

УТВЕРЖДЕНА  
Решением Правления  
АО «Астана – РЭК»  
№ 22-39 от 12.08.2022 г.

**Техническая политика**  
**АО «АСТАНА – РЭК»**  
**В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ**  
**г. Нур-Султан**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Раздел 1. Введение</b>	5
1.1. Документы, использованные при разработке Технической политики	5
1.2. Термины и определения	7
<b>Раздел 2. Общая часть</b>	13
2.1. Основные цели и задачи Технической политики	13
2.2. Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей	15
2.3. Проблемы распределительного электросетевого комплекса	17
2.4. Прогнозные показатели	18
2.5. Требования к информационному обеспечению	19
<b>Раздел 3. Основные направления Технической политики в распределительных электрических сетях</b>	20
3.1. Схемы развития распределительных электрических сетей	20
3.1.1. Общие требования к разработке Схем развития	21
3.1.2. Принципы построения Схем распределительных электрических сетей	22
3.1.2.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам	24
3.1.3. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания	24
3.1.4. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания	25
3.1.4.1. Снижение емкостных токов короткого замыкания	25
3.1.5. Надёжность электроснабжения	26
3.1.6. Принципы перехода к активно-адаптивным сетям	28
3.1.6.1. Основные принципы изменения топологии сетей 0,4-20кВ	30
3.2. Подстанции и распределительные устройства	31
3.2.1. Технические требования к ПС 35-220/6-20кВ	31
3.2.2. Технические требования к подстанциям 6-20/0,4кВ	32
3.2.3. Первичное оборудование подстанций	33
3.2.3.1. Силовые трансформаторы	33
3.2.3.2. Коммутационные аппараты	34
3.2.3.3. Разъединители	34
3.2.3.4. Реакторы и резисторы	35
3.2.3.5. Измерительные трансформаторы и датчики	35
3.2.3.6. Ограничители перенапряжений	36
3.2.3.7. Компенсирующие устройства	36
3.2.3.8. Комплектные РУ	37
3.2.3.9. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды	38
3.2.3.10. Ошиновка	40
3.2.3.11. Заземление и молния защита	40
3.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА и ПА для различных схем подстанций и классов напряжения	41
3.2.5. Автоматизированная система управления технологическими процессами	44

3.2.5.1. Основные направления Технической политики в области Авто-	45
матизированная система управления технологическими процессами	
3.2.6. Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ)	48
3.2.6.1. Общие положения оперативно-диспетчерского управления	48
3.2.6.2. Цели и задачи оперативно-диспетчерского управления	49
3.2.6.3. Этапы и создания АСДУ	51
3.2.6.4. Минимальные требования к структуре АСДУ	51
3.2.7. Модели телемеханизации подстанций	55
3.2.7.1. Типовые решения по диспетчерскому щиту управления (ДЩ)	60
3.2.8. Система телекоммуникации	61
3.2.8.1. Общие положения	61
3.2.8.2. Цели и задачи технической политики в области телекоммуникаций	62
3.2.8.3. Принципы построения и развития сетей связи	62
3.2.8.4. Требования к организации Сети связи	63
3.2.8.5. Общие требования к Сети связи	66
3.2.8.6. Требования к линиям и каналам связи	66
3.2.8.7. Требования к организации вторичных сетей связи	69
3.2.8.8. Требования к электропитанию оборудования узлов связи	73
3.2.9. Автоматизированные информационно-измерительные системы	74
коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)	
3.2.10. Здания, сооружения и инженерные сети	79
3.3. Линии электропередачи	81
3.3.1. Воздушные линии электропередачи	81
3.3.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи	81
3.3.1.2. Опоры	83
3.3.1.3. Фундаменты	84
3.3.1.4. Провода и грозозащитные тросы	85
3.3.1.5. Линейное коммутационное оборудование	86
3.3.1.6. Линейная арматура и изоляторы	87
3.3.1.7. Защита от грозовых перенапряжений	89
3.3.1.8. Мероприятия по приведению состояния действующих ВЛ к	89
требованиям ПУЭ	
3.3.2. Кабельные линии электропередачи	91
3.3.2.1. Требования к кабельным линиям	91
3.3.2.2. Требования к силовым кабелям	92
3.3.2.3. Требования к кабельной арматуре	93
3.3.2.4. Защита от перенапряжений кабельных линий	94
3.3.2.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий	94
3.3.2.6. Диагностика и испытания кабельных линий	95
3.4. Ограничения по применению оборудования и материалов	96
3.5. Электромагнитная совместимость	97
3.6. Метрологическое обеспечение	98
3.7. Эксплуатация распределительных сетей и организация ремонтов	99
3.7.1. Создание единой системы управления распределенными ресурсами	101
для производства аварийно-восстановительных работ при сложных	

технологических нарушениях природного и техногенного характера	
3.7.2. Построение оптимальных модулей и стратегии аварийно-восстановительных работ	103
3.8. Реконструкция и новое строительство электросетевых объектов	104
3.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТООиР	105
3.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям	106
3.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе	106
3.12. Выполнение требований пожарной безопасности	108
3.13. Охрана труда и производственный контроль	108
3.14. Экологическая безопасность	109
3.15. Система управления рисками	110
<b>Раздел 4. Реализация инновационной политики в электросетевом комплексе</b>	<b>111</b>
4.1. Основные требования к применению нового оборудования и технологий	111
4.2. Аттестация электротехнического оборудования и материалов	112
4.3. Требования к разработке пилотных проектов	113
<b>Раздел 5. Управление Технической политикой</b>	<b>114</b>
5.1. Финансовое управление	114
5.2. Нормативно-техническое управление	115
5.3. Организационное управление	119
<b>Раздел 6. Оценочные показатели реализации Технической политики</b>	<b>120</b>
<b>Приложение №1</b>	<b>122</b>

## **Раздел 1. Введение**

Настоящая Техническая политика является нормативным документом АО «Астана – Региональная Электросетевая Компания (далее – «Астана-РЭК»), определяющим типовые требования, в рамках которых разработана Техническая политика, учитывающая особенности технического развития распределительных электрических сетей, находящихся на балансе АО «Астана – РЭК».

Техническая политика является программным документом для проектных и инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и технической эксплуатацией электротехнического оборудования АО «Астана – РЭК».

В развитие изложенных в настоящей Технической политике требований в дальнейшем в АО «Астана – РЭК» будет разработан пакет нормативно-технических документов (стандарты организации, технические требования, методические указания и т.д.), конкретизирующих отдельные технические решения и определяющих правила их применения.

Техническая политика разработана службой развития АО «Астана – РЭК» с участием руководителей структурных подразделений и с использованием мирового опыта о единой технической политике в распределительном силовом комплексе.

Срок действия настоящей Технической политики – 20 лет, пересмотр один раз в 3 года, а также при возникновении необходимости. Настоящая Техническая политика утверждается решением Правления АО «Астана – РЭК».

Решение о внесении изменений и дополнений, а также об отмене настоящей Технической политики принимается решением заседания Правления АО «Астана – РЭК».

Внесение изменений и дополнений в настоящую техническую политику производится в следующих случаях:

- 1) Изменение законодательства РК, регулирующего порядок эксплуатации энергетического оборудования;
- 2) Изменение законодательства РК, регулирующего порядок расследования технологических аварий и несчастных случаев;
- 3) В соответствии с внутренними нормативными документами АО «Астана – РЭК»;
- 4) По поручению руководства АО «Астана – РЭК».

### **Документы, использованные при разработке Технической политики АО «Астана – РЭК»**

#### **Кодексы Республики Казахстан:**

1. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442-П.
2. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК.

#### **Законы Республики Казахстан:**

1. «Об электроэнергетике» от 9 июля 2004 года №588-П.
2. «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года №165-IV.

3. «О ратификации Соглашения о взаимопомощи в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств – участников Содружества Независимых Государств» от 7 июля 2004 №579-II.

4. «О ратификации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств» от 5 июля 2000 года №66-II.

5. «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года №541-IV.

#### **Указы Президента Республики Казахстан:**

1. «О государственной программе по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы и признании утратившими силу некоторых указов Президента Республики Казахстан» от 19 марта 2010 года №958.

2. «О подписании Устава Международного агентства по возобновляемой энергии (ИРЕНА)» от 23 июня 2009 года №830.

#### **Постановления Правительства Республики Казахстан:**

1. «Об утверждении Комплексного плана повышения энергоэффективности РК на 2012 – 2015 годы» от 30 ноября 2011 года №1404.

2. «Об утверждении Соглашения о формировании общей системы информационного обеспечения энергетического рынка государств-членов Евразийского экономического сообщества» от 2 февраля 2010 года №55.

3. «Об утверждении Правил и условий энергосбережения, действующих и строящихся объектов» от 4 февраля 2000 года №167.

4. «Об утверждении типовых договоров предоставляемых регулируемых услуг от 24.06.2019 г. №58.

#### **Приказы Министерства Национальной экономики РК:**

1. «Об утверждении Перечня регулируемых услуг (товаров, работ) от 18.04.2019 г. №26.

#### **Приказы Министерства энергетики РК:**

1. «Об утверждении Правил пользования электрической энергией» от 25.02.2015 г. №143.

2. «Об утверждении Правил и условий энергосбережения потребителей, имеющих аварийную бронь» от 30 марта 2015 года №245.

3. «Об утверждении Правил установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон» от 28.09.2017 г. №330.

4. «Об утверждении Правил устройства электроустановок от 20.03.2015г. №230.

5. «Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии» от 20.02.2015 г. №106.

6. «Об утверждении Электросетевых правил» от 18.12.2014 г. №210.

7. «Об утверждении Правил организации централизованных торгов электрической энергией» от 24.02.2015 г. №137.

8. «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» от 30.03.2015 г. №247.

9. «Об утверждении Правил проведения энергетической экспертизы» от 03.02.2015 г. №59.

10. «Об утверждении Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» от 31.03.2015 г. №253.

11. «Об утверждении Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий» от 20.02.2015 г. №123.

#### **Иные нормативные документы:**

1. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» ГОСТ 32144-2013.

3. Производство работ под напряжением в электроустановках. Основные требования ГОСТ 28259-89.

4. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Расстояния безопасности в охранной зоне линий электропередачи напряжением свыше 1000 В. ГОСТ 12.1.051-90.

5. Типовая инструкция по учету электрической энергии при ее производстве передаче и распределении. Приказ Председателя Комитета гос. энергонадзора и контроля МИиНТ РК от 19.11.2012г. №106-П.

6. Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство. СНРК 1.02-03-2011.

#### **Методические указания по осуществлению государственного санитарно-эпидемиологического надзора за соблюдением СанПин РК.**

1. «Защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого высоковольтными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» №3.01.036-97 №3.05.037/у-97.

### **Термины и определения**

#### **Основные понятия и определения:**

**Адаптивность** – способность электрической сети, изменять пропускную способность за счёт применения технических средств и конструктивных решений без изменения качественных показателей электрической энергии у потребителя.

**Безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации (далее – безопасность)** – состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

**Граница балансовой принадлежности** – линия раздела объектов электросетевого хозяйства между владельцами по признаку собственности или владения на ином законном основании.

**Граница эксплуатационной ответственности** – линия раздела объектов электросетевого хозяйства между сетевой организацией и потребителем услуг по передаче электрической энергии (потребителем электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче

электрической энергии) по принципу ответственности за содержание, состояние и обслуживание электроустановок.

**Качество функционирования сети** – возможность установления режимов сети, обеспечивающих поддержание заданных оптимальных уровней напряжения и контроль во всех точках приема и отпуска электроэнергии, уровня потерь, соблюдение требований по оптимальной плотности тока.

**Класс напряжения электрооборудования** – номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы которой предназначено электрооборудование.

**Комплексные программы развития сетей АО «Астана – РЭК»**– программы, включающие совокупность технических решений в определенной последовательности, позволяющие решить задачи эффективного функционирования и развития электрических сетей (повышение надежности, снижение потерь, внедрение АСУ на основе цифровых устройств).

**Необслуживаемый объект** – объект, для которого проведение технического обслуживания не предусмотрено нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

**Новая техника** – оборудование и системы, содержащие новые технические решения.

**Новое техническое решение** – техническое решение, характеризующееся высокой эффективностью, ранее не применявшееся в электрических сетях АО «Астана – РЭК».

**Новое строительство** – строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на вновь отведенных земельных участках и ввода в действие всего объекта на полную мощность. К новому строительству относится и строительство на новой площадке объекта взамен ликвидируемого.

**Нормативный документ** – документ, устанавливающий правила, общие принципы или требования, касающиеся определенных видов деятельности или их результатов.

**Объект малой генерации** – генерирующая установка, не удовлетворяющая критериям субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности).

**Пилотный проект** – временный проект, предназначенный для проверки жизнеспособности уникального предложенного решения.

**Повышение энергетической эффективности** – деятельность, направленная на экономию первичного энергетического ресурса, снижение энергоемкости технологических процессов.

**Потребители электрической энергии** – лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.

**Потребители мощности** – лица, приобретающие мощность, в том числе для собственных бытовых и (или) производственных нужд, и (или) для последующей продажи, лица, реализующие электрическую энергию на розничных рынках, лица, реализующие электрическую энергию на территориях, на которых располагаются электроэнергетические системы иностранных государств.



**Пропускная способность электрической сети** – технологически максимально допустимое значение мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электрических сетей, без ущерба качеству поставляемой потребителю электроэнергии, без повреждения элементов сети или выхода нормируемых параметров, в т.ч. условий безопасной эксплуатации за пределы допустимых.

**Реконструкция** – комплекс работ на действующих объектах электрических сетей по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды.

**Свод правил** – документ в области стандартизации, в котором содержатся технические правила и (или) описание процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации продукции и который применяется на добровольной основе в целях соблюдения требований технических регламентов.

**Сети нового поколения** – сети напряжением, в основе которых заложены новые принципы построения, выполненные с использованием новых технологий, конструкций и материалов, а также оснащенные современным электрооборудованием, средствами управления, автоматизации и защиты, удовлетворяющие требованиям потребителя по качеству электроэнергии и надежности электроснабжения.

**Система управления рисками** – совокупность процессов, методик, информационных систем, направленных на достижение целей и задач управления рисками.

**Система управления активами** – информационная база данных технологического оборудования и складских запасов с автоматизированным управлением техобслуживания и ремонта оборудования, их планированием и контролем исполнения.

**Система управления сетью** – комплекс программ, позволяющий поддерживать оперативную схему сети и проводить анализ топологии, переключений в сети при проведении плановых работ, автоматизировать управление отключениями, предоставлять возможность расчета режимов в реальном времени.

**Стандарт** – документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг.

**Строительство** – предусматривает новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение электросетевых объектов.

**Единая техническая политика АО «Астана-РЭК»** – совокупность технических требований, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и среднесрочную перспективу, направленных на повышение эффективности, технического уровня и безопасности электрических сетей.

**Технический уровень** – система показателей, характеризующая электри-

ческую безопасность, эксплуатационную надежность и технико-экономические параметры электросетевых объектов (электрооборудования, конструкций и материалов).

**Техническое перевооружение** – комплекс работ на действующих электросетевых объектах, направленный на повышение их технико-экономического уровня и включает в себя замену морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов, применение новых принципов эксплуатации, внедрение современных средств управления производственным процессом при сохранении основных строительных решений в пределах ранее выделенных земельных участков.

**Точка присоединения к электрической сети** – место физического соединения электрической установки потребителя услуг с электрической сетью, находящейся на балансе АО «Астана – РЭК».

**АО «Астана – РЭК»** юридическое лицо, функционирующее в секторе электроэнергетики г. Астана, как энергопередающая организация.

**Электрическая сеть**– совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи электрической энергии;

**Энергетическое обследование** – сбор, обработка, анализ информации об использовании энергетических ресурсов в целях получения достоверной информации о качестве использования энергетических ресурсов, о показателях энергетической эффективности, выявления потенциала, возможностей энерго-сбережения и повышения энергетической эффективности с отражением полученных результатов в энергетическом паспорте.

**RAB – (Regulatory Asset Base)** или регулируемая база задействованного капитала–величина, устанавливаемая в целях регулирования тарифов, отражающая рыночную стоимость активов компании с учетом их физического износа, система тарифообразования по методу доходности на инвестированный капитал.

**Работник** – лицо, которое находится с АО «Астана-РЭК» в трудовых отношениях, оформленных в соответствии с Трудовым Кодексом Республики Казахстан.

**Технологическое нарушение** – отказ или повреждение оборудования и (или) сетей, в том числе вследствие возгорания или взрывов, отклонения от режимов, вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования или его неисправность, которые привели к нарушению процесса производства, передачи, потребления электрической и тепловой энергии.

**Экологическое происшествие** – это случайное (внезапное, непреднамеренное) событие технологического происхождения, в результате которого в окружающую среду попадают вредные вещества в количествах, превышающих допустимые нормы.

**Энергетическое предприятие (энергопредприятие)** – электростанции, котельные, предприятия тепловых и электрических сетей, осуществляющие производство, транспортировку и распределение электрической и тепловой энергии.

### Перечень сокращений:

<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition – система супервизорного управления и сбора данных
<b>АИИСКУЭ</b> <b>(АСКУЭ)</b>	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
<b>ЗИП</b>	Запасные части и приборы
<b>ИТ</b>	Информационные технологии
<b>НПА</b>	Нормативно- правовой акт
<b>ОДС</b>	Оперативно-диспетчерская служба
<b>ПА</b>	Противоаварийная автоматика
<b>ПК</b>	Персональный компьютер
<b>ПО</b>	Программное обеспечение
<b>ППБ</b>	Правила пожарной безопасности
<b>ППР</b>	Проект производства работ
<b>ППрБ</b>	Правила промышленной безопасности
<b>ПТБ</b>	Правила техники безопасности
<b>ПТК</b>	Программно-технический комплекс
<b>ПТЭ</b>	Правила технической эксплуатации
<b>ПУЭ</b>	Правила устройства электроустановок
<b>РЗА</b>	Релейная защита и автоматика
<b>СП</b>	Структурное подразделение АО «Астана-РЭК»
<b>ТН</b>	Трансформатор напряжения
<b>ТЭЦ</b>	Теплоэлектроцентраль
<b>ААС</b>	активно-адаптивная сеть
<b>АВР</b>	автоматический ввод резерва(резервного питания)
<b>АПВ</b>	автоматическое повторное включение
<b>АСДУ</b>	автоматизированная система диспетчерского управления
<b>АСТУ</b>	автоматические системы технологического управления сетью
<b>АСУ</b>	автоматизированная система управления
<b>АСУТП</b>	автоматизированная система управления технологическими процессами
<b>БСК</b>	батарея статических конденсаторов
<b>ВДТ</b>	вольтодобавочный трансформатор
<b>ВКЛ</b>	воздушно-кабельная линия электропередачи
<b>ВЛ</b>	воздушная линия электропередачи
<b>ВЛИ</b>	воздушная линия с изолированными самонесущими проводами
<b>ВЛЗ</b>	воздушная линия с защищенными проводами
<b>ВН</b>	выключатель нагрузки
<b>ДГР</b>	дугогасящий реактор

<b>ЗРУ</b>	закрытое распределительное устройство
<b>ЗТП</b>	закрытая трансформаторная подстанция
<b>ЗУ</b>	заземляющее устройство
<b>КА</b>	коммутационный аппарат
<b>КЛ</b>	кабельная линия электропередачи
<b>КСО</b>	комплектное стационарное распределительное устройство одностороннего обслуживания
<b>КТП</b>	комплектная трансформаторная подстанция
<b>КРУЭ</b>	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
<b>ЛЭП</b>	линия электропередачи
<b>НН</b>	низкое напряжение
<b>НТД</b>	нормативно-технический документ
<b>ОД</b>	отделитель
<b>ОДУ</b>	оперативное диспетчерское управление в электроэнергетике
<b>ОЗЗ</b>	однофазное замыкание на землю;
<b>ОПН</b>	ограничитель перенапряжения нелинейный
<b>ОРУ</b>	открытое распределительное устройство
<b>РЗ и ПА</b>	релейная защита и противоаварийная автоматика
<b>РКУ</b>	расчетные климатические условия
<b>РП</b>	распределительный пункт
<b>РПН</b>	регулирование напряжения под нагрузкой
<b>РС</b>	распределительная электрическая сеть
<b>РРЛ</b>	радио – релейная линия
<b>РУ</b>	распределительное устройство
<b>РЭС</b>	район электрических сетей
<b>ПС</b>	принципиальная схема
<b>РД</b>	руководящий документ
<b>СО</b>	стандарт организации
<b>СИП</b>	самонесущий изолированный провод
<b>СМР</b>	строительно-монтажные работы
<b>СМиУ</b>	Система мониторинга и управления
<b>СПЭ</b>	сшитый полиэтилен
<b>СУР</b>	система управления рисками
<b>ТП</b>	трансформаторная подстанция
<b>ТН</b>	трансформатор напряжения
<b>ТО и Р</b>	техническое обслуживание и ремонт
<b>ТСН</b>	трансформатор собственных нужд
<b>ТТ</b>	трансформатор тока
<b>ТЭО</b>	технико-экономическое обоснование
<b>УКВ</b>	ультракороткие волны(радиоволны)
<b>УРОВ</b>	устройство резервирования при отказе выключателя
<b>УШР</b>	управляемый шунтирующий реактор
<b>ЭМС</b>	электромагнитная совместимость

Для обозначения *обязательности* выполнения технических требований в Технической политике применяются понятия «*должен*», «*следует*», «*необходимо*» и производные от них.

Понятие «*как правило*» означают, что данное техническое требование является преобладающим, а отступление от него должно быть обосновано.

Понятие «*допускается*» означает, что данное техническое требование или решение применяется в виде исключения, как вынужденное при соответствующем обосновании (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов, отсутствия необходимого электротехнического оборудования, изделий и материалов и т. П.). Понятие «*рекомендуется*» означает, что данное техническое решение является приоритетным, но не обязательным.

Принятые в Технической политике нормируемые значения величин с указанием «*не менее*» являются наименьшими, а с указанием «*не более*» – наибольшими. При выборе рациональных размеров и норм необходимо учитывать опыт эксплуатации и монтажа, требования электрической и экологической безопасности.

Все значения величин, приведенные в Технической политике с предлогами «*от*» и «*до*», следует понимать «*включительно*».

## **Раздел 2. Общая часть**

Техническая политика АО «Астана – РЭК» в области развития распределительных электрических сетей, находящихся на балансе АО «Астана – РЭК», на период до 2042 года предусматривает развитие электросетевого комплекса на основе применения современного оборудования и материалов, обладающих высокой надёжностью, низкими эксплуатационными затратами, с использованием эффективных систем управления процессом распределения электроэнергии. Соблюдение требований Технической политики является обязательным для всех работников АО «Астана-РЭК», в том числе при осуществлении закупочной деятельности.

Устойчивое функционирование в электросетевом комплексе определяет совокупность технических, управленческих и организационных мероприятий на ближайшую и долгосрочную перспективу, направленных на повышение уровня и безопасности электросетевых объектов.

Техническая политика разработана на основе требований нормативных правовых актов и технических регламентов Республики Казахстан.

Срок действия настоящей Технической политики – 20 лет с пересмотром один раз в 3 года.

### **2.1. Основные цели и задачи Технической политики**

*Цель Технической политики АО «Астана – РЭК»* заключается в определении основных технических направлений, унификации технических решений, обеспечивающих повышение надежности и эффективности

функционирования распределительного сетевого комплекса в краткосрочной и среднесрочной перспективе при надлежащей промышленной и экологической безопасности.

