Приложение
к Решению Совета директоров
ОАО «Орёлоблэнерго»
от «____» _____ 2010г.

ПОЛОЖЕНИЕ
о технической политике в распределительном электросетевом комплексе ОАО «Орёлоблэнерго»

г. Орёл
2010 г.

Настоящее Положение о технической политике разработано для распределительного электросетевого комплекса ОАО «Орёлоблэнерго», расположенного на территориях поселений г.Орла и районных центров области (кроме г. Мценска), (далее по тексту — Положение).

Положение определяет совокупность управленческих, технических и организационных мероприятий на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня, надежности и безопасности распределительных электрических сетей 6-10/0,4 кВ, находящихся в ведении сетевой организацией ОАО «Орёлоблэнерго» и на основе апробированных при эксплуатации, научно обоснованных технических решений и технологий,

Положение обязательно для применения всеми структурными подразделениями ОАО «Орёлоблэнерго».

Положение рекомендуется для применения проектными, ремонтными, строительно-монтажными и наладочными организациями, выполняющими работы применительно к объектам распределительных электрических сетей ОАО «Орёлоблэнерго».

Срок действия Положения: до 2015 года.

Положение подлежит корректировке 1 раз в 2 года.

(Корректировка произведена по состоянию на август 1012 г.)

Содержание

Основные документы, послужившие основой для разработки Положения 6
Раздел 1. Введение 7
1.1. Современное состояние электрических сетей 8
1.1.1. Исходные условия 8
1.1.2. Проблемы распределительного электросетевого комплекса 11
1.1.3. Прогнозные показатели 11
1.2. Цель и задачи технической политики 12
Раздел 2. Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях 14
2.1. Общие требования к электрическим сетям 14
2.2. Требования к выбору системы напряжений 15
2.3. Требования к схемам построения сетей 15
2.4. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства 16
2.4.1. Технические требования к ТП 6-10/0,4 кВ 16
2.4.2. Технические требования к распределительным пунктам и РУ6-10 кВ 17
2.4.3. Силовые трансформаторы 18
2.4.4. Измерительные трансформаторы 19
2.4.5. Коммутационные аппараты 19
2.4.6. Ограничители перенапряжений 20
2.4.7. Статические компенсирующие устройства 20
2.4.8. Диагностика основного оборудования подстанций 21
2.4.9. Экология подстанций 21
2.4.10. Ограничения по применению оборудования 21
2.5. Воздушные линии электропередачи 21
2.5.1. Требования к воздушным линиям электропередачи 21
2.5.2. Требования к воздушным линиям 0,38 кВ 22
2.5.3. Опоры 23
2.5.4. Провода 23
2.5.5. Линейная арматура и изоляторы 23
2.5.6. Коммутационные линейные аппараты, реклоузеры 23
2.5.7. Защита ВЛ от грозовых перенапряжений 24
2.5.8. Диагностика ВЛ 24
2.5.9. Экология ВЛ 24
2.5.10. Требования к технологиям для ВЛ 24
2.5.11. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ 24
2.6. Кабельные линии электропередачи 25
2.6.1. Требования к кабельным линиям 25
2.6.2. Схемы построения кабельных линий 25
2.6.3. Силовые кабели 25
2.6.4. Требования к кабельной арматуре 26
2.6.5. Защита от замыканий и перенапряжений кабельных линий 26
2.6.6. Диагностика кабельных линий 26
2.6.7. Требования к технологиям прокладки кабельных линий 27
2.6.8. Ограничения по применению технологий и оборудования 27
2.7. Устройства релейной защиты и автоматики 27
2.7.1. Техническая политика в области релейной защиты и автоматики 27

2.7.2. Основные функции устройств релейной защиты и автоматики 27
2.7.3. Основные требования к новым системам защиты и автоматики 27
2.7.4. Селективная защита от однофазных замыканий на землю 28
2.7.5. Схемы и системы питания вторичных цепей 29
2.8. Автоматизированные системы управления сетевыми объектами 30
2.8.1. Основные задачи технической политики АСУ 30
2.8.2. Базовые принципы автоматизации 30
2.8.3. Автоматизированная система технологического управления 30
2.8.4. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления 31
2.8.5. Информационно-измерительные системы коммерческого учёта электроэнергии 33
2.8.6. Сети связи в распределительных электрических сетях 35
2.9. Режимы работы сетей и управление режимами 36
2.9.1. Расчеты установившихся режимов 36
2.9.2. Регулирование напряжения 37
2.10. Эксплуатация электрических сетей 37
2.10.1. Технические требования к эксплуатации сетей 37
2.10.2. Организация технического обслуживания и ремонтов 37
2.10.3. Организация и проведение капитального ремонта 38
2.10.4. Общие требования к мониторингу технического состояния 40
Раздел 3. Реализация технической политики в распределительных электрических сетях 41
3.1. Схемы развития электрических сетей 41
3.1.1. Цель разработки Схем 41
3.1.2. Требования к Схемам развития сетей 41
3.1.3. Формат Схем развития сетей 42
3.1.4. Техническая и информационная основа разработки Схем 42
3.1.5. Выбор и обоснование принятых решений 43
3.2. Программа реконструкции и технического перевооружения электрических сетей 43
3.2.1. Структура программы 43
3.2.2. Мероприятия по повышению сетевой надежности 44
3.2.3. Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии 45
3.2.4. Мероприятия по повышению эффективности электрических сетей 46
3.2.5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии 47
3.2.6. Мероприятия по повышению пропускной способности сетей 49
3.2.7 Сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения 49
3.2.8. Внешние и внутренние факторы развития сетей 50
Раздел 4. Управление технической политикой в распределительных электрических сетях 52
4.1. Основные методы управления политикой 52
4.2. Программа научных и экспериментальных работ 52
4.2.1 Основные положения организации работ научно-технической Направленности 52
4.2.2. Основные направления программы научных и экспериментальных работ 53
4.2.3. Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов (пилотные проекты) 54

4.2.4. Аттестация электрооборудования, технологий и материалов. Организация закупок 55
4.3. Совершенствование проектирования объектов 56
4.4. Показатели прогрессивности технических решений и технологий для перспективного развития сетей 57
Таблица Показатели прогрессивности технических решений 58

Основные документы, послужившие основой для разработки Положения

1. Федеральные Законы:

- «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ;

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

- «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» от 23.11.2009г № 261-ФЗ.

2. Постановления Правительства Российской Федерации:

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

- «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» от 27.12.2004 № 854;

- «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг,

Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг,

Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг,

Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям» от 27.12.2004 № 861;

- «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по продаже электрической энергии гражданам» от 06.05.2005 № 291;

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

- «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» от 31.12.2009г. №1225.

- «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 04.05.2012 г. № 442.

Раздел 1. Введение

Устойчивое функционирование электросетевого комплекса Орловской области невозможно без надежной и качественной работы распределительных электрических сетей 6-10/0,4кВ, которые являются завершающим звеном в системе обеспечения потребителей электрической энергией и находятся в непосредственном взаимодействии с конкретным потребителем. Составной частью этих распределительных сетей являются электрические сети ОАО «Орёлоблэнерго», расположенные на территории областного центра (г.Орёл) и на территориях поселений районных центров области и пос. Дросково, Моховое (кроме г.Мценска).

Результатами работы сетей ОАО «Орёлоблэнерго», в определённой мере, предопределяется качество, надежность и эффективность работы электросетевого комплекса области в целом.

«Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе (далее - Положение) разработано по поручению Совета директоров ОАО «Орёлоблэнерго».

Документ подготовлен в соответствии с основными техническими направлениями Министерства энергетики РФ в развитии распределительных электрических сетей, требованиями «Правил устройства электроустановок» и другими действующими нормативными материалами.

Положение определяет совокупность технических, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности распределительных электрических сетей на основе новых, научно обоснованных технических решений и технологий.

Положение состоит из 4-х разделов:

Раздел 1. Введение.

Раздел 2. Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях.

Раздел 3. Реализация технической политики в распределительном электросетевом комплексе.

Раздел 4. Управление технической политикой.

На основании Положения должен быть разработан комплекс нормативно-технических документов, определяющих правила применения технических требований и решений Положения в процессе реализации программ нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей ОАО «Орёлоблэнерго».

В Положении не рассматривается эффективность предлагаемых технических решений и технологий. Расчёт эффективности и выбор из предложенного в Положении набора технических решений осуществляется на стадии конкретного рассмотрения и проектирования в соответствии с имеющимися на предприятии инвестиционными программами, программой по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, инновационными проектами.

1.1. Современное состояние электрических сетей

1.1.1. Исходные условия

В качестве основных классов напряжений в сетях используются сети напряжением 0.4; 6-10кВ, которые на протяжении всего периода развития сетей изменялись в процессе развития поселений. В настоящее время на балансе ОАО «Орёлоблэнерго» находится:

- 35 распределительных пунктов 6-10 кВ;
- 892 подстанций 6-10/0,4 кВ с установленной электрической мощностью трансформаторов около 454281 кВА;
- 1345,366 км воздушных линий напряжением 0,4 кВ;
- 49,455 км воздушных линий 6 кВ;
- 204,996 км воздушных линий 10 кВ;
- 503,304 км кабельных линий 0.4 кВ;
- 446,567 км кабельных линий 6кв;
- 143,112 км кабельных линий 10 кВ.

Воздушные сети 0.4 кВ построены по радиальному принципу. На воздушных линиях (ВЛ) были использованы, в основном, алюминиевые провода малых сечений, деревянные и железобетонные опоры с механической прочностью не более 27 кНм. Сети проектировались по критерию минимума затрат на расчетные нагрузки 5-10 лет. Воздушные линии 0.4 кВ построены по радиальным схемам питания с равномерным присоединением нагрузок по длине линий. 167 км линий (ВЛИ) выполнены самонесущим изолированным проводом, в основном типа СИП-2, что составляет 13%.

Воздушные линии 6, 10 кВ имеют смешанные схемы, с преобладанием петлевых, закольцованных схем питания трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ. В поселениях районных центров области имеются радиальные, тупиковые схемы ВЛ, питающие однотрансформаторные подстанции. 10,5 км линий выполнены изолированным проводом СИП-3 (ВЛЗ).

Исходя из конструктивного исполнения и срока службы на 01.01.2010 физическое состояние воздушных линий удовлетворительное.

Кабельные сети 6-10 кВ построены по петлевой смешанной схеме питания ТП, или в виде 2-х лучевых, кольцевых схем питания двухсекционных, двухтрансформаторных подстанций (микрорайоны новой застройки). В качестве силовых кабелей проложены в основном бронированные кабели с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами. Более 69 % кабелей по техническим параметрам требует замены.

Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ, одно и двухтрансформаторные с трансформаторами мощностью от 0,63 до 630 кВА, масляным охлаждением типов ТМ и ТМГ. Более 60% трансформаторов отработали нормативный срок службы. ТП большей частью кирпичные, построенные по типовым проектам, имеются металлические КТП киоскового типа и несколько КТП мачтовые. 30% ТП односекционные по стороне 6-10 кВ, имеются ТП с совмещённым расположением оборудования 6, 0,4 кВ и трансформаторов, в которых одноножевые разъединители управляются диэлектрическими штангами. РУ-6 кВ в старых ТП - с разъединителями, часть из которых менялась в процессе эксплуатации на выключатели нагрузки.

Распределительные пункты 6, 10 кВ -кирпичные, большей частью совмещённые с двухтрансформаторными ТП 6-10/0.4 кВ. Продолжается

эксплуатация воздушных и масляных выключателей устаревших конструкций, более 33% выключателей отработали нормативные сроки службы. В настоящее время заменено 31% масляных выключателей на вакуумные.

Автоматизация сетей 6-10 кВ находится на относительно низком уровне - при относительно большом уровне телесигнализации состояния оборудования РП и контроля параметров по частоте, току и напряжению, дистанционное и автоматическое управление сетями 6-10 кВ не осуществляется.

Диспетчерские пункты имеются в г.г. Орёл и Ливны, которые оснащены диспетчерскими щитами и устройствами телемеханизации. Находящиеся в эксплуатации устройства телемеханики работают 8 и более лет. В качестве каналов связи используются системы радиосвязи, арендуемые и собственные оптико-волоконные каналы связи, услуги операторов сотовой связи.

Оборудованы сигнализацией системы АВР собственных нужд РП и системы АВР РУ-0,4 кВ ТП, питающих потребителей электроэнергии с электроприёмниками 1 категории надёжности. .

Релейная защита и автоматика выполнена с использованием электромеханических реле (~98%), которые имеют большие габариты и значительное потребление электрической мощности, разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, невысокую чувствительность. Около 50% всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 25 лет и морально устарели. В настоящее время проводится работа по переходу на микропроцессорные устройства релейной защиты (оборудовано 16 присоединений).

На протяжении последних 30-и лет проводилась планомерная, систематическая работа по поддержанию объектов электросетевого хозяйства в соответствии с действующими нормами и правилами эксплуатации электрических сетей в объёмах средств, предусмотренных при формировании тарифов. Даже в трудные в финансовом отношении 90-е годы предприятие выполняло принятые на себя обязательства по техническому обслуживанию, ремонту и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, сдерживая процесс старения сетей и сохраняя показатели надёжности электроснабжения на должном уровне, сокращая количество и время отключений.

Однако процесс старения сетевых объектов продолжается. Наряду с физическим износом оборудования происходит его моральное старение. Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в сетях по многим позициям соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в ведущих странах мира 30 лет назад.

Причинами повреждений на ВЛ 6-10 кВ являются старение конструкций и материалов при эксплуатации (18%), климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений (19%), грозовые перенапряжения (3%), недостатки эксплуатации (6%), посторонние воздействия (16%) и невыясненные причины повреждений (28%).

Кабельные линии всех классов напряжения повреждаются из-за дефектов прокладки (до 10%), старения защитных покровов, брони, оболочки и, как следствие, ухудшения изоляционных свойств бумажной изоляции (увлажнение, усыхание, потеря эластичности и др.) кабеля (31%), механических повреждений (25%), заводских дефектов (10%) и коррозии (19%).

Несмотря на постоянный контроль за режимом работы и проводимым профилактическим ремонтом увеличивается количество повреждений силовых трансформаторов. Более 50% отказов вызваны старением изоляции, повреждениями

комплектующих узлов - переключатели ответвлений устройства регулирования напряжения и выводы 0,4 кВ.

