Центра», должны применяться интеллектуальные, с возможностью автоматического определения путей и способов передачи данных на уровень концентратора или верхний уровень и обратно (для приборов с PLC).

Счетчики должны иметь возможности:

- учета активной, реактивной энергии и мощности в однофазных и трехфазных цепях переменного тока частотой 50 Гц;
- ведения учета не менее чем по 4 тарифам для объектов ОАО «МРСК Центра» и потребителей юридических и приравненных к ним лиц, по 2 тарифным зонам для приборов учета потребителей-граждан;
- формирования часовых профилей мощности (должны быть интервальными) и показаний на конец суток и хранение их в памяти счетчика не менее 45 суток;
- обеспечения измерений параметров энергопотребления и передачи информации в зависимости от настроек запросов УСПД;
- дистанционного отключения и возобновления энергоснабжения (за исключением приборов учета потребителей-граждан, проживающих в многоквартирных жилых домах, внутридомовые сети которых не принадлежат ОАО «МРСК Центра»);
- обеспечения хранения информации о потребителе;
- обеспечения вывода информации на встроенный дисплей на русском языке, в простой и понятной для потребителя форме;
- уведомления потребителя о предстоящем ограничении \ отключении (за исключением приборов учета потребителей-граждан, проживающих в многоквартирных жилых домах, внутридомовые сети которых не принадлежат ОАО «МРСК Центра»);
- отображения информации о тарифе для прозрачности расчетов и удобства пользования абонентами;
- самодиагностики и ведения журнал событий;
- защиты от несанкционированного доступа на аппаратном и программном уровнях;

- сигнализации о попытках несанкционированного доступа (с передачей уведомления на верхний уровень);
- передачи информации об исчезновении напряжения на уровень УСПД;

Счетчики должны применяться как автономно, так и в составе автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии с использованием штатных интерфейсов связи для удаленного съема показаний, как в трех уровневой архитектуре (с использованием УСПД) так и в двухуровневой архитектуре (опрос прибора учета напрямую верхним уровнем).

Счетчики должны включать 1 или 2 из следующих интерфейсов: оптический порт, RS-485, RS-232, PLC-модем, GSM/GPRS-модем, Ethernet, иметь открытый протокол передачи данных для совместимости с УСПД существующей системы, иметь открытый протокол передачи данных для опроса программным обеспечением верхнего уровня других производителей.

3.11.5. Метрологические требования к счетчикам электроэнергии

Объект измерений	Классы точности, не ниже, для:			
	Счетчик активной энергии	Счетчик реактивной энергии	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
Объекты сетевых предприятий				
Линии электропередачи 220 кВ	0,2S	0,5 (1,0)	0,2S	0,2
Линии электропередачи 35 - 110 кВ	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Линии электропередачи и вводы 6 - 10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Объекты потребителей электрической энергии				
Потребители мощностью 100 МВт и более	0,2S	0,5 (1,0)	0,2S	0,2
Потребители мощностью ≥ 750 кВА (до 100 МВА)	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Потребители мощностью < 750 кВ·А при присоединении:				
– к сетям 110 кВ и выше	0,5S	1,0	0,5S	0,5
– к сетям 6 – 35 кВ	0,5	1,0	0,5	0,5
– к сетям 0,4 кВ с присоединенной мощностью > 150 кВ·А	1,0	2,0	0,5	0,5
– к сетям 0,4 кВ < 150 кВ·А	1,0	–	0,5	0,5
Потребители – граждане	2,0	–	0,5	1,0

3.11.6. Требования к устройствам сбора и передачи данных для АСКУЭ

УСПД должно обеспечивать:

- автоматический (или по запросу) сбор получасовых профилей нагрузки, суточных показаний, параметров энергопотребления абонентов, служебной информации с приборов учета. Автоматический сбор должен происходить 1 раз в 30 минут;

- передачу получасовых профилей нагрузки, суточных показаний, параметров энергопотребления абонентов, служебной информации с приборов учета на уровень ИВК. Передача должна осуществляться по запросу ИВК (а служебной информации при инициировании обращения счетчика к верхнему уровню), данные для передачи должны быть получены из архивов УСПД;

- возможность дистанционного перепрограммирования УСПД, дистанционного добавления приборов учета в схему опроса, а так же удаления приборов из схемы опроса;

- возможность автоматического и ручного поиска приборов учета в зоне сети и включения найденных приборов в схему опроса;

- передачу на уровень ИВК отчета о перечне приборов учета, связь с которыми присутствует;

- ведение журнала событий, позволяющего установить в том числе время выхода / (не выхода) прибора учета на связь, время получения информации от счетчика;

- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;

- трансляцию управляющих команд администратора с уровня ИВК на уровень ИИК и передачу подтверждения о выполнении команды от счетчика на уровень ИВК;

- самодиагностику;

- программную и аппаратную защиту от несанкционированного доступа к УСПД и хранимой в нем информации.

УСПД, при размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

УСПД должно иметь интерфейсы для подключения PLC-модема, радиомодема, Ethernet, RS-232, для подключения оборудования связи и организации технологического соединения.

УСПД должно иметь возможность опроса счетчиков других производителей.

УСПД должно обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.

Напряжение питания УСПД от сети переменного или постоянного тока должно составлять 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Электропотребление УСПД, с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должен обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

Необходимо использовать УСПД, выполненное в едином корпусе, обеспечивающем возможность одностороннего обслуживания и степень защиты не ниже IP 51 (в соответствии с ГОСТ 14254). Допускается устанавливать УСПД со степенью защиты IP 50 в сухих помещениях (температура окружающего воздуха $(20\pm 5)^\circ\text{C}$ при относительной влажности $(65\pm 15)\%$) или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее IP 51. Конструкция УСПД должна позволять размещать его как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах (при использовании оборудования связи).

3.12. Устройства компенсации реактивной мощности

Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства, в том числе:

- тиристорно-реакторные группы;

- конденсаторные установки;
- компенсирующие (с использованием фильтров) устройства;
- статические тиристорные компенсаторы на базе силовой электроники.

В слабо загруженных сетях напряжением 110–220 кВ для компенсации избыточной зарядной мощности линий могут использоваться управляемые и нерегулируемые шунтирующие реакторы с целью нормализации уровней напряжений.

Для обеспечения регулирования напряжения в сетях 35–110 кВ допускается подключение к обмотке трансформатора (автотрансформатора) нескольких реакторных групп, коммутируемых вакуумными выключателями.

При необходимости плавной быстродействующей компенсации реактивной мощности в сетях 6–110 кВ рекомендуется применение реакторных групп, управляемых тиристорами.

В загруженных сетях 0,4–110 кВ при пониженных уровнях напряжения для снижения потерь мощности и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки путем их полного включения (или отдельных частей). Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений во всех режимах работы сети.

С целью поддержания параметров качества энергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки, а также повышения устойчивости электропередачи в сетях 35–220 кВ, следует применять статические тиристорные компенсаторы.

Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4–20 кВ рекомендуется применять конденсаторные установки. Автоматические конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на «длинных» линиях, при этом наибольший эффект достигается при совместной установке с вольтодобавочными трансформаторами.

Управляемые конденсаторные установки необходимо устанавливать на закрытых подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВА и более, на других подстанциях – конденсаторные батареи.

При невозможности размещения конденсаторных батарей с ручным переключением мощности рекомендуется установка отдельных конденсаторов, рассчитанных только на компенсацию намагничивающего тока трансформатора в базисной части графика реактивной нагрузки.

Для снижения искажения синусоидальности напряжения в сетях 0,4–35 кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами.

3.13. Реакторы

В ОАО «МРСК Центра» должны применяться:

- в сетях 110–220 кВ – шунтирующие реакторы с высоконадежными выключателями с повышенным коммутационным ресурсом и устройством синхронной коммутации;
- в сетях 6–35 кВ – токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией для установки на вводах 6–20 кВ силовых трансформаторов или присоединениях отходящих линий.

С целью ограничения дуговых перенапряжений и феррорезонансных явлений при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) может быть использовано заземление нейтрали. Допустимо применение двух видов заземления:

- высокоомное резистивное заземление, главной целью которого является ограничение дуговых перенапряжений и феррорезонансных явлений при одновременном обеспечении длительной работы сети с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ) на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом;

– низкоомное резистивное заземление, главной целью которого является быстрое отключение ОЗЗ релейной защитой и максимальный охват обмоток трансформаторов защитой от ОЗЗ. При этом также обеспечивается подавление перенапряжений и феррорезонансных явлений.

Выбор режима заземления нейтрали сети 6-10 кВ должен осуществляться исходя из следующих условий:

Значение I_C		Характеристика сети	Рекомендуемый режим заземления нейтрали сети	
			при действии релейной защиты на сигнал (без отключения присоединения с ОЗЗ)	при действии релейной защиты на отключение присоединения с ОЗЗ
$5A < I_C$ $I_C < 20A$	А	Распределительные сети 6 и 10 кВ	Точная компенсация тока ОЗЗ настраиваемым дугогасящим реактором в нейтрали сети с подключенным параллельно реактору высокоомным резистором (в составе реактора рекомендуется использовать устройство определения поврежденного присоединения)	Заземление нейтрали через резистор с током, достаточным для обеспечения селективного отключения ОЗЗ. Требуемая величина тока резистора определяется типом используемых защит от ОЗЗ
$5A < I_C$ $I_C < 20A$	Б	Сети 6 и 10 кВ питания жилых поселков и промзоны	Высокоомный резистор в нейтрали. Точная компенсация тока ОЗЗ настраиваемым дугогасящим реактором в нейтрали сети с подключенным параллельно реактору высокоомным резистором (в составе реактора рекомендуется использовать устройство определения поврежденного присоединения)	Заземление нейтрали сети через резистор с током, достаточным для обеспечения селективного отключения ОЗЗ. Требуемая величина тока резистора определяется типом используемых защит от ОЗЗ
$I_C \geq 20A$	А	Сети 6 и 10 кВ заводов. Разветвленные сети 6 и 10 кВ с комбинированным питанием от энергосистем и электростанций	Точная компенсация тока ОЗЗ настраиваемым дугогасящим реактором в нейтрали сети с подключенным параллельно реактору высокоомным резистором (в составе реактора рекомендуется использовать устройство определения поврежденного присоединения). Применение разделительного трансформатора	Резистор в нейтрали сети с ограниченным временем протекания тока. Ток резистора изменяется от десятков до сотен ампер и зависит от типа защит от ОЗЗ. Применение разделительного трансформатора
$I_C \geq 20A$	Б	Разветвленные сети 6 и 10 кВ питания жилых поселков и промзоны	Точная компенсация тока ОЗЗ настраиваемым дугогасящим реактором в нейтрали сети с подключенным параллельно реактору высокоомным резистором (в составе реактора рекомендуется использовать устройство определения поврежденного присоединения). Применение разделительного трансформатора	Резистор в нейтрали сети с ограниченным временем протекания тока. Ток резистора изменяется от десятков до сотен ампер и зависит от типа защит от ОЗЗ. Применение разделительного трансформатора

3.14. Системы оперативного тока

На вновь сооружаемых и реконструируемых подстанциях высшим напряжением 35–220 кВ должна применяться система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В. Другие величины напряжений или другие виды оперативного тока (выпрямленный, переменный) на таких подстанциях допускаются только при дополнительном обосновании.