***Основные задачи Технической политики АО «Астана – РЭК».***

АО «Астана – РЭК» в рамках действующего законодательства Республики Казахстан, обеспечивает принятие решений, направленных на реализацию настоящей Технической политики, целью которого является:

обеспечение устойчивой и безопасной работы;  
снижение нормативных потерь при передаче электрической энергии;  
создание единой информационной системы управления предприятием АО «Астана – РЭК»;

совершенствование технологического управления электрическими сетями и применение современных методов развития сетей;

преодоление тенденции старения основных фондов за счет их модернизации и применения инновационных технологий при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве электрических сетей;

создание системы управления техническим состоянием электросетевых активов;

внедрение передовых технологий эксплуатации с использованием современных средств диагностики, мониторинга, а также технических и информационно-измерительных систем;

внедрение цифровых измерительных трансформаторов напряжения и тока, цифровых устройств релейной защиты на микропроцессорной базе;

замена устройств релейной защиты и автоматики эксплуатируемые более 15 лет на новые с протоколом связи МЭК-61850, МЭК-60870-5-101/103/104;

внедрение системы мониторинга и управления ячейками на уровне РП/ТП 20/10кВ;

организация системы управления рисками;

разработка рекомендаций по повышению пропускной способности сетей, снижению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях с целью повышения эффективности их функционирования;

увеличения эффективности и производительности работы персонала за счет взаимного сопряжения всех используемых приложений и достижения принципа однократного введения любой необходимой информации;

совершенствования нормативно-технической базы и методического обеспечения деятельности АО «Астана – РЭК» с целью проведения Технической политики;

привлечение инвестиций для реализации основных направлений развития электрических сетей;

***Положение о Технической политике АО «Астана – РЭК» в электросетевом комплексе предназначено для использования:***

при выдаче технических условий на присоединение, планировании объемов нового строительства, расширения, технического перевооружения и реконструкции, а также при внедрении новых форм организации эксплуатации

электрических сетей;

при проведении закупочных мероприятий.

***Положение о Технической политике АО «Астана – РЭК» в электросетевом комплексе должно использоваться в следующих случаях:***

при формировании программ инновационного развития;

при выборе пилотных проектов для отработки новых технических решений и технологий в распределительных электрических сетях;

при разработке технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям.

***Техническая политика АО «Астана – РЭК» основывается на следующих приоритетах:***

защита жизни и здоровья сотрудников АО «Астана – РЭК»;

предупреждение действий, вводящих в заблуждение приобретателей (потребителей) поставляемых на рынок электрической энергии;

обеспечение энергетической эффективности и ресурсосбережения.

## **2.2. Анализ текущего состояния электрических сетей АО «Астана – РЭК»**

Анализ текущего состояния распределительных электрических сетей выполнен в соответствии с исходными данными по состоянию на 01.01.2022 года.

В распределительных электрических сетях города используются сети напряжением 0,4, 6, 10, 20, 110 и 220кВ.

Общая протяжённость воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 0,4-110-220кВ составляет 5458,94 км, в том числе:

линий напряжением 0,4кВ	1683,994 км;
линий напряжением 6-20кВ	3264,241 км;
линий напряжением 110кВ	354,97 км;
линий напряжением 220кВ	155,736 км.

Общее количество трансформаторных подстанций, находящихся в эксплуатации составляет 1560ед., в том числе:

напряжением – 220кВ	3 ед.
напряжением – 110кВ	29 ед.
напряжением 6-20кВ	1528 ед.

Средняя степень износа электросетевых объектов, включая здания и сооружения, составляет около 29,2%.

***Воздушные линии*** напряжением 0,4-20кВ построены по радиальному и кольцевому принципу с использованием в основном, алюминиевых, неизолированных проводов, а также деревянных и железобетонных опор.

Линии электропередачи напряжением 0,4/10кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия (РКУ) принимались с повторяемостью один раз в 5-10 лет. Существующие воздушные линии по состоянию на 01.01.2022 года отработали более 20 лет:

***Кабельные сети построены*** по петлевой схеме или в виде двух лучевой схемы с одно или двух трансформаторными подстанциями. В качестве силового

кабеля использовался в основном кабель с бумажной пропитанной изоляцией с алюминиевыми жилами и кабель с полиэтиленовой оболочкой с алюминиевыми жилами, кабели с ПХВ изоляцией.

**Трансформаторные ПС 35-110-220кВ** в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами с устройствами РПН и с двухсторонним питанием на стороне высшего напряжения.

**Трансформаторные подстанции 6-20/0,4кВ** подключены к сетям, как правило, по двух петлевой, радиальной и тупиковой схемам в одно и двух трансформаторном исполнении.

**Уровень автоматизации сетей 110-220кВ** выполнен в полном объеме – 100% и оснащен телесигнализацией, телеизмерением и телеуправлением.

В качестве каналов связи и каналов передачи данных применяются волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) и GSM каналы оператора сотовой связи.

**Релейная защита и автоматика на РП, ТП, БКТП-10/0,4кВ** в основном оснащена современными микропроцессорными устройствами. На объектах, требующих реконструкции, РЗА выполнена с использованием электромеханических реле, которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью.

Использование в сетях 10кВ физически изношенного электротехнического оборудования и изделий требует дополнительных эксплуатационных затрат.

#### **Показатели надежности электроснабжения:**

Причинами повреждений на ВЛ 6-10кВ являются:

изношенность конструкций и материалов при эксплуатации, климатические воздействия (ветер, гололед и их сочетание) выше расчетных значений, грозовые перенапряжения, несоблюдение требований эксплуатации, ошибки персонала;

посторонние, несанкционированные воздействия, невыясненные причины повреждений.

Причинами повреждений на кабельных линии 0,4/110/220кВ в основном является следующее:

дефекты прокладки, естественное старение изоляции, механические повреждения, заводские дефекты, коррозия, смещение грунта в весенний период.

**Механизация ремонтов и технического обслуживания линий электропередачи и подстанций** осуществляется с использованием транспортных и технических средств общего и специального назначения, строительных машин и механизмов.

**Средний уровень потерь электрической энергии в сетях напряжением 0,4/110/220 кВ** составляет **10,3 % (в тарифной смете 2021-2025гг.)**.

Потери электрической энергии при её передаче по сетям, находящимся на балансе АО «Астана – РЭК, распределяются следующим образом:

в электрических сетях 220кВ	- 3,0 %
в электрических сетях 110кВ	- 9,4 %
в сетях напряжением 10кВ	- 36,4 %
в сетях напряжением 0,4кВ	- 48,5 %



собственные нужды ПС, ТП, РП - 2,7 %.

Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки, «условно-постоянные» потери, составляют 9,6%. При этом в структуре потерь, независящих от нагрузки, на потери холостого хода в трансформаторах приходится 79,7%, на собственные нужды подстанций – 20,3%.

Потери электроэнергии, зависящие от величины, передаваемой по сети мощности или «нагрузочные» потери составляют 90,4% от общего значения потерь. В составе «нагрузочных» потерь 85,6% составляют потери в линиях электропередачи, а 14,4% - потери в трансформаторах.

Основными факторами роста технических потерь являются:

- физическая изношенность электрооборудования;
- использование морально устаревших типов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим электрическим нагрузкам;

- режимы работы распределительных электрических сетей с не нормативными уровнями напряжения и реактивной мощности.

- погрешности измерений, возникающие в результате несоответствия приборов учета требуемым классам точности;

- несовершенство методов снятия показаний приборов учета.

### **2.3. Проблемы распределительного электросетевого комплекса**

В распределительных электрических сетях, находящихся на балансе АО «Астана – РЭК» обозначился круг проблем, от решения которых во многом зависит надежное и эффективное функционирование электросетевого комплекса в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Основным решением имеющихся проблем является потребность в существенном увеличении объемов технического перевооружения, реконструкции и нового строительства распределительных электрических сетей на основе применения современных инновационных подходов с целью преодоления продолжающегося процесса старения сетей и снижения износа основного оборудования.

Значительное количество объектов распределительных электрических сетей 6-10кВ находится в эксплуатации более 30 лет, что говорит об их низкой эксплуатационной надежности, управляемости и несоответствии современным нормативным требованиям.

Необходимо также решение задач по совершенствованию принципов построения электрических сетей, призванных обеспечить требуемую пропускную способность без их коренной перестройки на протяжении всего срока эксплуатации, а также оптимизация сетей по уровням напряжения и принципам исполнения.

Наряду с выше перечисленными проблемами, в электросетевом комплексе потребуется решение следующих задач:

- производить замену ВЛ-10кВ на кабельные линии 10кВ, ВЛ-0,4кВ на кабельные линии 0,4кВ в частном секторе с установкой ШРС со встроенными

приборами учета из расчета один шкаф на 4-5 потребителей;

минимизация (устранение) возникающих несоответствий между требованиями, потребителями и возможностями в части обеспечения заявленной мощности, надежности электроснабжения и обеспечения качества, поставляемой потребителям электроэнергии;

сокращение потерь электрической энергии (в основном коммерческих потерь) в сетях напряжением 0,4 и 6-10 (20) кВ;

внедрение в управление электрическими сетями устройств микропроцессорной техники при одновременном обеспечении требований по электромагнитной совместимости.

Планируемые объемы модернизации и реновации основных фондов потребуют создания центра по аттестации, сертификации и испытанию оборудования, изделий, материалов и технологий, а также разработки технических требований к продукции, предлагаемой отечественными и зарубежными производителями.

Повышение надежности и эффективности работы электрических сетей должно производиться с использованием инновационных технических решений и технологий, современного оборудования, новых подходов к планированию и реализации процессов реконструкции и технического перевооружения при обеспечении необходимыми инвестиционными ресурсами.

Решение вышеперечисленных проблем и задач позволит уже в ближайшем периоде развития электросетевого комплекса, обеспечить формирование распределительных электрических сетей нового поколения, соответствующих уровню сетей в технически развитых странах.

## **2.4. Прогнозные показатели**

В электросетевом комплексе АО «Астана-РЭК» наблюдаются процессы, свойственные процессам, происходящим в энергетическом сегменте экономик технически развитых стран.

За последние десять лет в развитии столицы произошел устойчивый рост электрических нагрузок. Потребление электроэнергии в г.Нур-Султан имеет устойчивую тенденцию роста. К 2030г. потребление электроэнергии увеличится в 1,5 раза.

Руководствуясь прогнозными показателями роста электрических нагрузок на среднесрочный и долгосрочный периоды, в перспективе предстоит выполнить большой объем работ по техническому перевооружению и новому строительству объектов электросетевого комплекса, являющихся основным поставщиком электрической энергии потребителям.

В период до 2030г. подлежит восстановлению или замене более 300км кабельных линий, замена провода на СИП более 300км, замена оборудования и новое строительство в ТП/РП/КТП-10/0,4кВ более чем 263шт., реконструкция ПС-110/10кВ более 10шт.

В распределительных электрических сетях необходимо осуществить следующие мероприятия:

провести комплексный технический аудит и диагностику технического состояния распределительных электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «Астана-РЭК»;

разработать программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей, направленных на снижение уровня износа оборудования и уменьшения потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях.

Реконструкция распределительных электросетевых объектов с использованием неэффективных схемных и технических решений, применение морально устаревшего оборудования, имеющего небольшой срок службы, низкий уровень надежности, управляемости, автоматизации **ЗАПРЕЩЕНА**.

В этой связи, Техническая политика предусматривает разработку общих технических требований, технических решений и нормативно-технических документов для регламентирования перехода к сетям нового поколения, которые должны отвечать уровню экономического развития на период до 2030 года, а также требованиям по надежности электроснабжения потребителей и качеству электрической энергии.

При анализе текущего состояния распределительных электрических сетей напряжением 0,4-220кВ стало очевидным, что наиболее слабым звеном в системе передачи электроэнергии от магистральных электрических сетей до потребителей являются сети напряжением 0,4-10кВ.

В случае, когда согласованные с АО «Астана-РЭК» проекты не соответствуют данной политике, рассматриваются индивидуально, анализируются возможность безболезненной коррекции решений, в противном случае остаются без изменений.

## **2.5. Требования к информационному обеспечению.**

Комплексное внедрение автоматизированных систем управления, которые интегрируют все звенья энергоснабжения и используют информацию эффективности и экономии генерации энергии, передачи, распределения и потребления. Необходимо учитывать при комплексном внедрении технологии:

автоматический обмен всей справочной информацией (места установки, типы счетчиков, установок, акты и т.д.). **Вся эта информация должна вводиться только один раз** и синхронизироваться по всей иерархии системы, включая системы учета энергоресурсов, системы управления сетью;

постоянная синхронизация систем в ходе эксплуатации (автоматическое определение новых установленных счетчиков и их конфигураций, репликация изменений баз клиентов, установленного и ремонтируемого оборудования, полная синхронизация всей информации вводимой вручную по актам;

инициативная передача снизу аварийных сигналов, возможность синхронизации журналов событий из устройств в системы нижнего уровня и из систем нижнего уровня в системы верхнего уровня, обмен такими сигналами между всеми системами;

по собственной инициативе или по полученному управляющему сигналу

из другой системы дистанционное конфигурирование средств учета и/или коммуникационных средств с возможностью установки/синхронизации времени, изменения тарифных планов, коэффициентов, дискретности сбора, режима передачи данных (по опросу или по инициативе снизу), подписки на события, изменения выводимой на дисплеи информации;

отключение по собственной инициативе или по полученному управляющему сигналу из другой системы, потребителя или ограничение его потребления по мощности и/или объему поставляемой энергии, что позволяет бороться с неплательщиками, вводить новые принципы оплаты за услуги (предоплата), при критической ситуации в энергосистеме регламентировать прохождение пиковой нагрузки;

использование единой коммуникационной инфраструктуры для сбора данных различных энергоресурсов и, в связи с этим, возможность транзита через систему поставщика энергии данных по другим энергоресурсам для системы другого поставщика;

переход к использованию для всех систем, Общей Информационной Модели (Common Information Model – 61970-301, 61968-11), спецификации, созданной для построения распределенных энергетических систем и их сопрягаемости. На такую модель сейчас переходят практически все системы Европы, это требование становится основополагающим во многих странах СНГ;

внедрение как средства межсистемных коммуникаций служб WEB-серверов с использованием SOA-технологий – самого современного и защищенного механизма для обмена данными в энергетических системах, становящимися de-facto стандартом в системах мира (МЭК 61968).

Все новые системы АО «Астана – РЭК» должны внедряться только соответствующие требованиям архитектуры и технологий, изложенным в данном пункте.

### **Раздел 3. Основные направления Технической политики в распределительных электрических сетях**

Распределительные электрические сети АО «Астана – РЭК» обеспечивают передачу электрической энергии от объектов генерации АО «Астана-Энергия» и ЦГПП-500/220/110 кВ по ВЛ-110-220 кВ к потребителям в нормальном и послеаварийном режимах, с поддержанием её нормированного качества и требуемых уровней надежности электроснабжения при оптимальных эксплуатационных затратах.

#### **3.1. Схемы развития распределительных электрических сетей**

В соответствии с Постановлением Правительства РК «Об утверждении Программы по развитию электроэнергетики в Республике Казахстан на 2010-2014 г.г.» от 29.10 2010г. №1109 2010г. основной целью разработки схем перспективного развития электросетевого комплекса является развитие сетевой инфраструктуры, обеспечивающей удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприят-

ных условий для привлечения инвестиций в строительство электросетевых объектов.

Основной задачей разработки схем развития электрических сетей г. Нур-Султан должно стать определение технически выверенных и экономически обоснованных решений, обеспечивающих поэтапное развитие АО «Астана – РЭК» на расчетный период до 2030г.

Схемы являются основным документом при формировании инвестиционных программ АО «Астана – РЭК» и должны обеспечивать инновационное развитие электрических сетей г. Нур-Султан.

***В схемах должны обосновываться и определяться:***

основные технические направления развития распределительных электрических сетей;

требуемые объемы нового строительства, технического перевооружения и реконструкции распределительных сетей;

реконструкции распределительных электрических сетей;

выбор оптимальных классов напряжения;

допустимые значения токов короткого замыкания;

необходимость компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях 6-20кВ, а также компенсации реактивной мощности;

общие требования к организации системы учета электрической энергии;

требования по сетевому резервированию и применению автономных источников электроснабжения;

надежность электроснабжения;

принципы перехода к активно-адаптивным сетям.

### **3.1.1. Общие требования к разработке Схем развития**

***Схемы и программы развития электрических сетей г. Нур-Султан должны формироваться на основании:***

схемы и программы перспективного развития г. Нур-Султан на период до 2030 года, ежегодного отчета о функционировании АО «Астана – РЭК» и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электрических сетей г. Нур-Султан;

сведений о заявках на технологическое присоединение энерго-принимающих устройств потребителей.

При разработке Схем перспективного развития также рекомендуется учитывать следующие документы и исходные данные:

утвержденные планы социально-экономического развития г. Нур-Султан, включающие в себя:

планируемые объемы промышленного и гражданского строительства;

перспективы развития инженерной и технологической инфраструктуры;

планы нового строительства или расширения существующих в г.Нур-Султан объектов генерации;

технико-экономические обоснования или данные, характеризующие уровень энерго-обеспеченности и электропотребления, а также планируемая

динамика роста данных показателей;

результаты технического аудита и инвентаризации электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «Астана – РЭК»;

отчетные данные АО «Астана – РЭК» за последний финансовый год;

инвестиционные программы АО «Астана – РЭК», программы реновации электрических сетей, данные о выданных технических условиях на технологическое присоединение;

оценки потребности в электротехническом оборудовании, изделиях, материалах.

Схемы развития электрических сетей должны разрабатываться на постоянной основе на 5-летний период, а в течение срока их действия подлежат уточнению и корректировке не реже одного раза в два года.

***Схемы должны включать в себя:***

реализацию новых требований топологического построения электрической сети и выбор схемных решений на расчетный период времени;

рекомендации по объемам нового строительства, расширению, реконструкции, модернизации;

и техническому перевооружению сетевых объектов;

технические мероприятия, направленные на увеличение пропускной способности сети;

повышения надежности в энергоэффективности и энергосбережении

мероприятия по повышению надежности, управляемости и контроля параметров электрической сети и ее элементов;

мероприятия по энерго эффективности и энергосбережению, включая рекомендации по снижению технических и коммерческих потерь;

разработку предложений по совершенствованию эксплуатации и применению передового оборудования, изделий, материалов, а также инновационных технологий при строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов г. Нур-Султан.

### **3.1.2. Принципы построения схем распределительных электрических сетей**

***Технические решения, принятые в Схемах распределительных электрических сетей, должны обеспечивать:***

нормированные уровни надёжности для каждой группы потребителей;

требуемое качество электроэнергии у потребителей;

оптимальные потери электроэнергии в элементах сети;

поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок;

снижение эксплуатационных затрат.

***Развитие распределительных электрических сетей напряжением 10-20-110-220кВ должно осуществляться на основе утвержденных Схем перспективного развития г.Нур-Султан.***

В соответствии с Техничко-экономическим обоснованием развития электри-

ческих сетей г.Нур-Султан (системы электроснабжения г.Нур-Султан напряжением 220-110кВ и 20-10кВ) на перспективу до 2030г. строятся ПС 110кВ, которые обеспечат повышение надежности электроснабжения потребителей г. Нур-Султан.

Места строительства трансформаторных подстанций (центров питания), их мощность и рабочее напряжение по высокой стороне выбираются в зависимости от размещения центров нагрузки, а также их категорий и технических параметров.

Центры питания с высшим напряжением 110-220кВ должны подключаться не менее чем к двум независимым сетевым источникам питания и должны иметь два силовых трансформатора на подстанции.

Подключение центров питания к существующей сети должно производиться по двух цепным линиям.

При развитии сетей 110кВ рекомендуется обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к двух цепной воздушной или кабельной линии 110 кВ и количество присоединяемых промежуточных подстанций не больше трех.

***Развитие распределительных электрических сетей напряжением 6-20кВ*** должно осуществляться на основе утвержденных Схем развития распределительных электрических сетей г. Нур-Султан. Основным принципом построения данных электрических сетей, с преобладанием кабельных линий электропередачи, должен стать магистральный принцип.

Построение магистрали в сети напряжением 6-20кВ должно производиться от центра питания (ПС 110кВ) до точки соединения, через пункт АВР, с другой магистралью, от другого центра питания.

Под магистралью также следует понимать линии электропередачи, отходящие от двух секций шин РУ 6-20кВ ПС 110-220кВ для электроснабжения РП или ТП 6-20кВ без ответвлений к другим потребителям на всем их протяжении.

При наличии на магистралях ответвлений (отпаек) рекомендуется, в целях повышения надежности электроснабжения потребителей, секционировать магистрали управляемыми автоматическими выключателями (реклоузерами).

Для повышения пропускной способности сети и восприимчивости к изменениям электрических нагрузок без нарушения качественных показателей поставляемой потребителю электроэнергии используются трансформаторы с устройствами РПН. Сечение проводов на магистралях не должно изменяться по всей их длине.

В сетях, с преобладанием кабельных линий передачи рекомендуется применять петлевую, а также двух или многолучевую схему построения сети.

В связи с развитием инфраструктуры города, вводом новых объектов инфраструктуры и увеличение численности населения столицы, ежегодно растет потребление электрической энергии (мощности) энергоузла г. Нур-Султан на 5-10% (2019г. – 676 МВт, 2020г. – 733 МВт, 2021 – 762 МВт).

Генерация электрической мощности основных источников энергоузла г. Нур-Султан (АТЭЦ-1 уст. мощ. 20 МВт и АТЭЦ уст. мощ. 600 МВт) недостаточно для

покрытия максимумов нагрузок энергоузла и недостаток мощности и электроэнергии покрывается через кольцо 220 кВ за счет генерирующих мощностей ЕЭС Казахстан (% прикрытия электрической энергии мощности столицы: 60-70% ТЭЦ, 40-30% ЕЭС РК «зима-лето»).

Схема электрических сетей 220-110кВ энергоузла г. Нур-Султан, имеет кольцо 220кВ и полукольцо 110 кВ, обеспечивающая надежное и бесперебойное энергоснабжение потребителей столицы.

Подстанции 220-110кВ энергоузла имеют два и более питания электроснабжения. Для надёжности и увеличения пропускной способности ВЛ 110-220кВ выполнены в двух цепном варианте.

Пропускная способность кольца 220кВ составляет 120 МВт, запас пропускной сети 220кВ более 400 МВт.

Для надежного электроснабжения вновь вводимых объектов в существующей части города необходимо строительство новых источников электрической энергии (ТЭЦ, ПГУ), подстанций и сетей 110кВ, распределительных сетей 20-10кВ:

1. Подстанции 110кВ: ПС «Арай», ПС «Карлыгаш», ПС «Ансаган», ПС «Наурыз», ПС «Батыгай», ПС «Багыстан», ПС «Восточная-2», ПС «Сафи», ПС «Южная-2», ПС «Сарыбулак», ПС «Ондирис», ПС «Казбек»;

2. ЛЭП-110кВ: ЛЭП-110кВ Шыгыс – Байтерек, КЛ-110кВ Западная –Коктем, КЛ-110кВ Западная – Южная;

3. Строительство РП и ТП 20-10кВ.

В связи с изменением ПДП застройки столицы, необходимо(откорректировать) разработать новое ТЭО развития электрических сетей 220/110/20/10кВ г. Нур-Султан до 2040-2050 года с учетом строительства генерирующих станции и центров питания ПС 500/220/110кВ (существующее ТЭО разработано в 2013 году).

4. Строительство линии 220 ЦГПП-ТЭЦ 2,3 – ПС «Шыгыс», для исключения перетоков по сетям КЕГОК, в целях экономии на тарифе для конечных потребителей и энергозависимости от КЕГОКа.

**При разработке схем напряжением 0,4кВ необходимо учитывать следующие основные требования:**

- сети должны строиться по радиальному принципу и только в кабельном или СИП исполнении;

- для ответственных потребителей, при организации сетевого резерва, необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4кВ.

**При разработке схем напряжением 0,4кВ необходимо учитывать следующие основные требования:**

сети должны строиться по радиальному принципу и только в кабельном или СИП исполнении;

для ответственных потребителей, при организации сетевого резерва, необходимо устанавливать устройства АВР непосредственно на вводе 0,4кВ.

#### **4.1.1.1. Основные мероприятия, повышающие пропускную способность**



## **сетей и их адаптивность к изменяющимся нагрузкам**

Развитие электрических сетей должно обеспечивать увеличение пропускной способности распределительных электрических сетей на всём протяжении периода их эксплуатации и реализовываться через проектные решения.

Для повышения пропускной способности сетей в Схемах рекомендуется предусматривать следующие мероприятия:

применение современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности;

оснащение исполнительными механизмами (приводами) для воздействия на активные элементы сети (выключатели, разъединители, АВР, секционирующие пункты, РПН), с целью изменения её топологических параметров и воздействия на смежные энергетические объекты, по заранее согласованным сценариям;

создание программного обеспечения единого для сети в целом, с учётом зоны ответственности за процесс передачи и распределения электроэнергии от генерации до потребителя.

### **4.1.2. Требования по сетевому резервированию и применению автономных источников питания**

Распределительная электрическая сеть должна формироваться с соблюдением условия однократного сетевого резервирования.