Причинами повреждений трансформаторов, устройств регулирования напряжения и вводов являются длительный срок эксплуатации, дефекты конструкций, изготовления, ремонта, а также токи короткого замыкания, перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сетях 6-10/0,4 кВ, ударные токи и перегрузки.

В электрических сетях, имеющих рост фактических (отчетных) потерь электроэнергии в 1994-2004 годы, в настоящее время рост потерь приостановлен и имеет тенденцию планомерного снижения.

Фактические потери электроэнергии превышают 13% при обоснованных технических потерях 5-12%. Для сравнения: потери электроэнергии в сетях промышленно развитых стран находятся в диапазоне 4-10 %, коммерческие потери - (0,15-2,0)%.

В сетях РСК и ОАО энергетики и электрификации напряжением 220 кВ и ниже потери электроэнергии составляют 78% от общих потерь, из них в сетях 110-220 кВ - 28%; в сетях 35 кВ - 16% и сетях 10-0,4 кВ — 34%. Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки («условно-постоянные»), составляют 24,7%, «нагрузочные потери» (зависимые от величины, передаваемой по сети мощности) - 75,3% от общих потерь. В составе нагрузочных потерь 86% - потери в линиях передачи и 14% - в трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67% составляют потери холостого хода трансформаторов, собственные нужды подстанций - 11%, прочие потери - 22%.

Анализ динамики абсолютных и относительных потерь электроэнергии в сетях России, режимов их работы и загрузки показывает, что практически отсутствуют весомые причины роста технических потерь, обусловленных физическими процессами передачи и распределения электроэнергии. Основная причина потерь - увеличение коммерческой составляющей.

Основными факторами роста технических потерь являются:

- изношенность электрооборудования;
- использование устаревших видов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам;
- неоптимальные установившиеся режимы в сетях **РСК** по уровням напряжения и реактивной мощности;
- влияние оптового рынка электроэнергии на режимы сетей.

Основными факторами роста коммерческих потерь являются:

- недопустимые погрешности измерений электроэнергии (несоответствие приборов учета классам точности, несоответствие трансформаторов тока существующим нагрузкам, нарушение сроков поверки и неисправности приборов учета электроэнергии);
- использование несовершенных методов расчета количества отпущенной электроэнергии при отсутствии приборов учета;
- несовершенство методов снятия показаний с приборов учета и выписки квитанций непосредственно абонентами бытового сектора;
- рост бездоговорного и неучтенного потребления электроэнергии (хищений);
- искажение объемов отпуска электроэнергии потребителям.

1.1.2. ***Проблемы распределительного электросетевого комплекса***

К настоящему времени в сетях обозначился круг проблем, решение которых является первоочередной задачей для создаваемых в регионах структур управления сетями. Назрела необходимость в оптимизации режимов работы сетей, совершенствовании принципов их построения по уровням напряжения и видам исполнения, комплексной автоматизации, повышении качества и эффективности функционирования с учетом региональных особенностей. Имеет место рост сетевых объектов, отработавших свой ресурс. При этом:

- существует значительное несоответствие между требованиями потребителей и возможностями сетей в части надежности электроснабжения;

- имеет место значительный разрыв в техническом уровне и оснащении распределительных электрических сетей России в сравнении с аналогичными показателями сетей технически развитых стран;

– остаются высокими фактические потери электрической энергии в сетях напряжением 0,4 кВ;

– - расширяется применение в электрических сетях устройств микропроцессорной техники и электроники, что ведет к повышению требований к электромагнитной совместимости.

Выход России на международный рынок и возрастание числа возможных поставщиков электрооборудования отечественных и зарубежных производителей требуют решения проблемы проведения сертификации (аттестации) электротехнической продукции.

Рост количества оборудования в состоянии, близком к критическому износу, вызывает необходимость увеличения затрат на ремонтные работы, что снижает эффективность функционирования сетей.

Повышение эффективности эксплуатации электрических сетей не следует проводить только путем модернизации сетей на прежней технологической базе с использованием морально устаревших технических решений. Необходимы инвестиции в сетевые объекты на новой для российской электроэнергетики технической основе с внедрением научно обоснованных разработок инновационного характера.

Эти и другие проблемы требуют своего решения при развитии распределительного электросетевого комплекса, создании сетей нового поколения, соответствующих мировому уровню.

1.1.3. Прогнозные показатели

В настоящее время в электроэнергетике России наблюдаются тенденции, сходные с мировыми. Потребление электроэнергии растет в среднем на 2% в год, а в ряде регионов - более чем на 10% в год.

В ближайшие 10-15 лет рост потребления электроэнергии будет определяться умеренными темпами развития отраслей промышленности, ростом потребления электроэнергии в коммунальном и бытовом секторах. Рост потребления в непромышленной сфере ожидается вследствие роста числа коммерческих, финансовых и общественных учреждений, оснащения их различного рода техникой; в бытовой сфере - вследствие насыщения квартир изделиями бытовой электротехники и увеличения размеров жилья.

В результате электрические нагрузки в коммунально-бытовом секторе увеличатся до 2-5 раз, потребление электроэнергии в расчете на 1 семью из 3-х человек возрастет до 3,2 МВтч в год.

Рассматривая состояние и перспективы развития электроэнергетики в стране, следует отметить, что:

- в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) наметилась устойчивая тенденция роста потребностей в электрической энергии и мощности;

- потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста (за 90-е годы оно возросло с 102 до 140 млрд. кВтч или ~5% ежегодно);

- к 2015 году потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе удвоится, а электрические нагрузки возрастут в 2-4 раза.

Принимая во внимание недостаточно удовлетворительное техническое состояние и уровень сетевых объектов, прогнозные показатели электрических нагрузок, а также опыт развития сетей в технически развитых странах, можно констатировать, что в предстоящий период предстоит большая работа по *совершенствованию распределительного электросетевого комплекса*.

В этой связи необходимо:

- провести технический аудит и диагностику технического состояния сетевых объектов (с учётом планируемого с 2012 г. технического освидетельствования и обследования специализированными организациями объектов электросетей) ;

- разработать Схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 6, 10 и 0,4 кВ с учетом планов развития территорий региона;

- разработать Программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей.

В период до 2015 года подлежит восстановлению или замене:

- более 280 км воздушных и кабельных линий;

- около 98 силовых трансформаторов на подстанциях 6-10/0,4 кВ, почти 132шт. масляных выключателей, установленных в распределительных устройствах, и 1470 измерительных трансформаторов. Планируется строительство 28 новых трансформаторных подстанций, в том числе, взамен планируемых к сносу физически и морально изношенных.

Восстановление сетевых объектов в тех же параметрах с использованием устаревшей элементной базы и в прежних схемных решениях по экономическим и техническим соображениям нецелесообразно.

В этой связи Положение предусматривает разработку общих технических требований, технических решений и нормативно-технических документов для перехода к сетям, отвечающим требованиям потребителей и уровню экономики развития России этого периода.

1.2. Цель и задачи технической политики

Техническая политика в области развития сетей ОАО «Орёлоблэнерго» предусматривает совершенствование и развитие распределительного электросетевого комплекса с использованием интеллектуальных систем управления процессом распределения электроэнергии.

Цель технической политики ОАО «Орелоблэнерго» заключается в эффективном управлении объектами электросетевого хозяйства, определении оптимальных

условий и основных технических направлений обеспечения надежного и безопасного электро-снабжения 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 электро-оборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению;
- 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, технологий, инноваций;
- повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию сетей, а также фактических потерь электроэнергии в сетях;
- совершенствование нормативно-технического и методического обеспечения деятельности предприятия;
- привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития сетей.

Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе предназначено для использования:

- при разработке и выполнении мероприятий по технологическому, присоединению энергопринимающих устройств заявителей, планировании объемов нового строительства, расширения, реконструкции и техническом перевооружении, использовании новых форм организации обслуживания сетей, при разработке автоматизированных систем управления технологическими процессами и учета электроэнергии;
- юридическими или физическими лицами, планирующими строительство генерирующих источников в регионе;
- предприятиями электротехнического комплекса, занятыми выпуском электрооборудования и электроаппаратов;
- заводами, занятыми выпуском конструкций и материалов (опор, проводов, силовых кабелей, изоляторов и др.);
- проектными и научными организациями;
- строительными и монтажными организациями в части освоения новых технологий строительства, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов.

Раздел 2. Основные направления и содержание технической политики в распределительных электрических сетях

В настоящем разделе изложены перспективные технические решения, технологии, важнейшие характеристики основных видов электрооборудования, конструкций и материалов, а также ограничения по применению устаревших технологий и оборудования.

2.1. Общие требования к электрическим сетям

1) Развитие производства, сферы обслуживания, повышение условий проживания населения предопределяет повышение требований к качеству электроснабжения и, как следствие, к качеству функционирования распределительных электрических сетей.

Распределительные электрические сети - это комплекс сетевых объектов (линий электропередачи, подстанций, распределительных пунктов и других электроустановок), используемых для **передачи электрической энергии и электроснабжения потребителей.**

2) *Технические и экономико-экологические требования к сетям нового поколения*:

- электрическая и экологическая безопасность функционирования сетевых объектов;
- надежность электроснабжения с учетом требований потребителей, роста электрических нагрузок и объемов потребления электроэнергии;
- обоснованное упрощение конструкций и схем сетевых объектов при обязательном повышении их элементной надежности;
- нормированный уровень качества электрической энергии;
- адаптивность сетей к динамично развивающимся условиям регионов, росту электрических нагрузок, применению новых технологий инновационного характера обслуживания сетевых объектов и их автоматизации;
- сокращение затрат на распределение электрической энергии и окупаемость инвестиционных проектов;
- применение новых информационных технологий при управлении распределительными электрическими сетями;
- создание сетевых объектов или участков сети с интеллектуальным управлением.

3) В предстоящий период до 2015 года *реконструкция и техническое перевооружение распределительных электрических сетей будут основными направлениями их развития* на новых принципах и новой технической базе.

Реконструкция сетевых объектов при соответствующем технико-экономическом обосновании может совмещаться с переводом сетей на более высокий класс напряжения и приближением трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ к потребителям.

2.2. Требования к выбору системы напряжений

Выбор системы напряжений распределения электроэнергии должен осуществляться в процессе разработки Схем перспективного развития сетей на основе анализа роста электрических нагрузок, их плотности, экономической обоснованности.

Критерием выбора системы напряжения являются *суммарные затраты в сети всех классов напряжения*.

При сравнении вариантов электрических сетей с разными классами среднего напряжения, имеющих равные затраты или затраты, отличающиеся до 10%, приоритет должен отдаваться варианту развития сетей с более высоким средним напряжением распределительной сети.

Учитывая отечественный опыт эксплуатации и развития коммунальных электрических сетей, для города Орла и других поселений региона со сложившейся и намечаемой плотностью нагрузок, с учётом их роста в рассматриваемый период, остаётся приоритетным перевод сетей напряжением 6 кВ на сети 10 кВ. Переход на более высокие классы среднего напряжения (с 6 -10 на 20-35 кВ) до 2015 года не планируется.

2.3. Требования к схемам построения сетей

1) Распределительная электрическая сеть должна быть построена таким образом и с такими параметрами, чтобы была обеспечена возможность поставки электроэнергии (мощности) потребителям в нормальном, аварийном (для ответственных потребителей) и послеаварийном режимах работы электрических сетей.

2) В период до 2015 года при проектировании нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов необходимо:

- сетевым резервированием должны быть обеспечены все трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ;
- применять сетевое резервирование для 2-х трансформаторных подстанций в сетях 6, 10 кВ в качестве схемного решения повышения надежности электроснабжения до уровня 2-й категории надёжности;
- формировать систему электроснабжения потребителей из условия однократного сетевого резервирования;
- для особой группы электроприемников необходимо предусматривать резервный (автономный) источник питания, который устанавливает потребитель.

4) Основным принципом построения сетей с ВЛ 6-10 кВ следует *принимать магистральный принцип*, предусматривающий построение (формирование) магистральных линий электропередачи в разветвленной сети между двух центров питания через точку потокораздела (пункты секционирования, автоматического включения резерва) с обеспечением нормированного качества напряжения всех потребителей в зоне действия магистрали при отключении одного из центров питания (послеаварийный режим).

Магистральный принцип создает условия для обеспечения качественного электроснабжения электроприемников по степени надежности с учетом роста электрических нагрузок и присоединения новых потребителей.

5) Магистральные линии 6-10 кВ должны быть выполнены проводом одного сечения на **опорах повышенной механической прочности и подвесных изоляторах**, оснащенные секционирующими пунктами (как правило, столбового исполнения).

6) Строительство новых и реконструкцию линий электропередачи следует осуществлять на установленный срок службы по элементам ВЛ (~40 лет).

7) В сетях с кабельными линиями 6-10 кВ следует применять 2-лучевую кольцевую (петлевую) схему. Выбор схемы построения сети следует осуществлять на основании технико-экономического анализа, не отступая при этом от требований ПУЭ по обеспечению требуемой надёжности электроснабжения.

8) 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.).

9) В сетях 6-10 кВ следует применять два вида автоматического включения резерва (АВР):

- сетевой АВР в пункте АВР, соединяющем две линии, отходящие от разных подстанций (разных секций шин 6-10кВ одной подстанции) 35-110/6-10 кВ;
- местный пункт АВР для включения резервного ввода на шины высшего напряжения подстанций 6-10/0,4 кВ или распределительных пунктов 6-10 кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе и его отключения.

10) Для ответственных потребителей электроэнергии напряжением 0.4, 6, 10 кВ необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно в энергопринимающем устройстве потребителя 0.4, 6, 10 кВ или локальные системы АВР максимально приближенные к электроприёмникам.

2.4. Трансформаторные подстанции и распределительные устройства

2.4.1. Требования к ТП 6-10 /0,4 кВ

Общие требования к трансформаторным подстанциям (ТП) нового поколения:

1) В электрических сетях городов должны найти широкое применение малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города, блочные, в железобетонной оболочке, комплектные ТП нового поколения с максимальной монтажной готовностью с комплектными распределительными устройствами, оборудованными малогабаритными элегазовыми или вакуумными выключателями.

2) Для электроснабжения электроустановок мощностью 25-1000 кВА в воздушных электрических сетях следует применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции (КТП) различных модификаций (столбовые, киоскового или закрытого типа).

3) Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ мощностью 10-100 кВА должны иметь возможность установки на опоре линии (ТП столбового исполнения).

Тип опор и относительное размещение трансформатора и шкафа низкого напряжения должны соответствовать конструкции ввода высокого и вывода низкого напряжения. Конструкция ТП столбового исполнения должна обеспечить постепенный отказ от высоковольтных разъединителей и предохранителей.

4) При нагрузках 160 кВ·А и более рекомендуется применять конструкции ТП 6-10/0,4 кВ закрытого исполнения или киоскового типа с воздушными и кабельными вводами.

Технические требования к ТП:

5) Новые конструкции комплектных трансформаторных подстанций и подстанций закрытого исполнения должны выполняться:

- в бетонной или металлической, антивандальной оболочке с тепловой изоляцией, с максимальной монтажной готовностью;
- с наружным или внутренним обслуживанием в зависимости от назначения (проходные, тупиковые) и мощности подстанции;
- контейнерного и модульного типов;
- со встроенными щитами наружного освещения, позволяющими обслуживание другими организациями без захода в помещение подстанции;
- с современной коммутационной аппаратурой на стороне 6-10 кВ;
-с кабельными вводами.
- с гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-10 и 0,4 кВ;
-малогабаритными сборками низкого напряжения для РУ низкого напряжения на токи короткого замыкания 30-70 кА.

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

2.4.2. Требования к распределительным пунктам и РУ 6-10 кВ

1) Распределительные пункты (РП) в городских коммунальных распределительных сетях 6-10 кВ располагаются, как правило, непосредственно в районах жилой застройки и должны предусматриваться совмещённыё с трансформаторной частью и РУ-0,4 кВ для присоединения ближайших объектов электроснабжения на напряжении 0,38/0,22 кВ.

2) Оболочка РП должна отвечать требованиям:

- кирпичная бетонная или;
- блочная, модульной конструкции
- с максимальной монтажной готовностью (с оборудованием);
- антивандальная;
- обеспечивающая экологическую безопасность.

3) *Основные требования к оборудованию РУ 6-10 кВ РП*

- закрытое исполнение, в том числе, с ячейками модульного типа на базе вакуумных выключателей;
- электрические схемы должны соответствовать типовым принципиальным электрическим схемам РУ напряжением 6-10 кВ и указаниям по их применению.
- использование измерительных трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией, сухих трансформаторов собственных нужд;
- гибкая архитектура ячейки с компактной и безопасной компоновкой функциональных элементов устройства;
- оснащение современными устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю.

4) В конструкции РУ 6-10 кВ необходимо расширить применение:

- модульных ячеек с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и необслуживаемыми выключателями, разъединителями, выключателями нагрузки;

- моноблоков комплектных РУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.), размещенным в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом и заваренном на полный срок службы на заводе-изготовителе.

5) По условиям установки и эксплуатации ячейки должны соответствовать требованиям технического регламента на высоковольтное электрооборудование и рекомендаций международной электротехнической комиссии.

6) *В области автоматизации РП* техническая политика должна быть ориентирована на поддержку применения во всех подсистемах АСУ технологических процессов РП микропроцессорных устройств, что позволит создать полностью автоматизированные РП.

Внедряемое силовое электрооборудование должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга.

При внедрении микропроцессорных элементов предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов.

На сетевых объектах в обязательном порядке **должна быть исключена возможность применения микропроцессорных элементов с закрытыми протоколами обмена, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.**

Для определения конкретного присоединения (фидера) при однофазных замыканиях на землю и его защиты рекомендуется применять устройства селективной защиты от замыканий.

7) *Инженерные системы РП*

- РП должны оснащаться соответствующими инженерными системами, системами технологического наблюдения и безопасности, в том числе, системами охранной сигнализации;

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

8) *Электромагнитная совместимость*

При проектировании РП необходимо:

- выполнять расчеты уровней электрических наводок и помех, допустимых для применяемого электрооборудования, при выборе трасс и способов прокладки силовых кабелей и кабелей вторичных цепей в зданиях РП;

- принимать при необходимости дополнительные меры по обеспечению электромагнитной совместимости (в том числе, по исключению влияния статического электричества);

-учитывать требования заводов-изготовителей по электромагнитной совместимости на закладываемое оборудование.

2.4.3. <u>Силовые трансформаторы</u>

Основные требования к трансформаторам, установленным на ТП 6-10/0,4 кВ:

- применение герметичных масляных или заполненных жидким негорючим диэлектриком трансформаторов *с уменьшенными удельными техническими потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами*, в том числе, специальных конструкций трансформаторов мощностью до 100 кВ·А, позволяющих их подвеску на опоре;

- трансформаторы со схемой соединения обмоток Δ/Y_{II} или звезда-зигзаг с нулем;

- трансформаторы с симметрирующими устройствами;

- применение сухих трансформаторов для ТП, встроенных в здания и малогабарит-ных ТП, сооружаемых в стесненных условиях и условиях плотной городской застройки.

2.4.4. Измерительные трансформаторы

1) Измерительные трансформаторы 6-10 кВ должны иметь:

- литую изоляцию;

- трансформаторы тока две или три вторичные обмотки;

-конструкцию трансформаторов тока и напряжения, рассчитанную на различное рабочее положение трансформатора в шкафу КРУ или камере КСО и обеспечивающую повышенную надежность, электрическую, пожарную и взрывобезопасность.

3) Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

- при использовании в системах коммерческого учета электроэнергии класс точности 0,5;

– антирезонансное исполнение конструкции.

2.4.5. Коммутационные аппараты

2) *В сетях напряжением 6-10 кВ следует применять*:

- вакуумные выключатели;

- вакуумные выключатели нагрузки наружной установки;

- элегазовые выключатели;

- предохранители-разъединители;

3) Конструкция вакуумных и элегазовых выключателей должна обеспечивать:

- надежную работу без ремонта до выработки установленного ресурса по механической и коммутационной износостойкости;

- низкий уровень коммутационных перенапряжений;

- минимум операций по обслуживанию.

4) В сетях напряжением 0,4 кВ следует применять:

- выключатели наружного исполнения на токи до 250 А для секционирования ВЛ напряжением 0,38 кВ;

- автоматические выключатели 0,4 кВ исполнения У2 в распределительных устройствах низкого напряжения подстанций столбового и киоскового исполнения.

5) Для ТП, располагаемых в микрорайонах с высотной застройкой (15 и более этажей) и, соответственно, с большой плотностью электрических нагрузок, где требования по надёжности электроснабжения существенно возрастают, для сокращения времени отключения потребителей при необходимых оперативных действиях по изменению схемы сети, в том числе при технологических отказах, и в ТП с наиболее часто меняющимися точками токораздела, для обеспечения дистанционного (автоматического) управления сетями 6, 10 кВ необходимо применять малогабаритные КРУ 6-10 кВ с элегазовой изоляцией с выключателями нагрузки на несколько присоединений, обеспеченные возможностью дистанционного

управления и необходимыми видами защит, без открытых токоведущих частей, не требующих ремонта на весь срок эксплуатации и максимальной заводской готовности..

*2.4.6. **Ограничители перенапряжений нелинейные***

1) ОПН устанавливаются на подходах ВЛ к распределительным устройствам подстанций со стороны подстанций.

2) 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 деятельности более 50 грозовых часов в год;
- в сетях с ВЛ на деревянных опорах;
- в сетях с повышенными требованиями по надежности.

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

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

*2.4.7. **Статические компенсирующие устройства***

Для поддержания качества электроэнергии, снижения потерь электроэнергии и повышения пропускной способности сети рекомендуется устанавливать статические компенсирующие устройства. Учитывая характер электрических нагрузок, создаваемых коммунально-бытовыми потребителями с относительно небольшой реактивной составляющей, необходимо предусматривать компенсирующие устройства. Целесообразность установки компенсирующих устройств в ТП 6-10/0,4 или РП 6-10 кВ должна определяться расчётами при проектировании и вводе новых мощностей или с учётом графиков нагрузок для действующих ТП, РП. При этом необходимо учитывать следующее:

1) В загруженных сетях 0,4-10 кВ при пониженных уровнях напряжения для снижения мощности потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки путём их автоматического включения (или их отдельных частей). Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений во всех режимах работы сети.

2) Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4-10 кВ рекомендуется применять конденсаторные установки. Автоматические комплектные конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на «длинных» линиях, при этом наибольший эффект достигается при совместной установке с вольтодобавочными трансформаторами.

3)Управляемые конденсаторные установки необходимо устанавливать на закрытых подстанциях с трансформаторами мощностью 250 кВ·А и более, на других подстанциях - конденсаторные батареи.

4) 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.

5) Для снижения искажения синусоидальности напряжения, а также генерации реактивной мощности в сетях 0,4-10 кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами.

2.4.8. Диагностика основного оборудования подстанций

В период до 2015 года в сетях необходимо осуществлять:

- внедрение неразрушающих методов контроля;
- применение средств диагностики и мониторинга основного оборудования, обеспечивающих достоверность информации о состоянии оборудования;
- диагностику состояния оборудования и мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрение единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования.

2.4.9. Экология подстанций

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

- снижения уровня шума электрооборудования;
-применения электрооборудования, обеспечивающего электрическую, пожарную и взрывобезопасность;
- снижения отвода земель для подстанции, 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.

2.4.10. Ограничения по применению оборудования

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов

запрещаются к применению при многоэтажной застройке:

-КТП типа ГКТП-400, 6-10/0,4 кВ и подобные в слабой (не антивандальной) металлической оболочке;

не рекомендуются к применению:

- мачтовые и комплектные трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ шкафного типа с вертикальной компоновкой оборудования;
- трансформаторы с нормативным сроком службы менее 30 лет;
- масляные выключатели;
- вентильные и трубчатые разрядники;

2.5. Воздушные линии электропередачи

Основные требования к ВЛ 6-10 кВ изложены выше в п 2.3. Требования к схемам построения сетей

2.5.1. Требования к воздушным линиям электропередачи

1) *Основными техническими направлениями развития* ВЛ являются:

- повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;
- использование проводов с защитной изолирующей оболочкой — защищенных проводов (ВЛЗ);

- применение конструкций, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и обслуживании в течение срока службы;

- создание необслуживаемых воздушных линий;

- создание компактных воздушных линий;

- применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий гололедных и ветровых нагрузок, грозовых перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов).

2) *Общие требования к воздушным линиям электропередачи:*

- элементы ВЛ (ВЛЗ) должны быть рассчитаны на механические нагрузки с повторяемостью расчетно-климатических условий (РКУ) 1 раз в 25 лет для конкретных климатических условий расположения сетевого объекта; в этой связи должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 35 кН·м для ВЛЗ 6-10 кВ и не менее 20 кН·м - для ВЛИ 0,38 кВ;

- магистрали ВЛ (ВЛЗ) 6-10 кВ следует выполнять с применением штыревых изоляторов (стеклянных, фарфоровых или полимерных) на промежуточных опорах, а на угловых и анкерных опорах с применением подвесных и стержневых натяжных изоляторов;

- ВЛЗ 6-10 кВ не должны подвергаться реконструкции только путем замены проводов на протяжении всего срока службы.

3) *Особые требования к воздушным линиям, проходящим по населенным местностям:*

- крепление проводов ВЛЗ 6-10 кВ на штыревых изоляторах должно выполняться усиленным, с применением спиральных пружинных вязок, при применении поддерживающих изоляторов крепление проводов следует выполнять с помощью глухих поддерживающих зажимов, на угловых и анкерных опорах с натяжными изоляторами — с применением натяжных роликовых или поддерживающих зажимов;

- прохождение ВЛ (ВЛЗ) по территориям стадионов, учебных и детских учреждений не допускается.

4) *В населенных пунктах, где в настоящее время развиты сети 10 кВ* и требуются значительные объемы восстановления сетей 6 кВ, следует рассматривать вариант перевода сетей при соответствующем технико-экономическом обосновании на напряжение 10 кВ.

5) Пункты секционирования (реклоузеры) с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва с устройствами телесигнализации, телеуправления и, при необходимости, с функцией учета электрической энергии необходимо устанавливать:

- на магистральных линиях 6-10 кВ большой протяженности;

- на протяженных ответвлениях (при наличии технико-экономического обоснования с возможной заменой пунктов секционирования выключателями нагрузки наружной установки).

2.5.2. Требования к воздушным линиям 0,38 кВ

1) Воздушные линии 0,38 кВ должна выполняться в трехфазном 4-х проводном исполнении по радиальной схеме проводами одного сечения по всей длине линии (магистрали) **с самонесущими изолированными проводами (СИП)**. Сечение фазных проводов на магистралях должно быть **не ниже 50 мм^2 (по алюминию).** При наличии на опорах ВЛИ установок наружного освещения (УНО) для их питания

может быть предусмотрен СИП с большим числом проводов. Необходимость подвески отдельной линии СИП для питания УНО должна быть технически и экономически обоснована.

2) Протяженность линий должна ограничиваться условиями по критерию качества напряжения, надежности электроснабжения потребителя и экономическими показателями (техническими потерями электроэнергии в линии и затратами на ее распределение).

3) На вводах к потребителям электрической энергии 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.

4) Должны применяться конструкции элементов ВЛИ 0,38 кВ, позволяющие выполнение работ без снятия напряжения (специальные способы крепления проводов, разъемные зажимы и др.).

2.5.3. Опоры

3) На ВЛ 6-10 кВ рекомендуется применять вибрированные железобетонные опоры с изгибающим моментом ≥ 35 кН·м.

При соответствующем обосновании допускается применение стальных многогранных опор.

4) На ВЛ 0,38 кВ должны применяться железобетонные опоры с изгибающим моментом ≥ 20 кН·м..

2.5.4. Провода

1) На ВЛ напряжением 6-10 кВ рекомендуется применять защищенные провода (ВЛЗ).

2) На ВЛ 0,38 кВ необходимо применять самонесущие изолированные провода с сечением фазных проводов на магистралях не менее 50 мм^2 (по алюминию).