СОПТ должна интегрировать в единое целое:

- источники питания в виде АБ и зарядно-подзарядных устройств (ЗПУ), работающих в режиме постоянного подзаряда;
- приемно-распределительные щиты постоянного тока (ЩПТ) по числу АБ;

– потребители постоянного тока (ППТ), в том числе: устройства РЗА, цепи управления высоковольтными аппаратами, устройства ПА, АСУ ТП, устройства аварийного освещения, другие потребители, кабели вторичной коммутации.

Формирование СОПТ должно отвечать следующим основным требованиям:

- емкость источников постоянного оперативного тока должна быть рассчитана с учетом времени прибытия персонала на ПС в случае аварии и времени, необходимого для ее ликвидации при потере цепей подзаряда аккумуляторных батарей;
- обеспечение питания ППТ от зарядных устройств, если произойдет отключение АБ;
- электромагнитная совместимость с объектами питания;
- автоматический поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от ЩПТ;

Время ликвидации КЗ в сети постоянного оперативного тока должно быть меньше допустимого перерыва питания устройств РЗА.

СОПТ должна иметь двух или трехуровневую систему защиты:

- верхний уровень – защита шин ЩПТ на вводе АБ; на верхнем уровне защиты следует применяться плавкие предохранители;
- средний уровень – защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей;
- нижний уровень – защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, ПА, цепи управления выключателями и т.п.).

В качестве защитных аппаратов нижнего уровня следует использовать автоматические выключатели.

Защита СОПТ должна обеспечивать:

- селективность всех уровней во всем диапазоне токов КЗ;
- чувствительность к дуговым КЗ в основной зоне и зоне резервирования;
- резервирование защиты более низкого уровня защитами более высокого уровня.

Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 35, 110 кВ разрешается в исключительных случаях. На ПС с высшим напряжением 220 кВ разрешается применение только постоянного оперативного тока.

Типовой состав каждого комплекта СОПТ содержит следующие компоненты:

- как правило, одна аккумуляторная батареи (АБ) для ПС с высшим напряжением 35-110 кВ (установка 2-х АБ требует обоснования);
- как правило, два зарядных устройства (ЗУ) на АБ при количестве силовых трансформаторов два и более. При одном силовом трансформаторе - одно ЗУ (установка 2-х ЗУ требует обоснования);
- шкафы распределения оперативного тока;
- кабельная распределительная сеть;
- отключающие аппараты защиты от сверхтоков (коротких замыканий и перегрузок);
- устройства защиты от перенапряжений;
- коммутационные аппараты;
- устройства мониторинга СОПТ;
- устройство контроля изоляции полюсов сети относительно земли;
- система автоматизированного поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли (поиск «земли»);
- устройства регистрации аварийных процессов и событий в СОПТ в составе АСУ ТП (по дополнительному требованию);

– средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУ ТП.

Для всех ПС 35 кВ и ПС 110 кВ с количеством присоединений меньшим, либо равным трем, должны применяться АБ с гелеобразным электролитом в составе устройств управления оперативным током шкафного типа. Для ПС 110 кВ с количеством присоединений больше трех должны применяться стационарные АБ с жидким электролитом. Установка другого типа батарей требует обоснования.

3.15. Аккумуляторные батареи (АБ)

АБ предназначены для питания электроприемников постоянного тока при отсутствии питания от ЗУ и, при необходимости, для компенсации импульсов тока нагрузки, превышающих возможности ЗУ.

Аккумуляторная батарея должна быть выбрана в соответствии требованиями и нуждами РЗА и ПА подстанции. Устанавливаемые АБ должны отвечать следующим требованиям:

- малообслуживаемые или необслуживаемые (с гелеобразным электролитом, не требующие доливки электролита и обеспечивающие высокую степень рекомбинации газов внутри аккумулятора) в течение всего срока эксплуатации;
- высокая эксплуатационная безопасность;
- высокая эксплуатационная надежность;
- емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание от одной АБ всех потребителей СОПТ ПС в течение не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы до 80% от номинальной $C_{ном}$).

Емкость АБ должна выбираться с учетом ограничения по глубине разряда аккумуляторов, а также с учетом возможных ограничений по импульсам тока разряда, указанным в технических условиях на аккумуляторы.

В стесненных условиях допускается вертикальная установка АБ.

Присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня должно осуществляться медными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией.

АБ должна иметь повышенный срок службы (не менее 12 лет для гелеобразных, не менее 20 лет для АБ с жидким электролитом).

В зависимости от назначения и типа подстанции могут быть установлены две АБ. В случае установки двух АБ к ним предъявляются следующие требования:

- батареи должны быть идентичны по своим техническим характеристикам;
- каждая из двух АБ должна выбираться из условий суммарной нагрузки двух АБ;
- каждая из АБ должна обеспечивать надежную работу СОПТ ПС в течение всего срока службы;
- напряжение обеих АБ, установленных на ПС, должно быть одинаковым;
- каждая из двух АБ ПС должна устанавливаться в отдельном помещении.

На ПС с высшим напряжением 35 кВ должна устанавливаться одна АБ.

Для питания микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики в случаях обоснованной необходимости предусматривается установка отдельных АБ (одной или двух). Сеть, которую они будут обслуживать, располагается в пределах ОПУ.

Конструкция аккумуляторной батареи (стеллаж, шкаф аккумуляторный, аккумуляторы, межаккумуляторные перемычки и внешние присоединения) должна иметь сейсмическую стойкость, соответствующую географическому расположению подстанции.

Помещение, в котором располагается АБ (аккумуляторная, помещение АБ), должно обеспечивать выполнение всех требований производителя АБ, направленных на

обеспечение максимального срока службы АБ, указанного в технических характеристиках АБ (освещенность, номинальные температуры, градиент температур и т.п.).

Если указанные номинальные параметры невозможно обеспечить другими способами, допускается установка систем кондиционирования или климат контроля атмосферы. Устройство и расположение аккумуляторных помещений на ПС, а также схемы включения АБ должны исключать возможность одновременного выхода из строя обеих АБ при любых возможных нештатных ситуациях на ПС.

3.16. Зарядно-подзарядные устройства

Зарядно-подзарядное устройство должно отвечать следующим требованиям:

- шкаф ЗПУ должен представлять собой законченное шкафное изделие;
- исполнение ЗУ - транзисторное с ВЧ преобразованием;
- в состав ЗПУ должна входить аппаратура контроля и термокомпенсации режима заряда АБ;
- максимальная величина пульсаций напряжения на выходе ЗПУ не должна превышать 0,5 %;
- отклонение напряжения в режиме постоянного подзаряда от заданного уровня не должно превышать 1,0% (проценты должны соответствовать требованиям заводоизготовителей АБ и устройств защиты);
- срок службы ЗПУ должен быть не менее 20 лет;
- все элементы ЗПУ должны быть смонтированы в шкафу;
- ЗПУ может иметь два отдельных канала для заряда основной и «хвостовой» частей АБ;
- ЗПУ должно иметь функцию автоматического отключения АБ от нагрузки в процессе разряда при достижении критического значения напряжения (функция защиты батареи от глубокого разряда);
- ЗПУ должно обеспечивать дистанционный контроль и изменение всех необходимых параметров режима заряда АБ;
- ЗПУ должно обеспечивать контроль целостности цепей присоединения АБ;
- ЗУ должно обеспечивать заряд и подзаряд АБ различными методами (U, IU, IUI, выравнивающий заряд;
- при необходимости, ЗУ может иметь два отдельных канала для заряда основных и "хвостовых" элементов АБ;
- при применении на ПС одного ЗУ - ЗУ с преобразованием энергии сети переменного тока от 2-х источников в напряжение постоянного тока при помощи двух взаимно резервируемых преобразователей в едином конструктиве (шкафу);
- при применении на ПС двух и более ЗУ – каждое ЗУ с преобразованием энергии сети переменного тока от одного источника в напряжение постоянного тока при помощи одного преобразователя в едином конструктиве (шкафу), при дополнительном обосновании возможно применение ЗУ с преобразованием энергии сети переменного тока от 2-х источников в напряжение постоянного тока при помощи двух взаимно резервируемых преобразователей в едином конструктиве (шкафу);
- в случае установки 2-х ЗПУ, они должны иметь возможность работать параллельно с примерно равномерным делением тока нагрузки между собой, иметь встроенные системы защиты от КЗ и аномальных режимов со стороны сети переменного тока и выходных зажимов;
- ЗПУ должно иметь информационный выход на верхний уровень АСУ ТП и поддерживать протокол обмена информацией по одному из стандартов МЭК, предпочтительно МЭК-61850;

- ЗПУ должно иметь вход блокировки режима заряда АБ при остановке приточно-вытяжной (вытяжной) вентиляции. При остановке приточно-вытяжной (вытяжной) вентиляции ЗПУ из режима заряда АБ должен автоматически переходить в режим подзаряда АБ;

- ЗУ должно автоматически восстанавливать заряд АБ после перерывов питания со стороны переменного тока;

- коэффициент полезного действия ЗУ должен быть не менее 0,9;

- ЗУ может иметь как естественную, так и комбинированную токозависимую систему вентиляции, обеспечивающей естественную вентиляцию устройства в режиме подзаряда и принудительную - в режиме заряда АБ.

Конструктивно шкафы ЗПУ должны быть шкафами двухстороннего обслуживания, имеющими открывающиеся дверцы на лицевой и тыльной стороне, позволяющие выполнять технический контроль. Каждая дверца должна иметь замок, запирающийся на ключ. Шкафы ЗПУ должны устанавливаться в один ряд без зазоров между собой.

Шкафы должны соответствовать:

- ГОСТ 14254-96 (Степени защиты, обеспечиваемые оболочками), ГОСТ 15543.1-89 («Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам») и обеспечивать степень защиты установленного в нем оборудования не менее IP21;

- по степени безопасности персонала от воздействия опасных и вредных факторов шкафы должны удовлетворять ГОСТ 12.2.007.0-75;

- дверцы шкафа должны быть цельнометаллическими. Допускается на дверцах шкафов делать окна для установки в них приборов контроля.

При проведении работ по реконструкции ПС без замены АБ должен быть предусмотрен заряд «хвостовой» группы элементов АБ от отдельных ЗУ или от основных ЗУ двухканального исполнения.