Электрическую сеть 110-220кВ должны составлять взаимно резервируемые линии электропередачи, подключенные к шинам разных трансформаторных подстанций или разных систем (секций) шин одной подстанции.

В сетях 6-20кВ должны применяться два вида АВР – сетевой и местный.

Сетевой АВР должен выполняться в пункте АВР, соединяющем две линии электропередачи, отходящих от разных центров питания или различных секций шин РУ 6-20кВ одного центра питания.

Местный АВР должен выполняться для включения резервного ввода на шины высшего напряжения ТП 6-20/0,4кВ или РП 6-20кВ после исчезновения напряжения на рабочем вводе. Местный АВР допускается выполнять на стороне 0,4кВ двух трансформаторной ТП-6-20/0,4кВ с двух сторонним питанием.

Для ответственных потребителей, не терпящих перерыва электроснабжения, вместе с сетевым резервированием должно применяться резервирование от автономного (резервного или аварийного) источника питания, в качестве которого могут быть использованы дизельные электростанции, а также агрегаты бесперебойного питания.

Установка и подключение автономных источников питания к распределительным электрическим сетям, должна производиться на основании технических условий, выдаваемых обществом.

Резервные или аварийные источники электроснабжения должны подключаться на выделенные шины гарантированного питания, к которым подключены электро- приемники, для которых требуется высокая надёжность электроснабжения.

***Параллельная работа аварийных и резервных источников питания с распределительными сетями не допускается.***

В зависимости от требований потребителя к уровню заявленной надежности электроснабжения электроприемников, резервные или аварийные источники питания должны быть оборудованы системой автоматического пуска при отключении основного (централизованного) источника электроснабжения.

#### **4.1.3. Определение допустимых уровней токов короткого замыкания**

Уровень токов КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроэнергетики, должен иметь в своем росте ряд ограничений.

Протекание токов КЗ не должно приводить к недопустимому нагреву проводников и аппаратов, подвергать их электродинамическим усилиям выше допустимых значений, определенных производителями данного оборудования и материалов. Максимальный уровень токов КЗ для сетей 110-220кВ должен ограничиваться параметрами выключателей, трансформаторов, проводниковых материалов и другого оборудования, а также условиями обеспечения устойчивости энергосистемы. В распределительных сетях 6-20кВ максимальный уровень токов КЗ должен ограничиваться параметрами электрических коммутационных аппаратов, токопроводов, термической стойкостью кабелей, изолированных и защищенных проводов. Стойкими при токах КЗ являются те аппараты и проводники, которые при расчетных условиях выдерживают воздействия данных токов, не подвергаясь электрическим, механическим и иным разрушениям или деформациям, препятствующим их дальнейшей нормальной эксплуатации. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации оборудования и элементов электрических сетей необходимо применять комплекс мер по ограничению уровня токов КЗ, таких как:

- в перспективе организовать отдел расчетов уставок релейной защиты для мониторинга режимов и токов короткого замыкания в сетях 220/110кВ при диспетчерской службе;

- секционирование элементов электрических сетей в т.ч. ВЛ, КЛ, секций шин РУ подстанций и РП;

  - установка токоограничивающих реакторов;

  - использование трансформаторов с расщепленными обмотками на низкой стороне напряжения.

В дальнейшем предполагается применение современных устройств с целью ограничений токов КЗ на основе силовой электроники в сетях всех классов напряжения.

##### **4.1.3.1. Снижение емкостных токов в распределительных сетях 10/20/35кВ**

В связи с увеличением кабельных линий необходимо учитывать емкостной ток в распределительных сетях и необходимо принятие следующих мер для снижения емкостных токов:

- ведение расчета предполагаемого роста кабельных сетей с перспективой на 5 лет;

составление анализа существующих сетей на снижение емкостных токов;  
утверждения соответствующих нормативно – технических документов по  
выбору и эксплуатации силовых кабелей на напряжения 10/20кВ,  
трансформаторов напряжения 10/20кВ;  
ведение анализа выбора и метода заземление и способа компенсаций.

#### **4.1.4. Надёжность электроснабжения г. Нур-Султан**

Надёжность энергоснабжения г. Нур-Султан должна базироваться на сочетании следующих факторов:

гарантированной обеспеченности покрытия пиков сезонных графиков электропотребления и требуемой пропускной способностью электрических сетей;  
реалистично прогнозируемым ростом электропотребления, основанным на планах социально-экономического развития г. Нур-Султан;

своевременной разработкой и плановой реализацией схем развития внутригородских систем электроснабжения;

применением резервных и аварийных электростанций для электроснабжения ответственных потребителей.

В г. Нур-Султан должны преимущественно использоваться кабельные линии электропередачи различных классов напряжения, а проходящие по территории города воздушные линии электропередачи должны постепенно заменяться кабельными линиями.

Низковольтные линии электропередачи, предназначенные в основном для освещения улиц, должны выполняться исключительно кабельными линиями.

Вновь сооружаемые подстанции должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественно элегазового и вакуумного исполнения) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик городской зоны.

Схема электроснабжения должна обеспечивать минимальное время восстановления электроснабжения потребителей при возникновении аварийных режимов, посредством применения сетевого резервирования, секционирования сети, применения быстродействующих АВР.

В послеаварийном режиме, восстановление электроснабжения потребителей должно производиться в последовательности, зависимой от важности объекта в системе функционирования и жизнеобеспечения города (системы теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения, высотные здания, больницы, детские учреждения, вокзалы, железные и автомобильные дороги, связь, телевидение, радио и др.). Такие потребители должны дополнительно располагать собственной системой жизнеобеспечения, оснащенной автономным источником электроснабжения.

Система жизнеобеспечения потребителя должна обеспечивать в отсутствие электроснабжения от электрической сети общего назначения безопасное продолжение производственного процесса до его окончания (по полному или

сокращенному циклу), либо выполнение всех технических и организационных мероприятий по безопасному и безаварийному прекращению производственного процесса.

Потребители должны самостоятельно определять требования к надежности собственной системы электроснабжения и соответственно к параметрам системы жизнеобеспечения.

Система жизнеобеспечения должна функционировать как при полном прекращении электроснабжения от электрической сети общего назначения, так и при изменениях электрических параметров сети, в том числе кратковременных, при которых продолжение обычной работы невозможно или связано с риском возникновения опасности. Потребители должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени.

Технологическое присоединение ответственных потребителей к электрической сети общего назначения должно включать контроль работоспособности системы жизнеобеспечения, а также постоянный мониторинг её состояния. Для регламентирования данных требований должна быть разработана необходимая нормативная база.

В системах энергоснабжения г.Нур-Султан требуется применять мероприятия, направленные на стабилизацию напряжения, снижение уровня токов короткого замыкания посредством разукрупнения трансформаторных подстанций, компенсации емкостных токов короткого замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, секционирования электрических сетей, а также использования различных токоограничителей для связи секций шин РУ и РП.

В новых районах г.Нур-Султан рекомендуется переход на более высокие классы напряжений в распределительной сети (с 6-10кВ на 20кВ). Выбор класса напряжения должен производиться с учётом технико-экономического обоснования, а для отдельных реконструируемых объектов с учётом особенностей существующего сетевого окружения.

Необходимо создавать и совершенствовать локальные комплексы противоаварийной автоматики (ПА), позволяющие исключать развитие аварийного процесса с потерей электроснабжения на значительной части или на всей территории города.

Данные комплексы ПА города должны учитывать качественное изменение структуры электропотребления с тенденцией постепенного уменьшения доли промышленной нагрузки и доминированием (более 70%) коммунально-бытовой нагрузки.

Локальные комплексы ПА должны строиться на принципах интеллектуальных сетей, быть избирательными, обладать быстродействием. Для реализации данного подхода требуется качественно новый уровень технического, нормативного, финансового и организационного обеспечения.

Необходимо выработать экономические принципы стимулирования потребителей к участию в процессе энергосбережения, а также закладывать указанные принципы в правила технологического присоединения договоры об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению и договоры на энерго-

снабжение.

Отличительной особенностью проблемы надёжности электроснабжения г.Нур-Султан является её зависимость от надёжности теплоснабжения. Необходимо учитывать, что при нарушении работы городской системы теплоснабжения увеличивается электропотребление на обогрев жилых помещений. В этой связи, система электроснабжения потребителей должна быть рассчитана на возможные сценарии развития аварийных ситуаций на теплофикационных объектах городской инфраструктуры.

Должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за критические границы режима электропотребления в наиболее сложные периоды аномально низких температур окружающей среды, совпадающих с периодами максимумов нагрузки и/или с ремонтными компаниями на электросетевых объектах.

При проектировании систем электроснабжения города следует предусматривать резервирование электрической мощности, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития (проектировать ТП, РП соединяющие две и более подстанции).

Для оценки балансов мощности и энергии необходимо учитывать значения минимальной расчетной температуры характерные для г. Нур-Султан.

#### **4.1.5. Принципы перехода к активно-адаптивным сетям**

Активно-адаптивная сеть – это полностью автоматизированная, саморегулирующаяся и самовосстанавливающаяся сеть, обеспечивающая эффективное управление транспортом электрической энергии.

ААС должна строиться на принципах интеллектуального интегрирования в электрическую сеть традиционной (распределенной) генерации, возобновляемых источников энергии, накопителей энергии, связанных между собой в единый технологический управляемый комплекс, работающий под контролем центра управления сетями с соблюдением заданных технологических режимов и ограничений.

ААС должна включать в себя комплекс технических, аппаратных и программных средств, позволяющих оперативно воздействовать на процесс передачи электрической энергии, изменение состояния и характеристик электрической сети с целью оптимизации, управления, контроля и измерения её параметров в режиме реального времени.

***Переход к активно-адаптивным распределительным электрическим сетям должен быть направлен на решение следующих основных задач:***

управление транспортом электрической энергии и снижение потерь в элементах электрической сети при её передаче;

повышение надёжности и устойчивости системы электроснабжения потребителей за счёт мониторинга технического состояния элементов сети, предупреждения и локализации аварийных ситуаций;

поддержание распределительной электрической сети в стабильном режиме работы за счет сглаживания графиков нагрузки;

обеспечение потребителя электроэнергией надлежащего качества;  
повышение управляемости распределительной электрической сети и её наблюдаемости;

***Распределительные электрические сети, при переходе к активно-адаптивной сети, должны включать в себя следующие элементы:***

линии электропередачи, адаптирующиеся к изменяющимся параметрам сети и направлениям потоков мощности;

коммутационные аппараты с высокой отключающей способностью и большим эксплуатационным ресурсом;

современные цифровые устройства защиты, противоаварийной автоматики, телемеханики и связи;

традиционные и возобновляемые источники электроэнергии;

устройства для аккумуляции (накопления) электрической энергии;

устройства электромагнитного преобразования электроэнергии для регулирования потоков активной и реактивной мощности, регулирования напряжения в сети, ограничения токов короткого замыкания, регулирования напряжения по амплитуде и по фазе, а также для преобразования рода тока;

автоматизированные системы управления, сбора и передачи информации о состоянии распределительной сети, режимах передачи мощности от генерирующих источников, обмене потоками мощности и электроэнергией со смежными сетями, а также об отпуске электрической энергии и мощности в сети потребителя;

системы автоматизированного учета потребляемой электрической энергии;

автоматизированные системы измерения, контроля параметров сети и качества электрической энергии.

Организационные и технические мероприятия, проводимые при создании интеллектуальных сетей, а также алгоритмы работы систем управления, защит, измерения при переводе сетей на активно-адаптивные принципы функционирования, рекомендуется согласовывать со смежными электросетевыми организациями г.Нур-Султан и системным оператором с целью организации единой информационно-технологической системы управления.

**Переход электрических сетей к работе, основанной на принципах активно-адаптивной сети должен выполняться поэтапно:**

Первый этап – определение концепции построения ААС, принципов её функционирования, а также разработка основных требований к реализации пилотных проектов ААС с выбором комплекса взаимосвязанных решений по силовому оборудованию, автоматизированным системам управления, программному обеспечению, средствам сбора и передачи информации.

Второй этап – реализация ряда пилотных проектов ААС в режиме опытно-промышленной эксплуатации с целью получения расчётных параметров системы, технико-экономических показателей, а также анализа и обобщения опыта эксплуатации.

Третий этап – разработка нормативно-правовых документов, регламентирующих юридические аспекты, организационные и технические мероприятия, а также

последовательность их реализации при создании ААС.

Четвертый этап – полномасштабная реализация проектов ААС в г.Нур-Султан.

#### **4.1.5.1. Основные принципы изменения топологии сетей 0,4-20кВ**

С высокой степенью управления, включающий в себя обособленные распределенные источники электрической энергии и соединенные между собой локальными электрическими сетями с потребителями.

Данные объекты должны иметь не менее двух точек присоединения к распределительной электрической сети, находящейся на балансе АО «Астана – РЭК».

При разработке ТЭО на создание активно-адаптивной сети, необходимо определить режим работы сети, с учётом присоединенных к ней объектов генерации на параллельную или раздельную работу с внешней распределительной сетью, а также получить соответствующие технические условия на создание и присоединение ААС.

Параллельная работа ААС с внешней распределительной сетью предполагает выдачу избыточной мощности объектов генерации во внешнюю распределительную сеть или потребление электроэнергии из неё в объёме, достаточном для покрытия дефицита генерации в ААС.

Параллельная работа ААС с внешней распределительной сетью требует разработки схемных решений, принятия проектных решений по параметрам строительства локальной распределительной сети, а так же по параметрам реконструкции прилегающей внешней распределительной сети напряжением 6-20кВ с учётом изменения уровней токов КЗ и перетоков мощности в обоих направлениях. Параллельная работа ААС без распределенной генерации с внешней распределительной сетью должна предполагать работу только накопителя энергии в режиме набора ёмкости.

При выдаче мощности с накопителя в ААС, параллельная работа последней с распределительной электрической сетью не допускается в целях максимального использования КПД накопителя при его работе на выделенную (локальную)нагрузку и снижения необоснованных потерь во внешней распределительной сети. При снижении ёмкости накопителя, в процессе его работы (определяется уровнем напряжения) локальная сеть должна включаться через АВР во внешнюю распределительную сеть с одновременным отключением накопителя от локальной сети. Раздельная работа ААС с внешней распределительной сетью должна осуществляться с токоразделом на АВР на принципах, изложенных выше. Такой режим не требует значительного изменения топологии, как локальных сетей, так и внешних распределительных сетей. В указанном случае ААС полностью работает в автономном режиме.

*Параллельная работа ААС с внешней распределительной сетью на напряжении 0,4кВ не допускается.*

## **4.2. Подстанции и распределительные устройств**

Вновь сооружаемые подстанции должны выполняться в закрытом исполнении с применением компактного первичного электротехнического оборудования (преимущественного элегазового) и иметь минимальные размеры, обеспечивающие при этом надлежащий уровень безопасности, экологичности и удобство эксплуатации, а также вписываться в архитектурный облик города.

При проектировании систем электроснабжения следует предусматривать резервирование электрической мощности (с учетом пропускной способности электрических сетей) в размере не менее 10% от максимальной нагрузки, предусмотренной имеющимися планами перспективного развития.

При выборе оборудования и ошиновки по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также способность оборудования. Необходимо использовать цифровые устройства РЗ и ПА, системы сбора и передачи информации, системы телеуправления.

#### **4.2.1. Технические требования к ПС110-220/6-20кВ**

ПС 110-220/6-20кВ должны отвечать следующим техническим требованиям:  
обеспечивать безопасную эксплуатацию;  
строиться на принципах компактности и высокой степени заводской готовности;

рассчитываться на срок эксплуатации строительной части не менее 50 лет;  
обеспечивать совместимость с оборудованием, обладающим аналогичными характеристиками, готовность к применению нового оборудования и устройств, базирующихся на современной элементной базе;

электрические схемы распределительных устройств подстанции, как правило, должны соответствовать «Схемам принципиальным электрическим распределительных устройств подстанций 35-750кВ типовые, решения»;

компоновочные решения подстанций должны обеспечивать удобство и безопасность проведения осмотра, технического обслуживания и ремонта оборудования;

первичное оборудование подстанций должно иметь срок службы не менее 30 лет;

релейная защита на микропроцессорной базе с передачей данных на верхний уровень;

оснащаться системой мониторинга и управления подстанцией;

секции шин 6-20 кВ должны иметь, как правило, не более 30 отходящих линий на одну секцию РУ, а при количестве секций в РУ более 4 рекомендуется разделять секции шин противопожарными перегородками;

возможно применение закрытых распределительных устройств 6-20кВ модульного типа повышенной заводской готовности;

в целях уменьшения занимаемой площади земли и уменьшения эксплуатационных затрат рекомендуется применять малогабаритные подстанции с жесткой (в т.ч. изолированной) ошиновкой.

Подстанции 110 (220) кВ рекомендуется оборудовать регистраторами



аварийных процессов.

При замене первичного оборудования рекомендуется предусматривать замену вторичного оборудования и цепей вторичной коммутации.

При проектировании подстанций учитывать возможность замены силовых и регулировочных трансформаторов на большую мощность в соответствии с существующей шкалой мощностей. Также необходимо учитывать возможность испытания силовых трансформаторов и вводов ВН закрытого типа, т.е. наличие адаптеров.

При сооружении новых подстанций рекомендуется осуществлять постепенный переход к закрытым подстанциям.

Территории ОРУ и подстанций должны быть забетонированные или покрыты асфальтом.

#### **4.2.2. Технические требования к подстанциям 6-20/0,4кВ**

Для электроснабжения электроустановок мощностью 25-2500кВА в электрических сетях, рекомендуется применять, в основном, комплектные трансформаторные подстанции.

Срок эксплуатации КТП должен составлять не менее 25 лет.

В электрических сетях рекомендуются к применению блочные комплектные ТП, вписывающиеся в архитектуру города, с малогабаритными комплектными распределительными устройствами модульного (комплектного) исполнения, включающие в себя оборудование ячейки РУ, такое как выключатель, разъединитель, трансформатор тока и напряжения.

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

- в бетонной или металлической оболочке с тепловой изоляцией и обладать антивандальной защитой;

- с наружным или внутренним обслуживанием, в зависимости от назначения и мощности подстанции;

- контейнерного и модульного исполнения;

- с мало обслуживаемыми силовыми трансформаторами, имеющими низкие потери и уменьшенные массогабаритные параметры;

- с жесткой и гибкой ошиновкой для связи трансформатора с РУ 6-20кВ и 0,4 кВ;

- с надежной коммутационной аппаратурой на стороне 6-20кВ и 0,4кВ, обладающей повышенным эксплуатационным ресурсом;

- оснащаться релейной защитой на микропроцессорной базе с передачей данных на верхний уровень;

- оснащаться системой передачи данных от микропроцессорных устройств релейной защиты на верхний уровень (диспетчерский пункт);

- с кабельными и воздушными вводами;

- малогабаритными сборками РУ низкого напряжения, рассчитанными на токи короткого замыкания 30-70кА.

- при выборе электрооборудования 0,4-20кВ для унификации оборудования,

позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по техническому, оперативному обслуживанию электрооборудования и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется ограничивать число производителей оборудования (применять оборудование аналогичное существующим и прошедшим аттестацию в АО «Астана-РЭК»).

### **4.2.3. Первичное оборудование подстанций**

При выборе оборудования по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

#### **4.2.3.1. Силовые трансформаторы**

На подстанциях 110-220кВ должны применяться силовые трансформаторы, отвечающие следующим требованиям:

- баки силовых трансформаторов должны быть сварные;
- оборудованные устройствами автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, в том числе, с микропроцессорными блоками управления;

- иметь необходимую динамическую стойкость;

- нейтраль силовых трансформаторов на стороне 10 и 20кВ должна быть выполнена заземленной через резисторное заземление;

- оснащаться современными устройствами защиты масла от окисления;

- обеспечивать возможность мониторинга состояния трансформаторов мощностью 25МВА и выше;

- обладать низким уровнем потерь электроэнергии;

- трансформаторы 220кВ мощностью 120МВА и выше должны оборудоваться системой мониторинга, включая контроль изоляции.

- на силовых трансформаторах и автотрансформаторах применять В/В ввода 110-220кВ только с твердой (RIP) изоляцией.

- обязательный доступ (через адаптеры) ко всем обмоткам для снятия технических характеристик и высоковольтных испытаний.

На ТП 6-20/0,4кВ должны применяться силовые трансформаторы:

- маслонаполненные или герметичные силовые трансформаторы, заполненные жидким негорючим диэлектриком,

- литые или сухие с уменьшенными потерями и массогабаритными параметрами;

- с симметрирующими устройствами;

- со схемой соединения обмоток  $Y/Y_n$  и  $\Delta/Y_0$ .

В трансформаторных подстанциях, встроенных в здания, а также сооружаемых в условиях плотной городской застройки или в стесненных условиях должны, как правило, применяться малогабаритные трансформаторы с сухой изоляцией, с пониженным уровнем шума и вибрации и обеспечиваться проезд спецтехники для дальнейшего обслуживания.

При новом строительстве не рекомендуется размещать ТП, РП и РТП в зданиях. Допускается размещать ТП, РП и РТП в зданиях, как исключение.

Токоограничивающие реакторы должны быть выполнены из современных материалов с малыми потерями электроэнергии и увеличенной динамической стойкостью, рассчитанные как на внутреннюю, так и наружную установку.

Камеры реакторов должны предусматривать замену реакторов на следующий габарит.

#### **4.2.3.2. Коммутационные аппараты**

**В сетях напряжением 110-220кВ** рекомендуется применять элегазовые выключатели с моторно-пружинными приводами, с двумя катушками отключения.

Комплектные РУ с элегазовой изоляцией напряжением 110-220 кВ, включающие себя сборные шины, выключатели, заземляющие разъединители и другое электротехническое оборудование, должны размещаться в герметичном металлическом корпусе, заполненном элегазом, не требующим обслуживания и имеющим смотровые окна, а также иметь адаптеры для испытания кабеля 110 - 220кВ.

Конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового отсека без полного отключения КРУЭ.

**В сетях напряжением 6-20кВ** следует применять:

элегазовые выключатели на присоединениях с большими токами или в стесненных условиях при соответствующем обосновании;

строительство отдельно стоящих комплектных распределительных пунктов 10-20кВ в центрах электрических нагрузок районов перспективной застройки, внешнюю отделку принять с учетом общего архитектурного ансамбля;

создание РП с дистанционным управлением и контролем без постоянного обслуживающего персонала;

компактное и комплектное оборудование с высокой степенью заводской готовности;

комплексную автоматизацию, обеспечивающая создание интегрированной АСУТП с подсистемами РЗА, коммерческого учета электроэнергии, мониторинга состояния оборудования, диагностики и управления оборудованием;

комплектных РП контейнерного и модульного типов или в металлической оболочке с тепловой изоляцией;

вакуумные выключатели, имеющие низкий уровень коммутационных перенапряжений и обеспечивающие надежную работу до выработки установленного коммутационного и эксплуатационного ресурса;

иметь минимальные затраты на обслуживание.

#### **4.2.3.3. Разъединители**

**В сетях напряжением 110-220кВ** рекомендуется применять разъединители с электроприводом всех ножей.

**В сетях напряжением 6-20кВ** рекомендуется применять предохранители-

разъединители и разъединители, отвечающие современным требованиям эксплуатации.

Изоляторы, применяемые на разъединителях, должны быть выполнены из фарфора с улучшенными эксплуатационными характеристиками.

В основании поворотных колонок должны быть установлены закрытые шарикоподшипники с заложённой в них долговременной смазкой и не требующие дополнительной смазки в течении всего срока службы.

Все элементы металлоконструкций должны быть покрыты цинком.

#### **4.2.3.4. Реакторы и резисторы**

*В сетях 110-220кВ* следует применять шунтирующие реакторы с выключателями, обладающие повышенным коммутационным ресурсом и устройством синхронной коммутации.

*В сетях 6-20кВ* следует применять токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией с малыми потерями электроэнергии и увеличенной динамической стойкостью к токам КЗ. Реакторы аналогичного типа следует применять для установки на вводах 6-20кВ силовых трансформаторов или на присоединениях отходящих линий.

Для компенсации емкостных токов замыкания на «землю» и снижения перенапряжений при однофазных дуговых замыканиях на «землю» в сетях 6-20кВ используется резистивное заземление нейтрали сети.