2.5.5. Линейная арматура и изоляторы

Рекомендуется применять:

- полимерные изоляторы на ВЛ 6-20 кВ (в том числе, опорно-подвесные изоляторы), обеспечивающие грозоупорность линий, сравнимые с ВЛ 35 кВ;
- устройства, предотвращающие гололедообразование на проводах, и устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега;
- линейную, поддерживающую, натяжную, защитную и соединительную арматуру, не требующую обслуживания, ремонта и замены в течение всего срока эксплуатации ВЛ;

2.5.6. Коммутационные линейные аппараты, реклоузеры

1) ВЛ 6-10 кВ должны быть оснащены (независимо от параметров линии):

- устройствами 2-кратного автоматического повторного включения на головном выключателе линии и секционирующими пунктами;
- устройствами защиты ВЛЗ с защищенными проводами от однофазных замыканий на землю.

2) Пункты автоматического включения резерва и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, а также устройствами передачи сигналов о состоянии выключателей на диспетчерский пункт и с возможностью телеуправления.

3) Для секционирования магистральных линий 6-10 кВ следует применять быстродействующие автономные коммутационные аппараты с вакуумными выключателями.

2.5.7. Защита ВЛ от грозовых перенапряжений

1) Для защиты от перенапряжений ВЛ 6-10 кВ следует применять:

- разрядники длинно-искровые;
- ограничители перенапряжений нелинейные;
- искровые промежутки на ж/б опорах с металлическими траверсами;
- устройства защиты от дуги;
- заземление опор с нормированными значениями величины сопротивления заземления.

2) На ВЛ необходимо устанавливать разрядники длинно-искровые:

- для защиты от перенапряжений и пережога защищенных проводов на ВЛЗ с защищенными проводами;
- на подходах к распределительным устройствам подстанций;
- для защиты ослабленных мест на ВЛ (кабельные вставки, места пересечений линий).

3) В районах с среднегодовой продолжительностью грозовых перенапряжений 40 час. и более на ВЛЗ 6-10 кВ дополнительно предусматривать установку устройств зашиты от дуги.

2.5.8. Диагностика ВЛ

Использование принципов функциональной диагностики с переходом на систему мониторинга технического состояния сетевых объектов.

2.5.9. Экология ВЛ

При проведении строительно-монтажных работ и во время эксплуатации ВЛ всех классов напряжения необходимо:

- применять экологически чистые технологии и материалы, в том числе, при механической, механизированной и химической очистке просек под ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- сводить к минимуму негативное воздействие линий электропередачи на окружающую среду, животных, птиц и человека;
- 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.

2.5.10. Требования к технологиям для ВЛ

При строительстве воздушных линий необходимо:

- применять раскаточные ролики с покрытием опорной поверхности эластичным материалом при монтаже защищенных или самонесущих изолированных проводов;
- осуществлять сооружение сетевых объектов в полном соответствии с проектом, утвержденным Заказчиком.

2.5.11. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов ОАО «Орёлоблэнерго»

запрещаются к применению на ВЛ:

- неизолированные провода на ВЛ - 0,38 кВ;

- подвесные тарельчатые изоляторы типов ПФ6-А и ПФ6-Б;

- полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой композиции;

- технологии лакокрасочных покрытий для металлоконструкций опор, не прошедшие сертификацию;

2.6. Кабельные линии электропередачи

2.6.1. Требования к кабельным линиям

1) Прокладка кабельных линий должна осуществляться по требованиям, определяемым типом и конструкцией силового кабеля.

2) Использование силового кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивает выполнение компактной линии электропередачи «единого исполнения» при переходах под землей, по дну водоемов или над землей.

2.6.2. Схемы построения кабельных линий

1) *Основными принципами построения КЛ 6-10 кВ в городах* следует принимать петлевые или многолучевые схемы (2 и более луча) со связанными лучами в петлевую схему (смешанные схемы), как правило, с ручным включением резервной линии.

2) В рассматриваемый период при отсутствии достаточного количества ячеек на центрах питания построение сетей в городах и поселках Орловской области следует осуществлять с применением распределительных пунктов 6-10 кВ.

3) В перспективе вместо распределительных пунктов следует применять распределительные подстанции 6-10/0,4 кВ или соединительные пункты 6-10 кВ и проводить реконструкцию высоковольтных ячеек с применением малогабаритных выключателей.

2.6.3. Силовые кабели

1) *В кабельных линиях 6-10 кВ* необходимо использовать в порядке ранжирования:

- силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена различных конструкций, в том числе, одножильные, а также силовые кабели с изоляцией, не распространяющей горение, низким выделением токсичных газов;

- силовые кабели с бумажно-масляной изоляцией, пропитанные не расслаивающимся специальным составом, и кабели с бумажной изоляцией, пропитанной не стекающей синтетической массой.

2) Применение одножильных кабелей 6-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в максимально возможной мере должны обеспечить экономичную прокладку кабельных линий, их эксплуатационную надежность и ремонтопригодность при больших нагрузочных токовых характеристиках в широком диапазоне сечений (35-800 мм) с возможностью прокладки кабелей на сложных трассах с перепадом уровней и сложными грунтами.

3) Силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена рекомендуется применять:

- при необходимости передать большую электрическую мощность со сниженными затратами на строительную часть и техническое обслуживание (прокладка кабеля сечением более 240 мм^2);

- в случае если кабель с бумажной изоляцией не обеспечивает проектной пропускной способности линии;

- если по допустимому току нагрузки необходимо проложить двойной кабель с бумажной изоляцией (в этом случае двойной кабель можно заменить тремя одножильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена и равной пропускной способностью);

- при проектировании КЛ с большой разностью уровней по трассе или на круто наклонных и вертикальных участках ее трассы;

- при прокладке в грунтах с агрессивными средами.

4) *Выбор сечения кабеля* выполняется по величине допустимого длительного 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 на термическую стойкость при коротком замыкании и, при необходимости, - на потери и отклонение напряжения в линии.

5) Сечение кабеля выбирается из условия роста электрических нагрузок потребителей на срок не менее 40 лет.

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

2.6.4. Требования к кабельной арматуре

1) Для прокладки силовых кабелей 6-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена следует применять концевые и соединительные муфты современной конструкции, в том числе, для соединения с маслонаполненными кабелями низкого давления - переходные муфты.

2) *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.

Срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет.

2.6.5. Защита от замыканий и перенапряжений кабельных линий

1) Для защиты КЛ 6-10 кВ от однофазных замыканий на землю следует применять микропроцессорные устройства защиты на отключение поврежденных линий.

2) Для ограничения перенапряжений, локализации развития повреждений, повышения безопасности и надежности КЛ следует применять разрядники и ограничители перенапряжения.

2.6.6. Диагностика кабельных линий

1) В кабельных сетях следует перейти от разрушающих методов испытаний к неразрушающим методам диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием состояния изоляции кабелей.

Основным методом неразрушающего контроля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

2) Для решения проблемы защиты от однофазных замыканий на землю на новом техническом уровне необходимо применять:

- устройства и систему автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;

- мониторинг перенапряжений в кабельных сетях и состояния изоляции КЛ, работы защитных и коммутационных аппаратов.

2.6.7. Требования к технологиям прокладки кабельных линий

Проведение работ в соответствии с требованиями Правил и норм прокладки силовых кабелей на основании инженерных изысканий грунтов и условий прокладки трассы.

2.6.8. Ограничения по применению технологий и оборудования

При новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении сетевых объектов ОАО «Орёлоблэнерго» **запрещаются к применению на КЛ** все типы силовых кабелей исполнения «нг», не удовлетворяющие современным требованиям по показателям пожарной безопасности и содержанию больших концентраций токсичных продуктов горения.

2.7. Устройства релейной защиты и автоматики

Устойчивая работа сетей, снижение ущербов при повреждении электрооборудования и от недоотпуска электроэнергии потребителям при возникновении аварий, в значительной степени определяется надежной работой систем релейной защиты и автоматики (РЗА).

Используемые в настоящее время принципы построения и выполнения систем РЗА, показали их достаточную эффективность и надежность. Это подтверждается стабильно высоким и неизменным процентом правильной работы устройств РЗА.

Однако большинство существующих систем РЗА выполнены с использованием электромеханической и полупроводниковой элементной базы и введены в работу в прошлом столетии. Устройства физически и морально устарели, не удовлетворяют современным требованиям, а поддержание их в работоспособном состоянии приводит к увеличению затрат.

2.7.1. Техническая политика в области релейной защиты и автоматики

Основные задачи совершенствования и развития систем устройств РЗА:

1) поддержание в работоспособном состоянии существующих систем и устройств РЗА;

2) обеспечение замены физически устаревших систем и отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;

3)создание систем РЗА, отвечающих современным требованиям.

Решение первой задачи определено действующими Правилами и нормами обслуживания устройств РЗА, в которых также отражены условия продления срока службы эксплуатируемых устройств.

Решение второй задачи направлено на выявление реального состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических и после-аварийных проверок.

Решение третьей задачи определяется в программах развития сетей РСК.

2.7.2. Основные функции устройств релейной защиты и автоматики

- селективное отключение короткого замыкания с минимально возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части сети и ограничения области и степени повреждения;

- автоматическое повторное включение элементов коммутационными аппаратами после их отключения устройствами РЗА;

- автоматический ввод резервного питания с предварительным автоматическим выделением резервируемых участков сети;

- дистанционное определение мест повреждения:
  - межфазных коротких замыканий в сетях 6-10 кВ;
  - однофазных замыканий на землю в сетях 6-10 кВ.

*2.7.3. **Основные требования к новым системам защиты и автоматики***

1) 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;

- сокращение времени принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях посредством полноты информации и оперативности ее предоставления;

- 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;
  - цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические;
  - дублированных каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд.

2) Выполнение перечисленных выше требований в наибольшей степени может быть обеспечено внедрением устройств РЗА с использованием микропроцессорной элементной базы.

3) Для более широкого применения микропроцессорных устройств РЗА необходимо разработать и реализовать:

- концепцию развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники;

- типовые проектные решения по применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей;

- методические указания по расчету и выбору параметров срабатывания систем РЗА различных производителей.

- мероприятия, обеспечивающие создание электромагнитной обстановки, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА.

4) Устройства микропроцессорной защиты должны быть децентрализованными на уровне одного присоединения (линии, трансформатора и др.).

5) Как перспективное направление развития техники микропроцессорной РЗА следует рассматривать обмен данными по протоколу МЭК 61850 между устройствами РЗА, устройствами микропроцессорной РЗА и цифровыми трансформаторами тока и напряжения, устройствами РЗА и исполнительными аппаратами.

6) В новых устройствах защиты необходимо предусматривать:

- дублирование комплектов защиты для ответственных объектов;

- современные датчики тока и напряжения, датчики не электрических параметров, характеризующие физическое состояние объекта;

- применение в обоснованных случаях автономного питания микропроцессорных устройств РЗА от трансформаторов тока и напряжения.

*2.7.4. **Селективная защита от однофазного замыкания на землю***

1) Устройства защиты от однофазных замыканий на землю должны обеспечивать:

- фиксацию устойчивых повреждений и дуговых прерывистых повреждений, включая перемежающиеся замыкания;

- фиксацию кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостного тока, с высокоомным заземлением нейтрали;

- фиксацию металлических, длительных и кратковременных самоустраняющихся дуговых замыканий на землю;

- селективность действия;

-отключение (как правило) с минимальной выдержкой времени.

2) Работа устройств защиты от однофазных замыканий на землю не должна зависеть от режимов работы сети.

3) Определение места однофазных замыканий на землю на ВЛ 6-20 кВ рекомендуется проводить с использованием мобильных (переносных) устройств направленного действия с исключением метода поочередного отключения линий.

2.7.5. Схемы и системы питания вторичных цепей

1) Организация питания вторичных цепей и систем связи должна обеспечить питание новых видов электрооборудования, устройств систем управления технологическими процессами и систем РЗА.

2) Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения должна осуществляться через отдельные предохранители или автоматические выключатели.

Питание оперативным током цепей РЗА и управления выключателями каждого присоединения предусматривается через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (предупредительная сигнализация, электромагнитная блокировка и др.).

3) Формирование системы питания на переменном токе должно предусматривать:

- организацию не менее 2-х секций 0,22/0,4 кВ для питания потребителей собственных нужд объекта;

-установку не менее 2-х трансформаторов собственных нужд с питанием от различных источников, включая независимый источник внешнего электроснабжения.

4) Формирование сети оперативного постоянного тока должно отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи должна обеспечивать работоспособность устройств РЗА в течение времени, необходимого для прибытия персонала на подстанцию, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению нормального режима работы;

- обеспечение питания вторичных систем от зарядных устройств, если произойдет отключение аккумуляторной батареи;

- электромагнитная совместимость с объектами питания;

- автоматический поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от щита постоянного тока;

- время ликвидации коротких замыканий в сети постоянного оперативного тока меньше допустимого перерыва питания микропроцессорных устройств защиты.

2.8. Автоматизированные системы управления сетевыми объектами РСК

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

- повышение эффективности функционирования и управления всего технологического комплекса сетей РСК;

- обеспечение требуемых качественных показателей электроэнергии и уровня обслуживания участников рынка при решении задач распределения энергии;

- снижение ущерба от аварий, сокращение сроков ликвидации аварий;

– создание информационной основы для построения системы управления АСУ объектами электросетевого хозяйства ОАО «Орёлоблэнерго» и интеграции АСУ с системами управления с смежной сетевой организацией Орловского филиала ОАО «МРСК Центра» -ОАО «Орёлэнерго» .

–

2.8.1. Основные задачи технической политики

- комплексная автоматизация основных процессов, в том числе, оперативно-технологического и производственно-технического управления процессами эксплуата-ции и развития РСК, финансово-экономического и хозяйственного управления;

- участие подразделений в оперативно-диспетчерском управлении режимами функционирования РСК;

- получение достоверной текущей технологической информации, необходимой для комплексной автоматизации деятельности ОАО «Орёлоблэнерго»;

- обеспечение повышения управляемости РСК за счет централизации и систематизации всей имеющейся информации.

2.8.2. Базовые принципы автоматизации

Автоматизированные системы управления сетевыми объектами (АСУ РСК) - иерархическая интегрированная система, в состав которой должнен войти ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются АСУ ТП объектами сетевого комплекса, АСДУ и АИИС КУЭЭ, 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.

2.8.3. Автоматизированная система технологического управления

1) Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСТУ) в сетях 6, 10 кВ на основе применения современных телемеханических комплексов на базе микропроцессорных контроллеров, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, 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.