3.17. Щит постоянного тока (ЩПТ)

Для каждой АБ должен предусматриваться отдельный ЩПТ. Каждый ЩПТ должен иметь достаточное количество защитных устройств, секций для выполнения регламентных работ в СОПТ без отключения АБ.

На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены устройства сигнализации и контроля, выполняющие следующие функции:

- регистрации аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в СОПТ;
- регистрации аналоговых величин нормального режима;
- контроля напряжения на шинках постоянного тока и выдачи сигнала о его повышении или понижении;

- уровня пульсации выше заданной уставки;

- контроля АБ и ЗПУ;

- контроля сопротивления изоляции цепей оперативного тока;

- автоматизированного поиска замыканий на землю в сети постоянного тока;

- автоматического определения поврежденного присоединения ЩПТ;

- контроля целостности всех предохранителей и аварийного отключения любого автоматического выключателя;

- генерирования «мигающего света» (при необходимости).

Кабели в шкафах ЩПТ должны прокладываться с учетом требований по надежности и ЭМС.

Компоновка оборудования в шкафах ЩПТ должна быть однослойной.

Должна быть обеспечена повышенная пожароустойчивость и пожаробезопасность шкафов ЩПТ и удобство их эксплуатации.

Ввод кабелей от АБ в ЩПТ должен быть выполнен по отдельной от отходящих кабелей трассе, кабели должны быть с кислотостойкой изоляцией, не допускается состыковка кабелей на всем протяжении от АБ до ЩПТ.

3.18. Ограничители перенапряжений

В сетях напряжением 35–110 кВ при новом строительстве и реконструкции подстанций следует устанавливать ОПН с датчиком тока импульсов срабатывания и возможностью измерения токов утечки под рабочим напряжением. В процессе эксплуатации при выходе из строя элементов вентильных разрядников допускается замена поврежденных элементов соответствующим типом вентильных разрядников.

ОПН устанавливаются непосредственно на подходах ВЛ к распределительным устройствам подстанций со стороны подстанций и непосредственно у защищаемого оборудования.

В сетях 6–20 кВ ОПН необходимо устанавливать для защиты электрооборудования подстанций, распределительных и трансформаторных пунктов, электрооборудования пунктов секционирования и автоматического включения резерва.

Номинальное значение разрядного тока ОПН выбирают 10 кА:

- в районах с интенсивностью грозовой деятельностью более 50 грозовых часов в год;
- в сетях с ВЛ на деревянных опорах;
- в сетях с повышенными требованиями по надежности.

Следует применять ОПН на основе оксидно-цинковых варисторов, с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем, взрывобезопасного исполнения.

ОПН должен быть отстроен от работы при перенапряжениях, вызванных однофазными дуговыми замыканиями на землю.

Выбор типа применяемого ОПН, в том числе для замены вентильных разрядников, должен быть обоснован расчетом в соответствии с действующими методиками выбора.

Для выбора энергетических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии в ОПН при воздействии коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений.

Во всех точках сетей 6–10 кВ, где ранее предусматривалось применение вентильных разрядников РВО, следует применять ОПН с наибольшими длительно допустимыми рабочими напряжениями 7,2–7,6 кВ и 12–12,7 кВ, соответственно.

Технические требования к ОПН 6–110 кВ:

U _{ном} , кВ	6	10	35	110	Нейтраль 110
Номинальный разрядный ток, кА	510	510	510	10	10
Защитный уровень – не выше, кВ _{имп.}	27	45	130	280	180
Пропускная способность – не менее, А	250	250	400	500	500
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение (не менее), кВ	7,2	12	40,5	80-88	56
Удельная энергия, кДж/кВ	3	3	4,5	4,5	4,5
Срок службы (не менее), лет	30	30	30	30	30

На ВЛ 10–20 кВ, с целью уменьшения числа устанавливаемых аппаратов, допускается применение ОПН, совмещающие в себе функции механического опорного элемента и защиты от бросков напряжения.

На ВЛ 35–220 кВ для повышения грозоупорности ВЛ на переходах через природные и инженерные преграды (реки, железные и автодороги), а также для повышения грозоупорности подходов к ПС рекомендуется применять линейные ОПН или длинно-искровые разрядники.

3.19. Изоляция открытых токоведущих частей ОРУ и ЗРУ подстанций

В целях повышения электробезопасности объектов, уменьшения изоляционных промежутков, уменьшения числа контактных соединений, в том числе при переходах токоведущих частей через стены (при закрытом расположении РУ ПС) целесообразно применять дополнительную изоляцию для ошиновки подстанций или литые токопроводы на напряжение 6–35 кВ.

Изоляция позволит избежать коротких замыканий и отказов высоковольтного оборудования, вызванных внешними воздействиями, позволит обслуживающему персоналу избежать опасности поражения электрическим током, если по ошибке был допущен контакт с высоковольтной ошиновкой или расположение ошиновки конструктивно не соответствует требованиям по безопасным расстояниям по высоте.

Дополнительные изоляционные материалы делятся по видам защиты:

- электрозащитные – относятся к электрозащитным средствам, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки, обладают необходимой электрической прочностью и могут быть использованы как электроизоляционные материалы (литой токопровод, трекингостойкие термоусаживаемые трубки, изоляционные комплекты для шинопроводов, высоковольтная изоляционная лента);
- изолирующие материалы – не являются электрозащитными, предназначены для ограничения воздействия внешних факторов (птицы, животные, атмосферные осадки), могут применяться для ошиновки подстанций и воздушных линий, находящихся в парковых зонах (изоляционные профили, изоляционные короба);
- средства повышения изоляционных свойств изоляторов, в частности – увеличение пути длинны утечки, могут применяться как на опорных изоляторах подстанций, так и на гирляндах воздушных линий (дополнительные накладки, кольца и т.п.).

В целях единообразия подходов к применению дополнительной изоляции, необходимо:

- применение любых изоляционных материалов проводить только при комплексном ремонте, реконструкции или новом строительстве. Любые изолирующие материалы, применяемые на ПС, запрещается считать электрозащитными со свойствами длительной работы под рабочим напряжением, кроме литого токопровода;
- при применении изолирующих материалов на ПС для изоляции токоведущих частей должны быть проведены внеочередные инструктажи обслуживающему персоналу и внесены соответствующие требования в инструкции по охране труда по соблюдению мер безопасности при работе с изолирующими токоведущими частями, как при работе с неизолированными;
- допускается применение изолирующих материалов для повышения безопасности открыто расположенной ошиновки 6–20 кВ в РУ подстанций. При несоответствии высоты расположения ошиновки от земли помимо изоляции шин должны быть предусмотрены меры по ограждению негабаритных токоведущих частей. В случае применения литого токопровода дополнительные ограждения не требуются.

В качестве изоляции аппаратных зажимов, токоведущих частей вводов трансформаторов, выключателей, вводов в здания, вводов КРУН использовать

термоусаживающие трубки, с последующим тепловизионным контролем контактных соединений в определенные НТД сроки.

Рекомендуется:

- применение изолирующих комплектов на КРУ-10 (6) кВ в целях предотвращения перекрытий изоляторов при плохих погодных условиях;
- применение изолирующих коробов на ВЛ-10 (6) кВ с целью предотвращения отключений по причине попадания на провода ВЛ веток, проволоки, птиц и мелких животных, в том числе на воздушных выходах КРУ;
- применение дополнительной изоляции для увеличения пути длины утечки опорных и подвесных гирлянд изоляторов;
- другие возможные варианты применения изоляционных материалов на основании проектного решения.

Монтажные работы должны выполняться подготовленным персоналом, имеющим необходимый объем знаний и практики установки изолирующих материалов.

Все токоведущие части подстанции напряжением 6-10-35 кВ расположенные в зданиях должны быть выполнены литым токопроводом (трехфазного или пофазного исполнения), это позволит ликвидировать следующие узкие места:

- пробой изоляторов шинных мостов 6-35 кВ;
- проведение регламентных работ по поддержанию в рабочем состоянии контактных соединений шинных мостов;
- необходимость монтажа большого числа дополнительных конструкций для прокладки коробов и переходов через стены.

Для шинных мостов ОРУ 6-35 кВ рекомендуется применение пофазноэкранированного литого токопровода или иной дополнительной изоляции.

В целях снижения числа контактных соединений и повышения надежности узлов переходов КЛ 35-110 кВ в оборудование РУ 35-110 кВ (КРУЭ, комбинированные элегазовые блоки, силовые трансформаторы и т.д.) рекомендуется использовать муфты типа «Click-fit» допускающие соединение КЛ 35-110 кВ с оборудованием без использования высоковольтных вводов (с сохранением бушингов встраиваемых трансформаторов тока).

3.20. Собственные нужды подстанций

Собственные нужды подстанции должны иметь питание не менее чем от двух источников. Не допускается питание сторонних потребителей от сети собственных нужд подстанции.

Требования к трансформаторам собственных нужд аналогичны требованиям к силовым трансформаторам 10/0.4 кВ. На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать отдельно с АВР.

При обосновании должны предусматриваться источники бесперебойного питания.

На каждом РУ питание устройств РЗА, а также приводов выключателей, должно осуществляться оперативным током не менее чем от двух источников (аккумуляторных батарей, сети собственных нужд).

3.21. Системы безопасности объектов

Подстанции должны оснащаться соответствующими инженерными системами, системами технологического наблюдения и безопасности, в том числе, системами охранной сигнализации и контроля доступа на территорию подстанции.

Системы охранной и пожарной сигнализации должны быть построены на базе соответствующих датчиков, приемно-контрольных приборов для сбора информации, ее обработки и визуализации.

В инженерных системах подстанции допускается применение общепромышленных средств автоматизации (датчики, программируемые контроллеры) или программно-технических средств, используемых в АСУ технологическими процессами.

Ограждение ПС рекомендуется выполнять капитальным из железобетонных плит, выкрашенных в корпоративные цвета, или сетчатым, из оцинкованной стали, вписывающимся в ландшафт застройки. Высота ограждения – не менее 2,5 м.

3.22. ЛЭП 0,4–110 кВ

3.22.1. Воздушные линии электропередачи 35–110 кВ

При осуществлении технологических присоединений новых потребителей на напряжении 35 – 110 кВ, связанных с заменой опор, провода, грозотроса или изоляции на существующих ВЛ, а так же со строительством отпаяк от данных ВЛ или строительством новых ВЛ, должны быть соблюдены требования настоящего пункта технической политики ОАО «МРСК Центра».

При ремонтах ВЛ 35 – 110 кВ работы могут проводиться с сохранением существующего конструктивного исполнения линии в части опор и фундаментов ВЛ, при этом решения по изоляции, грозотросу и гасителям вибрации определяются филиалом ОАО «МРСК Центра» по согласованию с проектной организацией, с условием соблюдения действующих требований НТД и ОРД.

Срок службы арматуры, применяемой на воздушных линиях электропередач для грозозащитных тросов, должен соответствовать сроку службы грозозащитных тросов и составлять не менее 50 лет.