#### **4.2.3.5. Измерительные трансформаторы и датчики**

Измерительные трансформаторы тока напряжением 110 - 220кВ должны применяться с элегазовым наполнением, маслонеполненные или с литой изоляцией.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь пожаро- и взрывобезопасное исполнение, высокую эксплуатационную надёжность и требуемый класс точности, в том числе для целей коммерческого учёта не ниже 0,2 или 0,2S; 1,0.

Измерительные трансформаторы тока должны иметь не менее пяти вторичных обмоток (кernов).

Измерительные трансформаторы напряжения 110-220кВ индукционного типа должны быть антирезонансными или выполняться с ёмкостными делителями и предназначаться для подключения цепей релейной защиты и автоматики.

Измерительные трансформаторы напряжения должны иметь:

класс точности не ниже 0,5 при их использовании в сетях коммерческого учёта электроэнергии, с отдельной обмоткой для учёта;

антирезонансное исполнение конструкции.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, применяемые в сетях напряжением 6-20кВ должны иметь:

литую изоляцию, масляную изоляцию;

не менее двух вторичных обмоток;

антирезонансное исполнение.

Конструкция трансформаторов тока и напряжения, предназначенных для

размещения в шкафах КРУ или камерах КСО должна обеспечивать их надёжную эксплуатацию, пожарную и взрывобезопасность.

Все применяемые трансформаторы тока и напряжения должны обслуживаться с минимальными эксплуатационными затратами.

#### **4.2.3.6. Ограничители перенапряжений**

В сетях, напряжением 110-220кВ, при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении электросетевых объектов для защиты от грозových и коммутационных перенапряжений должны устанавливаться ОПН, в том числе с искровыми промежутками на ВЛ.

ОПН рекомендуется оснащать датчиками тока для проведения диагностики под напряжением.

На центрах питания напряжением 110-220кВ ОПН должны устанавливаться в распределительных устройствах подстанций вблизи силовых трансформаторов, на шинах ВН. Для повышения грозоупорности рекомендуется устанавливать ОПН на подходах ВЛ к подстанции.

Конструкция ОПН должна предусматривать взрывобезопасное исполнение, не менять свои характеристики в течение назначенного срока эксплуатации.

Выбор типа применяемого ОПН должен обосновываться расчетом, учитывающим следующие факторы:

- допустимое длительное рабочее напряжение;
- величину токов КЗ электрической сети, в которой он устанавливается;
- уровень перенапряжений, вызванный грозowymi или коммутационными перенапряжениями.

Уровень ограничения перенапряжений, достигаемый при установке ОПН должен соответствовать уровню изоляции оборудования, установленного на подстанции.

При выборе электрических параметров ОПН необходимо осуществлять расчеты сетей и рассеиваемой энергии в ОПН при воздействии коммутационных и квазиустановившихся перенапряжений.

На ВЛ6–20кВ, с целью сокращения числа устанавливаемых аппаратов, допускается применение ОПН, совмещающих в себе функции механического опорного элемента и защитного аппарата от грозových и коммутационных перенапряжений.

#### **4.2.3.7. Компенсирующие устройства**

Целью обеспечения требуемого качества электрической энергии и снижения потерь, а также для повышения пропускной способности электрической сети рекомендуется устанавливать компенсирующие устройства:

- тиристорно-реакторные группы, коммутируемые выключателями;
- конденсаторные установки;
- компенсирующие (с использованием фильтров) устройства;
- статические тиристорные компенсаторы на базе силовой электроники;
- статические компенсирующие устройства на базе управляемых

шунтирующих реакторов.

Для регулирования напряжения в сетях 110-220кВ допускается подключение к обмотке трансформатора (автотрансформатора) нескольких реакторных групп, коммутируемых выключателями.

При необходимости плавной быстродействующей компенсации реактивной мощности в сетях напряжением 6/10/20/110/220кВ рекомендуется применение реакторных групп, управляемых тиристорами или управляемых шунтирующих реакторов.

В загруженных электрических сетях при пониженных уровнях напряжения для снижения потерь и обеспечения требуемых уровней напряжения следует применять конденсаторные установки, обеспечивающие возможность включения отдельных её элементов или всей установки в целом. Применение конденсаторной установки допускается при условии исключения резонансных явлений при всех режимах работы электрической сети.

С целью поддержания параметров качества энергии и компенсации реактивной мощности переменной нагрузки, а также повышения устойчивости электропередачи в сетях 110-220кВ, следует применять статические тиристорные компенсаторы на базе силовой электроники или статические компенсирующие устройства на базе управляемых шунтирующих реакторов.

Для повышения коэффициента мощности потребителей электрической энергии в сетях 0,4/10/20кВ рекомендуется применять устройства компенсации реактивной мощности. Автоматизированные конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на «длинных» линиях, в том числе, в качестве регуляторов напряжения.

Управляемые конденсаторные установки рекомендуется устанавливать на закрытых потребительских подстанциях с трансформаторами мощностью 250кВА и более. Необходимость установки конденсаторных батарей определяется на основании соответствующих расчётов.

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

Для снижения искажения синусоидальности напряжения, а также генерирования реактивной мощности в сетях 0,4/10/20кВ, как правило, должны устанавливаться компенсирующие устройства с фильтрами.

#### **4.2.3.8. Комплектные РУ**

***Комплектные РУ должны выбираться по следующим основным параметрам:***

условиям эксплуатации (наружная или внутренняя установка, степень защиты, условия обслуживания);

номинальному и наибольшему рабочему напряжению;

номинальному току главных цепей;

номинальному току отключения выключателей, встроенных КРУ;

току электродинамической стойкости цепей КРУ;  
току термической стойкости и его времени протекания.

#### ***Основные требования к КРУ 110, 220кВ***

При строительстве центров питания в условиях плотной городской застройки рекомендуется применять:

КРУЭ 110, 220 кВ;

Элегазовые токопроводы напряжением до 220кВ с общей длиной токопровода не более 12м;

компактные КРУЭ 110, 220кВ для подстанций закрытого типа.

Исполнение КРУЭ (однофазные или трёхфазные модули) определяется требованиями по надёжности электроснабжения потребителей и компоновочными решениями подстанции.

#### ***Основные требования к КРУ 6-20кВ***

Комплектные распределительные устройства 6-20кВ должны иметь:

малогабаритные КРУ 6-20кВ с элегазовой или твердой изоляцией с вакуумными выключателями на каждое присоединение;

закрытое исполнение, в том числе, модульного типа с вакуумными выключателями;

использование литых измерительных трансформаторов тока и антирезонансных трансформаторов напряжения;

для организации энерго- учёта, работы РЗА рекомендуется устанавливать трансформаторы в каждой фазе;

обеспечение гибкой архитектуры ячейки с компактным расположением функциональных элементов устройства, разделенных на отсеки;

оснащение быстродействующими защитами от дуговых замыканий;

оснащение устройствами РЗА, аппаратурой телеуправления, телесигнализации и средствами определения мест повреждения на отходящих ЛЭП 6-20кВ.

#### **4.2.3.9. Оборудование систем оперативного тока и собственные нужды**

Использование на подстанциях современных и эффективных решений позволяющих обеспечить высокую надежность работы систем оперативного постоянного тока (СОПТ) подстанций, является важнейшим элементом обеспечения надежной работы подстанции в целом.

В системах оперативного постоянного, выпрямленного и переменного тока должны быть предусмотрены автоматические или ручные средства поиска замыкания на землю без отключения присоединения. Устройства контроля изоляции должны предусматриваться при всех видах оперативного тока.

#### ***Постоянный оперативный ток.***

На ПС напряжением 110кВ и выше рекомендуется применять СОПТ напряжением 220В. На реконструируемых объектах 110-220кВ применение системы постоянного оперативного тока обосновывается необходимостью установки коммутационных аппаратов и современных систем РЗА и ПА. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 110кВ допускается

только на существующих объектах.

На подстанциях 110кВ и выше на вновь сооружаемых и реконструируемых ПС должны устанавливаться две АБ, одинакового по своим техническим характеристикам. Каждая из АБ должна обеспечивать надежную работу СОПС ПС в течение всего срока службы.

Емкость одной АБ на ПС должна обеспечивать питание не менее 3 часов в конце срока службы АБ (при снижении емкости АБ в конце срока службы на 20%) при отсутствии подзаряда АБ.

#### ***Выпрямленный оперативный ток.***

Выпрямленный оперативный ток допускается применять в ПС 20/0,4кВ, РП и ТП 6-20кВ.

Для организации выпрямленного оперативного тока должны использоваться стабилизированные блоки напряжения, подключенные к трансформаторам напряжения на стороне ВН подстанции и токовые блоки питания, подключаемые к отдельно стоящим трансформаторам тока на стороне ВН подстанции.

Для отыскания замыкания на землю без отключения присоединений в системах выпрямленного оперативного тока должны предусматриваться автоматические устройства или ручные средства поиска.

Для питания оперативных цепей защиты, управления и автоматики на подстанции все блоки питания тока и стабилизированного напряжения должны работать параллельно на шинки оперативного тока.

#### ***Переменный оперативный ток.***

Переменный оперативный ток рекомендуется применять на ПС 20/0,4кВ, РП и ТП 6-20кВ.

Применение переменного оперативного тока на ПС с высшим напряжением 110-220кВ допускается только на существующих подстанциях.

Система оперативного переменного тока подстанции должна выполняться с учетом питания от двух секций СН 0,4кВ через разделительные трансформаторы с АВР между линиями питания.

На шинках должны предусматриваться устройства контроля изоляции.

В качестве источников переменного оперативного тока для питания цепей защиты и управления должны использоваться трансформаторы тока и предварительно заряженные конденсаторы.

#### ***Собственные нужды.***

На всех ПС, за исключением подстанций, имеющих один силовой трансформатор, для электроснабжения собственных потребителей необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд. На ПС, имеющих две секционированные выключателем системы шин, трансформаторы собственных нужд рекомендуется устанавливать на секциях, не имеющих электрической связи.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания. Схемы собственных нужд ПС, РП и ТП должны быть оснащены устройствами АВР 0,4кВ.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных



нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-20кВ, а при отсутствии данных РУ к обмотке низкого напряжения основных трансформаторов.

#### **4.2.3.10. Ошиновка**

С целью сокращения занимаемой площади и оптимизации компоновочных решений на ПС 110-220кВ допускается применение жёсткой ошиновки на стороне 110-220кВ, как неизолированной, так и в защищённом исполнении. При применении жесткой ошиновки необходимо учитывать расчетно-климатические условия района расположения подстанции.

В РП, ТП, КТП напряжением 6-20/0,4кВ требуется применять гибкий шинный компенсатор для соединения жесткой шины со шпилькой 0,4кВ масляного трансформатора.

При мощности трансформаторов 1000кВА и более на стороне 0,4кВ должны применяться закрытые или изолированные (трёхфазные и пофазные) токопроводы.

#### **4.2.3.11. Заземление и молниезащита**

Заземляющие устройства на строящихся и реконструируемых подстанциях, а также переходных пунктах, РП и ТП должны проходить периодическую диагностику на соответствие требованиям по ЭМС. Заземляющие устройства подстанции должны соответствовать требованиям ЭМС всех устройств, находящихся в эксплуатации и обеспечивать в течение всего срока службы выполнение следующих условий:

- электрической безопасности;
- электромагнитной совместимости;
- заземление молниеотводов и ограничителей перенапряжений;
- рабочее заземление нейтрали.

На объектах электросетевого хозяйства АО «Астана – РЭК» должен быть оформлен паспорт на заземляющее устройство.

В процессе эксплуатации должен проводиться периодический контроль состояния ЗУ в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Казахстан», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и РД 34.45-51.300-97.

Молниезащитные устройства должны обеспечивать надёжную защиту:

линий электропередачи, электротехнического оборудования, зданий и электротехнического оборудования от вторичных (обратных) перекрытий изоляции и наведённых импульсных перенапряжений.

Срок службы заземляющего устройства ПС должен быть не менее срока службы электротехнического оборудования, установленного на подстанции, а для линий электропередачи – не менее срока службы линейного объекта.

Для защиты высоковольтной изоляции напряжением 35-110-220кВ от грозовых перенапряжений (переходы через автомобильные, железные дороги, водные преграды и т.п.) рекомендуется на ВЛ устанавливать подвесные (линей-

ные) ОПН.

#### **4.2.4. Релейная защита и автоматика, требования к устройствам РЗА и ПА для различных схем подстанций и классов напряжения**

Раздел РЗА и ПА разработан для обеспечения возможности проведения Технической политики в области релейной защиты и автоматики при организации эксплуатации, техническом перевооружении и строительстве новых объектов.

***Комплект РЗА и ПА современной подстанции должен обеспечить реализацию следующих целей:***

обеспечение надежности функционирования в соответствии с международными стандартами;

снижение эксплуатационных затрат с применением современных устройств РЗА ПА и повышение эффективности труда персонала;

внедрение на объектах АО «Астана – РЭК» устройств РЗА и ПА, на цифровой элементной базе с применением современных высоконадежных микропроцессорных устройств;

унификация и типизация технических решений для вновь строящихся объектов и объектов технического перевооружения;

РЗА и ПА в систему АСТУ.

**Для достижения поставленных целей необходимо обеспечивать выполнение следующих задач:**

разработать требуемые показатели надежности, быстродействия, чувствительности, селективности РЗА и ПА и обеспечить их выполнение;

обеспечить постоянное совершенствование НТД с учетом применения новых эффективных технологий;

обеспечить постепенный переход на построение систем РЗА и ПА в соответствии сунифицированной концепцией, основанной на использовании международного стандарта IEC 61850. Данная концепция должна внедряться с учетом результатов соответствующих НИОКР, накопления опыта эксплуатации пилотных объектов, развития рынка устройств и средств программного обеспечения, соответствующих концепции и требованиям упомянутого стандарта;

- обеспечить постепенный переход к унификации интерфейсов «Человек-машина» устройств и программного обеспечения разных производителей, для чего разработать соответствующие стандарты.

При выборе микропроцессорных устройств РЗА и ПА для унификации оборудования, позволяющей в дальнейшем сократить трудозатраты по обслуживанию устройств РЗА и ПА и уменьшить объем закупаемого ЗИП, рекомендуется ограничивать число производителей указанного оборудования. Приоритет при выборе производителей оборудования РЗА и ПА рекомендуется отдавать компаниям, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энергокомпаний. Выбираемое оборудование РЗА и ПА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для применения на объектах АО «Астана – РЭК».

**В устройствах РЗА и ПА необходимо предусматривать выполнение следующих технических требований:**

обеспечение функциональной совместимости устройств РЗА, в том числе полукомплектов защит линий электропередачи;

применение, как правило, цифровых устройств РЗА и ПА.

компактность аппаратуры РЗА и ПА с обеспечением эргономики;

обеспечение возможности, в обоснованных случаях, дистанционного изменения уставок и логики работы устройств;

дублирование комплектов цифровой защиты на электросетевых объектах, питающих ответственных потребителей при наличии соответствующего обоснования;

обеспечение соответствующих условий эксплуатации (ЭМС, климатические, механические требования, требования к размещению) в соответствии с требованиями нормативных документов и техническими характеристиками оборудования;

обеспечение функционирования системы РЗА в составе интегрированной системы АСТУ на основе открытых протоколов;

раздельное питание оперативных цепей комплектов защит (как основных, в том числе взаиморезервирующих, так и резервных), при этом должно обеспечиваться воздействие указанных комплектов защит на отключение выключателей 110кВ и 220кВ через разные катушки отключения;

обеспечение функции резервирования отказов выключателей, в том числе УРОВ присоединений 6-20кВ. При отсутствии мощной подпитки со стороны питания допускается выполнять УРОВ в виде действия защиты отходящих присоединений с дополнительной выдержкой времени на отключение вводов (питающих присоединений);

выполнение каналов связи для полукомплектов РЗА должно быть дублированным при соответствующем обосновании;

определение места однофазных замыканий на землю в сетях 6-20кВ рекомендуется с использованием технических средств, исключающих метод поочередного отключения присоединений;

на подстанциях должно предусматриваться полноценное осциллографирование с синхронизацией пуска по времени. Требования к полноценному осциллографированию должны быть приведены в соответствующих НТД.

Кроме того, необходимо обеспечить выполнение следующих специализированных задач для цифровых устройств и систем РЗА и ПА:

возможность регистрации и хранения аварийной информации и передачи ее на верхние уровни управления;

реализацию дополнительных функций:

определения точного места повреждения (ОМП) кабельных и воздушных линий, включая режим ОЗЗ в сети 6-20кВ;

сбора дискретной и аналоговой информации, записи осциллограмм.

**Для устройств РЗА на ПС 110кВ и выше необходимо выполнение следующих требований.**

В случае изменения конфигурации или режима сети предусмотреть

возможность открытия дополнительных защитных функций РЗА:

программное обеспечение устройств РЗА должно быть унифицированным, т.е. применимым для всех версий и модификации МП терминалов данного производителя;

бинарные входы устройства РЗА должны обеспечивать полную гальваническую развязку между входными и внутренними цепями устройства, а также иметь возможность подключения цепей разной полярности, т.е. быть биполярными;

понятие «группа уставок» означает перечень уставок для настройки всех устройств защиты, устанавливаемых на отдельные реле в комплекте. Реле должно хранить в памяти не менее 4 комплектов (групп) уставок для отдельных типов защит;

терминал защиты должен обеспечивать возможность, как местным, так и удаленным пользователям, получения информации о десяти последних аварийных процессах;

осциллограф аварийных процессов должен фиксировать аналоговые измеряемые дискретные сигналы с частотой выборок, обеспечивающий просмотр аналоговых сигналов вплоть до пятой гармоники;

должна обеспечиваться возможность осуществления пуска регистратора по любому записываемому сигналу;

количество записей аварийных процессов, сохраняемых в терминале, должно быть не менее 5. Для обеспечения полноценного анализа каждого аварийного процесса необходима возможность записи токов и напряжений в предаварийный и послеаварийный интервалы времени;

для каждого аварийного процесса регистратор внутренних событий терминал должен хранить информацию о (как минимум, по выбору пользователя) событиях, произошедших в терминале данного возмущения с временным разрешением не более 1 мс и должны быть представлены в логическом порядке;

информация об изменении конкретной уставки функции терминала или группы уставок должна также сохраняться в журнале внутренних событий.

Для систем мониторинга и управления (СмиУ) на ПС 110кВ и выше необходимо выполнение следующих требований:

поддержка МЭК 61850;

топология сети СмиУ: двойное оптическое кольцо с резервированием на протокольном уровне для связи с устройствами РЗА;

связь с центрами управления МЭК 60870-104 и МЭК 60870-5-101;

параметрирование, тестирование и диагностика Центрального Координирующего устройства СмиУ в режиме времени без вывода из работы;

комплекс программного обеспечения СмиУ совместим с MS Windows;

возможность модульного расширения СмиУ в процессе эксплуатации (без вывода из работы);

оперативное изменение структуры СмиУ ПС без прерывания работы ПС;

обеспечение хронологической последовательности событий с точностью 1 мс при помощи функции синхронизации с источником точного времени;

после восстановления работоспособности элементов СмиУ системы связи

обмен информацией восстанавливается автоматически;  
номинальное напряжение контактов бинарных входов (выходов) RTU 220В;

центральное координирующее устройство промышленного исполнения без отсутствия движущихся частей (HDD, вентилятор и т.д.);  
гибкий температурный диапазон работы СмиУ.

#### ***Противоаварийная автоматика.***

При принятии технических решений по организации противоаварийной автоматики должны быть учтены следующие требования:

иерархическое построение ПА;  
каналы передачи команд ПА должны выполняться дублированными при соответствующем обосновании;  
интеграция в АСТУ на информационном уровне устройств ПА.

#### ***Требования к техническому обслуживанию устройств РЗА и ПА.***

Срок службы микропроцессорной техники должен быть определен заводом изготовителем, но не менее 10-15 лет.

Для обеспечения надежной эксплуатации систем РЗА и ПА необходимо разработать и руководствоваться следующими документами:

программами поэтапной замены устаревших и физически изношенных;  
электромеханических и микроэлектронных устройств защиты и автоматики, находящихся в эксплуатации;

регламентом продления сроков эксплуатации устройств РЗА и ПА, превысивших установленный заводом срок службы в зависимости от результатов испытаний и физического состояния аппаратуры и цепей вторичной коммутации;

правилами технического обслуживания устройств РЗА и ПА для ПС 6-220кВ в АО «Астана – РЭК»;

методическими указаниями по учету устройств РЗА и ПА;

методическими указаниями по расчету ЗИП и правилами его хранения.

***Для выполнения единых решений по применению РЗА и ПА требуется разработать следующие НТД:***

концепцию развития РЗА и ПА;

систему стандартов развития и применения РЗА и ПА;

методические указания по расчету и выбору параметров срабатывания новых устройств РЗА и обоснованию технических решений по резервированию, в том числе по применению дублирующих комплектов защит;

методические указания по расчету численности персонала служб РЗА,

методические указания и нормативные документы по расчету стоимости пуско-наладочных работ и сервисного обслуживания устройств РЗА и ПА;

типовые решения по организации питания устройств РЗА и ПА оперативным током.

### **4.2.5. Автоматизированная система управления технологическими процессами**

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) сетью

должна формироваться и эксплуатироваться в соответствии с требованиями «Концепции создания и развития автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом «АО Астана – РЭК».

#### **4.2.5.1. Основные направления Технической политики в области автоматизированных систем управления технологическими процессами**

Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) должны обеспечивать с минимальным участием человека решение задач управления технологическими процессами производства и электрической энергии. Все электрические сети должны оснащаться автоматизированными системами управления.

Требования, изложенные в настоящей технической политике, относятся к АСУТП всех процессов электрических сетей, определяющих передачу электрической энергии, в том числе к автоматизированному управлению технологическими процессами электротехнической части. АСУТП электрических сетей могут являться составными частями интегрированной АСУТП.

Техническая политика в области автоматизации технологических процессов АО «Астана-РЭК», ориентирована на поддержку и применение современной микропроцессорной техники (контроллеров) в соответствии с общепринятыми в мировой практике промышленными стандартами. Внедрение современной микропроцессорной техники, с развитой системой команд, позволяющим реализовать в реальном времени предусмотренные алгоритмы контроля и управления технологическим процессом позволит создать высоко интегрированные, интеллектуальные системообразующие и распределительные.

Для распределительного электросетевого комплекса применение технологии умных сетей является одной из важнейших задач. В настоящее время активно реализуются проекты внедрения умных приборов учёта электроэнергии, создаются центры управления сетями, повышается наблюдаемость ПС. При этом очевидной становится проблема разнородности применяемых приборов по функционалу и используемому коммуникационному интерфейсу. Предстоит большая работа по созданию единого информационного ландшафта системы учёта, подразумевающей применение открытых, гибких многофункциональных компонентов, работающих по принципу «plugandplay».

Общим элементом для большинства определений является применение цифровой обработки данных и связи к электрической сети, что делает поток данных и управления информацией ключевыми технологиями умных сетей. Различные возможности широкой интеграции цифровых технологий, а также интеграция новой сети информационных потоков для контроля над процессами и системами являются ключевыми технологиями при разработке умных сетей.

Технология умных сетей характеризуется несколькими инновационными свойствами, такими как:

активная двунаправленная схема взаимодействия в реальном масштабе времени информационного обмена всеми между элементами и участниками сети, от генераторов энергии до оконечных устройств электро- потребителей;

охват всей технологической цепочки электроэнергетической системы от энергопроизводителей (как центральных, так и автономных) и электрораспределительных сетей до конечных потребителей;

обеспечение практически непрерывного управляемого баланса между спросом и предложением электрической энергии. Для этого элементы сети должны постоянно обмениваться между собой информацией о параметрах электрической энергии, режимах потребления и генерации, количестве потребляемой энергии и планируемом потреблении, коммерческой информацией.

Умные сети умеют эффективно защищаться и само восстанавливаться от крупных сбоев, природных катаклизмов, внешних угроз и с точки зрения общей экономики способствует появлению новых рынков, игроков и услуг.

Все устройства, входящие в состав умных сетей, должны быть оснащены техническими средствами, осуществляющими информационное взаимодействие, что позволит реализовать широкое развитие распределенной генерации;

развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS);

создание высоко интегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчётными системами принятия решений;

создание высоконадёжных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;

создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни энергетической системы;

создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию;

создание систем аккумулирования энергии и покрытия неравномерностей графика нагрузки.