2) АСТУ должна строиться на основе АСУ технологическими процессами РП-6, 10 кВ, ТП-6-10/0,4 кВ, и телемеханизации данных сетевых объектов, включая отдельные коммутационные аппараты на ВЛ .

3) Основные задачи в области применения АСТУ:

- 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 со смежными сетевыми организациями, участву-ющими в управлении электрическими сетями, функционировании оптового (розничного) рынка электроэнергии (мощности) в едином информационном пространстве;

- интеграция в АСУ технологических процессов РСК:

▪ РЗА и противоаварийной автоматики;

▪ средств контроля и диагностики состояния основного оборудования сетевых объектов 6-10 кВ;

▪ систем измерения, контроля и учета электроэнергии.

4) Основные требования к построению АСТУ:

- модульный принцип построения технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;

- открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;

- независимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы.

2.8.4. Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления

1) АСУ должна объединять функции диспетчерского, производственно-технического и организационно-экономического управления.

2) Автоматизированные системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) должно содержать функциональные блоки:

- оперативного диспетчерско-технологического управления;

- сбора и передачи информации;

- мониторинга состояния и диагностики оборудования в нормальных и аварийных режимах.

3) *Подсистема сбора и передачи информации должна обеспечивать* надежное функционирование системы АСДТУ при передаче первичной информации:

- с объектов электрических сетей на диспетчерские пункты предприятия;

Первичной информацией является:

- электрические режимные параметры первичного оборудования 6-10/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-10 кВ;

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

- телеуправление выключателями 6-10 кВ;

- телесигнализация положения выключателей 6-10 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, видеонаблюдения;

- телеизмерения тока и напряжения, интегральные телеизмерения для технического учета электроэнергии;

- пожарная сигнализация и другие дополнительные параметры.

5) *Подсистема диспетчерско-технологического управления должна включать*:

– контроль состояния сетевых объектов;

- анализ оперативной обстановки на сетевых объектах с диспетчерских пунктов управления;

-организацию оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановление режимов сетевых объектов;

- формирование расчетной модели сетей, 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;

- контроль объектов без постоянного обслуживающего персонала с возможностью управления из Центров диспетчерского управления.

Построение оперативно-диспетчерского управления должно осуществляться по иерархическому принципу.

6) АСДТУ должна содействовать техническому обслуживанию и ремонту оборудования в электрических сетях на основе:

- автоматизированного рассмотрения заявок на «ввод-вывод» в ремонт электрооборудования сетей и выдачи бланков переключения;

- ведения справочной системы диспетчерской документации, в том числе, хранения, поиска и отображения документов.

7) В системах АСДТУ необходимо использовать современные средства отображения информации о состоянии сетевых объектов.

8) *Комплекс программно-технических средств* АСДТУ должен обеспечивать:

- сбор первичной информации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;

- обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу оперативной, учетной и аналитической информации в текстовой, видеографической и аудио формах согласно алгоритмам и сценариям задач технологического управления;

- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации в интересах текущих процессов реального времени, а также для последующего использования при анализе событий;

- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;

- организацию информационного взаимодействия с системами верхнего уровня.

9) Основные требования к комплексу программно-технических средств:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам, с открытой масштабируемой архитектурой;

- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение и функциональную работоспособность с обеспечением требований информационной безопасности;

- развитые графические возможности и объемы хранения информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системами верхнего уровня;

- коммуникационные средства, обеспечивающие передачу информации между вычислительными средствами и другими устройствами, должны быть выполнены в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей.

10) Для сбора информации, ее обработки, хранения и передачи данных о состоянии коммутационного оборудования и режимных параметрах другого первичного оборудования должны использоваться микропроцессорные контроллеры, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена.

11) Интеграция всех звеньев автоматизированной системы ОАО «Орёлоблэнерго» с внедрением многофункционального программного комплекса нового поколения и реализацией основных его возможностей:

- учет переключений как на первичной (коммутационные аппараты), так и на вторичной (состояние релейных защит и автоматики) схемах;

- проверку допустимости выполнения операций на основе правил переключений в электроустановках;

- переключения по бланкам или программам переключений, либо пооперационно;

- вести учет местонахождения ОВБ, ремонтных бригад, участков проведения ремонтных работ, мест аварий, установленных переносных защитных заземлений;

- ведение электронного журнала, формирование отчетов по имеющимся в нем данным.

- функции интеграции с базами данных Орёлоблэнерго, работа с данными телемеханики, систем АИИСКУЭ, а так же с другими расширениями и приложениями.

2.8.5. Информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии

1) Целью технической политики в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) является повышение точности и достоверности измерения, получаемой на оптовом рынке электроэнергии (мощности), (АИИС КУЭ оптового рынка) в том числе реактивной составляющей и отпуску ее потребителям розничного рынка (АИИС КУЭ розничного рынка), что определяет круг основных задач:

- определение технико-экономических показателей работы сетей;

- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях;

- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) в точках поставки электроэнергии;

- расчет электроэнергии с контрагентами за услуги по доставке электроэнергии (мощности) по сетям.

2) Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:

- созданием в РСК единой системы учёта электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии, «Норм технологического проектирования подстанций», Закона РФ «О единстве измерений»;

- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях РСК на всех уровнях технологического управления;

- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки, в том числе, установкой на отходящих присоединениях интегральных счетчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;

- заменой существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с более высоким классом точности;

- приведение нагрузки трансформаторов тока и напряжения до уровня номинальных значений.

3) В состав единой системы учёта электроэнергии в РСК должны входить:

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

- устройства сбора и передачи данных от счетчиков, ее накопление, первичная обработка и хранение, а также передача информации по каналам связи в центр сбора и обработки информации;

- допускается применение электросчетчиков, установленных на сетевых объектах РСК, находящихся в собственности субъектов оптового или розничного рынков, при безусловном их соответствии техническим требованиям оптового и розничного рынков электроэнергии, «Нормам технологического проектирования подстанций»;

4) Основные принципы создания и развития АИИС КУЭ:

- иерархический принцип формирования территориально распределенной системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в г.Орле;

- автоматизация учета электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях, а также расчетов баланса электроэнергии по уровням напряжения подстанции, распределительного пункта и сети в целом;

- АИИС КУЭ подстанций, как правило, должна быть интегрирована с АСТУ;

- АИИС КУЭ должна быть внесена в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений;

- система учёта электроэнергии должна обеспечивать:

▪ выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал, год) на всех уровнях обработки информации;

▪ обмен данными коммерческого учета с субъектами рынка электроэнергии (сбытовые компании, генерирующие компании, потребители), с которыми у ОАО «Орёлоблэнерго» в соответствии с регламентами есть соглашения об информационном обмене.

2.8.6. Сети связи в распределительных электрических сетях

1) Функционирование АСУ обеспечивается сетями связи.

Основные задачи сетей связи:

- передача всех видов информации по единой транспортной среде;
- обеспечение сетевой информационной безопасности и работы в чрезвычайных ситуациях;
- повышение живучести и надежности функционирования сети в целях управления нормальными и аварийными режимами;
- 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.

2) В период до 2015 года телекоммуникации (включая сети связи) должны сохранить основные тенденции развития:

- увеличение роли волоконно-оптических и цифровых беспроводных сетей связи;
- сохранение роли каналов связи по линиям электропередачи.

3) *Принципы создания и развития сетей связи:*

- организация необходимого набора средств связи с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- переход на цифровые сети с применением нового оборудования и технологий;
- возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в зависимости от текущих потребностей;
- независимость полноты технологических и корпоративных услуг связи от транспортных технологий;
- возможность управления службой связи, 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;
- соответствие базовым принципам Генеральной схемы создания и развития Единой технологической сети связи электроэнергетики.

4) *Структура сетей связи* должна обеспечивать сопряжение узлов связи на уровнях: структурных подразделений ОАО «Орёлоблэнерго», включая участки филиалов, в том числе, с узлами связи смежных сетевых организаций, поставщиков электроэнергии, 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.

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

- кабельные линии связи;
- волоконно-оптические линии связи;
- сети радиосвязи (цифровая широкополосная система радиосвязи);
- сети телефонной связи.

6) *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, 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 РСК должно быть предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонентов - баз данных, серверов и каналов управления.

2.9. Режимы работы сетей и управление режимами

2.9.1. Расчеты установившихся режимов

1) Расчеты электрических сетей должны выполняться для нормального, аварийного и послеаварийного режима сети.

2) Задачи расчета:

- определение оптимальных точек потокораздела;
- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня нагрузок (в нормальном и послеаварийном режимах);
- выбор схем и параметров сети, оценка загрузки элементов сети;
- проверка выполнения требований к качеству напряжений и выбора средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Расчеты необходимо проводить с оценкой двух состояний электрических сетей - для условий годового максимума и минимума нагрузки.

2) Расчет сети предполагает включение в работу всех линий электропередачи и силовых трансформаторов при условии, что сети 6-10 кВ, имеющие двухстороннее питание от разных подстанций, принимаются разомкнутыми.

3) При проведении расчётов режима минимальной нагрузки рекомендуется рассматривать условия снижения летнего максимума нагрузки до 30%.

4) Для проверки соответствия рекомендуемой схемы электрической сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчёты послеаварийных и других (характерных) режимов.

2.9.2. Регулирование напряжения

1) При выборе средств регулирования напряжения в сетях 6-10/0.4 кВ следует исходить из того, что на подстанциях 35-220 кВ устанавливаются трансформаторы с устройствами регулирования напряжения, предназначенными для работы в автоматическом режиме, а в ТП 6-10/0,4 кВ установлены трансформаторы с ручной, ступенчатой регулировкой напряжения (при отключённом трансформаторе).

2) Выбор мощности компенсирующих устройств и мест их установки в сетях производится исходя из условия обеспечения минимума потерь мощности с учетом обеспечения пропускной способности сетей в *нормальных и послеаварийных режимах*.

При этом необходимо поддерживать необходимые уровни напряжения и запасов устойчивости, а также максимально допустимые уровни напряжения в режимах летнего и/или зимнего максимума нагрузки.

3) Установка дополнительных компенсирующих устройств должна выполняться в узлах нагрузки или непосредственно у потребителя.

2.10. Эксплуатации электрических сетей

2.10.1. Технические требования к эксплуатации сетей

1) Переход к ремонтам на принципах выполнения работ по критериям технического состояния с определением эффективного минимума ключевых характеристик при его эксплуатации.

2) Основные требования:

- минимум продолжительности отключения потребителей;
- внедрение надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния электрооборудования сетей без вывода его из работы;
- оптимизация запасов электрооборудования по условиям надежности и риска отказа;
- механизация выполнения работ на сетевых объектах.

3) Техническое обслуживание и ремонты в электрических сетях под напряжением. Для перехода к техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР) под напряжением необходимо:

- повышать механическую прочность конструктивных элементов и оптимизировать изоляционные расстояния для обеспечения устойчивой работы электроустановок при внешних воздействиях;
- применять упрощенные конструкции аппаратов с видимым разрывом и заземляющими устройствами;
- использовать арматуру, приспособленную для удобного отсоединения и подключения элементов сети под напряжением;

2.10.2. Организация технического обслуживания и ремонтов

1) Оценку технического состояния электрооборудования, конструкций и материалов рекомендуется выполнять с использованием 2-х критериев - *надежности (показателя* μ *- статистики отказов) и срока службы оборудования* ***T***.

2) *Решение о продлении сроков эксплуатации должно приниматься* на основании функциональной диагностики (оценки работоспособности с учетом вероятных дефектов и вероятности их развития до отказа).

3) *Планирование ремонтов должно осуществляться на основе* оценки текущего технического состояния электрооборудования с учетом его важности и с использованием средств мониторинга состояния и надежных методов и средств диагностики. Данный подход к ТОиР должен сократить затраты на проведение работ по сравнению с планово-предупредительной организацией ремонтных работ.

4) *Организация ТОиР должна осуществляться на основе:*

- применения методов дистанционного контроля и возможности изменения схем питания сетей;

- совершенствования структур управления и обслуживания;

- анализа показателей технического состояния оборудования и объектов до и после ремонта по результатам диагностики;

- функционального выделения персонала для работ по техническому обслуживанию и ремонтам;

- применения новых технологий обслуживания и ремонта оборудования подстанций, линий электропередач и новых материалов, обеспечивающих качество и снижение затрат;

- внедрение новых технологий и методов расчистки трасс ВЛ от деревьев и кустарников;

- механизация выполнения работ на линиях электропередачи и подстанциях, в первую очередь, наиболее трудоемких видов работ;

- регулярного проведения тренировок персонала;

- разработка и совершенствование нормативно-технической и эксплуатационной документации, технологических карт на выполнение ТОиР.

5) *Автоматизация ТОиР сетей должна обеспечить:*

- применение методов проведения обслуживания и ремонтов для разных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;

- использование эффективного оборудования для снижения издержек на организацию и планирование работ;

- повышение надежности и безопасности работы оборудования, снижение аварийности, травматизма и количества несчастных случаев;

- моделирование показателей эффективности сети при различных вариантах ремонтов, реконструкции и технического перевооружения;

- расчет вероятности отказа и времени ремонтов оборудования;

- подготовку списка ремонтных работ и предложений по инвестициям в новое оборудование.

2.10.3. Организация и проведение капитального ремонта

Затраты на капитальный ремонт сетей 0,4-10 кВ должны формироваться с учётом Положения о составе затрат по производству и реализации продукции организаций отрасли «Электроэнергетика».

1) В целях наиболее полного и рационального выполнения ремонтных работ следует применять комплексную систему организации и планирования (прогнозирования) объёмов, что позволит:

- повысить производительность труда за счет исключения повторяющихся непроизводительных затрат рабочего времени на подготовку и завершение каждого вида работ на объекте;

- сократить продолжительность и количество плановых отключений для проведения ремонтов;

- повысить эффективность использования машин и механизмов, сократить

время на переезды к месту работ;

- улучшить организацию труда и качество выполняемых работ на объекте.

2) Все работы должны выполняться в регламентированной последовательности для отдельных комплексов с прогнозированием затрат и объёмов последующих ремонтов. Комплексы включают в себя техническое обслуживание и капитальный ремонт объектов.