Грозозащитные тросы должны быть из стальных оцинкованных проволок, низколегированной стали, обладающих высокой механической прочностью и коррозионной стойкостью.

При реконструкции и строительстве новых ВЛ 35–110 кВ в обязательном порядке одновременно производить монтаж волоконно–оптического кабеля (ВОК). Способ подвеса ВОК на ВЛ 35-110 кВ определять индивидуально при проектировании. В качестве преимущественного способа использовать подвес самонесущего волоконно-оптического кабеля. Все остальные способы подвеса рассматривать только при отсутствии возможности использования самонесущего волоконно-оптического кабеля.

Срок службы арматуры, применяемой на воздушных линиях электропередач для проводов, должен соответствовать сроку службы проводов (45 лет).

В качестве изоляторов следует использовать:

- стеклянные тарельчатые изоляторы с низким уровнем радиопомех и с уплотнениями из кремнийорганической резины;
- полимерные консольные изолирующие подвески;
- полимерные междуфазные распорки на ВЛ, подверженных гололедной пляске;
- полимерные изоляторы с кремнийорганическим защитным покрытием непрерывного литья, в том числе, с переменным вылетом ребер;
- длинно-стержневые фарфоровые изоляторы высокой прочности.

Провода должны быть с сердечником из немагнитных материалов и проводящей частью из термостойкого алюминиевого сплава с возможностью длительной эксплуатации при температуре нагрева проводов до 150-200 °С в условиях длительно допустимых нагрузок (аналог АССС (ACCR), AERO-Z).

В качестве гасителей вибрации следует применять резонансные многочастотные гасители вибрации (типов ГВ, ГВП, ГВУ), демпфирующие распорки.

На ВЛ 35–110 кВ следует применять одноцепные и многоцепные стальные многогранные опоры вместо металлических решетчатых. Металлические решетчатые опоры допускается применять в качестве анкерно-угловых.

Фундаменты на ВЛ необходимо применять:

- монолитные железобетонные (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);
- свайные железобетонные и металлические (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля);
- с учетом обеспечения несущей способности и целостности фундаментов без нанесения дополнительных защитных покрытий в течение всего срока службы.

Запрещаются к применению опоры ВЛ 110 кВ, имеющие низкую вандалозащищенность и требующие постоянного инструментального контроля в процессе эксплуатации (металлические опоры с оттяжками). **Не рекомендуются к применению** в качестве промежуточных опоры П-110, имеющие низкую вандалозащищенность и высокие ремонтно-эксплуатационные затраты.

3.22.2. Кабельные линии 6–110 кВ

Основные направления применения кабельных линий электропередачи 6–110 кВ:

- присоединение реконструируемых подстанций к электрическим сетям;
- присоединение новых подстанций к электрическим сетям, в том числе подстанций глубокого ввода;
- выдача электрической мощности новых энергоблоков электростанций;
- присоединение к электрическим сетям газотурбинных установок (ГТУ) мощностью 50–230 МВт;
- замена изношенных и морально устаревших маслonaполненных кабелей и кабелей с бумажно-масляной изоляцией;
- переустройство воздушных линий в кабельные линии электропередачи с целью высвобождения территории под жилищное и социально-бытовое строительство.

Требования к кабельным линиям:

1. Прокладка кабельных линий должна осуществляться по требованиям, определяемым типом и конструкцией силового кабеля, в соответствии с проектно-сметной документацией.
2. Для кабельных сетей необходимо использовать одножильные силовые кабели.
3. Прокладка КЛ должна выполняться с размещением жил кабеля в виде треугольника для исключения необходимости транспозиции.
4. Заземление экранов жилы кабеля выполнить в соответствии с расчетом, но не менее двух.
5. В условиях сложных переходов (подъемы, спуски, переход ВЛ в КЛ) для повышения надежности изоляции и предотвращения изломов или расслоения изоляции в месте изгиба (при нарушениях требований к радиусу изгиба) необходимо применять кабель с ребром жесткости.
6. Гарантия на монтажные работы должна быть не менее 3-х лет.
7. При входном контроле кабеля из сшитого полиэтилена в обязательном порядке должна проводиться проверка геометрии изоляции жилы кабеля.
8. К прокладке допускается только кабельная продукция, имеющая сертификат завода-производителя.
9. Качество строительно-монтажных работ при прокладке КЛ устанавливается в ходе необходимого объема испытаний, в состав которого должен быть включен метод частичных разрядов как единственный метод, дающий полное представление о состоянии линии после монтажа, качестве кабеля и работ по установке муфт.

10. При строительстве КЛ 6 – 110 кВ в обязательном порядке одновременно производить прокладку волоконно–оптического кабеля в тех же траншеях (лотках). Отсутствие необходимости прокладки ВОК допускается при отдельном обосновании.

Варианты прокладки кабельных линий электропередач:

№ п/п	Наименование	Преимущества
1	Прокладка в грунте	Сравнительно низкая стоимость
		Возможность контроля при прокладке состояния кабеля по всей длине
2	Метод горизонтального направленного бурения (ГНБ)	Пересечение сложных объектов (парки, автомагистрали и ж/д)
		Сокращенные сроки строительства (7–10 дней)
		Низкая стоимость по сравнению с микротоннелями и коллекторами
3	Микротоннель	Пересечение водных препятствий, парков, автомагистралей, ж/д и т.д.
		Нет необходимости в обслуживании
		Условия теплоотвода лучше, чем при прокладке в грунте
4	Кабельный коллектор	Пересечение парков, автомагистралей, ж/д и т.д.
		Удобство технического обслуживания кабелей
		Наилучшие условия теплоотвода
		Возможность прокладки четырех и более КЛ
5	Подводная прокладка	Пересечение водных препятствий
		Низкая стоимость
		Улучшенный теплоотвод

Обязательная к применению кабельная продукция:

- кабель из сшитого полиэтилена для кабельных линий 6–20 кВ;
- кабель из сшитого полиэтилена для кабельных линий 35–110 кВ.

Рекомендуемая к применению кабельная продукция:

- силовые кабели с изоляцией, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов нг – LS для кабельных линий 6–20 кВ.

Запрещенная к применению кабельная продукция:

- кабель с бумажно-пропитанной изоляцией для кабельных линий 6–20 кВ;
- кабель с бумажно-пропитанной изоляцией и под давлением масла для кабельных линий 35–110 кВ.

Помимо одножильных возможно применение трехжильных кабелей с изоляцией из СПЭ в следующих случаях:

- при протяженности КЛ, не превышающей строительную длину кабеля;
- при отсутствии значительного числа углов поворота трассы;
- при отсутствии ограничений по заходу кабеля в ячейку, связанных с конструкцией и сечением кабеля;
- при отсутствии, в перспективе, необходимости увеличения сечения кабеля по причине его недостаточной пропускной способности.

Применение данного кабеля должно быть ограничено в городских условиях, при прокладке в цехах, кабельных колодцах, шахтах, полуэтажах и в других стесненных условиях.

Применение трехжильных кабелей 6 – 10 кВ обосновывать технико – экономическими расчетами, проведенными в сравнении с одножильными кабелями.

Во всех остальных случаях преимущественно применять одножильные кабели с СПЭ изоляцией.

Применение одножильных кабелей напряжением 6–20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, в максимально возможной мере должно обеспечить экономичную прокладку кабельных линий, их эксплуатационную надежность и ремонтпригодность при больших нагрузочных токовых характеристиках в широком диапазоне сечений (35–800 мм²) и с возможностью прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами.

Основные технические требования к конструкции кабеля:

- | | |
|---|--|
| Жила: | <ul style="list-style-type: none"> – алюминиевая или из скрученных медных проволок; – сегментированная (сечение большее 1000 кв. мм); – продольная герметизация от распространения влаги. |
| Изоляция | <ul style="list-style-type: none"> – из сшитого полиэтилена; – номинальной толщины на заданный класс напряжения; – нормируется по степени сшивки и геометрическим размерам (по эксцентриситету и овальности). |
| Электропроводящие слои по жиле и изоляции толщиной не менее 0,8–1,0 мм. | |
| Экран: | <ul style="list-style-type: none"> – из медных проволок, устойчивых к току однофазного короткого замыкания; – со встроенным оптоволоком для контроля температуры кабеля (кроме кабеля 35 кВ). |
| Оболочка | <ul style="list-style-type: none"> – из полиэтилена толщиной не менее 6 мм; – повышенной твердости при прокладке в грунте; – не распространяющая горение (из пластификатора с малым газовыделением, индекс LS) при прокладке в коллекторах и других кабельных сооружениях; – усиленная бронепроволоками из немагнитного материала при подводной прокладке. |

Выбор сечения кабеля выполняется по величине длительно допустимого тока в нормальном режиме с учетом поправок на количество кабелей, допустимую перегрузку в послеаварийном режиме, температуру и тепловое сопротивление грунта согласно стандарту на используемый силовой кабель.

При этом необходимо выполнить расчеты кабеля и его экрана на термическую стойкость при коротком замыкании и, при необходимости, на потери и отклонение напряжения в линии.

При проектировании кабеля учесть, что при заземлении экрана с двух сторон должна быть выполнена транспозиция.

Сечение кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 20 лет.

Реконструкция КЛ всех напряжений должна проводиться на основании инженерных изысканий грунтов в зоне прокладки кабельных трасс.

Необходимо применять кабельные муфты, выполненные по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью формы.

Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры, должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами, предназначенными для прокладки в любых климатических и производственных условиях.

Для защиты КЛ 6 – 10 кВ, проложенных в земле, в качестве защиты от механических повреждений преимущественно применять полимерную плиту марок ПКЗ 24х48 и ПКЗ 36х48.

Соединительные, концевые муфты и вводы в КРУЭ должны иметь:

1. Электрическую прочность ко всем видам перенапряжений, возникающих в электросети.
2. Устойчивость к агрессивной среде и механическую прочность, близкую к прочности кабеля.
3. Срок службы не меньше 35 лет.
4. Технологию быстрого и качественного монтажа в полевых условиях.
5. Для монтажа следует применять муфты сборного типа с предварительной проверкой и испытанием соответствующих узлов на заводе-изготовителе.

По конструкции муфты должны быть:

1. Соединительные муфты – типа «клик-фит» с металлическим немагнитным кожухом.
2. Концевые муфты – с силиконовым изолятором.
3. Кабельные вводы в КРУЭ – адаптерного (штекерного) типа без использования изоляционной жидкости (сухие).

При прокладке в земле использовать муфты, выполненные из меди или нержавеющей стали, для прокладки на воздухе можно использовать полиэтиленовые муфты.

Для защиты КЛ напряжением 6–35 кВ от однофазных замыканий на землю следует применять устройства релейной защиты на отключение поврежденных линий.