**Техническая политика определяет требования по применению АСУТП технического и организационного характера, относящиеся как к вновь создаваемым, так и к модернизируемым (технически перевооружаемым) автоматизированным системам управления технологическими процессами, используемым в электрических сетях, для автоматизированного управления технологическим процессом, осуществляемым при эксплуатации как отдельного энергетического оборудования, так и подстанции в целом.**

Техническая политика учитывает возможность использования для автоматизированного управления полномасштабных АСУТП, включающих все функции, необходимые для эффективного управления данным технологическим процессом при эксплуатации передающего оборудования. Реализация конкретной автоматизированной системы управления технологическим процессом зависит от конкретных задач управления и технологической схемы энергопредприятия.

**Основные задачи:**

создание полномасштабной АСУТП электрических сетей и обеспечение интеграции в АСУТП;

разработка комплексной программы по автоматизации энергообъектов с привязкой проведения работ по замене устаревшего парка оборудования в период текущих и капитальных ремонтов основного и вспомогательного оборудования;

организация сервисной поддержки в части восстановления работоспособности систем, оказания технических консультаций и выдачи рекомендаций, организация складов с необходимым количеством ЗИП;

повышение эффективности функционирования объекта в целом в нормальных и аварийных режимах;

снижение аварийных ущербов и потерь в электрических сетях;

снижение эксплуатационных затрат и затрат на ремонт основного и вспомогательного оборудования;

создание единого комплекса технических средств, с интеграцией систем измерений, защиты, автоматики и управления электротехническим оборудованием;

Создание и внедрение средств диагностики основного оборудования, обеспечивающих раннее диагностирование и выявление предполагаемых мест отказа, а также мест, требующих планово-предупредительного технического обслуживания для заблаговременного планирования работ в период выполнения ремонтов.

**Основные направления развития в области автоматизации технологических процессов на энергообъектах АО «Астана-РЭК» в период до 2038 года:**

замена морально устаревшего парка контрольно-измерительных приборов на современные с возможностью передачи сигнала по цифровым интерфейсам;

создание полномасштабной системы управления основным и вспомогательным оборудованием;

унификация и типизация программных и технических решений для снижения общей стоимости внедрения и согласования различных протоколов передачи данных;

замена устаревшей электроприводной арматуры на современную арматуру рекомендуемого производителя;

внедрение и разработка систем оперативного мониторинга на основе человеко-машинного интерфейса (далее ЧМИ) на различных уровнях управления;

широкое внедрение микропроцессорных устройств измерений, защиты, автоматики и управления в составе АСУ ТП и SCADA-систем;

внедрение новых подсистем контроля и мониторинга, обеспечивающих решение задач оперативного получения всесторонней объективной информации о выполнении всеми субъектами рынка энергии и мощности договорных обязательств в их нормальных и аварийных режимах работы;

Внедрение современного электротехнического оборудования, предназначенного для работы в составе полностью автоматизированных технологических комплексов;

**Жесткий контроль выполнения условий технического и программного единообразия, а также совместимости всех систем управления электрических**



**сетей, в том числе при смене поколений вычислительных средств и вновь вводимых объектов передачи электрической энергии.**

На объектах АО «Астана-РЭК» оборудование для оперативного контроля технологическим процессом, которое морально и физически устарело (срок эксплуатации более 20 лет, либо срок эксплуатации превышает паспортные данные) и требует ежедневных осмотров, частых проверок, перезапуском, фиксации состояния в оперативных журналах и т.п., должно заменяться и выводиться из эксплуатации в первую очередь.

Для обеспечения единства применяемых технических решений в части производителей оборудования для АСУТП оборудование на энергообъектах, где уже реализованы системы АСУТП более 70%, до оснащается уже существующими техническими решениями на базе выбранного поставщика ПТК. Оборудование на энергообъектах, где реализация составляет 50% и менее от существующего уровня применяемых технических средств АСУТП, оснащается системой АСУТП и утвержденными программно-техническими средствами.

**Перспектива развития систем регулирования основного оборудования состоит в дальнейшем расширении функциональности средств сбора информации, управления в составе полной АСУ ТП.**

Для обеспечения возможности дальнейшего расширения автоматизации основного и вспомогательного оборудования энергопредприятий не рекомендуется использовать решения, ограничивающие количество обрабатываемых системой сигналов (менее 10000), не обеспечивающие возможность интеграции с другими приложениями с помощью открытых протоколов обмена информацией.

Вновь создаваемая автоматизированная система на базе микропроцессорной техники должна эффективно (оперативно и без потерь) обрабатывать внутренние и внешние события и обмениваться информацией и командами с другими элементами системы. С другой стороны, внедряемое силовое оборудование, также должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов. В связи с этим, на объектах в централизованном порядке должны быть исключены возможности применения микропроцессорных устройств с закрытыми протоколами обмена, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Выбор программно-технического комплекса и SCADA систем для АСУТП, в целях сокращения эксплуатационных расходов, необходимо ориентировать на единообразие с существующими на местах информационными системами.

## **4.2.6. Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ)**

### **4.2.6.1. Общие положения оперативно-диспетчерского управления**

повышение качества технической политики при реализации инвестиционных проектов, проведении модернизации и технического перевооружения объектов электроэнергетики.

определение наиболее прогрессивных технических решений и показателей технического уровня оборудования АСДУ, для применения в

инвестиционных программах АО «Астана-РЭК».

создание АСДУ в объеме EMS для перспективных проектов.

осуществление расчёта эффективности создания АСДУ в АО «Астана-РЭК» на стадии создания бизнес-плана проекта.

#### 4.2.6.2. Цели и задачи оперативно-диспетчерского управления

**Основные задачи организованного в АО «Астана-РЭК» круглосуточного оперативного управления оборудованием:**

ведение требуемого режима работы;

производство переключений, пусков и остановов;

локализация аварий и восстановление режима работы;

подготовка к производству ремонтных работ.

осуществление оперативно-диспетчерского управления с диспетчерских пунктов, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля.

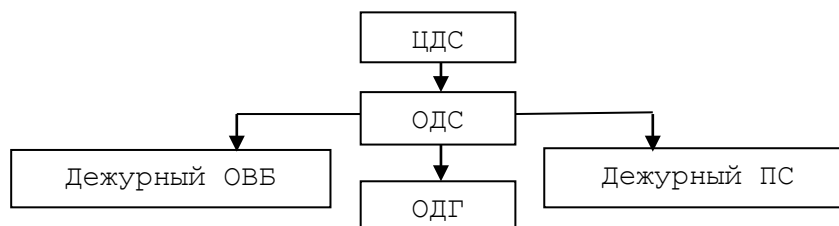
Оперативно-диспетчерское управление организуется по иерархической структуре, в соответствии с разделением оборудования по способу оперативно-диспетчерского управления (оперативное управление и ведение), предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между отдельными уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Существующая структура диспетчерского управления (ДУ) в АО «Астана-РЭК» имеет три уровня (Рисунок 1):

верхний уровень – Центральная Диспетчерская Служба (ЦДС).

средний уровень – Оперативно-Диспетчерские Службы (ОДС).

нижний уровень – Оперативно-Диспетчерские Группы (ОДГ) в РЭС.



**Рисунок 1.**

Автоматизированные системы диспетчерского управления обеспечивают решение задач оперативно-диспетчерского управления.

**В минимальный состав комплекса технических средств АСДУ должны входить:**

На энергообъектах – средства диспетчерского и технологического управления сбора и передачи телеинформации в совокупности с АСУ ТП (датчики информации, устройства телемеханики и передачи информации, каналы связи);

На диспетчерских пунктах – средства обработки и отображения информации: ЭВМ оперативных информационно-управляющих комплексов и вычислительных комплексов, устройства печати, дисплей, цифровые и аналоговые приборы, диспетчерские щиты; устройства связи с объектом управления; вспомогательные

системы (гарантированного электропитания, кондиционирования воздуха, противопожарные).

Помещения, в которых располагаются элементы АСДУ, должны отвечать требованиям технических условий на оборудование и технических средств.

Полный перечень и объемы решаемых задач, а также способы их решения определяются проектами исходя из требований надежности управления и технико-экономических показателей.

#### **Общие функциональные требования к подсистемам оперативно-диспетчерского управления.**

Должно быть обеспечено предоставление информации о состоянии оборудования электросетевых объектов–сигналов положения коммутационной аппаратуры (отключено/включено). Информация об изменении состояния коммутационной аппаратуры (ТС) должна отражаться в программно-аппаратном комплексе не позднее, чем через 5 секунд после фактического изменения. При этом последовательность отображения информации должна полностью соответствовать фактической последовательности изменений состояния коммутационной аппаратуры.

Должен быть обеспечен прием данных о текущем режиме сети – активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты (ТИ). Цикличность обновления информации должна быть не более 5 секунд.

Должно быть обеспечено хранение информации в программно-аппаратном комплексе. При этом должно быть организовано архивирование и предоставление (доступ) заданного набора оперативной и неоперативной технологической информации (данных о режиме сети, произошедших событиях и др.) с установленной глубиной хранения. Для всех параметров глубина хранения должна быть не менее 6 месяцев, а для параметров, характеризующих состояние оборудования, - должна обеспечиваться возможность сохранения информации в течение всего расчетного срока эксплуатации данного оборудования; при этом функция долгосрочного сохранения информации должна реализовываться с использованием специализированных программно-технических средств, в том числе внешних (резервных) накопителей данных. В зависимости от вида информации она должна сохраняться от 1 месяца до 5 лет.

Подсистемы должны предоставлять пользователям удобный и интуитивно понятный единообразный графический интерфейс. Должна быть обеспечена возможность вывода информации с использованием средств коллективного отображения, совместимость работы программно-аппаратного комплекса и возможность формирования массивов информации для загрузки в тренажерные комплексы.

Должно быть предусмотрено создание и использование электронного оперативного журнала, отображение информации о проводимых ремонтных работах, контроль выхода параметров режимов работы оборудования за установленные пределы.

Система электропитания должна позволять сохранять работоспособность программно-аппаратного комплекса при сбоях внешнего электропитания в течение нескольких часов (конкретное время определяется при проектировании).

### 4.2.6.3. Этапы создания АСДУ

Учитывая, что система АСДУ характеризуется большим количеством объектов и является сложной системой, создание системы проводить поэтапно по схеме «сверху вниз» в следующей последовательности:

**1 этап:** Разработка проекта АСДУ для ДП ЦДС.

На этом этапе необходимо четко определить структуру сбора информации с подстанций и ОДС МЭС/ПЭС, предусмотреть обмен телемеханической информацией с РДЦ АО «КЕГОС» и другими заинтересованными организациями. На этапе проектирования так же определяется очередность реализации проекта по объектам с определением необходимых финансовых затрат, на основании которых определяется ежегодный бюджет на реализацию проекта.

**2 этап:** Создание АСДУ на ДП ЦДС.

На этом этапе обеспечить прием/передачу информации от РДЦ АО «КЕГОС», а также прием телеинформации от существующих устройств телемеханики по традиционным и современным протоколам. Минимально необходимым объемом оборудования при этом является: один комплект серверного оборудования и программного обеспечения, устройство ПУ (ЦПС) на минимальное количество каналов с возможностью дальнейшего расширения. Замена диспетчерского щита на ЦДП.

**3 этап:** Поэтапное создание АСДУ на ДП РЭС с телемеханизацией подстанций, передача информации на ДП ЦДС.

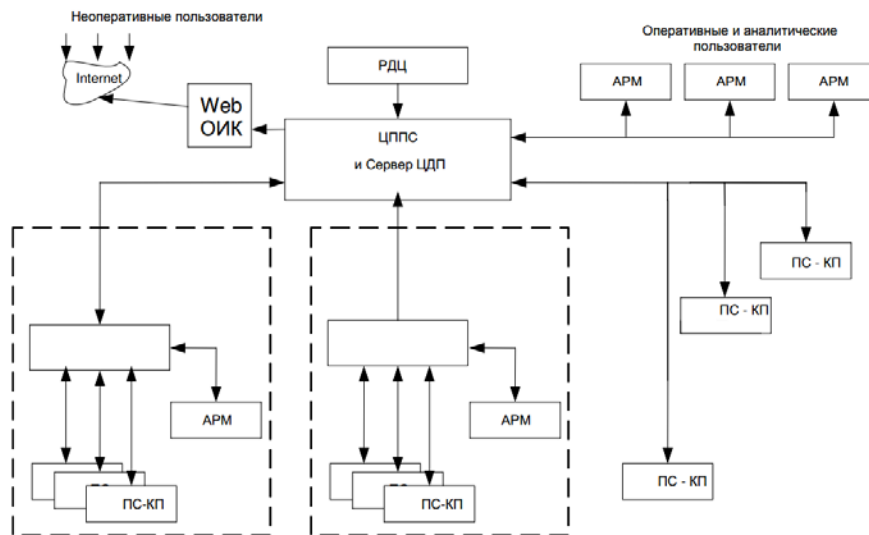
При создании АСДУ в ОДГ РЭС обеспечить совместимость оборудования с создаваемой системой АСДУ применением стандартных протоколов обмена информацией между устройствами телемеханики и серверов АСДУ.

### 4.2.6.4. Минимальные требования к структуре АСДУ

**Структура АСДУ АО «Астана-РЭК».**

Для АО «Астана-РЭК» принимается нелинейная децентрализованная структура АСДУ.

Нелинейная децентрализованная структура (Рисунок 2) характеризуется большим, чем два уровня обработки информации и имеет топологию «многоуровневая звезда». В зависимости от структуры предприятия и схемы управления объектами, в такой структуре создаются промежуточные узлы сбора и обработки информации, в соответствии с иерархией управления.



**Рисунок 2.**

Информация с групп контролируемых пунктов уровня объектов собирается устройствами пунктом управления (ПУ) промежуточного уровня, которые, в свою очередь передают информацию в ПУ второго уровня и т.д. до устройства ПУ самого верхнего уровня.

Информация с подстанций поступает на сервер промежуточного уровня. В данном случае это сервер, расположенный в ДП РЭС.

Далее информация обрабатывается, предоставляется пользователям, а на верхний уровень (в центральный сервер), передается только необходимая информация. Обмен информацией с внешними информационными системами в такой структуре производится центральным сервером, но требуемая на нижних уровнях управления информация может транслироваться от центрального сервера.

В силу того, что на каждом ПУ любого уровня иерархии возможна концентрация информации как с уровня объектов, так и с верхних уровней информации, на базе каждого ПУ (промежуточного сервера) необходимо организовать рабочее место оператора (диспетчера). То есть в каждом промежуточном узле комплекса с нелинейной децентрализованной структурой необходимо собрать информацию для полнофункционального оперативно-диспетчерского управления группой объектов.

Предусмотреть возможности предоставления информации неоперативным и аналитическим пользователям с использованием сети Internet. Для этого в ЦДС устанавливается Web – сервер, который получает информацию из центрального сервера и предоставляет ее пользователям через сеть Internet. Для неоперативных пользователей достаточным является предоставление обобщенной информации о состоянии электрических сетей и параметрах электроэнергии на границах балансовой принадлежности компании, а также на границах с наиболее ответственными потребителями.

### **АСДУ уровня ПС.**

Настоящими Требованиями для АО «Астана-РЭК» АСДУ уровня ПС принимается в трех вариантах:

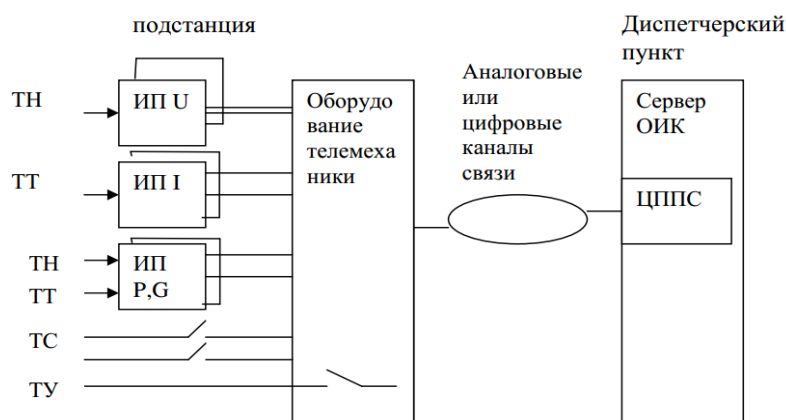
Вариант 1. Для существующих, реконструируемых ПС – применение

оборудования телемеханики, существующее на ПС и добавление СМиУ при реконструкции ПС.

Вариант 2. Для вновь строящихся собственных или потребительских ПС – применение оборудования системы мониторинга и управления ПС (СМиУ).

Вариант 3 (перспективный). Для вновь строящихся собственных или потребительских ПС – применение оборудования микропроцессорных измерительных преобразователей-счетчиков электрической энергии.

Оборудование ТМ, устанавливаемое на подстанции, подают все телесигналы и телеизмерения по всем присоединениям и одним информационным потоком передаются на устройство ПУ диспетчерского центра. На диспетчерском пункте предприятия информация принимается сервером оперативно-диспетчерского комплекса (ОИК).



**Рисунок 3.**

Источниками телеинформации для варианта 1 являются:

контакты, характеризующие состояние основного коммутационного оборудования (телесигналы – ТС);

токи и напряжения, подаваемые с трансформаторов тока и напряжений присоединений и систем шин на измерительные преобразователи, с которых информация (телеизмерения – ТИ) о значениях токов, напряжений, мощности, частоты передаются на устройства телемеханики (ТМ).

Кроме того, от оборудования телемеханики на привод выключателей присоединений передаются сигналы телеуправления – ТУ.

Оборудование телемеханики осуществляет передачу на верхний уровень управления (ПУ, сервер оперативно-информационного комплекса) ТС и ТИ, принимает сигналы ТУ. Современное оборудование телемеханики традиционных производителей стран СНГ кроме традиционных протоколов поддерживает также и современные стандартные протоколы передачи информации (IEC 60870-5-101/104) по цифровым каналам связи на скорости от 9600 бит/сек до 100 Мбит/сек.

Во втором варианте на подстанциях устанавливается промышленный контроллер, работающий под управлением специализированного программного обеспечения (Рисунок 4).



**Рисунок 4.**

Источниками телеинформации для варианта 2 являются:

микропроцессорные терминалы релейной защиты основного оборудования, к которым подключены контакты, характеризующие состояние основного коммутационного оборудования (телесигналы – ТС);

контакты, характеризующие состояние вспомогательного оборудования (охранная и пожарная сигнализация) и центральной сигнализации (телесигналы – ТС);

токи и напряжения, подаваемые с трансформаторов тока и напряжений присоединений и систем шин на цифровые измерительные преобразователи, с которых информация (телеизмерения – ТИ) о значениях токов, напряжений, мощности, частоты передаются на контроллер СмиУ;

прием команд телеуправления осуществляется от АРМ диспетчера через контроллер СмиУ на терминалы защит, которые и реализуют команды телеуправления.

Сбор информации с терминалов защит (передача команд ТУ) и с цифровых ИП осуществляется по интерфейсу RS 485 или по волоконно-оптическим линиям связи с применением протоколов Modbus или IEC 60870-5-103. Вспомогательная сигнализация и центральная сигнализация собирается на входах DI подстанционного контроллера СмиУ или на входах DI устройств ввода/вывода установленных в соответствующих шкафах и передающих информацию в контроллер СмиУ по цифровым протоколам Modbus или IEC 60870-5-101/104.

В большинстве случаев, при использовании ПО и оборудования СмиУ, для реализации оперативных блокировок требуется дополнительная информация состояния разъединителей, заземляющих ножей присоединений (ТС). Для сбора таких ТС на каждое присоединение 110/35/10кВ устанавливаются дополнительные устройства сбора ТС или требуемые ТС собираются платами расширения контроллеров (платы DI).

При использовании СмиУ информация, собранная системой, предоставляется оперативному персоналу подстанции и передается на верхний уровень управления.

Контроллеры СмиУ поддерживают современные стандартные цифровые протоколы, присущие системам SCADA и не поддерживают традиционных протоколов передачи телеинформации по аналоговым каналам.

На верхнем уровне управления для принятия информации СмиУ с подстанций обязательным является использование сервера сбора данных

(SCADA, или современный ОИК), принимающего информацию по стандартным протоколам и только через цифровые каналы связи. Для приема информации от традиционных устройств телемеханики на сервер SCADA требует применения отдельного сервера-шлюза (ОИК) устройства (ЦППС), способного принять информацию по традиционным протоколам и транслировать ее в SCADA по современным цифровым протоколам.

Третий вариант является развитием, как первого, так и второго варианта в части применения микропроцессорных устройств – как источников телеизмерений.

Третий вариант предполагает использование одного многофункционального измерительного преобразователя на каждом присоединении, на который заводится 2-3 фазы с трансформаторов тока и 3 фазы с трансформатора напряжения. При этом такие преобразователи обеспечивают выдачу по стандартному цифровому интерфейсу всех измеренных параметров по каждому присоединению текущих: фазных (3) и средних токов, фазных (3) и линейных (3) напряжений, фазных (3) и суммарных активной и реактивной мощности,  $\cos$  угла потерь и интегральных: фазные (3) и суммарные активная и реактивная отдаваемая/принимаемая энергия.

Кроме того, в такие устройства могут быть встроены функции сбора телесигналов и выдачи команд телеуправления. То есть такие микропроцессорные устройства обеспечивают сбор всех видов необходимых телемеханических сигналов (ТС, ТИТ, ТИИ и ТУ).

Сбор информации с таких устройств осуществляется либо контроллером (промышленным компьютером), устанавливаемым на подстанции и передающим информацию на центральный сервер, либо непосредственно на центральный сервер сбора информации (при достаточной пропускной способности цифровых каналов связи). Если на подстанции устанавливается контроллер, способный сформировать посылки в традиционных протоколах телемеханики, то передача информации на центральный сервер возможна и по аналоговым каналам связи.

#### **4.2.7. Модели телемеханизации подстанций**

Создание АСДУ (телемеханизация), охватывающей все подстанции компании требует длительного времени и крупных капитальных вложений.

Телемеханизации подлежат различные подстанции как по классу напряжения и значимости для поддержания нормальных режимов работы электрической сети, так и по балансовой принадлежности. В связи с этим, требуется определение оптимальных объемов телемеханизации различных подстанций. Ниже приводятся варианты объемов телемеханизации подстанций.

Собственные подстанции, новое строительство, полная реконструкция крупных (узловых) подстанций.

При новом строительстве крупных (узловых) подстанций целесообразно применение современной полнофункциональной Системы Мониторинга и Управления (СмиУ, SCADA), построенной на базе аппаратно-программных комплексов в пределах подстанции и передача на верхний уровень (ЦДС) полного



объема информации по цифровым каналам связи в стандартном протоколе IEC 60870-5-104. При этом система АСДУ верхнего уровня управления должна иметь возможность принять такую информацию.

Источниками информации для СмиУ являются:

терминалы релейной защиты – телесигнализация, сообщения о срабатывании защит;

дополнительные устройства ввода/вывода дискретных сигналов в каждой ячейке распределительных устройств;

многофункциональные измерительные преобразователи, измеряющие все электрические параметры присоединения (U, I, P, Q, F, cosφ).

Телеуправление в такой модели осуществляется путем подачи команд на терминалы защит из СмиУ подстанции или из АСДУ ДП через СмиУ подстанции (применение телеуправления на ПС обслуживаемых дежурным персоналом является спорным и должно быть мотивировано оперативным персоналом РЭК при формировании технического задания на строительство/реконструкцию ПС).

- все вышеперечисленные устройства передают информацию на сервер СмиУ (SCADA) подстанции в цифровом виде по шинам RS-485 и Ethernet.

Такой вариант отличается высокой стоимостью и практически невозможен при телемеханизации существующих подстанций без их полной реконструкции.

Ниже приведен перечень типовых сигналов, собираемых СмиУ и предоставляемых пользователям.