3) Основой планового ремонта сетей является капитальный ремонт объектов. При этом необходимо использовать комплексный метод ремонта, при котором на ремонтируемом объекте выполняются работы по поддержанию или восстановлению первоначальных эксплуатационных показателей, параметров отдельных элементов и сетей в целом, а также по ликвидации отступлений от требований действующих нормативно-технических документов.

4) Физические объемы работ определяются исходя из уровня технического состояния объектов сети.

5) Для линейных объектов должна устанавливаться единая периодичность ремонтов вне зависимости от типа опор. Периодичность капитальных ремонтов должна быть не чаще 1 раза в 6 лет в соответствии с действующими нормативами по технической эксплуатации.

6) При проведении ремонтов должны выполняться требования нормативно-технических документов с разработкой мероприятий, направленных на повышение надежности электроснабжения и снижение потерь электроэнергии.

7) Основой планирования работ являются многолетние графики комплексного ремонта, составляемые на утвержденный цикл, и годовые графики с учетом обеспеченности трудовыми, материальными и финансовыми ресурсами.

8) График производства работ должен составляться из условий:

- максимально возможный объем работ на объекте должен выполняться без перерыва электроснабжения потребителей;

- работы, связанные с отключением, проводить в максимально сжатые и удобные для потребителя сроки при минимуме ущерба от перерыва электроснабжения.

9) Работы по проведению капитального ремонта сетей должны выполняться по откорректированным, применительно к местным условиям, технологическим картам или проектам производства работ.

10) Капитальный ремонт кабельных линий производится по мере необходимости. Объемы ремонта кабельных линий определяются на основании:

- выявленных дефектов силового кабеля, кабельных муфт, сооружений или конструкций, на которых проложен кабель;

- результатов анализа аварийных пробоев кабеля и его пробоев при профилактических испытаниях;

- данных, выявленных в процессе эксплуатации устарелых, изношенных или имеющих конструктивные или заводские дефекты отдельных участков кабельной линии, соединительных и концевых муфт.

11) При приемке объектов из капитального ремонта объектов производится проверка на соответствие фактически выполненных работ объемам, включенным в ведомость объема ремонта:

- наличие протоколов, актов, ведомостей;

- оформление ремонтно-технической документации;

- выборочно, с выездом на место, объем и качество выполненных работ.

Результаты работы комиссии оформляются Актом приемки отремонтированных и модернизированных объектов электрических сетей с указанием оценки качества выполнения ремонта.

2.10.4. Общие требования к мониторингу технического состояния

- открытость и дальнейшее эволюционное совершенствование от традиционной обработки статистического материала до автоматизированных систем сбора, хранения и обработки информации о сетевых объектах;
- иерархическое построение системы;
- максимальное использование отчетной информации;
- адаптивность с другими системами мониторинга.

Раздел 3. Реализация технической политики в распределительных электрических сетях

1) Техническая политика реализуется через разработку и контроль выполнения:

- Программ (в том числе ивестиционных) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей;
- качества выполняемых проектов.

2) В Схемах развития сетей должны быть учтены:

- цель и задачи разработки Схем;
- единый формат представления Схемы развития сетей;
- технические и информационные требования к разработке Схем;
- единые технические, экономические и экологические критерии выбора и обоснования принятых решений.

3) В программах нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей должны быть разработаны мероприятия в части:

- повышения сетевой надежности;
- обеспечения качества электрической энергии;
- снижения потерь электрической энергии в сетях;
- повышения пропускной способности сетей;
- повышения эффективности эксплуатации сетей, в том числе:

▪ обеспечивающие возможность временного адресного отключения электроснабжения потребителей в соответствии с действующими нормативно-техническими документами;

▪ профессиональной подготовки эксплуатационного персонала; а также сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения.

3.1. Схемы развития электрических сетей

3.1.1. Цель разработки Схем

Обоснование оптимальных направлений развития сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей г.Орла, районных центров области и эффективного функционирования сетей на проектный период.

Проведение технической политики предусматривается на основании разработки генерального плана развития территории, без которого невозможно достоверно определить потребность в новых сетях, подстанциях и линиях электропередачи на различные сроки перспективного развития.

В этой связи электросетевые организации и региональные власти должны совместно заниматься перспективным планированием, изучением спроса на электрическую энергию и мощность.

3.1.2. Требования к Схемам развития сетей

1) *Схемы развития* должны содержать:

- анализ технического состояния сетевых и прилегающих перспективных генерирующих или смежных сетевых объектов и их соответствия требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей для расчетных электрических нагрузок;
- результаты технического аудита электрооборудования, конструкций и материалов, срок службы которых заканчивается в течение расчетного периода;

- перспективные электрические нагрузки и рост (коэффициент роста) электрических нагрузок;

- технические направления и решения по увеличению пропускной способности электрических сетей;

- принципы, технические и схемные решения повышения управляемости, надежности функционирования, эффективности и безопасной эксплуатации сетей;

- основные параметры сетевых объектов, предусмотренных в планах развития, в том числе, размещение вновь сооружаемых ЛЭП и подстанций;

- последовательность (этапы) нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения конкретных сетевых объектов;

- оценку потребности в основном электрооборудовании, конструкциях и материалах, а также оценку стоимости инвестиций по укрупненным показателям;

- рекомендации в части:

- регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- применения РЗА, диспетчеризации и телемеханизации сетей;
- применения современных средств и методик диагностики электрооборудования, конструкций и материалов;
- учета электрической энергии и организации эксплуатации сетей.

3.1.3. Формат Схем развития сетей

1) Схемы разрабатываются с учётом требований, изложенных в «Инструкции по проектированию городских электрических сетей», РД 34.20.185-94, и ПУЭ.

2) Схемы перспективного развития разрабатываются на основе программы развития региона, прогнозного спроса на присоединенную мощность, с учетом развития объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций и источников генерации в регионе.

3) Схемы развития должны быть согласованы с администрацией субъекта Российской Федерации.

4) Схемы должна быть рассмотрены и утверждены Советом директоров ОАО «Орёлоблэнерго».

3.1.4. Техническая и информационная основа разработки Схем

1) Основанием для разработки Схемы развития сетей должно быть:

- результаты технического аудита электросетевых объектов и диагностики технического состояния сетевых объектов;

- требования (предпосылки) для увеличения пропускной способности электрических сетей;

- государственные или региональные программы социально-экономического развития региона, в том числе, перспективные планы социально-экономического развития субъекта Российской Федерации, муниципальных образований, поселений, перспективные показатели потребления электрической энергии (электрических нагрузок);

- инвестиционные проекты или программы развития сетей;

- отчетные эксплуатационные показатели работы (надежность функционирования сетевых объектов, экономические показатели на исходный год и другие), планы развития сетей на среднюю и длительную перспективу;

- поступившие заявки на осуществление технологического присоединения электроустановок юридических (физических) лиц к электрическим сетям;

- технико-экономические доклады (обоснования) и научно-исследовательские работы, характеризующие технический прогресс в области применения (в том числе,

расширения применения) электроэнергии в различных отраслях экономики региона;

- достижения и возможности применения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

3.1.5. Выбор и обоснование принятых решений

1) Выбору схемных решений должна предшествовать проверка существующих сетей на новые нагрузки. По результатам расчетов должны быть:

- сделаны выводы о правомерности переустройства действующих и строительства новых электросетевых объектов;

- приведены возможные варианты решения поставленных перед Схемой развития сетей задач и устранения узких мест в функционировании сетей с технико-экономическими обоснованиями.

2) Технические направления развития сетей на проектный период должны быть с учётом Концепции развития ЕНЭС, сетей ОАО «МРСК Центра»- «Орёлэнерго» и генерации электроэнергии на перспективу до 2015 года.

3) Необходимость нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов определяется *на основе перспективных нагрузок и требований к надежности электроснабжения*;

4) Выбор параметров сетевых объектов (сечение проводов, мощность силовых трансформаторов и другие) осуществляется на основании технико-экономических расчетов.

Целесообразность строительства и выбор напряжения намечаемых к строительству подстанций подтверждается технико-экономическими расчетами вариантов развития сетей.

5) Если, согласно электрическим расчетам сетей 6-10 кВ, будет исчерпан резерв пропускной способности действующих ЛЭП до конца проектного периода, в Схеме развития сетей должны быть рассмотрены *варианты повышения их пропускной способности*.

7) Исходя из роста электрических нагрузок, надежности электроснабжения потребителей и требований Норм технологического проектирования и других нормативно-технических документов при наличии сетей напряжением 6 кВ необходимо рассмотреть и принять решение о целесообразности их перевода на напряжение 10-20 кВ.

3.2. Программа (инвестиционная) строительства реконструкции и технического перевооружения электрических сетей

3.2.1. Структура программы

1) Программа реконструкции и технического перевооружения электрических сетей (программа развития сетей) объединяет мероприятия, направленные на повышение энергетической эффективности работы сетевой организации, предусматривающие:

- повышение сетевой надежности;
- обеспечение надежности электроснабжения потребителей;
- обеспечение качества электрической энергии;
- снижение потерь электроэнергии в сетях;
- повышение пропускной способности сетей;
- обеспечение безопасности и эффективности эксплуатации сетей;

-сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения, в том числе:

- **развития автоматизированной информационно-измерительной системы учета электроэнергии;**
- **автоматизации сетей и создания АСУТП объектами электросетевого хозяйства.**

2) Целью разработки и реализации Программы развития сетей является выработка согласованных заданий (проектов) и обоснования инвестиций для устойчивого развития сетей на ближнюю и среднесрочную перспективу (1-3-5 лет).

3) Требования к Программам:

- единые принципы формирования, выполнение корпоративных стандартов и положений при разработке;
- выявление приоритетов развития и выстраивание очередности проведения технических и организационных мероприятий при реализации;
- оценка эффективности отдельных подпрограмм, инвестиционных проектов и Программы в целом по единой методике;
- представление Программ развития в едином формате.

4) Перечень мероприятий, предусматриваемых Программой, должен обосновываться основными положениями Схем развития сетей.

5) Повышение качества принятия решений при проведении единой технической политики, разработке Схем и программ развития сетей должно основываться на материалах технического аудита.

Технический аудит сетевых объектов состоит в оперативном получении информации о состоянии, техническом уровне и эксплуатационной надежности основного электрооборудования, конструкций и материалов в действующих сетях с использованием *информационной системы мониторинга.*

3.2.2. Мероприятия по повышению сетевой надежности

1) Основная цель - снизить продолжительность и частоту плановых отключений, а также вероятность и продолжительность аварийных отключений электроустановок потребителей.

2) *Основные задачи*:

- анализ послеаварийных режимов, вызванных климатическими аномалиями;
- периодическая проверка соответствия параметров оборудования меняющимся условиям их работы в сети;
- изучение наиболее характерных причин повреждений в сети и внедрения мер по предотвращению аварийных ситуаций;
- совершенствование системы организации ремонтов, направленное на сокращение количества плановых отключений при выводе из работы оборудования;
- внедрение работ на ВЛ под напряжением, позволяющих максимально сократить время перерывов электроснабжения при устранении повреждений и замене оборудования.

3) Основные мероприятия по повышению надежности в сетях 6-10 кВ:

- совершенствование структуры сети:
- секционирование и автоматическое включение резерва линий;
- установка пунктов автоматического отключения на ответвлениях от магистрали;
- строительство участков линий 6-10 кВ, предназначенных для формирования магистралей воздушных линий;

- повышение надежности участков сети посредством замены наиболее ответственных элементов на новую элементную базу, позволяющую уменьшить риски повреждений:
- совершенствование требований по надежности к электрооборудованию линий электропередачи и подстанций, включая устройства РЗА, на этапах проектирования, закупок, строительства, монтажа и эксплуатации;
- строительство ВЛЗ 6-10 кВ с использованием на **опорах требуемой механической прочности** защищенных изолированных проводов;
- создание оптимального аварийного запаса кабелей, опор, проводов и других материалов (конструкций) для проведения ремонтов;
- внедрение современной системы механизации и связи для сокращения времени восстановления ЛЭП после аварии, а также прогнозирования аварийных ситуаций;
- заранее проработанная логистика работы аварийных бригад; отработка взаимодействия обслуживающего персонала при массовых гололедных и ветровых авариях, противоправных актах населения;
- укомплектование электростанциями мощностью до 50 кВ□А для обеспечения бесперебойного электроснабжения электроустановок потребителей при проведении плановых и/или аварийных ремонтов;
- развитие методического обеспечения по организации анализа, формированию и поддержанию информационных баз технологических нарушений:
- разработка нормативно-технических документов по оценке надежности сетей по результатам эксплуатации;
- совершенствование организации ремонтов с учетом фактора надежности.

3.2.3. <u>Мероприятия по обеспечению качества электроэнергии</u>

1) Управление качеством электроэнергии предусматривает:

- организацию мониторинга качества электроэнергии в сети;

- принятие и выполнение организационно-технических и технологических мероприятий по обеспечению качества электроэнергии, подтверждение имеющегося Сертификата качества электроэнергии.

2) Требования к системе мониторинга качества электроэнергии

- *Информация*, поступающая в информационную систему мониторинга, должна быть:

- достоверной, аргументированной и документально подтвержденной;
- оптимальной по составу и объему (с необходимой точностью) и не быть избыточной;
- адекватно отражать технические аспекты сетей в части обеспечения надежности функционирования и пропускной способности, а также количества и качества электроэнергии, отпускаемой потребителям.

- *Перечень информации* о состоянии сетей должен включать:

- общие показатели сетевых объектов;
- основные параметры воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций и других сетевых объектов;
- показатели надежности;
- сроки ввода и/или замены основного электрооборудования, конструкций или материалов.

- *Информационная система* должна выполнять функции сбора, хранения, анализа и представления информации о реальном состоянии сетевых объектов

(комплексной инвентаризации и паспортизации сетевых объектов) с возможностью обмена с другими базами данных.

При этом должен происходить постоянный учет и анализ возникающих дефектов и нарушений в работе сетевых объектов, основных элементов сети, средств позиционирования объектов, методов планирования реконструкции и технического перевооружения.

- Мониторинг выполняется на «региональном» уровне управления, в котором осуществляется сбор и обработка исходной информации, характеризующей техническое состояние и ресурсы без вывода его из эксплуатации.

На верхнем «центральном» уровне технологического управления должна производиться основная аналитическая и статистическая обработка информации с целью получения общих статистических данных для оборудования, условий эксплуатации.