Для ограничения перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения безопасности и надежности КЛ следует применять:

- в действующих сетях – плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации;
- во вновь строящихся сетях – плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки компенсации, а также резистивное заземление нейтрали.

3.22.3. Воздушные линии 0,4–20 кВ

Основные требования к ВЛ 0,4–20 кВ:

- усиленная изоляция ВЛ при минимальных габаритах;
- разработка технологии постепенной замены разветвленных сетей 6–10 кВ на суперкомпактные сети 20–35 кВ;
- суперкомпактные ВЛ на территориях с уменьшающейся нагрузкой.

При осуществлении технологических присоединений новых потребителей на напряжении 0,4 кВ и выполнении ремонтных работ на ВЛ данного класса напряжения, связанных с необходимостью замены провода на участках существующих ВЛ, выполненных неизолированным проводом, а так же при строительстве новых отпаек от данных ВЛ допускается выполнять работы с сохранением существующего конструктивного исполнения линии.

При строительстве новых ВЛ 0,4 кВ для технологического присоединения потребителей должны соблюдаться требования п.3.22.5 технической политики ОАО «МРСК Центра».

При осуществлении технологических присоединений новых потребителей на напряжении 10 кВ к существующим ВЛ и выполнении ремонтных работ, связанных с заменой неизолированного провода на данных ВЛ, работы должны выполняться преимущественно с сохранением существующего конструктивного исполнения линии, допускается применение провода с защитной изолирующей оболочкой (ВЛЗ).

При осуществлении технологических присоединений новых потребителей на напряжении 10 (6) кВ, связанных с необходимостью прокладки КЛ, линии должны быть выполнены кабелем с СПЭ изоляцией.

При выполнении ремонтных работ по замене участков КЛ 10 (6) кВ допускается применять кабель конструктивно идентичный заменяемому.

3.22.4. Провода и арматура ВЛ 6–20 кВ

Новое строительство и реконструкцию существующих линий электропередачи следует осуществлять на установленный срок службы по элементам ВЛ не менее 40 лет.

Применение покрытий металлоконструкций, прошедших сертификацию, обеспечивающих защиту металлоконструкций от коррозии, а также эстетику ВЛ на длительный срок;

В населенной местности при реконструкции и новом строительстве применять ВЛЗ с защищенным проводом СИП-3.

При переходах через автомобильные дороги и надземные инженерные коммуникации использовать стойки типа СВ 164-12, изготавливаемые по ТУ 5863-007-00113557-94, с подвесной изоляцией из изоляторов ПС-70Е.

На анкерных опорах применять только подвесную арматуру.

Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 70 мм².

Линейная арматура ВЛЗ должна быть сертифицирована в России, соответствовать Европейскому стандарту CENELEC CS, а также иметь заключение от отраслевой испытательной лаборатории, подтверждающее возможность совместного использования с СИП российского производства, выполненными по стандарту РФ ГОСТ Р 52373-200.

Защита от атмосферных перенапряжения ВЛЗ должна выполняться путем установки на провода ВЛ длинноискровых разрядников петлевого типа на всей протяженности ВЛЗ для защиты от индуктированных перенапряжений, а также данная защита должна быть дополнена установкой длинноискровых разрядников модульного типа в некоторых точках ВЛЗ как защита от прямых ударов молнии.

Запрещено к применению:

- для ВЛ 6–10 подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;
- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию;
- железобетонные стойки СВ 110-3,5 и СВ 105-3,6;
- дугозащитные рога на ВЛ с защищенными проводами.

3.22.5. Провода и арматура ВЛ 0,4 кВ.

Требования:

- повышение устойчивости изоляции СИП к температурным воздействиям и окружающей среде;
- заявленный срок службы провода и линейной арматуры не менее 40 лет;
- создание необслуживаемых воздушных линий;
- применение эффективных систем защиты ВЛ от гололедных и ветровых воздействий, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов;
- технологичность монтажа и ремонта в условиях эксплуатации;

– элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью РКУ (расчетно-климатические условия) в соответствии с ПУЭ изд.7 1 раз в 25 лет для конкретных условий расположения сетевого объекта;

– ВЛ напряжением 0,4 кВ должны выполняться в трехфазном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистральной) от подстанций 6-20/0,4 кВ. Сечение проводов на магистралях должно быть не ниже 70 мм² (по алюминию);

– ВЛ 0,4 кВ выполняются только с использованием самонесущих изолированных проводов;

– протяженность линий должна ограничиваться условиями по критерию обеспечения установленных требований к параметрам качества электрической энергии, надежности электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии);

– в сельских населенных пунктах и поселках с малоэтажной застройкой для подключения потребителей мощностью до 100 кВА рекомендуется применять подстанции столбового исполнения с 1-3-фазными трансформаторами;

– на вводах к абонентам рекомендуется устанавливать устройства для ограничения потребляемой мощности. Устройства ограничения мощности должны обеспечивать автоматическое отключение абонента от электрической сети в случае превышения на 20% мощности его электроустановок и обратное включение с выдержкой времени;

– конструкции опор и других элементов ВЛ напряжением 0,4 кВ, должны позволять выполнение работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.).

Марку провода принять СИП-2 (с изолированной несущей нулевой жилой из сплава), изготовленный в соответствии с национальным стандартом РФ ГОСТ Р 52373-2005, сечение не менее 70 мм².

Для монтажа ответвлений к вводам в здания применять провод СИП 4 сечением не менее 4х16 мм² или 2х16 мм².

Линейная арматура должна быть сертифицирована в России, соответствовать Европейскому стандарту CENELEC CS, а также иметь заключение от отраслевой испытательной лаборатории, подтверждающее возможность совместного использования с СИП российского производства, выполненными по стандарту РФ ГОСТ Р 52373-2005.

Линейная арматура для СИП-2 должна отвечать следующим требованиям:

– анкерные зажимы для магистральных проводов должны быть изготовлены из алюминиевого сплава, устойчивого к коррозии, с минимальной разрушающей нагрузкой 1500 кг для сечения нулевой жилы 50-70 мм² и 2200 кг - для 95 мм²;

– при монтаже ответвительных зажимов не требуется применение инструментов и приспособлений импортного производства;

– в ответвительных зажимах затяжные болты магистрального провода должны быть снабжены срывной головкой, выполненной из алюминиевого устойчивого к коррозии сплава;

– для присоединения ответвления к абонентам и подключения светильников должны применяться зажимы с отдельными болтами для затяжки контактов магистрали и ответвления, позволяющие многократно подключать и отключать абонентов, а также менять сечения ответвительного провода, не снимая зажим с магистрали;

– подвесной зажим должен состоять из элемента ограниченной прочности, обеспечивающего защиту магистральной линии от механических повреждений;

- выполнять соединение несущей жилы в пролете при помощи соединительных зажимов под опрессовку, обеспечивающих механическую прочность не менее 90% от разрывного усилия несущей жилы;
- осуществлять выбор всех типов линейной арматуры (зажимы поддерживающие, натяжные, ответвительные, соединительные и др.) согласно решениям, разработанным ОАО «РОСЭП» в Типовом проекте «Одноцепные, двухцепные и переходные железобетонные опоры ВЛИ-0,38 кВ с СИП-2»;
- устанавливать в начале и в конце магистрали ВЛИ-0,4 кВ на всех проводах зажимы для присоединения приборов контроля напряжения и переносных заземлений.

3.22.6. Обязательная к применению проводниковая продукция на линиях электропередачи 0,4–110 кВ

Для ВЛ 35–110 кВ – провод АС.

Для ВЛ 6–20 кВ – защищенные и незащищенные провода типа АС.

Для ВЛ-0,4 кВ – провод СИП-2 (СИП-4).

Для силового кабеля до 1 кВ – кабель с поливинилхлоридной изоляцией с маркировкой нг – LS.

Для контрольного кабеля – кабель с медными жилами в ПВХ изоляции экранированный (КВВГЭнгLS).

Рекомендуемая к применению проводниковая продукция:

- для ВЛ 35–110 кВ – провод АЕРО-Z, АССС (АССР) или аналоги;
- для ВЛ 6–20 кВ – провод СИП-3;
- для ВЛ-0,4 кВ – провод СИП «Торсада» или аналоги;
- для силовых кабелей 6–110 кВ – кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПИ).

Запрещенная к применению проводниковая продукция:

- для ВЛ 35–110 кВ – провод А, АЖ, БР;
- для ВЛ 6–20 кВ – провод А, АЖ, ПС;
- для ВЛ-0,4 кВ – провод А, АС, АЖ;
- для кабелей до 1 кВ – кабель с бумажно-пропитанной изоляцией;
- для кабельных линий 6–20 кВ – кабель с бумажно-пропитанной изоляцией;
- для кабельных линий 35–110 кВ – кабель с бумажно-пропитанной изоляцией и под давлением масла.

3.23. Строительная часть зданий и сооружений

3.23.1. Здания и сооружения ПС (КРУ, ЗРУ, ОПУ)

При строительстве зданий и сооружений подстанций конструкция крыши должна быть двух (или более) скатной.

При строительстве новых, реконструкции и ремонте старых зданий, если допускается проектом, можно использовать в качестве кровельного материала керамическую черепицу, срок службы которой более 100 лет.

Здания и сооружения подстанций, без обслуживающего персонала, должны быть выполнены в блочно-модульном исполнении.

Здания подстанций с обслуживающим персоналом или при определенных требованиях градостроительных организаций могут быть выполнены из кирпича.

Здания любого исполнения должны быть оборудованы: отоплением, вентиляцией, пожарной сигнализацией, специальные помещения должны быть оборудованы в соответствии с действующей нормативно-технической документацией. Входные наружные двери всех помещений ПС следует выполнять металлическими и оборудованными

внутренними замками. Остекление зданий на территории ПС следует сокращать до минимума. В случае необходимости в естественном освещении окна первого этажа оборудуются решетками.

Выбор конструктивного решения пола необходимо осуществлять с учетом обеспечения:

- надежности и долговечности принятой конструкции;
- экономного расходования строительных материалов;
- наиболее полного использования физико-механических свойств применяемых материалов;
- оптимальных гигиенических условий для людей;
- пожаровзрывобезопасности.

В служебных и производственных помещениях, в зависимости от функционального назначения, использовать напольные покрытия, такие как коммерческий линолеум, керамическая плитка, плитка из керамогранита, а также наливные полы на основе полиуретана или эпоксидных смол, как самые прочные и износостойкие.

Наливные полы должны соответствовать следующим требованиям: незначительная истираемость; беспыльность; химическая стойкость; высокая скорость проведения работ по монтажу (полы могут укладываться при плюсовых и отрицательных температурах); легкость обновления и ремонта.

Основанием для наливного пола должен быть бетонный пол (марка бетона 200-300), из кислотоупорной и керамической плитки, на поверхности не должно быть трещин и сколов, влажность основания не более 4-5%.