Расчет количества телеизмерений:

Вид присоединения										Итого ТИ
	Uф	Iф	Pф	PΣ	Qф	QΣ	S	F	cosφ	
ВЛ 110 кВ	3	3	3	1	3	1	1		1	16
ТН 110 кВ	3							1		4
ОВ 110 кВ		3	3	1	3	1			1	12
ВЛ 35 кВ	3	3	3	1		1	1		1	13
ТН 35 кВ	3							1		4
Ввод 6/10 кВ			3	1	3	1			3	8
ТН 6/10 кВ	3									3
Фидера 6/10 кВ		3							3	6
Щит ПТ	1									1
ТСН		1								1

Расчет количества телесигналов:

Вид присоединения	Телесигнал
Трансформаторы 110/35/10-6 кВ	Выключатель на стороне высокого напряжения
ВЛ-110 кВ	Выключатель
	Шинный разъединитель
	Линейный разъединитель

	Заземляющий нож
СШ-110 кВ	Секционный выключатель
ВЛ-35 кВ	Выключатель
	Шинный разъединитель
	Линейный разъединитель
	Заземляющий нож
СШ-35 кВ	Секционный выключатель
ОСШ-110 кВ	Обходной выключатель
Ввод РУ 6-10 кВ	Выключатель
СШ 6-10 кВ	Секционный выключатель
Фидер 6-10 кВ	Выключатель
	Тележка вкчена
	Заземляющий нож
ТСН	Выключатель
ТН 10, 35, 110 кВ	Заземляющий нож
Пожарная сигнализация	Срабатывание
Охранная сигнализация	Срабатывание

Кроме перечисленных сигналов, в СмиУ передается большое количество служебных сигналов терминалов защит каждого из присоединений, которые не предоставляются оперативному персоналу, а служат для внутренней диагностики СмиУ и предоставление информации персоналу службы РзиА.

### **Собственные подстанции. Телемеханизация существующих (не реконструируемых) крупных ПС.**

На подстанциях, режимы работы которых требуется контролировать в силу их значимости для режимов работы электрической сети РЭК в целом, целесообразно применять оборудование телемеханики. Объем телеинформации в этом варианте значительно меньше, чем при применении СМиУ, но является достаточным для осуществления оперативно-диспетчерского управления.

При этом, возможно использование, как существующих аналоговых каналов связи, так и современных – цифровых. Применение оборудования телемеханики значительно дешевле применения СМиУ.

Источниками информации для оборудования телемеханики являются:

телесигналов – блок контакты основного оборудования;

телеизмерений – выходные токи измерительных преобразователей.

Телеуправление оборудованием в данном варианте, без реконструкции основного оборудования, не применять.

Расчет количества телеизмерений:

Вид присоединения										Итого ТИ
	Уф	Иф	Рф	РΣ	Qф	QΣ	S	F	cosφ	
ВЛ 110 кВ				1		1				2
ТН 110 кВ	1									1
ОВ 110 кВ				1		1				2
ВЛ 35 кВ				1		1				2

ТН 35 кВ	1									1
Ввод 6/10 кВ				1		1				2
ТН 6/10 кВ	1									1
Фидера 6/10 кВ		1								1
Щит ПТ		1								1

Расчет количества телесигналов:

Вид присоединения	Телесигнал
Трансформаторы 110/35/10-6 кВ	Выключатель на стороне высокого напряжения
ВЛ-110 кВ	Выключатель
СШ-110 кВ	Секционный выключатель
ВЛ-35 кВ	Выключатель
СШ-35 кВ	Секционный выключатель
ОСШ-110 кВ	Обходной выключатель
Ввод РУ 6-10 кВ	Выключатель
СШ 6-10 кВ	Секционный выключатель
Фидер 6-10 кВ	Выключатель
ТСН	Выключатель
Пожарная сигнализация	Срабатывание
Охранная сигнализация	Срабатывание

**Собственные подстанции. Телемеханизация существующих (не реконструируемых) не крупных ПС.**

Такие подстанции являются преобладающими в электрической сети. Для обеспечения нормальных режимов функционирования сети такие подстанции по значимости занимают промежуточное место между крупными и малыми подстанциями. Для диспетчерского персонала ЦДС важной информацией являются параметры работы оборудования по стороне высокого напряжения ( $P$ ,  $Q$ ,  $U$ ) и состояние основного оборудования (выключатели по стороне ВН, ввода на системы шин НН). При этом необходимо отметить, что состояние выключателей на стороне НН является чрезвычайно важной информацией для оперативно-диспетчерского персонала ОДС.

На таких подстанциях возможно внедрение оборудования телемеханики, как и в предыдущем варианте.

Оптимальным вариантом является передача информации телемеханики на сервер ОИК в РЭС с дальнейшей трансляцией необходимой информации на ЦДС.

Расчет количества телеизмерений:

Вид присоединения										Итого ТИ
	U <sub>ф</sub>	I <sub>ф</sub>	P <sub>ф</sub>	P <sub>Σ</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>Σ</sub>	S	F	cosφ	
ВЛ 110 кВ				1		1				2
ТН 110 кВ	1									1
ТН 6/10 кВ	1									1

Расчет количества телесигналов:

Вид присоединения	Телесигнал
ВЛ-110 кВ	Выключатель
СШ-110 кВ	Секционный выключатель
Ввод РУ 6-10 кВ	Выключатель
СШ 6-10 кВ	Секционный выключатель
Фидер 6-10 кВ	Выключатель
ТСН	Выключатель
Пожарная сигнализация	Срабатывание
Охранная сигнализация	Срабатывание

**Собственные подстанции. Телемеханизация существующих (не реконструируемых) малых ПС.**

Режимы работы подстанций такого типа мало влияют на режимы работы всей сети РЭК, но информация о состоянии выключателей всей подстанции является очень важной для персонала ОДС и ОДГ РЭС.

Предпочтительным вариантом является применение по стороне ВН микропроцессорных счетчиков с функцией сбора ТС, сбор ими телесигналов со всех выключателей, передача телеинформации на ОДС с дальнейшей ретрансляцией информации на ЦДС. При таком варианте микропроцессорный счетчик дополнительно используется в качестве УСПД для сбора информации АСКУЭ со всех счетчиков по стороне НН. Передача информации с микропроцессорного счетчика производится на сервер ОИК и на сервер АСКУЭ.

Расчет количества телеизмерений:

Вид присоединения										Итого ТИ
	Uф	Iф	Pф	PΣ	Qф	QΣ	S	F	cosφ	
ВЛ 110 кВ				1		1				2
ТН 110 кВ	1									1

Расчет количества телесигналов:

Вид присоединения	Телесигнал
ВЛ-110 кВ	Выключатель
Ввод РУ 6-10 кВ	Выключатель
Фидер 6-10 кВ	Выключатель
ТСН	Выключатель
Пожарная сигнализация	Срабатывание
Охранная сигнализация	Срабатывание

**Подстанции потребителей. Новое строительство ПС.**

Крупные подстанции других собственников отличаются от крупных подстанций РЭК только установлением зон оперативного управления основным оборудованием. ЦДС осуществляет оперативное управление оборудованием по стороне ВН, собственник – оборудованием по стороне НН. В этой ситуации, в составе технических условий на присоединение, должен быть оговорен объем телеинформации, передаваемой на ЦДС или на ОДС.

В зависимости от объемов такой информации и должен быть определен вариант телемеханизации: создание двух отдельных систем– телемеханики и АСКУЭ, либо совмещение функций обеих систем в микропроцессорных счетчиках.

В зависимости от принятого варианта должны выдвигаться требования к строительству каналов связи.

#### **4.2.7.1. Типовые решения по диспетчерскому щиту управления (ДЩ)**

В соответствии с требованиями нормативных документов диспетчерские пункты, из которых производится оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями, должны быть оснащены средствами диспетчерского и технологического управления, в том числе диспетчерским щитом (ДЩ).

В Обществе применяется ДЩ на базе видео стены. Видео стена позволяет оперативно вывести любую информацию по текущему состоянию электрических сетей 6-10-20кВ, 110-220кВ энергоузла. Видео стена поддерживают режим много экранности, что удобно для оперативного формирования изображения диспетчером. Видео стана и АРМ диспетчера, должны быть обеспечены резервным источником электроснабжения для предотвращения полного погашения видео стены. Видео стена собирается на базе LED мониторов с техническими параметрами обеспечивающие комфортную работы (низкий уровень теплоотдачи и тп.) диспетчера в режиме 24/7;

##### **Каналы связи.**

Сеть связи предназначена для передачи всех видов информации (голос, данные, видео) в целях обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления, производственной и административно-хозяйственной деятельности.

Для исключения влияния административно-хозяйственной деятельности на управление технологическими процессами электроэнергетики в составе Сети связи предусматриваются два соответствующих сегмента, разделенных физически или логически: технологический и корпоративный.

Технологический сегмент Сети связи предназначен для обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, передачи данных, сигналов и команд систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, контроля и учёта электроэнергии.

Корпоративный сегмент Сети связи предназначен для обеспечения управленческой и административно-хозяйственной деятельности:

- управление финансово-хозяйственной деятельностью;
- управление техническим обслуживанием (ТО) и ремонтами оборудования (паспортизация оборудования, данные диагностики, планирование ТО и ремонтов, контроль проведения ТО и ремонтов, формирование нарядов);
- учёт кадров и расчёт заработной платы;
- управление материально-техническим снабжением;
- управление технологическими присоединениями;
- управление документооборотом и ведение электронного архива;
- средства корпоративных коммуникаций (видео, голос, текст);
- видеонаблюдение;
- доступ к ресурсам Интернет и к услугам сетей общего пользования.

Техническая политика в области телекоммуникаций более подробно изложена в соответствующем разделе.

## **4.2.8. Системы телекоммуникаций**

### **4.2.8.1. Общие положения**

Сеть связи Общества (далее – Сеть связи) представляет собой совокупность средств, узлов и линий связи, объединённых общей структурой, общими техническими, технологическими и организационными принципами.

Сеть связи предназначена для передачи всех видов информации (голос, данные, видео) в целях обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления, производственной и административно-хозяйственной деятельности.

Для исключения влияния административно-хозяйственной деятельности на управление технологическими процессами электроэнергетики в составе Сети связи предусматриваются два соответствующих сегмента, разделенных физически или логически: технологический и корпоративный.

Технологический сегмент Сети связи предназначен для:

- обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении энергии;
- оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления;
- передачи данных, сигналов и команд систем релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- контроля и учёта энергии.

Корпоративный сегмент Сети связи предназначен для обеспечения управленческой и административно-хозяйственной деятельности:

- управление финансово-хозяйственной деятельностью;
- управление техническим обслуживанием (ТО) и ремонтами оборудования (паспортизация оборудования, данные диагностики, планирование ТО и ремонтов, контроль проведения ТО и ремонтов, формирование нарядов);
- учёт кадров и расчёт заработной платы;

управление материально-техническим снабжением;  
управление технологическими присоединениями;  
управление документооборотом и ведение электронного архива;  
средства корпоративных коммуникаций (видео, голос, текст, факс);  
видеонаблюдение;  
доступ к ресурсам Интернет и к услугам сетей общего пользования.

#### **4.2.8.2. Цели и задачи технической политики в области телекоммуникаций**

Цель разработки технической политики в области телекоммуникаций – описание основных принципов построения и развития сети связи Общества, а также требований к оборудованию и каналам связи, для обеспечения всех пользователей технологических и корпоративных систем необходимым набором услуг связи с заданными показателями надежности и качества обслуживания при оптимальных затратах на развитие и эксплуатацию сети связи.

Основными задачами Политики являются:

определение единых правил и подходов к обеспечению телекоммуникационного оснащения объектов Общества;

формирование и реализация стратегии технического и технологического развития Сети связи;

обеспечение достижения необходимой функциональности и выполнения требований к качеству сервисов при развитии Сети связи;

сокращение капитальных затрат и эксплуатационных издержек в сети связи за счёт применения оптимальных типовых технических решений при разработке проектной документации, применения современных технологий и оборудования передачи данных, автоматизированных систем мониторинга и управления сетевыми ресурсами.

#### **4.2.8.3. Принципы построения и развития Сети связи**

При построении и развитии Сети связи необходимо следовать следующим основным принципам:

переход с аналоговых и TDM-систем связи (*временное мультиплексирование (сокр. Time Division Multiplexing, TDM) — технология аналогового или цифрового мультиплексирования, в котором несколько сигналов или битовых потоков передаются одновременно как подканалы в одном коммуникационном канале*) на перспективные цифровые сети с коммутацией пакетов при условии выполнения технических требований по организации обмена технологической информацией между объектами;

возможность выборочного (для конкретной подсистемы или сервиса) гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в широком диапазоне в зависимости от текущих потребностей;

масштабируемость сети – возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов её построения и полной замены каналобразующего оборудования;

разделение технологических и корпоративных сегментов сети связи на

физическом или логическом уровнях;

обеспечение приоритета критичных к задержкам типов данных за счет внедрения механизмов по обеспечению качества обслуживания (QoS) (*сокр. Quality of Service — качество обслуживания, — этим термином называют вероятность того, что сеть связи соответствует заданным условиям о трафике, или же, в ряде случаев, неформальное обозначение вероятности прохождения пакета между двумя точками сети*);

обеспечение информационной безопасности с целью исключения несанкционированного доступа к ресурсам Сети связи;

инвариантность доступа – возможность обмена информацией между пользователями независимо от используемой технологии организации каналов связи;

гарантированный доступ пользователей сети связи к полному набору услуг с соблюдением требований к качеству обслуживания;

мультисервисность – одновременная передача по Сети всех видов трафика (голос, данные, видео);

интеллектуальность – возможность управления услугой, вызовом и соединением со стороны пользователя и возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;

модернизация сети только при наличии технической и экономической целесообразности;

снижение капитальных и операционных затрат за счёт использования унифицированных типовых решений и автоматизации процессов диагностики и управления;

организация взаимодействия с существующими и создаваемыми сетями связи субъектов электроэнергетики, а также с сетями операторов связи;

использование только открытых и стандартизированных протоколов и интерфейсов;

подготовка кадров для обслуживания систем связи и АСДУ (автоматизированные системы диспетчерского управления);

учёт прогнозов потенциальных потребностей в телекоммуникационных и информационных услугах на 5-летнюю перспективу.

#### **4.2.8.4. Требования к организации Сети связи**

Структура и состав Сети связи. Сеть связи должна состоять из технологического и корпоративного сегментов, разделенных на физическом или логическом уровнях.

Технологический сегмент Сети связи должен обеспечивать функционирование следующих систем технологического управления:

Оперативно-технологические системы (наиболее критичные к параметрам качества Сети):

системы релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики;

системы диспетчерской голосовой связи;

автоматизированные системы диспетчерского и технологического



управления;

автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), включая подсистемы регистрации аварийных событий.

Прочие технологические системы:

автоматизированные системы контроля качества энергии.

автоматизированные системы контроля и учёта энергии (АСКУЭ и АСКУТЭ);

системы диагностики и мониторинга состояния оборудования;

системы управления мобильным ремонтным персоналом, ОВБ.

Технологический сегмент Сети связи должен обеспечивать передачу следующих видов информации:

телеизмерения, телесигнализация и команды телеуправления;

речевая информация и данные для обеспечения управления персоналом на энергообъектах и бригадами;

данные регистрации аварийных событий и процессов, оперативных переговоров, определения места повреждения;

данные учёта электроэнергии, конфигурирования и параметрирования АСКУЭ, АСКУТЭ;

сигналы и команды релейной защиты и противоаварийной автоматики, данные конфигурирования и параметрирования УРЗА (устройства релейной защиты и автоматики);

данные межмашинного обмена систем технологического управления.

Корпоративный сегмент Сети связи должен обеспечивать функционирование следующих информационных систем:

унифицированных коммуникаций (голос, текст, видео, передача данных);

управления финансово-хозяйственной деятельностью;

управления техническим обслуживанием (ТО) и ремонтами оборудования (паспортизация оборудования, данные диагностики, планирование ТО и ремонтов, контроль проведения ТО и ремонтов, формирование нарядов);

подбора и аттестации персонала, учёта кадров и расчёта заработной платы;

управления материально-техническим снабжением;

учёта полезного отпуска, расчёта балансов и потерь энергии;

управления технологическими присоединениями;

управления документооборотом;

ведения электронного архива;

видеонаблюдения.

Корпоративный сегмент Сети связи должен обеспечивать передачу следующих видов информации:

данные корпоративных информационных систем управления;

данные систем видеонаблюдения;

данные систем телефонной связи и других видов корпоративных коммуникаций.

Сеть связи делится на следующие составляющие:

первичная (транспортная и доступа) сеть связи, представляющая собой

совокупность сетей, линий и каналов связи, обеспечивающих доставку всех видов информации;

вторичные сети, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию, и распределение информации определенного вида.

Для построения первичной сети связи и обеспечения резервирования могут быть использованы следующие типы сетей, линий и каналов связи:

Проводные:

кабельные линии связи (КЛС);

волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

Беспроводные:

сети беспроводного широкополосного доступа (БШПД) с одной базовой станцией без ретранслятора с радиусом до 50км;

сеть стационарной кустовой и подвижной УКВ-радиосвязи;

сеть мобильной сотовой связи.

Кроме того, в местах отсутствия собственной телекоммуникационной инфраструктуры допускается использование каналов и линий связи, арендованных у сторонних операторов.

Первичная сеть связи должна быть организована преимущественно по кольцевой топологии. Кроме того, допускаются следующие топологии построения первичной сети:

точка – точка;

точка – много точек;

цепочка;

кольцо, в пределах города или определенного радиуса.

Архитектура сети связи должна представлять собой совокупность узлов агрегации, объединённых по радиально-кольцевому принципу магистральными линиями связи (транспортная сеть), и подключаемых к ним взаимно резервируемых каналов связи с энерго объектами (сеть доступа).

Присоединение энергообъектов к сети связи должно осуществляться через ближайшие узлы агрегации с использованием сети доступа.

Для обеспечения отказоустойчивости на узлах связи транспортной сети каналобразующее оборудование должно дублироваться. Основной и резервный каналы должны организовываться без использования общих технических средств.

На участках транспортной сети, требующих большую пропускную способность, необходимо применять оборудование спектрального уплотнения (xWDM) (*xWDM – сокр. От Wavelength-Division Multiplexing – спектральное уплотнение каналов — технология, позволяющая одновременно передавать несколько информационных каналов по одному оптическому волокну на разных несущих частотах*).

В экономически обоснованных случаях для построения сети связи может быть использована технология SDH (*Синхронная цифровая иерархия (сокр. — Synchronous Digital Hierarchy) — это система передачи данных, основанная на синхронизации по времени передающего и принимающего устройства. Стандарты СЦИ определяют характеристики цифровых сигналов, включая*

*структуру фреймов (циклов), метод мультиплексирования, иерархию цифровых скоростей и кодовые шаблоны интерфейсов и т. Д.) с использованием ВОЛС. В типовой конфигурации мультиплексоры SDH должны быть гибридными (для обеспечения последующего перевода сети на IP/Ethernet (*IP – сокр. От InternetProtocol — межсетевой протокол. Относится к маршрутизируемым протоколам сетевого уровня семейства TCP/IP*) с сохранением ранее сделанных инвестиций), иметь необходимое для конкретной топологии сети количество интерфейсов Ethernet.*

Управление сетью Общества должно осуществляться с использованием единой централизованной системы управления и мониторинга АО «Астана – РЭК».

#### **4.2.8.5. Общие требования к Сети связи**

Сеть связи на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского, технологического и корпоративного управления должна обеспечивать обмен всеми видами информации (звук, видео, данные) с гарантированным качеством.

Требования к организации информационного обмена между АО «Астана-РЭК» и АО «KEGOC», включая требования к оперативно-диспетчерской связи, должны соответствовать требованиям, приведённым в действующих Положениях об информационном взаимодействии между АО «KEGOC» и электросетевыми компаниями в сфере обмена технологической информацией.

Каналы связи с энергообъектами, не находящимися в управлении (ведении) АО «KEGOC» характеризуются следующими параметрами качества:

- доступность;
- коэффициент готовности;
- пропускная способность.

Коэффициент готовности каждого направления обмена информацией для технологического сегмента Сети связи должен иметь значение не менее 0,999, для корпоративного сегмента коэффициент готовности – не менее 0,99.

Полоса пропускания цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами качества, в том числе функционирование телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала, производственно-технологической телефонной связи, передача телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования, систем противоаварийного управления и др.

Применяемые при построении сети связи оборудование и материалы должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации.

#### **4.2.8.6. Требования к линиям и каналам связи**

##### **Кабельные линии связи.**

Продолжение эксплуатации медных кабельных линий связи (КЛС) допускается только в экономически обоснованных случаях. При развитии и

модернизации Сети связи необходимо выводить КЛС из эксплуатации с заменой на ВОЛС, либо другие типы линий связи.

В отдельных случаях применения КЛС для организации каналов связи должны использоваться модемы xDSL (*сокр. От Digitalsubscriberline, цифровая абонентская линия*) — семейство технологий передачи сигналов по абонентской линии телефонной сети общего пользования с использованием эффективных линейных кодов и адаптивных методов коррекции искажений линии). Для упрощения маршрутизации, унификации сетевых устройств и обеспечения централизации управления и маршрутизации, предпочтение должно отдаваться xDSL-модемам, встроенным в сетевое оборудование в виде интерфейсных модулей.

Применение КЛС: основные и резервные каналы сети доступа.

## **ВОЛС.**

Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) должны являться основой для построения транспортной сети связи.

Выбор типа используемого кабеля должен определяться экономической целесообразностью с учётом состояния ВЛ и возможности её отключения на время строительства и возможных ремонтов ВОЛС.

Допускается строительство ВОЛС-ВЛ с привлечением внетарифных инвестиций сторонних организаций (операторов связи) путём предоставления им во временное ограниченное пользование электросетевой инфраструктуры с целью подвеса ВОЛС. За право прохода по ВЛ ДО должно получить в собственность не менее 1/12 волокон в волоконно-оптическом кабеле.

Строительство ВОЛС должно осуществляться преимущественно по радиально-кольцевому принципу объединения узлов связи для обеспечения физического резервирования каналов связи.

Для сооружения ВОЛС допускается использование нескольких ВЛ различного напряжения, совпадающих по направлению с трассой ВОЛС.

С учетом повышенных требований к надежности работы транспортной сети, необходимо определение целесообразности установки автоматизированных систем мониторинга оптических волокон, позволяющих режиме реального времени вести мониторинг состояния физических параметров оптических волокон.

Основными принципами и направлениями развития ВОЛС являются:

привлечение в строительство ВОЛС внетарифных инвестиций операторов связи и других сторонних организаций;

взаимный обмен ресурсами ВОЛС и другой инфраструктурой сетей связи со сторонними владельцами на договорной основе.

плановый вывод из эксплуатации TDM оборудования и переход на IP/Ethernet.

Применение ВОЛС: приоритетный вид инфраструктуры для построения транспортной сети связи. Применение ВОЛС при организации сети доступа определяется техническими требованиями и экономической целесообразностью.

## **Каналы передачи данных по сети электропередачи.**

### **БШПД.**

При построении сети доступа энергообъектов, находящихся в управлении ДО, допускается применение оборудования беспроводного широкополосного доступа (БШПД), в том числе для организации «последней мили» до узлов операторов связи.

Сеть БШПД может строиться как полностью на базе собственной инфраструктуры (антенно-мачтовые сооружения, здания), так и путём аренды в необходимых точках мест размещения антенн на опорах операторов связи.

Требования к оборудованию БШПД:

возможность работы по схеме «точка-точка» и «точка-много точек»;

диапазон рабочих частот: определяется проектированием.

скорость передачи данных: 10-100 Мбит/св режиме «точка-точка», 512 кбит/с – 10 Мбит/с на каждую абонентскую станцию в режиме «точка – много точек».

Применение БШПД: основные и резервные каналы связи сети доступа, «последняя миля» к узлам связи сети общего пользования.

### **УКВ-радиосвязь.**

Сеть УКВ-радиосвязи должна развиваться путём расширения зоны радио покрытия и замены устаревших аналоговых радиостанций на современные цифровые. При модернизации аналоговых систем УКВ-радиосвязи основным стандартом для создания радиосети уровня РЭС должен являться цифровой стандарт DMR (*сокр. Digital Mobile Radio – Цифровое Мобильное Радио*), позволяющий осуществить переход от аналоговой сети УКВ-радиосвязи к цифровой с сохранением ранее сделанных инвестиций.

Ресурс заряженного аккумулятора носимой радиостанции должен обеспечивать ее автономную работу в течение 12 часов при работе в цикле 5/15/40 (передача/приём/ожидание).

При определении потребности в средствах связи необходимо учитывать структуру служб ВЛ на каждом предприятии, размеры операционных зон линейных участков, качество сотовой связи в зонах эксплуатационной ответственности каждого линейного участка.

Применение УКВ-радиосвязи: основное средство связи с персоналом линейных и аварийно-восстановительных бригад; резервное средство связи для оперативного и технологического управления распределительной электрической сетью.