3) Сертификация качества электроэнергии должна осуществляться в соответствии с положениями Федерального Закона «О техническом регулировании» от 27.12.2002 № 184-ФЗ и Закона «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ.

Показатели качества электроэнергии должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 13109-97, а с 1 января 2013г. ГОСТ Р 54149-2010.

3.2.4. Мероприятия по повышению эффективности и безопасности эксплуатации электрических сетей

1) Обслуживание сетевых объектов должно проходить на принципах выполнения работ по критериям технического состояния и минимума продолжительности отключения потребителей.

2) Техническое обслуживание и регламент проведения работ должны рассчитываться на основе:

- наличия оборудования и материалов, дающих возможность организовывать своевременные ремонты и *быстрое проведение аварийно-восстановительных работ;*
- регулярных обследований состояния сетевых объектов;
- широкого использования авторизованного ремонтного и испытательного оборудования;
- повышения квалификации и регулярного проведения тренировок персонала, в том числе, в искусственно создаваемых аварийных ситуациях;
- **возможностей изменения схемы питания сети;**
- **технико-экономического сравнения наиболее предпочтительных вариантов реконструкции сети с одинаковыми параметрами надежности.**

3) Повышение эффективности эксплуатации электрических сетей обеспечивается на основе:

- **внедрения надежных методов и средств диагностики технического состояния электрооборудования без вывода его из работы;**
- **механизации выполнения работ на ЛЭП и подстанциях;**
- **ремонтов воздушных линий под напряжением (без отключения);**
- **оптимизации аварийного резерва оборудования, конструкций и материалов, четкой организации ликвидации аварийных повреждений;**
- **оптимизации ремонтно-эксплуатационного запаса оборудования, материалов и конструкций для обеспечения подготовительных и ремонтных работ линий электропередачи и подстанций.**

4) Осуществлять производство работ и организацию обслуживания сетей в соответствии с конструктивными особенностями сетевых объектов силами специально подготовленного и прошедшего аттестацию персонала.

3.2.5. ***Мероприятия по снижению потерь электроэнергии***

Стратегическая цель - изменить тенденцию роста потерь электроэнергии и снизить суммарные потери в электрических сетях всех напряжений к 2015 году до уровня 11, в том числе, к 2012 году - до 13,0%.

Цель может быть достигнута в результате внедрения основных приоритетных мероприятий, предусматривающих:

- оптимизацию режимов сетей и совершенствование их эксплуатации;
- ввод в работу энергосберегающего оборудования;
- совершенствование расчетного и технического учета, метрологическое обеспечение измерений электроэнергии;
- уточнение расчетов нормативов потерь и балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом;
- выявление, предотвращение и снижение хищений электроэнергии;
- совершенствование организации работ, стимулирование снижения потерь электроэнергии, повышение квалификации персонала, контроль эффективности его деятельности.

1) Основные мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации предусматривают:

- оптимизацию установившихся режимов электрических сетей по реактивной мощности и уровням напряжения;
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта оборудования сетей.

2) При новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей необходимо применять новое энергосберегающее оборудование и технологии, в частности:

- трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии; показателем качества силовых и измерительных трансформаторов являются потери электроэнергии холостого хода, которые не должны превышать 0,84-0,85 Вт/кг при индукции 1,7 Тл (трансформаторная сталь с ориентированной структурой, аморфные сплавы и др.);
- измерительные системы и приборы учета электроэнергии повышенной точности, в том числе, системы и приборы учета реактивной составляющей электроэнергии;
- управляемые конденсаторные установки на закрытых подстанциях с трансформаторами 250 кВ·А и более, на остальных - конденсаторные батареи, подключаемые к шинам 0,4 кВ;
- применять новые провода и электротехнические материалы;
- осуществлять перевод линий электропередачи и подстанций на более высокое номинальное напряжение;
- снижать долю низковольтных сетей и приближать сети среднего напряжения к потребителю.

3) Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии, метрологического обеспечения измерений электроэнергии и мощности должно осуществляться в направлениях:

- разработки, аттестации и ввода в действие методик выполнения измерений электрической энергии и мощности;

- обеспечения условий работы систем и приборов измерения электро-энергии в нормативных условиях и режимах их эксплуатации;

- установки средств измерений повышенных классов точности (однофазных счетчиков, трехфазных счетчиков, трансформаторов тока и напряжения);

- разработки и ввода в действие АИИС КУЭ, в том числе, АИИС КУЭ бытовых потребителей;

- обеспечения своевременности и правильности снятия показаний с приборов учета;

- исключения расчетов по приборам учета, установленным не на границе балансовой принадлежности, особенно для энергоемких потребителей;

- оснащения метрологической службы современными образцовыми средствами, поверочным оборудованием, необходимой вычислительной техникой, специализированной мобильной метрологической лабораторией, транспортными средствами;

- восстановления учета электроэнергии на подстанциях 6-10/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А и более;

- внедрения системы расчетов балансов электроэнергии и потерь электроэнергии, ведения баз данных учета электроэнергии и мониторинга технического состояния электрических сетей с использованием современного программного обеспечения и каналов передачи информации;

- перехода от индукционных счетчиков к электронным счетчикам, обеспечивающим, в том числе, измерение реактивной составляющей энергии с формированием профиля потребляемой мощности и возможностью интервального учета;

- применения новых методов снятия показаний счетчиков, в том числе, автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии;

- раздельного подключения к измерительным трансформаторам приборов учета и устройств РЗА;

- оснащения подразделений филиалов комбинированными многофункциональными устройствами проверки правильности работы узлов учета электроэнергии, измерения сетевого тока, в том числе, переносными средствами необходимого класса точности для измерения нагрузок и напряжений в сетях 0,4 и 6-20 кВ для уточнения и режимов их работы.

4) Уточнение расчетов нормативов потерь, балансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом должно проходить по следующим основным направлениям:

- внедрение сертифицированного программного обеспечения для расчетов технических потерь электроэнергии в оборудовании сетей; проведение ежемесячных расчетов;

- выполнение расчетов балансов электроэнергии с определением количества неучтенной электроэнергии по фидерам 0,38 и 6-10 кВ; выявление фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии;

- расчет и анализ балансов электроэнергии по подстанциям и электрическим сетям в целом;

- формирование и анализ балансов реактивной электроэнергии (мощности).

5) Основные мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электроэнергии включают:

- замену вводов в здания (от опоры ВЛ 0,38 кВ до вводных изоляторов), выполненных неизолированным (изношенным изолированным) проводом, на провода и кабели с видимым вводом, не позволяющие выполнить несанкционированное присоединение на данном участке сети (до прибора учёта) для безучётного потребления электроэнергии;

- установку и ввод в действие системы учета электроэнергии в сетях среднего напряжения на границах балансовой принадлежности;

- внедрение современных средств выявления несанкционированного потребления электрической энергии;

- защиту систем и приборов учета электроэнергии от несанкционированного доступа.

6) Разработке мероприятий по снижению потерь электроэнергии должны предшествовать:

- оценка технического состояния, метрологических характеристик и условий работы приборов учета, учитывающих поступление электроэнергии в сеть и полезный отпуск потребителям (периодичности поверки, ремонта, замены; режимов работы, условий применения и правильности включения систем измерения; наличия метрологического оборудования);

- анализ схем расстановки систем учета, схем поступления и отпуска электроэнергии с указанием границ балансовой принадлежности и точек учета поступившей и отпущенной электроэнергии;

- анализ организации работы по учету и контролю потребления электроэнергии, а также парка и условий работы приборов учета электроэнергии в сетях.

Указанный выше анализ должен осуществляться на стадии энергетического аудита.

7) Результаты аудита должны в обязательном порядке найти отражение в программе ОАО «Орёлоблэнерго» по энергосбережению и повышение энергетической эффективности в части снижения потерь электроэнергии в сетях.

3.2.6. Мероприятия по повышению пропускной способности сетей

1) Мероприятия по повышению пропускной способности должны разрабатываться при подготовке Схем развития сети с учетом планов развития генерирующих источников региона, смежных СО и планов развития поселений.

2) В периоды между разработкой Схем развития сетей повышение пропускной способности сетей 0,4 и 6-10 кВ следует обеспечивать, в основном, посредством:

- увеличения мощности действующих ТП до требуемой величины, в пределах предусмотренных проектом конструктивных возможностей.

- строительства новых (разгрузочных) подстанций;

- подвески дополнительных цепей на опорах действующих ВЛ, адаптированных к росту механических нагрузок;

- установки вольтодобавочных трансформаторов в точках ВЛ 6-10 кВ, в которых потери напряжения превышают допустимые значения.

- перевода сети напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ

3.2.7. Сводные показатели объемов нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения

1) *Сводные показатели Программы развития сетей предусматривают*:

- основные задания для нового строительства сетевых объектов с учетом планов развития поселений;

- основные задания для расширения сетевых объектов;

- основные задания для реконструкции и технического перевооружения сетевых объектов;

- ожидаемые результаты реализации Программы.

2) Программа включает:

- планирование инвестиций (предпроектный этап);

- осуществление инвестиций (проектный этап, прединвестиционный этап, финансирование и контроль исполнения инвестиций);

- оформление активов (оформление прав собственности на законченные объекты строительства).

3) Разработка и исполнение инвестиционных проектов, включенных в Программу, предусматривает:

- согласование титульных списков на год с разбивкой по кварталам для планирования и освоения инвестиций;

- проведение конкурсов на подрядные работы и поставку электрооборудования, конструкций и материалов;

- контроль заключения и исполнения договоров на поставку электрооборудования, приобретение материальных ресурсов, проведение строительно-монтажных работ и услуг;

- представление отчетов об освоении финансовых ресурсов и выборочная проверка физических объемов выполненных работ;

- выборочную проверку правильности применения сметных норм и расценок, договорной цены и стоимости приобретаемых материально-технических ресурсов и оборудования на соответствие действующим рыночным ценам в регионах;

- участие в работе комиссии по приемке законченных строительством сетевых и вспомогательных объектов.

4) Приоритетными направлениями деятельности ОАО «Орёлоблэнерго» должны стать направления, которые обеспечат финансовую независимость предприятия. В этой связи должны быть разработаны мероприятия по реструктуризации своих основных фондов, взаимодействию с действующими и потенциальными потребителями, обеспечению прогнозирования спроса и системы учета электроэнергии и другие мероприятия.

3.2.8. <u>Внешние и внутренние факторы развития РСК</u>

1) Для финансирования инвестиционных проектов развития электрических сетей следует ввести в практику разработку бизнес-планов на основе проведения маркетинга спроса и предложений на поставку электроэнергии (мощности) в зоне действия сетей ОАО «Орёлоблэнерго».

Работа над бизнес-планами предусматривает проведение работ по изысканию финансовых средств - плата за технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям, использование части прибыли предприятия, частные инвестиции и кредитование при ставках более низких, чем ставки рефинансирования, использование части фондов социального развития, страховых, фондов местной администрации.

2) Основным инструментом регулирования финансовой деятельности является тариф на услуги по передаче электроэнергии и контроль условий поставок электроэнергии при равном доступе к сетям для всех пользователей.

Тарифная политика должна отражать интересы сетевой организации в части решения задач, направленных на повышение качества функционирования сетей, их техническое развитие с учетом достижений научно-технического прогресса и создание сетей нового поколения.

3) При формировании тарифа на электроэнергию (мощность) следует учитывать спрос потребителя, рассматривать возможности его долевого участия в инвестициях в сети. Участие потребителей в этом процессе повысит их ответственность за заявки на прирост отпуска электроэнергии, стимулирует их к энергосбережению и повышению энергетической эффективности системы электроснабжения.

4) В период до 2015 года следует прогнозировать (по опыту технически развитых зарубежных стран) создание на региональном рынке *независимых энергетических компаний*, деятельность которых на розничном рынке создаст условия для конкуренции.

Потребители коммерческого и коммунально-бытового секторов уже сейчас могут получить право выбора покупки электроэнергии у различных поставщиков электроэнергии.

5) Дальнейшее развитие розничного рынка электроэнергии приведет к созданию *независимых производителей электроэнергии* в зоне действия сетей ОАО «Орёлоблэнерго». Производители электроэнергии получат равные возможности для участия на рынке электроэнергии и будут обладать достаточными условиями для развития собственных распределительных сетей.

6) Развитие распределительного электросетевого комплекса потребует совершенствования системы отношений с потребителями. В договорах должны найти отражение условия предоплаты, отключения и подключения потребителей-неплательщиков, ответственность Сторон договора в части выполнения Закона об электромагнитной совместимости, права СО об изменении тарифа в зависимости от условий электроснабжения и качества электроэнергии.

Развитие экономических отношений должны создать условия для введения дифференцированных тарифов, отражающих стоимость поставки электроэнергии, удобных для заключения договоров.

Раздел 4. Управление технической политикой в распределительных электрических сетях

4.1. Основные методы управления политикой

1). В рассматриваемый период управление сетевыми объектами будет осуществляться на двух уровнях РСК ОАО «Орёлоблэнерго»:

- в г. Орле
- в филиалах.

2) В ОАО «Орёлоблэнерго» должны быть разработаны положения по повышению эффективности управления распределительными электросетевыми объектами с использованием ключевых показателей эффективности:

- финансово-экономической деятельности;
- эксплуатационной деятельности (качества услуг/величины затрат);
- надежности электроснабжения, качества электроэнергии и снижения потерь электроэнергии.

В условиях рынка предстоит постоянно оценивать эффективность хозяйственной деятельности предприятия на основе:

- анализа сложившегося финансового, экономического и кадрового состояния предприятия и определения приоритетных задач на текущий момент;
- совершенствования тарифной политики;
- снижения ущерба от недоотпуска при отключениях потребителей и в результате хищений электроэнергии, а также низкого качества электроэнергии через принятие организационных и технических мер;
- формирования пакета инвестиционных программ;
- поддержания основных производственных фондов в объеме, необходимом для обеспечения достаточного уровня надежности электроснабжения при нормированном качестве электроэнергии.

3) Для управления технической политикой, координации работ по проблемам развития распределительного электросетевого комплекса, следует создать секцию координационного Научно-технического совета (НТС).