При ремонте фасадов административных зданий, кроме традиционного использования фасадных красок, возможно использование технологии «вентилируемый фасад», эти работы допускается проводить только после комплексного обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений специализированной организацией.

Для своевременного выявления неисправностей в строительных конструкциях зданий КРУ, ЗРУ, ЗТП фасады допускается ремонтировать без укрытия стен каркасными фасадными материалами.

Для создания благоприятных условий эксплуатации зданий и сооружений необходимо контролировать, чтобы при строительстве новых и реконструкции старых зданий планировка и благоустройство территории, системы водоотвода атмосферных осадков и грунтовых вод были выполнены по проекту и в дальнейшем поддерживались в исправном состоянии в соответствии требованиям типовой инструкции.

3.23.2. Фундаменты опор и оборудования ОРУ

При строительстве подстанций определение типов фундаментов должно производиться на основании геодезических исследований, производимых специализированными организациями.

Возможно применение следующих типов фундаментов:

- облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, железобетонные сваи; монолитные и сборно-монолитные фундаменты под оборудование;
- монолитные и сборные, в том числе поверхностные и свайные железобетонные (буронабивные, в том числе с уширением и без уширения) фундаменты под порталы;
- фундаменты для бескареточной и безрельсовой установки трансформаторов.

Также должны применяться новые высокоэффективные материалы для защиты от коррозии строительных конструкций, коррозионностойкие стали повышенной прочности для изготовления металлоконструкций порталов и опор под оборудование.

3.24. Экологические требования при проектировании, строительстве и эксплуатации электросетевых объектов.

3.24.1. Требования экологической безопасности при проектировании и строительстве объектов электроэнергетики ОАО «МРСК Центра».

При проектировании и строительстве новых объектов ОАО «МРСК Центра» должны учитываться нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду, предусматриваться мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, а также способы размещения отходов производства и потребления, применяться ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и иные наилучшие существующие технологии, способствующие охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

При проектировании, строительстве и реконструкции объектов электроэнергетики рекомендуется осуществлять мероприятия, повышающие уровень экологической безопасности, оказывающие минимальное негативное воздействие на окружающую среду и человека.

Снижение негативного воздействия на окружающую среду и человека рекомендуется осуществлять на основе:

- применения сухих трансформаторов и конденсаторов с экологически чистым жидким диэлектриком;
- снижения уровня шума электрооборудования;
- применения электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- снижения отвода земель для подстанций, восстановление нарушенных в процессе строительно-монтажных работ участков земли;
- принятия мер по полному предотвращению попадания трансформаторного масла на поверхность земли;
- применения устройств, предотвращающих гибель животных и птиц;
- применение электрооборудования, не требующего специальных мер по обслуживанию и утилизации.

3.24.2. Требования и рекомендации экологической безопасности при проектировании и строительстве линий электропередачи и связи.

Требования и рекомендации экологической безопасности:

- линии электропередачи, опоры и изоляторы должны оснащаться специальными птицепропускными устройствами (в местах массового пролёта и гнездования птиц), в том числе препятствующими птицам устраивать гнездовья в местах, допускающих прикосновение птиц к токоведущим частям;
- запрещается использование в качестве специальных птицепропускных устройств неизолированных металлических конструкций;
- для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия электромагнитного поля линий электропередачи вдоль этих линий рассматривать необходимость установки санитарно-защитных полос;
- не допускается превышение нормативов предельно допустимых уровней воздействия электромагнитных полей и иных вредных физических воздействий линий электропередачи на объекты животного мира;
- в местах массовой миграции птиц для предотвращения их гибели от столкновения с линиями электропередачи и связи рекомендуется замена воздушных линий

электропередачи и связи на подземные и наземные кабельные линии и радиорелейную связь;

- применять механизированную очистку трасс ВЛ от древесно-кустарниковой растительности без применения пестицидов и агрохимикатов, при наличии положительных заключений экологической экспертизы применять химическую расчистку;

- применять деревянные опоры с пропиткой, сертифицируемой и разрешенной к применению в РФ;

- применять при строительстве воздушных линий в распределительных сетях до 1000 В изолированный провод;

- при проектировании рассматривать применение кабельных линий 6–110 кВ в черте населенных пунктов;

- рассматривать возможность применения при строительстве ВЛ (КВЛ) 6-10 кВ в густонаселенных районах, в парковых зонах и заповедниках без вырубки просек, при электроснабжении ответственных потребителей, универсального силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), допускающего прокладку в земле, воде и воздухе со специальными универсальными анкерными системами крепления при прокладке линий электропередачи в лесах и гористой местности, имеющих при воздушной прокладке более низкие эксплуатационные затраты.

При проектировании и во время эксплуатации ВЛ всех классов напряжения необходимо:

- применять экологически чистые технологии и материалы, в том числе, при механической, механизированной и химической расчистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;

- оснащать линии устройствами для отпугивания птиц (в особенности в местах расселения птиц, занесенных в «Красную книгу»);

- сводить к минимуму негативное воздействие линий электропередачи на окружающую среду, животных, птиц и человека;

- обеспечивать нормированные уровни электромагнитных полей, акустических шумов и радиопомех;

- снижать отводимые под сетевые объекты земельные площади;

- восстанавливать нарушенные в процессе эксплуатации, строительства, реконструкции и расширения участки земли, оформлять сервитуты под объекты энергетики на землях общего пользования.

3.24.3. Требования и рекомендации экологической безопасности при проектировании и строительстве подстанций, распределительных пунктов, распределительных устройств

Требования и рекомендации экологической безопасности:

- трансформаторные подстанции и их узлы должны быть оснащены устройствами (изгородями, кожухами, дверями, барьерами и т.п.), предотвращающими проникновение животных на территории подстанций и попадание их в незащищенные токоведущие части, узлы и механизмы;

- применять вакуумные и элегазовые колонковые выключатели на напряжении 6–35 кВ вместо масляных, сертифицированных в соответствии с законодательством РФ;

- применять сухие трансформаторы собственных нужд подстанций закрытого исполнения;

- применять в закрытых распредустройствах подстанций 6–20/0,4 кВ трансформаторы сухого исполнения и герметичных типа ТМГ;

- использовать измерительные трансформаторы тока и напряжения в РУ 6–20 кВ с литой изоляцией;
- предусматривать замену негерметичных маслонаполненных вводов 110 кВ и мастикаполненных вводов 35 кВ на герметичные вводы с полимерной изоляцией или вводы с твердой изоляцией;
- предусматривать строительство сети ливнестока на территории подстанций;
- для предотвращения попадания трансформаторного масла в водные объекты и в почву рассматривать возможность строительства маслосточков и маслоприемников с подачей сигнала на пульт управления об утечках масла;
- запрещается использовать при новом строительстве и реконструкции стационарные батареи из негерметичных аккумуляторов, выделяющих водород в режиме заряда;
- при реконструкции БСК 110 кВ предусматривать в проектах утилизацию банок с наполнителем трихлордифенилом;
- места хранилищ материалов и сырья планировать на огороженных, бетонированных и обвалованных площадках с замкнутой системой канализации;
- оборудовать площадки для сбора и временного хранения отходов производства (на открытых подстанциях – площадки под металлолом, контейнеры под твёрдо-бытовые отходы);
- создавать звуковые экраны между распределительными устройствами и территорией жилой застройки в виде стенки необходимой высоты и толщины с использованием рельефа местности;
- устанавливать глушители шума в приточных и вытяжных системах вентиляции;
- разрабатывать проекты санитарно-защитных зон для вновь строящихся подстанций с согласованием в органах Роспотребнадзора (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, Градостроительный кодекс РФ, Земельный кодекс РФ).

3.25. Энергосбережение

При возведении новых и реконструкции существующих объектов капитального строительства ОАО «МРСК Центра» должны применяться строительные материалы, изделия и технологии, направленные на повышение тепловой защиты и энергетической эффективности зданий и сооружений, не приводящие к существенному росту стоимости строительства.

На стадии проектирования административных, производственных и складских зданий и сооружений, а также электроэнергетических объектов, принятые строительные и технические решения должны быть прогрессивными и направленными на снижение потребления тепловой и электрической энергии.

Применение энергосберегающих технологий должно иметь комплексное решение, учитывать требования, подготовленные по результатам проведения энергоаудитов, в том числе тепловизионного обследования, и быть направлено на уменьшение затрат на собственные и хозяйственные нужды.

В качестве источников и методов энергосбережения на объектах капитального строительства, прежде всего, должны применяться:

- двухтарифные (в перспективе многотарифные) электронные счетчики электроэнергии;
- счетчики тепловой энергии;
- люминесцентные лампы с электронным пускорегулирующим блоком;
- светодиодные светильники внутренней и прожектора наружной установки;
- инфракрасные обогреватели с терморегуляторами.

В качестве перспективных энергосберегающих технологий, применение которых позволит дополнительно повысить эффективность применения тепловой и электрической энергии, должны рассматриваться:

- тепловые насосы;
- теплонакопители;
- технологии управления внутренними системами зданиями «Smart house», в том числе применяемые для производственных зданий подстанций и оборудования наружной установки для контроля температурного режима.

4. Требования к построению систем оперативно-технологического управления

4.1. Общие требования к системам ОТУ

Техническая политика в области автоматизации сетевых объектов должна быть направлена на:

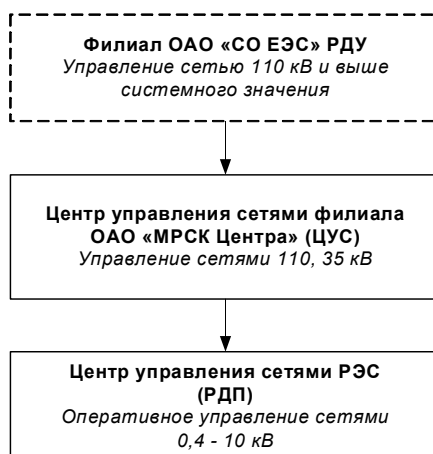
- повышение эффективности функционирования и управления всего технологического комплекса сетей;
- обеспечение требуемых качественных показателей электроэнергии и уровня обслуживания субъектов рынка при решении задач распределения энергии;
- снижение ущерба от аварий, сокращение сроков ликвидации аварий;
- создание информационной основы для построения системы управления и интеграции систем управления Общества с АСДУ ОАО «СО ЕЭС» и других субъектов электроэнергетики.

Целевой моделью организации оперативно-технологического управления в Обществе является двухуровневая модель управления:

1) Уровень ЦУС (филиал);

2) уровень РДП (РЭС). Данная модель определена на основании приказа ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.01.2006 №68 «Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России» и приказа ОАО «МРСК Центра» от 14.10.2008г. №242 «Об утверждении Целевой модели оперативно-технологического управления ОАО «МРСК Центра».