### **Мобильная сотовая связь.**

Средства подвижной сотовой связи при определенных условиях могут применяться в качестве резервных для ведения оперативных переговоров между:

персоналом диспетчерских пунктов и персоналом оперативных и оперативно-ремонтных мобильных бригадам;

персоналом диспетчерских пунктов и оперативным персоналом, постоянно находящимся на подстанциях.

Условиями применения средств сотовой связи для ведения оперативных переговоров являются:

наличие технической и экономической обоснованности;  
выполнение требований ПТЭ (Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей) записи оперативных переговоров.

Допускается использование средств сотовой связи для передачи технологической информации с энергообъектов классом напряжения ниже 35кВ, а также для целей организации систем учёта электроэнергии.

#### **4.2.8.7. Требования к организации вторичных сетей связи**

Вторичные сети связи включают в себя:

а) Технологический сегмент Сети связи:

диспетчерская телефонная сеть связи (в т.ч. связь с ОВБ);

сеть передачи данных оперативно-технологических систем (РЗА и ПА, АСУ ТП ПС, ССПИ (система сбора и передачи информации), ТМ (телемеханика), АСДУ, управления мобильным оперативным персоналом);

сеть передачи данных прочих технологических систем (АСКУЭ, АСКУТЭ, контроля качества электроэнергии, диагностики оборудования, управления мобильным ремонтным персоналом);

сеть передачи данных видеонаблюдения;

система управления сетью.

б) Корпоративный сегмент Сети связи:

телефонная корпоративная сеть связи;

сеть передачи данных корпоративных информационных систем.

#### **Сеть телефонной связи.**

Сеть телефонной связи в перспективе должна развиваться путём замещения абонентских устройств на IP-терминалы и применения коммутационного оборудования, взаимодействующего с терминалами по протоколу SIP (*сокр. SessionInitiationProtocol — протокол установления сеанса, — протокол передачи данных, который описывает способ установления и завершения пользовательского интернет-сеанса, включающего обмен мультимедийным содержимым (видео- и аудио конференция, мгновенные сообщения).*

При модернизации сети и создании ее новых сегментов необходимо построение виртуальной распределённой IP-УАТС (*учрежденческая телефонная станция на основе межсетевого протокола IP*), состоящей из центрального модуля системы (ЦАТС) и медиа-шлюзов на предприятиях ДО. В то же время, в обоснованных случаях должна сохраняться возможность функционирования унаследованного парка TDM-АТС и абонентских устройств.

Коммутационным оборудованием (в т. Ч. медиа-шлюзами) должна обеспечиваться поддержка протоколов, необходимых для взаимодействия с сетями операторов связи и АО «КЕГОС».

Наиболее целесообразным является установка ЦАТС в исполнительном аппарате Общества. Управление всеми голосовым и видео-вызовами, а также передачу мгновенных текстовых сообщений (IM) (*сокр. Instantmessaging, — служба мгновенных сообщений*) между абонентами, включая ведение базы абонентов, определение статуса доступности должно осуществляться ЦАТС.

В случае временной недоступности ЦАТС по каким-либо причинам, все медиа-шлюзы в подразделениях Общества должны работать как самостоятельные IP-УАТС с предоставлением базовых голосовых услуг.

На всех энергообъектах, имеющих доступ к ЦАТС, должны устанавливаться SIP-телефоны.

ЦАТС должна иметь единую систему управления, позволяющую:

обеспечивать управление всеми пользовательскими подключениями и системными настройками через единый графический Web-интерфейс (*Веб-интерфейс — это совокупность средств, при помощи которых пользователь взаимодействует с веб-сайтом или любым другим приложением через браузер*);

обеспечивать настройку плана нумерации, единых политик использования полосы пропускания каналов связи для голоса и видео, правил сетевой маршрутизации и сетевой безопасности;

осуществлять мониторинг всего оборудования сети телефонной связи.

Основными задачами развития телефонной сети являются:

внедрение распределённых программно-управляемых IP-УАТС;

создание единой сети телефонной связи Общества на основе корпоративной мульти сервисной сети связи;

использование открытого протокола контроля соединений SIP;

применение нормированного сжатия;

внедрение и развитие единой системы управления и мониторинга на уровне ЦАТС;

внедрение единого плана нумерации;

конвергенция с другими видами коммуникаций (внедрение технологий унифицированных коммуникаций).

### **Сеть передачи данных.**

Инфраструктура сети передачи данных, выполняя каналобразующие функции, охватывает не только сетевой уровень, но и канальный уровень модели OSI (*сокр. Opensystemsinterconnectionbasicreferencemodel — базовая эталонная модель взаимодействия открытых систем — сетевая модель стека сетевых протоколов OSI/ISO (МЭК 7498-1-99)*). Таким образом, оборудование передачи данных, являясь частью вторичной сети, может также относиться и к первичной сети.

Требования к оборудованию передачи данных узла транспортной сети:

резервирование процессорных модулей и блоков питания;

поддержка технологий MPLS (*сокр. Multiprotocol label switching — многопротокольная коммутация по меткам — механизм в высокопроизводительной телекоммуникационной сети, осуществляющий передачу данных от одного узла сети к другому с помощью меток*);

поддержка VLAN (802.1q) с приоритизацией (802.1p);

поддержка механизмов качества обслуживания сетевого трафика (QoS);

поддержка протокола для обеспечения быстрого восстановления связи при использовании кольцевых топологий и/или линейного резервирования с помощью агрегирования каналов связи;

возможность работы по медным и оптическим каналам связи, в том числе

и по одно волоконным;

поддержка стандартного протокола SNMP (сокр. *SimpleNetworkManagementProtocol* – простой протокол сетевого управления) – стандартный интернет-протокол для управления устройствами в IP-сетях на основе архитектур TCP/UDP) с возможностью удалённого управления;

электропитание от сети постоянного тока напряжением 24 или 48 В, а также от сети переменного тока от 190 до 250 В.

Требования к оборудованию передачи данных узла сети доступа:

поддержка VLAN (802.1q) с приоритизацией (802.1p);

поддержка механизмов качества обслуживания сетевого трафика;

возможность работы по медным и оптическим каналам связи, в том числе и по одно волоконным;

поддержка стандартного протокола SNMP с возможностью удалённого управления.

Сеть передачи данных должна разделяться как минимум на следующие сегменты:

сегмент передачи данных оперативно-технологических систем;

сегмент передачи данных прочих технологических систем (допускается объединение с сегментом корпоративных информационных систем);

сегмент передачи данных корпоративных информационных систем;

сегмент управления.

Сеть передачи данных должна развиваться в соответствии со следующими основными принципами и направлениями:

использование типовых решений;

распределение трафика по всем имеющимся сетевым ресурсам при перегрузке основного канала (балансировка нагрузки);

классификация трафика по степени критичности и соответствующая приоритизации;

создание и внедрение единой системы управления и мониторинга на уровне ДО;

сегментация подключаемых ЛВС;

внедрение гибких и масштабируемых систем обеспечения защиты информации;

использование технологий оптимизации трафика информационных систем;

использование для всех предприятий единого типового плана IP-адресации.

### **Принципы формирования плана IP-адресации.**

Планирование адресного пространства IP-сети должно осуществляться в соответствии со следующими основными принципами:

обеспечение иерархического централизованного распределения адресов с выделением подсетей для различных технологических и корпоративных сегментов сети связи, а также для групп, категорий объектов и пользователей;

обеспечение достаточности количества IP-адресов с учётом перспективного развития корпоративных и технологических систем, а также сети



связи в целом;

обеспечение минимизации трафика и влияния отдельных сегментов, узлов сети или групп устройств на производительность всей сети в целом;

обеспечение управляемости сети, как в штатном режиме сети, так и в случае сбоев;

использование динамического выделения адресов (DHCP) только для корпоративного сегмента сети передачи данных;

запрет на трансляцию адресов технологического сегмента и сегмента управления сетью в адреса публичных сетей;

обеспечение информационной безопасности.

### **Система управления сетью связи.**

Управление сетью связи ДО должно осуществляться с использованием единой централизованной системы, в которой должны быть реализованы следующие функции:

конфигурирование, мониторинг и управление неисправностями;

управление инвентаризацией (учёт физических и логических ресурсов сети);

управление производительностью (мониторинг параметров сети и анализ производительности);

контроль выполнения задач по устранению неисправностей;

управление качеством предоставляемых услуг;

управление безопасностью (контроль доступа к ресурсам сети).

В системе управления сетью связи должны поддерживаться два логических уровня сетевого управления:

уровень управления сетью;

уровень управления элементами сети.

Уровень управления сетью должен позволять видеть всю сеть в целом, управлять ею и её отдельными элементами, контролировать ее состояние в целом.

Уровень мониторинга и управления элементами сети должен позволять осуществлять слежение за параметрами и управление отдельными элементами сети, включая управление событиями и ошибками, резервированием, сбором, первичным диагностированием и хранением событий с элементов сети, обеспечением поддержки аппаратного и программного обеспечения.

Вся необходимая для управления сетью информация должна располагаться в единой базе данных, которая может изменяться и пополняться описаниями новых объектов управления, а весь обмен служебными данными системы управления должен осуществляться с использованием существующей транспортной системы управляемой сети.

### **Сеть передачи данных систем учёта электроэнергии**

При удалённом сборе данных учёта передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах.

Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней систем учёта.

Техническая реализация каналов связи и используемые протоколы передачи данных должны обеспечивать передачу данных расчетного учёта с нижнего уровня на верхний с максимальной временной задержкой, не превышающей 50% от интервала сбора данных в автоматическом режиме.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учёта и максимального использования собственных телекоммуникационных связей. Ранжирование каналов связи по приоритетности использования при новом строительстве и реконструкции систем учёта представлены в таблице.

	Объект учета	Каналы связи						
		Прибор учета –УСПД, Сервер				УСПД – Сервер		
		RS-485	Ethernet	RF*	GPRS	GPRS	Ethernet	RS-485
1	ПС 35 кВ и выше	2	1	3	4	3	1	2
2	ТП 6,10 кВ	5	1	3	4	3	1	2
3	Многоквартирный жилой дом	-	1	2	3	2	1	-
4	Частные домовладения	-	-	2	3	2	1	-

\* в понятие «RF» включаются каналы, реализованные в не лицензируемом диапазоне радиочастот.

Необходимость резервного канала связи и выбор одного из каналов в качестве основного должен производиться на этапе разработки проекта удалённого сбора данных учёта электроэнергии, исходя из цикла опроса и объёма передаваемых данных.

Детальные требования к средствам связи и каналам связи должны устанавливаться в технических условиях и технических заданиях на проекты организации удалённого сбора данных учёта.

#### 4.2.8.8. Требования к электропитанию оборудования узлов связи

##### Местный узел связи управления (МУСУ)

К местным узлам связи относятся узлы связи РЭС и ПС, а также усилительные и регенерационные пункты на магистральных сооружениях связи энергосистем.

Система электропитания оборудования связи должна быть запитана от двух фидеров переменного тока, подключенных к различным сборкам щита собственных нужд.

Системы отопления, вентиляции шкафа и оборудования связи должны быть запитаны через отдельные автоматические выключатели.

Для обеспечения гарантированного электропитания оборудования передачи данных должны использоваться источники бесперебойного питания (ИБП). Длительность разряда аккумуляторной батареи ИБП должна обеспечивать работу оборудования при отсутствии электропитания от основного источника в течение не менее 6 часов.

Металлические корпуса оборудования передачи данных, источников бесперебойного питания, монтажного шкафа и щита питания должны быть заземлены.

### **Центральный узел связи управления (ЦУСУ).**

К центральным узлам связи относятся узлы связи Общества. Основное электропитание узлов связи должно осуществляться от сети переменного тока напряжением 0,4кВ, частотой 50Гц и обеспечиваться от двух независимых источников. В случае отсутствия возможности организовать два независимых ввода от внешних источников в качестве резервного источника должна использоваться дизель-генераторная установка.

Электропитание должно быть подано на распределительный щит в помещение узла связи отдельным кабелем от центрального распределительного щита здания с выхода АВР. При отсутствии АВР здания возможна установка шкафа АВР непосредственно в помещении узла связи. В том случае силовые кабели должны быть проложены от двух независимых ВРУ здания.

Электропитание оборудования связи, систем кондиционирования, освещения и других потребителей должно осуществляться через отдельные автоматические выключатели.

Для обеспечения гарантированного электропитания оборудования узлов связи должны использоваться ИБП, обеспечивающие работу оборудования при отсутствии электропитания от основного и резервного источников в течение 4-х часов.

Металлические корпуса оборудования передачи данных, источников бесперебойного питания, монтажного шкафа и щита питания должны быть заземлены.

### **4.2.9. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)**

АСКУЭ включает в себя коммерческий и технический учет электроэнергии и должны интегрироваться с АСТУ, системой управления активами, системами ЕРЦ, АО «КЕГОС», АО «Астана-энергия», ТОО «Астана Калалык Жарык», АО «АРЭК».

Коммерческий учет – процесс измерения объемов электрической энергии и значений электрической мощности, сбора и обработки результатов измерений, формирования расчетным путем, на основании результатов измерений данных о количестве потребленной электрической энергии (мощности) в соответствующих точках поставки, а также хранения и передачи указанных данных.

Целью Технической политики в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) должно явиться повышение точности и достоверности измерения величин получаемой на оптовом рынке электроэнергии (АСКУЭ оптового рынка) и отпуск ее потребителям розничного рынка (АСКУЭ розничного рынка), что в свою очередь определяет круг основных задач:

определение объемов полученной на оптовом рынке и отпущенной потребителям электроэнергии (мощности) по сетям АО «Астана – РЭК»;

определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях АО «Астана – РЭК»;

предоставление системному оператору оптового рынка и энерго сбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций АО «Астана-РЭК».

Целью технической политики в области технического учета электроэнергии (мощности) должно явиться оснащение присоединений электроустановок приборами технического учета электроэнергии. Основной задачей технического учета должно явиться определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях «Астана-РЭК».

***Достижение указанной цели и реализация задач обеспечивается:***

созданием в операционных компаниях Республики Казахстан единой системы учёта электроэнергии, отвечающей требованиям нормативной базы оптового и розничного рынков электроэнергии;

автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях АО «Астана РЭК» на всех уровнях напряжений;

применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки;

возможным использованием единой инфраструктуры связи для сбора информации по различным энергоносителям;

заменой существующих трансформаторов тока и напряжения на трансформаторы с классом точности, отвечающим требованиям Правил устройства электроустановок;

приведение нагрузки трансформаторов тока и напряжения до уровня номинальных значений;

***В состав единой автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии должны входить:***

микропроцессорные многотарифные счетчики электроэнергии с формированием профиля мощности, максимумов мощности, договорного лимита мощности и мгновенных значений, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде с возможностью подключения счетчиков в АСКУЭ с помощью интерфейсов связи RS485, а также внутренних или встроенных под крышкой зажимной колодки модулей связи по технологиям, GSM/GPRS и RF. Необходимо использовать открытые и стандартизированные протоколы данных (DLMS).

***Основные требования к счетчикам:***

самодиагностика;

мониторинг качества электроэнергии (для балансных);

дистанционное отключение пользователя (до 100А);

ограничение по договорной мощности;  
хранение профилей нагрузки;  
возможность удаленной коррекции настроек, защищенная паролем (кроме метрологической части);

превенция вмешательства и хищений:  
регистрация открытия корпуса или контактного щитка;  
регистрация воздействия магнитных полей;  
регистрация неблагоприятной температуры;  
регистрация попыток связи с неверным паролем;  
регистрация параметризации;  
регистрация различных чрезвычайных событий и состояний (отключения фаз напряжения, изменения последовательности фаз, состояния реле и др.);  
своевременное предупреждение.

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;

информационно-вычислительный комплекс с функцией накопления, автоматизированной обработки, визуализации информации полученной от счетчиков электроэнергии и устройства сбора и передачи данных;

подсистема телекоммуникаций;

использование модульной «Мульти-модемной» конструкции и гибкой структуры сети сбора данных, то есть легко взаимозаменяемые компоненты сети.

Для связи со счетчиками рекомендуется использовать:

модемы, работающие по GSM/GPRS/3G стандарту:

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;

информационно-вычислительный комплекс с функцией накопления, автоматизированной обработки, визуализации информации полученной от счетчиков электроэнергии и устройства сбора и передачи данных, построенных исключительно на WEB-технологиях;

подсистема телекоммуникаций.

АСКУЭ должна состоять из трех уровней: измерительный комплекс электроэнергии, устройство сбора и передачи данных и информационно-вычислительный комплекс.

***Система учёта электроэнергии в АО «Астана-РЭК» 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, сбытовыми компаниями, генерирующими компаниями, потребителями, с которыми у АО «Астана-РЭК» в соответствии с регламентами работы рынка есть соглашения об информационном обмене.

использование справочной информации (места установки, типы счет-

чиков, даты установок, контракты, акты и т.д) системы учета активов и системы управления сетью;

постоянная синхронизация систем в ходе эксплуатации (автоматическое определение новых установленных счетчиков и их конфигураций, репликация изменений баз клиентов, полная синхронизация всей информации, вводимой вручную по актам);

инициативная передача снизу аварийных сигналов, возможность синхронизации журналов событий из устройств в системы нижнего уровня и из системы нижнего уровня в системы верхнего уровня;

по собственной инициативе или по полученному управляющему сигналу из другой системы дистанционное конфигурирование средств учета и/или коммутационных средств с возможностью установки/синхронизации времени, изменения тарифных планов, коэффициентов, дискретности сбора, режима передачи данных (по опросу или по инициативе снизу), подписки на события, изменения выводимой на дисплеи информации;

отключение по инициативе системы биллинга или по полученному управляющему сигналу из системы управления сетью потребителя или ограничение его потребления по мощности и/или объему поставляемой энергии, что позволяет бороться с неплательщиками, вводить новые принципы оплаты за услуги (предоплата), при критической ситуации в энергосистеме регламентировать прохождение пиковой нагрузки;

использование единой коммуникационной инфраструктуры для сбора данных различных энергоресурсов и, в связи с этим, возможность транзита через систему поставщика энергии данных по другим энергоресурсам для системы другого поставщика;

поддержка максимального числа средств учета и контроллеров различных поставщиков, с целью обеспечения максимальной независимости в выборе устанавливаемого оборудования в будущем;

переход к использованию для всех систем энерго- поставщиков, общей информационной модели (Common Information Model-МЭК 62970-301&61968-11), спецификации, созданной для построения распределительных энергетических систем и их сопрягаемости;

внедрение как средства межсистемных коммуникаций служб WEB-серверов с использованием SOA-технологий – самого современного и защищенного механизма для обмена данными в энергетических системах, становящимся de-facto стандартом в системах мира.

Реализация всего функционала должна быть выполнена основываясь на использовании WEB-технологий и без необходимости инсталляции АРМов на рабочих местах.

Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета должен быть равным 60 мин. Счетчики автоматически должны записывать в память измеренные значения активной и реактивной энергии, интегрированной активной реактивной мощности на глубину хранения не менее 7 сут. На встроенном дисплее счетчика должна отображаться основная и вспомогательная информация. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на

жидкокристаллическом индикаторе, и их последовательность должна определяться при программировании счетчика. Предпочтение дается на учеты с резервным каналом передачи данных.

### ***Дополнительные требования к счетчикам электрической энергии:***

#### ***Требование к трехфазному прибору учета***

Класс точности – 1,0 по АЭ, 2,0 по РЭ, внесенный в Гос. Реестр обеспечения единства измерений РК;

Номинальное напряжение – 3х220/380 В;

Предельный рабочий диапазон фазных напряжений, в пределах-176-265 В;

Номинальный (максимальный) ток – 10 (100) А; 5 (7,5) А;

Частота сети – 50 Гц  $\pm 5$  %;

Режим эксплуатации при температурах от -40 °С до + 55 °С;

Порог чувствительности – для 10(100) А-40мА для АЭ, 50мА для РЭ; для 5(7,5) А- 10мА для АЭ, 15мА для РЭ;

Полная мощность, потребляемая цепью тока счетчика при номинальном токе – должен не превышать 4,0 В•А;

Количество тарифов – от 1 до 4;

Интерфейсы – RS-485, Инфракрасный порт (IrDA), RF; ZigBee; LoRaWAN; PLC, оптопорт, CAN (одна из перечисленных);

Фиксация и сохранение в памяти значений потребленной энергии:

Суточных показаний – min 120 суток;

Месячных показаний – 36 месяцев на дату автосохранения;

Часовые срезы – min 120 суток.

Фиксация и сохранение в памяти значений максимальной мощности с указанием даты и времени наступления события – за текущий месяц и за прошедший месяц;

Регистрация значений – текущей активной мощности, напряжения по каждой фазе, тока по каждой фазе – ежечасно в течение min 120 суток;

Реле управления нагрузкой;

Функция ограничения мощности;

Функция ограничения напряжения;

Журнал событий: вскрытие клемной крышки, вкл/откл питания – не менее 10 событий

#### ***Требование к однофазному прибору учета***

Класс точности – 1,0 внесенный в Гос. Реестр обеспечения единства измерений РК;

Номинальное напряжение – 220В;

Предельный рабочий диапазон фазных напряжений, в пределах 176-265 В;

Номинальный (максимальный) ток – в пределах 10 (60) А;

Частота сети – 50 Гц  $\pm 5$  %;

Режим эксплуатации при температурах от -40 °С до + 55 °С;

Чувствительность – min 20мА;

Полная мощность, потребляемая цепью тока счетчика при номинальном токе – не должен превышать 4,0 В•А;

Количество тарифов – от 1 до 4;

Интерфейсы – RS-485, Инфракрасный порт (IrDA), RF; ZigBee; LoRaWAN; PLC, оптопорт, CAN (одна из перечисленных); LpWan;

Фиксация и сохранение в памяти значений потребленной энергии:

Суточных показаний – min 120 суток;

Месячных показаний – 36 месяцев на дату автосохранения;

Часовые срезы – min 120 суток.

Фиксация и сохранение в памяти значений максимальной мощности с указанием даты и времени наступления события – за текущий месяц и за прошедший месяц;

Регистрация значений – текущей активной мощности, напряжения по каждой фазе, тока по каждой фазе – ежечасно в течение min 120 суток;

Реле управления нагрузкой;

Функция ограничения мощности;

Функция ограничения напряжения;

Журнал событий: вскрытие клемной крышки, вкл/откл питания – не менее 10 событий.

Функцию автоматического и автоматизированного по запросу сбора результатов измерений, состояния средств измерений и объектов измерений в границах объекта автоматизации (подстанции) должен выполнять УСПД (устройство сбора и передачи данных) GSM/GPRS/4G, в границах всей АСКУЭ – сервер АСКУЭ. Передача информации с нижнего уровня на верхний должен осуществляться по запросу с верхнего уровня в цифровом виде. Возможно визуальное считывание информации со счетчика, УСПД или автономное считывание с помощью оптического преобразователя с передачей информации непосредственно на компьютер.

#### ***Дополнительные требования к устройствам сбора и передачи данных:***

Рабочий диапазон температур: от min -25 °C +70 °C;

RS-485, Ethernet, IrDA, встроенный GSM/GPRS-модем; LpWan;

Количество подключаемых счётчиков – min 2000 шт.;

Соединение устройства с сервером – GPRS, Ethernet, RS-485; проводными, оптоволоконными, Wi-Fi.

Соединение устройства со счетчиками RS-485;

Считывание данных со счетчиков: по заранее установленному расписанию

Срок хранения месячных фиксированных данных счетчиков – min 36 месяцев;

Срок хранения суточных фиксированных данных счетчиков – min 120 суток;

Срок хранения часовых фиксированных данных счетчиков – min 120 суток;

Срок хранения часовых значений по току, напряжению и мощности – min 120 суток;

Срок хранения данных при пропадании электропитания – в пределах 5-10 лет;

Защита данных концентратора – аппаратная и программная защита.

### **4.2.10. Здания, сооружения и инженерные сети**

При строительстве и реконструкции зданий, инженерных сооружений и инженерных сетей (инженерной инфраструктуры) электрических подстанций должны соблюдаться следующие основные требования:

оптимизация капитальных затрат за счет применения передовых



строительных технологий и материалов, а также типовых и унифицированных строительных решений;

применение конструкций, материалов и технологий, сохраняющих расчетные и проектные параметры в течение всего срока службы объекта;

компактность в районах с плотной жилой и промышленной застройкой;

использование безопасных методов строительства и эксплуатации;

экологическая и пожарная безопасность, в соответствии с действующим законодательством РК и нормативной базой.