Технический совет должен осуществлять:

- методическое руководство разработкой и внедрением новой техники и технологий;
- подготовку предложений по разработке и внедрению новой техники и технологий, конечным и промежуточным работам, срокам их достижения, исполнителям конкретных работ, перечню научных проблем, выделяя приоритетные направления и проекты;
- экспертизу новой техники и технологий, подготовку соответствующих рекомендаций, заключений и предложений;
- подготовку предложений по перспективным НИОКР, пилотным проектам и новым нормативно-техническим документам.

4.2. Программа научных и экспериментальных работ

4.2.1. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности

1) Программы НИОКР формируются на основе:

- концепции развития распределительных сетей;
- планов перспективного развития сетей;
- программ нового строительства, реконструкции и технического перевооружения сетей;
- предложений научных и проектных организаций, испытательных и сервисных центров.

2) Для обеспечения повышения надежности и эффективности функционирования сетевых объектов, ежегодно не позднее октября текущего года формируются или корректируются комплексные программы применения новой техники на следующий год, включающие:

- подпрограмму (задания) создания новой техники и технологий, выполняемую подведомственными и сторонними научно-исследовательскими организациями, испытательными и сервисными центрами в интересах ОАО «Орёлоблэнерго»;
- подпрограмму по способам повышения точности измерительных приборов и систем измерения электрической энергии;
- подпрограмму по испытаниям проблемного оборудования;
- подпрограмму по разработке нормативно-технических и методических документов;
- подпрограмму «пилотных» проектов.

4.2.2. Основные направления программы научных и экспериментальных работ

1) Для распределительного электросетевого комплекса должна быть разработана целевая комплексная программа НИОКР на среднесрочную и долгосрочную перспективу, в которой должны найти отражение:

- разработка регламентированной системы показателей надежности работы сетей на основе анализа и прогнозов развития ситуации в распределительных сетях ОАО «Орёлоблэнерго»;
- анализ аварийности и разработка мероприятий по повышению надежности ЛЭП и подстанций, продлению срока их службы, в том числе, защиты от грозовых перенапряжений;
- тенденции изменения, обоснование принципов и основных направлений развития сетей;
- разработка методического и нормативно-технического обеспечения устойчивого развития сетей на основе перспективных Схем;
- совершенствование экономических отношений; разработка инвестиционных программ реконструкции и технического перевооружения распределительных электрических сетей;
- новые технические решения и технологии для линий электропередачи, подстанций, распределительных и соединительных пунктов; системы автоматизированного управления, микропроцессорных устройств в схемах защит, АИИСКУЭ;
- технические и организационные мероприятия для снижения потерь электрической энергии в сетях;
- совершенствование информационного обеспечения и технических средств организации связи;
- исследование и разработка принципов нормирования надежности распределительных электрических сетей;
- новые принципы и технические решения для АСУсетевыми объектами;

- разработка перспективных решений и мероприятий по совершенствованию систем обслуживания сетевых объектов.

2) Создание новой системы нормативно-технического обеспечения распределительного электросетевого комплекса как элемента общей системы нормативно-технического обеспечения электроэнергетики на следующих принципах:

- структура системы нормативно-технических документов (стандартов организации) базируется на едином перечне объектов электроэнергетики, включающем и объекты распределительного электросетевого хозяйства;

- преемственность между существующей и вновь создаваемой нормативно-технической базой;

- новая система стандартов должна охватывать все стадии жизненного цикла объектов:

- условия создания объекта;
- условия организации процесса производства;
- условия поставки продукции (услуг) для объекта;
- условия получения продукции (услуг), производимых объектом;
- охрана труда и техника безопасности.

3) В области нормативно-технического обеспечения распределительного электросетевого комплекса приоритетными направлениями являются разработка:

- системы корпоративных стандартов организации;

-предложений о порядке перехода к применению новых нормативных документов при разработке проектной документации, изготовлении строительных конструкций, выборе электрооборудования и новом строительстве с учетом гармонизации с международными нормативными документами;

-основных технических требований к совершенствованию и развитию нормативно-технической базы для управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей;

- Норм технологического проектирования объектов распределительных электрических сетей;

- Методических рекомендаций по техническому и экономическому обоснованию применения в сетях новых систем и устройств автоматизации (в том числе, АИИС КУЭ), новых принципов построения сетей и методов повышения устойчивости сетевых объектов, повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии;

- Методических рекомендаций по нормированию и обеспечению надежности электроснабжения и качества электрической энергии;

4.2.3. Экспериментальное внедрение новых видов электрооборудования, конструкций и материалов (пилотные проекты)

Ввести в практику внедрения новой техники и новых технологий при новом строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, организацию проведения пилотных проектов.

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 «Орёлоблэнерго» с рекомендацией о строительстве объекта с применением образцов новой техники или технологии.

Осуществлять периодическое рассмотрение основных итогов и материалов международных, национальных и корпоративных мероприятий (конференций, семинаров, выставок и других).

4.2.4. ***Аттестация электрооборудования, технологий и материалов. Организация закупок***

1) Электрооборудование, технологии и материалы отечественного и импортного производства (разрабатываемые или используемые на электросетевых объектах) должны удовлетворять современным требованиям.

2) Аттестация оборудования, технологий и материалов, как элемент входного контроля:

- приемка новых (не применявшихся ранее на сетевых объектах РСК) или аттестация видов оборудования, технологий и материалов отечественного производства в соответствии с указанным «Положением »

- экспертиза оборудования, технологий и материалов импортного производства;

- организация контрольных испытаний серийно выпускаемого оборудования, технологий и материалов;

- принятие обоснованных мер по исключению приобретения оборудования, технологий и материалов, не соответствующих требованиям корпоративных стандартов и условиям применения.

3) Основные направления технической политики в области организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования, работ и услуг:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок оборудования, работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;

- гибкий подход к формированию требований к закупкам, работам и услугам для привлечения предложений с новыми техническими решениями;

- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемого оборудования;

- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых материально-технических ресурсов и оборудования;

- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного оборудования и услуг при оптимальной стоимости;

4) *Автоматизация в области управления закупками и материальными потоками:*

- сокращение расходов и издержек посредством автоматизации закупочных процессов;

- повышение эффективности закупок продукции за счет создания централизованной базы данных о планируемых и реализуемых закупках с унифицированным доступом к информации;

- сокращение времени обработки заказов на закупку;

- оптимизация затрат на материальное обеспечение, в том числе, хранение оборудования и материалов за счет улучшения планирования.

4.3. Совершенствование проектирования объектов

1) Совершенствование проектно-изыскательской деятельности должно проходить в направлениях:

- обеспечения в проектах рационального использования земель, охраны окружающей среды, а также безопасности сетевых объектов;

- повышения качества проектирования и сокращение сроков выполнения проектной документации на основе автоматизации проектных работ;

- применения в проектах прогрессивных технических решений, электрооборудования, конструкций и материалов, новых технологий проведения строительных работ;

- организации экспертизы проектной продукции;

- максимального использования типовых проектных решений при выполнении проектных работ.

2) *Система стандартов проектирования электрических сетей* должна предусматривать разработку и применение:

- Корпоративного стандарта проектирования;

- автоматизированного рабочего места проектировщика;

- баз данных для проектирования распределительных электрических сетей с использованием новой элементной базы;

- разработку макетов (эталонов) проектов линий электропередачи, подстанций, распределительных устройств и других сетевых объектов классов напряжения до 20 кВ.

3) *Корпоративный стандарт проектирования*, согласно положениям Федерального закона «О техническом регулировании», должен быть корпоративным стандартом ОАО «Орёлоблэнерго» и приниматься в целях:

- обеспечение качества проектирования сетевых объектов;

- повышение технического уровня объектов строительства за счет применения передовых технологий, современного оборудования и материалов, внедрения прогрессивных научных разработок в технологические циклы строительства и эксплуатации сетевых объектов;

- повышение уровня безопасности, надежности и экономической эффективности проектируемых объектов.

4) Корпоративный стандарт проектирования должен содержать требования:

- к проектным организациям, аккредитованным в качестве проектировщиков объекта;

- к проектной документации на соответствие требованиям нормативно-технических документов;

- перечню нормативной документации, регламентирующей процессы проектирования сетевых объектов.

5) Создание Корпоративного Положения проведения экспертизы проектов, разрабатываемых по заказам РСК, с целью поверки их на соответствие:

- требованиям национальных и корпоративных стандартов;
- требованиям к проектным организациям;
- показателей вновь сооружаемых и реконструируемых объектов показателям прогрессивности;
- требований сертификатов аттестованных технологий и оборудования;
- уровня конструктивной надежности сооружений;
- уровня электрической и экологической безопасности объектов при эксплуатации.

4.4. Показатели прогрессивности технических решений и технологий для перспективного развития сетей ОАО «Орёлоблэнерго»

Показатели прогрессивности условно делятся на:

- функциональные и технологические;
- экономические;
- экологические, безопасности.

Таблица **Показатели прогрессивности технических решений**

Объект	**Показатели**	
	Функциональные и технологические	**Экономические, экологические и безопасности**
Распределительные электрические сети	Обеспечение электроснабжения потребителей по критерию (n-1). Создание необслуживаемых сетевых объектов и электрооборудования.	Технические потери электроэнергии не более 9-10%. Длительность перерывов электроснабжения потребителей не более 7-8 ч/(год 100 км). Безопасность согласно техническим регламентам по экологии и электрической безопасности.
Трансформаторные подстанции	Компактное оборудование и блочное исполнение с высокой степенью заводской готовности. Телеизмерение и телеуправление производственными процессами и АСУТП подстанций. ТП и РП без постоянного обслуживающего персонала.	Снижение площади на 20-30%. Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и безопасности.
Силовые трансформаторы	Для класса 6-10 кВ: - применение синтетических диэлектриков; - герметичные трансформаторы.	Технические потери электроэнергии в номинальном режиме, не более 4-6%. Нормированное качество электроэнергии. Повышение пожарной безопасности в 2-3 раза. Взрывобезопасность.

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	**Экономические, экологические и безопасности**
Выключатели	Элегазовые — 6 -10 кВ: - механический ресурс ≥3 000 циклов В-О; - коммутационный ресурс ≥30 операций. Вакуумные — 6 -10 кВ и ниже: - механический ресурс ≥20 000 циклов В-О; - коммутационный ресурс ≥50 операций.	Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и электрической безопасности. Минимум затрат на обслуживание. Без капитального ремонта в течение срока службы.
Разъединители	Для класса напряжения 6-20 кВ: - с предохранителем и дугогасительной системой; - механический ресурс ≥5 000 циклов В-О.	Не требуется ремонт до исчерпания механического ресурса или в течение срока службы. Взрывобезопасность и пожарная безопасность.
Измерительные трансформаторы	Для трансформаторов до 20 кВ - литая изоляция. Для АИИС КУЭ класс точности измерительной обмотки ТТ - 0,2 и 0,2S; ТН - 0,2.	Не требуется ремонт в течение срока службы. Электрическая безопасность. Взрывобезопасность и пожарная безопасность.
Ограничители перенапряжений	Уровень ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений (соответственно) 1,8-1,9.	Не требуется ремонт в течение срока службы. Электрическая безопасность. Взрывобезопасность и пожарная безопасность.

Объект	Показатели	
	Функциональные и технологические	**Экономические, экологические и безопасности**
Воздушные линии электропередачи 20 кВ и ниже	Количество отказов в расчете на 100 км в год: ВЛ 6-20 кВ - 4…7; ВЛИ 0,38 кВ - 1,0. Срок службы не менее 40 лет.	Строгое соответствие техническим регламентам по экологии и безопасности. Минимум затрат на обслуживание. Высокая устойчивость к воздействию внешних климатических факторов и грозовых перенапряжений. Снижение ширины просеки на 30% при применении СИП и защищенных проводов. Минимизация издержек по оплате за землю (двухцепные линии).
Опоры ВЛ	Удобство технического обслуживания и ремонтов. Защита опор от коррозии. Повышенная механическая прочность. Деревянные опоры с пропиткой и сроком службы не менее 40 лет для ВЛ 20 кВ и ниже.	Количество ремонтов опор за срок службы ВЛ не более 2 раз. Минимальные затраты на утилизацию опор.

Провода и грозозащитные тросы	СИП и защищенные провода. Тросы в антикоррозионном исполнении. Срок службы не менее 40 лет.	Линии с минимальными потерями электроэнергии. Сведение к минимуму воздействия грозовых перенапряжений, токов ОЗЗ и КЗ. Электрическая безопасность.
Объект	**Показатели**	
	Функциональные и технологические	**Экономические, экологические и безопасности**
Линейная арматура и изоляторы	Специальная арматура высокой технологичности. Удельная повреждаемость изоляторов, не более: - 10^{-4} стеклянных тарельчатых; - 10^{-5} полимерных и фарфоровых Срок службы не менее 40 лет.	Обслуживание линий под напряжением. Снижение повреждений ВЛ в 2 раза при воздействии грозовых перенапряжений. Снижение затрат на монтажные работы в 2-3 раза.
Кабельные линии напряжением 10 кВ и ниже	Количество отказов в расчете на 100 км в год: - в городских, стеснённых условиях прокладки и эксплуатации КЛ 6-10 кВ — 10...13; КЛ 0,38 кВ - . Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена. Арматура из термоусаживаемых материалов. Срок службы не менее 40 лет.	Отсутствие внешних электромагнитных полей. Неразрушающие методы контроля.
ТО и ремонты	Переход к ТО и ремонтам на основе оценки технического состояния. Применение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы.	Использование экологически безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий ПС. ТО и ремонт под напряжением.

Устройства РЗА	Микропроцессорные устройства РЗА. Селективность и высокая чувствительность.	Самодиагностика.
АСУТП	Управление переключениями. Регулирование напряжения в пределах до 15%. Управление ТО и ремонтами по реальному техническому состоянию и диагностике состояния оборудования. Организация обмена информацией с субъектами. Время прохождения сигналов - не более 2 с.	Сокращение времени выполнения переключений до 70%. Снижения времени восстановления электроснабжения - не менее 20%. Снижение производственного травматизма вследствие централизованного управления ТО и ремонтами, ликвидацией аварий. Продление срока службы оборудования. Повышение уровня безопасности выполнения работ.
АИИС КУЭ	Погрешность измерения активной электроэнергии не хуже 0,5%. Автоматизированный расчет балансов и потерь электроэнергии.	Автоматизация учета и потерь электроэнергии. Снижение потерь электроэнергии на 20% за счет повышения точности учета электроэнергии.