В соответствии с Целевой моделью автоматизированная система оперативно-технологического управления (АСОТУ) состоит из АСУ ТП Объектового уровня (Подстанций 35-110 кВ, Распределительных подстанций (РП) 6-35кВ, трансформаторных подстанций 6-10кВ), каналов передачи оперативных и неоперативных данных о состоянии оборудования объектов, каналов голосовой связи с объектами, Центров управления сетями (ЦУС) уровня РЭС и филиала.



Целевая модель ОТУ

АСОТУ филиала должна обеспечивать обмен информацией с другими субъектами электроэнергетики на территориях филиалов, а также с Диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС». В целях обеспечения мониторинга оперативной обстановки в систему информационного обмена АСОТУ включены также Информационно-аналитический центр ОАО «МРСК Центра», Оперативно-ситуационный центр и Дирекция по предотвращению чрезвычайных ситуаций ОАО «Холдинг МРСК». Для выполнения функций оперативно - технологического управления АСОТУ должна быть интегрирована с системами АИИС КУЭ, SAP R/3. Автоматизированные системы управления сетевыми объектами филиала (АСУ РСК) - иерархическая интегрированная система, в состав которой должен войти ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются АСУТП подстанций, АСОТУ и АИИС КУЭ, реализуемая на принципах:

- открытости стандартов (МЭК 61850, 61970, 61968);
- единой информационной модели электрической сети;
- единой системы классификации и кодирования сетевых объектов;
- единой платформы интеграции и единой информационной среды;
- открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформенности.

При создании АСОТУ необходимо учитывать требования:

- 1) «Целевой модели прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями»;
- 2) «Рекомендаций по корректировке Типовых и ранее подготовленных технических заданий на проектирование и строительство/модернизацию объектов распределительного сетевого комплекса в части вторичных систем» (Письмо ОАО «СО ЕЭС» № Б12-І-8-19-6783 от 04.08.2009г.);
- 3) «Протокола производственного совещания в ОАО «СО ЕЭС» - филиале ОДУ Центра по вопросу применения упрощенных технических решений ОАО «МРСКЦентра» при выполнении технических требований ОАО «СО ЕЭС» к СОТИ АССО» от 11.09.2009 г.
- 4) «Технических требований по организации каналов связи и передачи телеметрической информации между энергообъектами, Центрами управления сетями (ЦУС) и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС», при реализации которых ЦУС допускается к приему операционных функций» (от 12.07.2010г.).

4.2. Требования к Автоматизированной системе управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) в сетях строится на основе современных телемеханических комплексов на базе микропроцессорных контроллеров, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения и должна обеспечить:

- управление присоединениями с использованием устройств телеуправления и выполнение переключений при выделении поврежденных участков сети из работы;
- измерения и регистрацию режимных и технологических параметров;
- мониторинг и диагностику состояния оборудования в нормальных и аварийных режимах;

- автоматизацию технологических процессов основного и вспомогательного оборудования.

АСУ ТП должна строиться на основе АСУ технологических процессов подстанций 35–110 кВ и телемеханизации сетевых объектов 6-20 кВ.

Основные задачи в области применения АСУ ТП:

- наблюдаемость режимов сетевых объектов средствами телемеханики и системами технологического управления, позволяющими эффективно отслеживать состояния сети в режиме реального времени;
 - мониторинг текущего состояния и режимов работы оборудования;
 - эффективное взаимодействие организаций, участвующих в управлении электрическими сетями, функционировании розничного (оптового) рынка электроэнергии (мощности) в едином информационном пространстве;
 - интеграция в АСУ технологических процессов РЗА и противоаварийной автоматики, средств контроля и диагностики состояния основного оборудования, сетевых объектов 6-20 кВ, систем измерения, контроля и учета электроэнергии.
 - эффективное взаимодействие организаций, участвующих в управлении электрическими сетями, функционировании розничного (оптового) рынка электроэнергии (мощности) в едином информационном пространстве;
 - интеграция в АСУ технологических процессов РЗА и противоаварийной автоматики, средств контроля и диагностики состояния основного оборудования, сетевых объектов 6-20 кВ, систем измерения, контроля и учета электроэнергии.
- Основные требования к построению АСУ ТП:
- модульный принцип построения технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
 - открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
 - не зависимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы.

4.3. Требования к Автоматизированной системе оперативно-технологического управления (АСОТУ)

Автоматизированные системы оперативно-технологического управления (АСОТУ) должно содержать функциональные блоки:

- сбора и передачи информации;
- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.
- оперативно-технологического управления;

Подсистема сбора и передачи информации должна обеспечивать надежное функционирование системы АСОТУ при передаче первичной информации:

- с объектов электрических сетей всех классов напряжений в ЦУС филиалов и районов электрических сетей;
- с подстанций напряжением 110 кВ на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с перечнем распределения оборудования и ВЛ по способу диспетчерского управления;

Первичной информацией является:

- электрические режимные параметры первичного оборудования подстанций 35-110/6-20; 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ;
- положение анцапф устройств регулирования напряжения на силовых трансформаторах подстанций 35-110 кВ;
- положение заземляющих ножей линейных разъединителей на ВЛ 35-110 кВ (при наличии соответствующих датчиков на коммутационных аппаратах);
- состояние (положение) коммутационных аппаратов на подстанциях, пунктах секционирования и автоматического включения резерва, распределительных и соединительных пунктах;

- результаты цифровой обработки осциллограмм аварийных режимов на контролируемых присоединениях;
- состояние устройств РЗА и противоаварийной автоматики в нормальных и аварийных режимах работы электрической сети;
- показатели качества электроэнергии;
- результаты технического и коммерческого учета электроэнергии;
- другая дополнительная информация о состоянии инженерных систем сетевого объекта.

4.4. Объем сбора и передачи информации с подстанций 35-110 кВ для АСОТУ

Для оперативного контроля и управления сетевыми объектами 6-10 кВ должно быть предусмотрено:

- телеуправление выключателями 6-20 кВ;
- телесигнализация положения выключателей 6-20 кВ, в том числе, об аварийном отключении выключателей;
- телесигнализация « земли » в сети и других неисправностей (сигнал о неисправности во вторичных цепях и др.);
- охранная сигнализация для распределительных пунктов 6-20 кВ и закрытых подстанций;
- телеизмерения тока и напряжения, интегральные телеизмерения для технического учета электроэнергии;
- пожарная сигнализация и другие дополнительные параметры.

Подсистема оперативно-технологического управления должна включать:

- контроль состояния сетевых объектов;
- анализ оперативной обстановки на объектах с Центров управления сетями и ИАЦ;
- организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановление режимов сетевых объектов;
- формирование расчетной модели сетей филиала, расчет режимов;
- контроль и выбор режимов сети с минимальными потерями электроэнергии;
- организацию оперативного обслуживания подстанций, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в сетях;
- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;
- мониторинг сигналов от охранных систем и систем видеонаблюдения на подстанциях 35-110 кВ;
- контроль объектов без постоянного обслуживающего персонала с возможностью управления из Центров управления сетями.

4.5. Требования к системам связи и передачи данных ОТУ

Основные задачи сетей связи филиала:

- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;
- повышение живучести и надежности функционирования сети в целях управления нормальными и аварийными режимами;
- передача всех видов информации в единой транспортной среде;
- возможность предоставления широкого набора современных услуг связи и создания новых информационных услуг;

- возможность интеграции сетей связи с сетями других ведомств, заинтересованных в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики.

Требования к выбору технических решений:

- в соответствии с п.4.1.6. для обеспечения надежности и живучести систем АСОТУ целевой моделью организации связи с подстанциями 35-110кВ считать организацию двух независимых цифровых каналов связи с каждым объектом. При этом допускается в качестве временного решения использовать один цифровой спутниковый канал связи с резервированием по имеющемуся аналоговому каналу связи (ВЧ-канал, арендованный телефонный канал и др.).

- при возможности выбора технических решений, с учетом тенденции роста заинтересованности сторонних операторов связи в использовании объектов электросетевого комплекса для размещения своего оборудования (подвес ВОЛС, установка БШПД, установка оборудования РРЛ и др.) – предпочтение следует отдавать организации цифровой связи на основе волоконно-оптических и цифровых беспроводных сетей связи с использованием кольцевой топологии сети;

- при проектировании средств и систем подвижной радиосвязи – предпочтительно использовать цифровые радиостанции и системы, обеспечивающие возможность быстрой настройки ведения переговоров между ЦУС и подвижными объектами по всей территории Общества (сеть связи с единым центром контроля и управления).

Принципы создания и развития сетей связи:

- переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;
- возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей;
- возможность организации доступа к службам сетей связи независимо от используемой технологии (инвариантность доступа);
- организация полного набора традиционных служб связи и новых информационных служб с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- независимость полноты технологических и корпоративных услуг связи от транспортных технологий;
- возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя;
- возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети;
- удовлетворение потребностей различных потребителей, в том числе, в случаях чрезвычайных ситуаций.

Структура сетей связи должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях - филиал, ПО, РЭС, в том числе, с узлами связи магистральных сетей и ОАО «ФСК ЕЭС», а также с узлами связи сети общего пользования Российской Федерации.

Техническая структура сетей связи должна формироваться на основе:

- комплекса аппаратного обеспечения, в состав которого входят серверы, рабочие станции, локальные терминалы оператора, оборудование передачи данных (концентраторы, мосты, шлюзы и др.);

- комплекса программного обеспечения, в состав которого входят базовая операционная система; система управления, формирования и ведения баз данных, пакет прикладных программ, реализующих функции по анализу качества, планированию сети, передачи данных, поддержке локальных сетей, защите информации от несанкционированного доступа и т. д.;

- сети передачи данных. Техническая структура сетей связи должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

В состав сетей связи должны входить существующие и строящиеся линии и сети связи, а также арендованные каналы:

- кабельные линии связи;
- высокочастотные системы передачи по линиям электропередачи;
- волоконно-оптические линии связи;
- радиорелейные линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи);
- сети цифровой спутниковой связи;
- сети телефонной связи. Телефонная связь организуется на базе телефонной сети связи электроэнергетики, построенной по радиально-узловому принципу.

Система управления сетей связи должна формироваться на базе центров управления и обеспечивать эффективное функционирование сетей связи. Архитектура сетей связи предполагает управление элементами сети, сетью в целом и техническим обслуживанием и ремонтами сетевых объектов. На всех уровнях управления должны обеспечиваться функции устранения неисправностей; изменения конфигурации сети; надежности и качества передачи, безопасности информации. Для безотказной работы систем управления сетей связи должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонентов - баз данных, серверов и каналов управления.

4.6. Требования к оборудованию ЦУС уровня филиала и РЭС

Информационные системы ЦУС филиала должны обеспечивать:

- наблюдение за состоянием ЭСК, контроль положения коммутационных аппаратов объектов, измерение и расчет потокораспределения, выдачу команд телеуправления объектами в соответствии с Перечнем распределения оборудования по способу управления;
- получение информации о местоположении подвижных бригад с использованием средств GPS;
- возможность ведения переговоров с ОРБ и ОВБ как во время их движения, так и при нахождении (выполнении работ/операций) на объектах управления;
- прямые телефонные каналы с объектами управления и Диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»;
- прямые линии связи с центрами приема и обработки вызовов и доступ к функциональности SAP.

Система коллективного отображения информации ЦУС филиала строится на базе видеостены (видеокубов) с возможностью вывода схем на картографической основе. Не рекомендуется при проектировании ЦУС филиалов использовать мозаичные мнемосхемы.

Система коллективного отображения информации ЦУС уровня РЭС строится с использованием мнемосхем позволяющих отображать положение коммутационных аппаратов и развернутые схемы 6-10 кВ. Крупные РДП могут оснащаться видеостеной, параметры которой выбираются и согласовываются на этапе разработки Технического задания на проектирование.

При разработке схем организации каналов передачи данных вновь строящихся и реконструируемых объектов – в качестве типового решения следует принимать схему передачу телеинформации с объекта в ЦУС филиала с резервированием каналов связи.

При реконструкции объектовой системы телемеханики подстанций, оборудование которых находится в управлении РДП РЭС, в качестве типового решения обеспечивается прямая передача данных телеметрии в ЦППС ЦУС филиала с организацией удаленного доступа к этой информации оперативного руководителя РДП с использованием «тонкого клиента». Допускается прямая передача в РДП данных телеметрии по используемым протоколам для повышения надежности работы системы телеметрии.

5. Управление технической политикой

5.1. Перспективное планирование

Обоснование оптимальных направлений развития сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей региона и эффективного функционирования сетей на проектный период предусматривается в разработке генерального плана развития территории, без которого невозможно достоверно определить потребность в новых сетях, подстанциях и линиях электропередачи на различные сроки перспективного развития. Реализация генерального плана применительно к электрическим сетям выполняется в схемах перспективного развития.

Задания на разработку схем перспективного развития сетей, объемы и состав исходных данных для проектирования и сами схемы перспективного развития должны соответствовать «Формату технического задания на разработку схем перспективного развития» и «Формату представления схем перспективного развития», разработанным ОАО «РОСЭП».

Схемы развития сетей 35–110 кВ разрабатываются на 15 летний период с последующей корректировкой не реже 1 раза в 3 года. При наличии существенных обоснований срок действия схемы может быть установлен на 10-летний период.

Схемы развития сетей 0,4–10 кВ также разрабатываются на 15-летний период. Корректировка схем 0,4–10 кВ может осуществляться в зависимости от местных условий развития территорий, по решению технического руководителя филиала ОАО «МРСК Центра». Схемы развития сетей 0,4–10 кВ могут разрабатываться как для всей территории энергокомпании в целом, так и для наиболее перспективных районов, городов, особых экономических зон, по границам деятельности смежных сетевых организаций, для зон муниципальных образований и др.

5.2. Научно-технические и экспериментальные работы

В целевой комплексной программе НИОКР на среднесрочную и долгосрочную перспективу должны найти отражение:

- новые технические решения и технологии для линий электропередачи, подстанций, распределительных и соединительных пунктов;
- системы автоматизированного управления, РЗА и АИИС КУЭ;
- технические и организационные мероприятия для снижения потерь электрической энергии в электрических сетях;
- совершенствование информационного обеспечения и технических средств организации связи;
- исследование и разработка принципов нормирования надежности распределительных электрических сетей;
- новые принципы и технические решения для АСУ;
- разработка перспективных решений и мероприятий по совершенствованию систем обслуживания сетевых объектов.

Современные технологии при проектировании должны обеспечивать:

- обеспечение в проектах рационального использования земель, охраны окружающей среды, а также безопасности сетевых объектов;
- повышение качества проектирования и сокращение сроков выполнения проектной документации на основе автоматизации проектных работ, использования системы менеджмента качества проектной продукции в соответствии требованиям международного стандарта ИСО 9001–2001;
- пересмотр Норм технологического проектирования и нормативно-технических документов по проектной и изыскательской деятельности по указанию ОАО «ФСК ЕЭС» или Заказчика проекта;
- применение в проектах прогрессивных технических решений, электрооборудования, конструкций и материалов, новых технологий проведения строительных работ;
- организацию экспертизы проектной продукции;
- создание системы автоматизированного проектирования сетевых объектов;
- максимальное использование типовых проектных решений при выполнении проектных работ, а также подготовке тендеров на инженерные изыскания и разработку проектов на объекты РСК.

Распределительные сети.

В настоящий момент времени происходит не только изменение требований к передаче электроэнергии, но и к структуре сетей. Множество источников малой генерации встраивается в сеть, первоначально рассчитанную под крупные централизованные электростанции. Свободный рынок электроэнергии и возможность использования малой генерации не только для собственных нужд крупных промышленных потребителей, но и для продажи излишков вырабатываемой ЭЭ через сети Компании требует готовности сетевого комплекса к приему и перераспределению дополнительных потоков мощности не только в сети 110 кВ, но и в распределительной сети 10-20-35 кВ.

Решением проблем регулирования перетоков мощности в распределительной сети может стать создание интеллектуальных сетей по концепции Smart-сети. Данная технология управления сетями включает в себя организационные и технические решения, в том числе:

1. Автоматизированное считывание показаний приборов учета.
2. Удаленный мониторинг технического и оперативного состояния оборудования.
3. Автоматизированное управление оперативной схемой в зависимости от величины и характера нагрузки.
4. Определение мест и характера повреждений при отключении линий.
5. Управление выдачей мощности в сеть от источников малой генерации.
6. Автоматизация определения «узких мест» и на основании анализа, определение необходимости ремонта или реконструкции элементов сети.

Первым шагом к комплексному решению поставленных в настоящее время задач является автоматизация распределительных сетей 10-20 кВ:

- создание укрупненной распределительной сети 10-20 кВ с приближением трансформаторных пунктов к потребителям, для расширения возможности подключения новых потребителей, малой генерации и, в дальнейшем, упрощения регулирования перетоков мощности;
- автоматизация секционирующих пунктов с использованием реклоузеров, автоматизация ответвлений магистральной сети 10-20 кВ с использованием реклоузеров и выключателей нагрузки;
- автоматизированное считывание показаний приборов учета.

При применении секционирующих и ответвительных коммутационных аппаратов должны применяться системы, не допускающие включение линейных аппаратов на короткие замыкания.

Все вновь устанавливаемые коммутационные аппараты должны иметь возможность согласования их работы между собой и передачи данных в одном формате.

Топология построения сети должна отвечать поставленным техническим требованиям и быть экономически целесообразна.

Первичным направлением является реконструкция схемы распределительной сети с перспективой оснащения ее устройствами мониторинга и передачи информации.

РЗА.

Основными направлениями являются:

- совершенствование систем дальнего резервирования для защиты тупиковых подстанций, присоединенных по схеме «отпайка» и прошедших реконструкцию с заменой ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ 110 кВ;
- использование цифровых стандартов передачи данных;
- использование оптических приборов для работы РЗА.

Диагностика.

Главная цель диагностики основных производственных фондов – это на основе определения состояния электрооборудования максимальное использование фактического ресурса оборудования и предотвращение его аварийного отказа.

Главной задачей является развитие средств диагностики, дающих возможность проведения общего обследования оборудования собственными силами, результаты которого создают целостностную картину динамики изменения основных параметров оборудования, определяющих его техническое состояние и являющихся предпосылкой и обоснованием для комплексного обследования оборудования с целью определения необходимости вывода его в ремонт или замены.

Развитие методик малой диагностики, позволяющих в «полевых условиях» получить достаточный материал для анализа состояния оборудования.

Внедрение и развитие систем мониторинга технического состояния основного оборудования с передачей данных в формате «on line».

Разработка систем анализа полученных в ходе измерений данных с целью определения остаточного срока службы оборудования.

Ремонты и эксплуатация.

В ремонтно-эксплуатационной деятельности главными задачами являются:

- паспортизация оборудования;
- внедрение методики оценки рисков, связанных с ремонтом и реконструкцией ОПФ, позволяющей перейти от системы плановых ремонтов к системе предупредительных ремонтов на основании диагностических данных и остаточного срока службы оборудования.

Приоритеты в направлениях выглядят следующим образом:

Оперативные	Среднесрочные	Перспективные
Применение цельнометаллических многогранных опор 6–10 кВ с увеличенной несущей способностью	Перенос пунктов питания 10/0,4 кВ к потребителям с использованием СТП	Создание интеллектуальных Smart-сетей, способных непрерывно контролировать перераспределение энергии и свое состояние
Применение высокотемпературных проводников для повышения пропускной способности ВЛ	Переход на цифровые цепи тока и напряжения	Управление перетоками мощности с использованием систем FACTS
Применение конструкций компактного размещения оборудования ОРУ ПС	Построение наглядных схем ПС на комбинированном элегазовом оборудовании	Применение оптических ИТ для терминалов РЗА и измерений

Применение малообъемных элегазовых (вакуумных) выключателей 35–110 кВ (колонковых)		
--	--	--

5.3. Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов («пилотные» проекты)

Статус «пилотного» присваивается проектам, обладающим следующими характеристиками:

- наличие обоснованной потребности применения новой техники или технологии;
- новизна научно-технических решений, заложенных в основу проектных решений, обеспечивающая достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности проектируемого объекта или электрической сети в целом;
- наличие научно-технического задела в части разработки новой техники или технологии, позволяющее предполагать положительный результат их разработки и внедрения;
- решение технического совета ОАО «МРСК Центра» с рекомендацией о строительстве объекта с применением образцов новой техники или технологии.

5.4. Система контроля реализации технической политики

Контроль реализации технической политики осуществляется на всех стадиях производственного процесса:

- при формировании, согласовании и реализации схем развития электрических сетей;
- при формировании, согласовании и реализации Программ развития, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей;
- при формировании, согласовании и реализации Инвестиционных программ и проектов;
- при формировании Стратегических планов развития;
- при формировании, согласовании и реализации ремонтных программ;
- при организации закупочной деятельности;
- при организации технологического присоединения.

Реализация технической политики осуществляется посредством:

- проектно-технических решений;
- исполнения целевых программ;
- разработки технических заданий на строительство и реконструкцию объектов;
- реализации проектов в области новой техники и технологий;
- опытной эксплуатации нового оборудования;
- взаимодействия с научно-исследовательскими организациями и смежными сетевыми компаниями в области при внедрении современных технологических решений.

Основным способом реализации технической политики является разработка и реализация схем перспективного развития и программ развития, реконструкции и технического перевооружения.

Актуальность технической политики подтверждается решением научно-технического совета ОАО «МРСК Центра» не реже 1 раза в 2 года с даты утверждения.