Проектирование, строительство и эксплуатация зданий, сооружений и инженерных сетей электрических подстанций должно выполняться на основе:

материалов топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, и экологических изысканий и исследований на площадке строительства подстанции (объем изысканий и исследований должен соответствовать нормативным требованиям и быть достаточным для обоснования технических решений, надежности и безопасности объекта);

требований ПУЭ (в том числе с учетом предельных значений расчетно-климатических условий для выбранного района строительства);

требований норм технологического проектирования;

расчетов зданий и сооружений на устойчивость, в том числе с использованием сертифицированных программ пространственного моделирования;

применения технических решений по конструкциям и сооружениям обеспечивающих их надежность при воздействии динамических нагрузок;

Техническое обследование зданий и сооружений, технологического оборудования и инженерных сетей должны в случаях:

1) обнаружения дефектов и повреждений в ответственных (несущих) элементах и соединениях, представляющих опасность разрушения, несоответствия качественных показателей примененных строительных материалов;

2) последствий пожаров и стихийных бедствий;

3) выдачи предписания органами государственного архитектурно-строительного контроля и надзора;

4) изменения утвержденных проектных решений, связанных с изменениями конструктивной схемы зданий и сооружений, технологии производства;

5) истечения сроков, сооружением нормативных сроков эксплуатации;

6) определения экономической целесообразности ремонта или реконструкции;

7) увеличения нормируемых природно-климатических воздействий (снеговые, ветровые воздействия);

8) наступления сроков технических осмотров строений при технической эксплуатации зданий и сооружений (регулярно);

9) консервации либо приостановления строящегося объекта сроком более шести месяцев;

10) модернизации, реконструкции, перевооружения, изменения целевого назначения эксплуатируемого помещения или строения.

Фасадные части зданий и сооружений закрытых подстанций, ТП и РП распо-

лагающихся в зоне городской застройки, должны вписываться в окружающий архитектурный ландшафт.

Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических подстанций, закрытых ТП и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.

Генеральный план и компоновочные решения подстанций, а также объемно-планировочные решения зданий и сооружений, расположенных на её территории, должны обеспечивать:

удобство эксплуатации;

возможность проведения регламентных и ремонтных работ, в том числе связанных с заменой крупногабаритного оборудования;

условия для оперативной ликвидации чрезвычайных ситуаций.

### **4.3. Линии электропередачи**

Проектирование и строительство воздушных и кабельных линий электропередачи распределительных электрических сетей должно выполняться на основе утвержденных: Схемы электроснабжения сетей 110кВ и выше г. Нур-Султан на период развития до 2030г. и Схем развития сетей 6-20кВ.

#### **4.3.1. Воздушные линии электропередачи**

Основные требования к ВЛ 110-220кВ изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110-750кВ нового поколения» и «Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750кВ» (СО 153-34.20.121-2006).

Проектирование и строительство ВЛ распределительных электрических сетей, должно выполняться на основе программ и схем перспективного развития электрических сетей 110-220кВ г. Нур-Султан до 2030г. Основные требования к ВЛ 110-220кВ изложены в «Общих технических требованиях к воздушным линиям электропередачи 110-750кВ нового поколения» и «Нормах технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» (СО 153-34.20.121-2006).

При выборе конструктивных особенностей и технических параметров перспективных ВЛ 110-220кВ главным условием должно быть их соответствие требуемому уровню надежности работы электрических сетей.

##### **4.3.1.1. Требования к воздушным линиям электропередачи**

На современных ВЛ напряжением 110-220кВ должны внедряться современные геоинформационные технологии, обеспечивающие получение объективной информации о параметрах и характеристиках ВЛ 110-220кВ, а также способствующие повышению надежности функционирования линейного объекта и предупреждению возникновения аварийных ситуаций.

**Основными направлениями технического развития ВЛ 110-220кВ являются:**

повышение надежности в работе ВЛ и обеспечение бесперебойного

электроснабжения потребителей, безопасность производства работ на ВЛ при техническом обслуживании и проведении плановых ремонтов;

внедрение передовых технологий мониторинга о текущем состоянии элементов ВЛ (проводов, опор, изоляции, ВОЛС на ВЛ и т.д.);

применение передовых методов строительства, использование современных материалов, конструкций, элементов ВЛ и оборудования, обеспечивающих высокую надежность, экономичность при эксплуатации и оптимальные затраты при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и эксплуатации в течение всего срока службы ВЛ;

применение систем мониторинга технического состояния с применением инфракрасной фиксации дефектов на ВЛ;

внедрение ультразвуковой дефектоскопии и магнитометрии для оценки состояния фундаментов, сетевого железобетона и металлоконструкций ВЛ 110-220кВ;

применение эффективных систем защиты ВЛ от воздействий ветровых и гололедных нагрузок, грозových перенапряжений, вибрации и пляски проводов (тросов), вандализма устойчивости, мобильности при проведении аварийно-восстановительных работ.

Элементы ВЛ должны быть рассчитаны на статические и динамические нагрузки в соответствии с ПУЭ и нормами проектирования для конкретных климатических условий расположения сетевого объекта, должны иметь высокую ремонтпригодность и минимальные затраты при эксплуатации ВЛ, соответствовать современным экологическим требованиям, нормам правил устройства электроустановок, правил технической эксплуатации, МЭК.

ВЛ 110-220кВ должны соответствовать современным требованиям к электрическим, магнитным полям, иметь низкий уровень радиопомех и акустического фона, иметь низкие потери при передаче электрической энергии.

На ВЛ 110-220кВ должны применяться новая техника и технологии, современные строительные конструкции и оборудование, передовые технологии монтажа и ремонта, современные средства механизации, оснастка.

При проектировании ВЛ необходимо применять индивидуальное проектирование, при необходимости использовать типовую унификацию элементов ВЛ, выполнять технико-экономическое сравнение вариантов строительства ВЛ, как правило, не менее трех вариантов с обязательным согласованием с АО «Астана – РЭК».

Срок службы новых ВЛ 110-220кВ должен составлять не менее 50 лет.

Ограничения по применению.

Запрещается применять на ВЛ 110-220кВ следующее оборудование и технологии:

- не оцинкованные металлические опоры;
- стальной грозозащитный трос без антикоррозионного покрытия;
- провода и грозозащитные троса марки АЖС (сплав алюминий железо сталь) и СБ (стали бронзовые);
- виброгасители марки ГПГ;
- фарфоровые изоляторы;

укороченные анкерные зажимы натяжные прессуемые;  
поддерживающие роликовые подвесы без защитного протектора;  
лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения на металлоконструкции опор, не прошедшие сертификацию;  
битумная гидроизоляция фундаментов;  
прожигание отверстий в полках уголков опор;  
окраска металлоконструкций битумными лаками.

Выбор конструктивных решений и технических параметров ВЛ 110-220кВ должен производиться с учётом расчётных климатических условий и в соответствии с требуемым уровнем надежности работы линий в распределительной сети.

***Основными направлениями технического развития ВЛ и ВЛИ 0,4-20кВ являются:***

повышение безопасности при строительстве и эксплуатации;  
применение конструкций, материалов, элементов и оборудования, обеспечивающих надежность, оптимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении;

оснащение ВЛ и ВЛИ 0,4-20кВ устройствами определения мест повреждения в линиях;

создание воздушных линий электропередачи, требующих минимальные эксплуатационные затраты;

создание компактных воздушных линий, занимающих минимальные площади на местности;

На вновь строящихся линиях все элементы ВЛ должны быть рассчитаны на механические нагрузки в соответствии с требованиями ПУЭ.

***В распределительных электрических сетях АО «Астана – РЭК» должны применяться*** сертифицированные и аттестованные для применения опоры, изготовленные из железобетона и металла.

#### **4.3.1.2. Опоры**

На ВЛ-110-220кВ рекомендуется применять в качестве промежуточных опор железобетонные опоры или оцинкованные стальные решетчатые и многогранные опоры или изготовленные на основе замкнутого профиля.

В качестве угловых и анкерных опор в условиях городской застройки должны применяться металлические решетчатые опоры и многогранные опоры без оттяжек.

При применении стальных опор необходимо обеспечить коррозионную стойкость на весь срок службы, для этого антикоррозийное покрытие должно выполняться в заводских условиях методом горячего или термодиффузионного оцинкования.

Толщина цинкового покрытия опор должна составлять не менее 120 мкм.

При изготовлении опор использовать марки сталей с повышенной прочностью и коррозионной стойкостью, позволяющие снизить вес конструкций.

Расстановка промежуточных опор на местности в пределах анкерного участка должна быть выполнена через равные расстояния.

Анкерно-угловые и промежуточные опоры 0,4-220кВ, как правило, должны занимать минимальную площадь земли.

Металлические опоры должны быть выполнены из металлоконструкций, предотвращающих их несанкционированную разборку и повреждение, вандализм, демонтаж находящегося на них оборудования, проводов, грозозащитных тросов.

Опоры должны соответствовать требованиям удобства обслуживания и ремонтпригодности.

На опорах должна быть предусмотрена возможность крепления страховочных и монтажных устройств для ведения эксплуатационного и ремонтного обслуживания ВЛ.

При прохождении на местности ВЛ 110-220кВ учитывать рельеф и оптимально его использовать при расстановке опор на местности.

На ВЛ 110-220кВ опоры должны обеспечивать надёжность работы в течение всего срока эксплуатации, также безопасность персонала при выполнении работ в процессе эксплуатации (подъём на опору, работу на траверсах и т.д.).

При применении стальных опор необходимо обеспечить коррозионную стойкость на весь срок службы опоры, посредством нанесения защитного покрытия. Приоритетными методами защиты стальных опор следует считать методы горячего или термодиффузионного оцинкования.

#### **4.3.1.3. Фундаменты**

Конструкции фундаментов опор ВЛ 110-220кВ должны выбираться с учетом результатов инженерно-геологических, гидрологических изысканий в районе строительства и категории грунтов, конструктивных особенностей опоры, расчетных нагрузок на фундамент, величины тяжения проводов и тросов на анкерном участке, величины угла поворота трассы ВЛ, сечения проводов и тросов, ветровых нагрузок, длины пролета.

Конструкции фундаментов опор должны обеспечивать индустриальный метод производства работ в полевых условиях. В зависимости от этих условий необходимо применять при строительстве следующие типы фундаментов: унифицированные железобетонные, сборные, монолитные, свайные железобетонные, винтовые (в грунтах с низкой несущей способностью).

Для многогранных опор использовать фундаменты:

буронабивные – свая-оболочка, монтируемые в пробуренные или копаные котлованы;

с заглублением способом вибро погружения в копаные или сверленные котлованы, скрепленные металлическим оцинкованным ростверком.

Возможно также применение и других типов фундаментов при соответствующих обоснованиях и расчетах.

При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов и занимающих меньшую полезную площадь.

Железобетонные конструкции фундаментов должны иметь высокую водопроницаемость и морозостойкость, обеспечивающую надежную работу фундамента в течение всего срока службы.

В агрессивных средах использовать фундаменты, изготовленные из сульфатостойкого цемента.

Бетонные фундаменты должны иметь гидроизоляцию для предотвращения разрушения железобетона от воздействий агрессивной среды.

Металлические оголовки железобетонных фундаментов должны быть оцинкованы.

Фундаменты должны иметь стойкую поверхностную гидроизоляцию, не разрушающуюся от воздействия ультрафиолетового излучения, температурных перепадов и воздействий окружающей среды.

Металлические ростверки должны быть оцинкованы.

Тип фундаментов опор ВЛ 110-220кВ должен выбираться на основе результатов инженерно-геологических, гидрологических, экологических изысканий, климатических особенностей и сейсмической активности в районе строительства с учетом конструктивных особенностей опор, сечения провода, длин пролетов, суммарных нагрузок от элементов опор (вес опор, проводов, изоляции, устанавливаемого оборудования, тяжений проводов и грозозащитных тросов), а также нагрузок от внешних воздействий (ветер, гололёд). При выборе типа фундаментов опор следует отдавать предпочтение фундаментам, оказывающим наименьшее разрушающее воздействие на структуру грунтов.

#### **4.3.1.4. Провода и грозозащитные тросы**

Требования к проводам и грозозащитным тросам воздушных линий электропередачи 110-220кВ.

На магистралях ВЛ следует применять неизолированный провод типа АС и современные провода нового поколения с композитным сердечником типа АССС, АААСZ, ААСRSZ и провода с улучшенными механическими характеристиками, АААС УНС с повышенной проводимостью, термостойких проводов GZTACSR и GTACSR.

Для современного электросетевого городского комплекса существует необходимость технического перевооружения с использованием современных высоковольтных проводов нового поколения для реконструкции изношенных и перегруженных ВЛ 110-220 кВ, а также при строительстве новых линий с использованием современных проводов.

Для выбора типов и конструкций провода при проектировании ВЛ 110-220 кВ необходимо проводить технико-экономическое обоснование и сравнение вариантов.

Для монтажа проводов и грозозащитного троса использовать технологию монтажа проводов, тросов под натяжением специальных машин.

В районах с интенсивными ветровыми и гололедными нагрузками, при выполнении протяженных переходов и при реконструкции с увеличением пропускной способности на ВЛ 110-220кВ применять новые высокотехноло-

гичные провода, обладающие улучшенными механическими, весовыми, аэродинамическими свойствами, устойчивые к климатическим условиям, с применением повивов из высокопрочного алюминиевого сплава, уплотненной скрутки и других современных конструкций проводов, покрытые материалом повышенной адгезии к гололедообразованию с целью:

- снижения потерь электроэнергии в ЛЭП;
- повышения пропускной способности ВЛ при предельно допустимых значениях сечения сталеалюминевых проводов;
- уменьшения коэффициента аэродинамического сопротивления;
- снижения пляски проводов;
- снижения вероятности обрыва проводов при воздействии внешних механических нагрузок (противодействия налипанию снега и гололедообразованию).

На ВЛ 110-220кВ, как правило, должны применяться сталеалюминевые провода со стальным сердечником.

В качестве грозозащитных тросов должны применяться грозозащитные тросы со встроенными волоконно-оптическими кабелями связи;

На магистралях ВЛ 6-20кВ следует применять неизолированный провод типа АС или защищенный провод сечением не менее 70 мм<sup>2</sup>. На отпайках от магистралей допускается применение проводов типа АС (СИП-3) сечением не менее 35мм<sup>2</sup>.

Защищенные провода типа СИП-3 рекомендуется применять на ВЛ 6-35кВ в следующих случаях:

- при прохождении трассы ВЛ по населенной местности;
- при отсутствии возможности соблюдения габаритных расстояний при прохождении ВЛ в стеснённых условиях;
- при совместной подвеске с ВЛ-0,4кВ.

При новом строительстве и реконструкции ВЛ-0,4кВ должны применяться:

- самонесущие изолированные провода типа СИП-2;
- самонесущие изолированные провода СИП-4.

Монтаж проводов линий электропередачи, выполненных СИП, может осуществляться, как на опорах, так и по фасадам зданий и сооружений.

ВЛ 0,4кВ с распределенной нагрузкой по длине линии должны выполняться с использованием самонесущих изолированных проводов сечением не менее 50мм<sup>2</sup>. Для подключения отдельных потребителей, в т.ч. ответвления от линии, может использоваться СИП меньшего сечения, но не менее 16 мм<sup>2</sup>.

Срок службы проводов СИП должен быть не менее 40 лет.

#### **4.3.1.5. Линейное коммутационное оборудование**

Для оптимизации режимов работы, повышения надёжности электро-снабжения потребителей, сокращения затрат на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы, необходимо автоматизировать сети 6-20кВ посредством:

- организации систем автоматического повторного включения как на

линейных выключателях центров питания, так и на секционирующих пунктах ВЛ;

отключения ответвлений ВЛ;

оснащения устройствами определения мест повреждения ВЛ, в том числе индикаторами неисправности;

организации мониторинга за текущим состоянием проводов, в т.ч. их температуры нагрева.

Пункты секционирования с вакуумными выключателями и пункты автоматического включения резерва необходимо устанавливать на магистральных линиях 6-20кВ при наличии технико-экономического обоснования.

Фидера ВЛ, напряжением 6-20кВ, должны быть оснащены устройствами однократного АПВ на головном выключателе линии и на секционирующих пунктах.

Пункты АВР и секционирующие пункты должны быть оснащены вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами РЗА.

Для секционирования магистральных линий 6-20кВ следует применять вакуумные выключатели наружной установки, с микропроцессорными блоками управления, позволяющие программировать работу выключателей под требуемые режимы работы.

Для отключения ответвлений от магистрали, длина которых составляет более 1,5 км, рекомендуется устанавливать современное коммутационное оборудование в голове этих ответвлений.

С целью повышения управляемости и контролируемости за работой электрической сети, все системы автоматизации должны работать с возможностью передачи информации на диспетчерский пункт о текущем состоянии оборудования, а также обеспечивать возможность телеуправления данным оборудованием.

#### **4.3.1.6. Линейная арматура и изоляторы**

Линейная арматура, изоляторы и материалы должны выбираться в соответствии с требованиями действующих норм и правил (правил устройства электроустановок, ГОСТ), отраслевых технических требований, с учетом местных условий по степени загрязнения изоляции, климатических условий (температуры и влажности, степени близости автомагистралей и режима обработки противо гололедными реагентами), а также должны соответствовать расчетным нагрузкам, возникающим в течение всего срока эксплуатации.

В качестве основной изоляции рекомендуется применять стеклянные или полимерные изоляторы, ГОСТ-18328-73 (МЭК 383-83), с уровнем отбраковки не более 10-5.

Применять линейную сцепную и поддерживающую арматуру, со сроком службы, соответствующей сроку службы проводов.

Линейная арматура должна позволять:

проводить замену дефектной арматуры в полевых условиях штатной ремонтной оснасткой;



предотвращать образование гололеда и налипание мокрого снега на провода и грозозащитные тросы за счет использования ограничителей гололедообразования и использования технологий, препятствующих гололедообразованию на ВЛ 110-220кВ.

При выборе типов изоляторов применять изоляторы, не требующие специального контроля технического состояния в течение всего срока эксплуатации.

При прохождении ВЛ 110-220кВ через территорию ТЭЦ, промышленные зоны, участки автомобильных дорог, использовать стеклянные изоляторы типа ПСГ с увеличенными путями утечки и увеличенным количеством изоляторов в изолирующей подвеске.

Для снятия разно переменных динамических нагрузок использовать спиральную линейную арматуру для крепления проводов и грозозащитных тросов в анкерных и поддерживающих зажимах с использованием многочастотных гасителей вибрации колебаний, устанавливаемых на проводах в расчетных местах в зависимости от длины пролета.

Для защиты проводов и тросов в поддерживающих, натяжных, и соединительных зажимах и роликовых подвесах от разрушения рекомендуется использовать спиральную арматуру и спиральные протекторы.

Для монтажа современных проводов провода АССС с композитным сердечником, АААСZ и ААСRZ типа Z, проводов с улучшенными механическими характеристиками, АААС УНС с повышенной проводимостью, термостойких проводов GZTACSR и GTACSR использовать линейную арматуру, специально разработанную для монтажа, крепления и эксплуатации данных проводов.

Сигнальные лампы используются для световой индикации в ночное время ВЛ в окрестности аэропортов и при пересечении судоходных рек.

Сферические маркеры используются для индикации в дневное время ВЛ напряжением до 220кВ в окрестности аэропортов.

Для применения в АО «Астана – РЭК» линейная арматура, изоляторы и материалы должны быть сертифицированы и аттестованы, и выбираться с учетом расчетно-климатических условий и условий загрязнения.

На ВЛ 110-220кВ рекомендуется применять:

полимерные и стеклянные изоляторы;

линейную сцепную, натяжную, поддерживающую и защитную арматуру со сроком службы, не менее срока службы проводов, спиральную арматуру;

На ВЛ 6-20кВ рекомендуется применять:

подвесные стеклянные изоляторы;

штыревые стеклянные изоляторы обычные;

штыревые стеклянные изоляторы с проушиной, с применением спиральной вязки для проводов СИП-3 и АС.

На ВЛ напряжением до 1кВ при новом строительстве рекомендуется применять линейную арматуру для самонесущего изолированного провода (СИП-2, СИП-4), при этом соединения и ответвления проводов на ВЛ-0,4кВ допускается выполнять только с применением специальных зажимов, соответствующих типу самонесущего провода. Ответвления от ВЛ 0,4кВ к вводам в здания и сооружения должны быть выполнены самонесущими изолированными проводами с приме-

нением СИП-4. Соединения ответвлений ВЛ с внутренней проводкой, должно осуществляться с применением ответвительных одноразовых, прокалывающих, герметичных зажимов со срывной головкой. Применение данных зажимов является контролирующим и защитным фактором от несанкционированного доступа к местам соединений с целью хищения электроэнергии.

Линейная арматура должна быть необслуживаемая и соответствовать сроку эксплуатации ВЛ.

***Линейная арматура на ВЛ напряжением до 1кВ должна обеспечивать:***  
выполнение работ без снятия напряжения;  
предотвращение образования гололеда;  
недопущение налипания мокрого снега.

#### **4.3.1.7. Защита от грозовых перенапряжений**

ВЛ110-220кВ должны быть защищены по всей длине от грозовых перенапряжений и прямых попаданий молний грозозащитными тросами (ВОЛС).

Применение на ВЛ 6-20кВ ограничителей перенапряжений, длинно-искровых разрядников, мульти камерных разрядников должно обеспечивать защиту:

от перенапряжений и пережога проводов на ВЛ с защищенными проводами;

подходов к распределительным устройствам подстанций;

изоляции ВЛ от высокой грозовой активности;

коммутационного оборудования;

кабельных муфт;

мест пересечений ВЛ с инженерными сооружениями.

#### **4.3.1.8. Мероприятия по улучшению состояния действующих ВЛ согласно требованиям ПУЭ**

##### ***Трассы линий электропередачи***

Выбор трассы ВЛ, в т.ч. новых участков трассы ВЛ, подлежащей техническому перевооружению (реконструкции), ее экологическое обоснование, согласование и инженерные изыскания должны выполняться в соответствии с требованиями действующих государственных и ведомственных стандартов, нормативных и методических документов норм проектирования.

Выбор трассы производится с учетом следующих факторов:

природные особенности территории (рельеф, климат, наличие опасных геологических процессов;

состояние природной среды (техногенные загрязнения атмосферы, агрессивность грунта, подземных вод и т.д.);

современное хозяйственное использование территории;

ценность территории (природоохранная, культурная, национальная, особо охраняемые природные объекты и пр.);

возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате сооружения

ВЛ и последствия этих изменений для природной среды, жизни и здоровья населения;

условия строительства и эксплуатации.

Выбор трассы новой ВЛ 110-220кВ необходимо производить на основании утвержденной схемы перспективного развития электрических сетей, наиболее рационального размещения подстанций и возможности выхода всех отходящих от них ВЛ.

При прохождении ВЛ по населенной местности и городской застройке трасса предоставляется заказчиком в соответствии с утвержденной градостроительной документацией (генеральными планами города и других населенных пунктов, схемами и проектами планировки и застройки территориальных образований и др.).

Трасса ВЛ должна быть по возможности, кратчайшей, учитывая при этом условия отчуждения земли, вырубку просек в зеленых насаждениях, комплексного использования охранной зоны (просека, противопожарная полоса), и приближена к дорогам и существующим ВЛ для удобства обслуживания и эксплуатации.

При отводе и использовании земель для ВЛ должны соблюдаться Земельный, Водный и Лесной кодексы, Экологический кодекс Республики Казахстан, Закон РК «О недрах и недропользовании».

Пересечение многоцепных ВЛ 110-220кВ с другими ВЛ должно осуществляться в разных пролетах пересекающей ВЛ, разделенных анкерной опорой.

При прохождении ВЛ 110-220кВ по лесной местности, лесам I категории, национальным паркам, использовать повышенные металлические опоры, позволяющие прохождение проводов и грозозащитных тросов над основным лесным массивом.

Ширина просеки ВЛ 110-220кВ в лесных насаждениях определяется действующими нормативными документами: правилами устройства электроустановок и Лесным кодексом РК.

Просека ВЛ должна своевременно расчищаться от древесно-кустарниковой растительности, опасных деревьев (наклоненных в сторону просеки ВЛ и больных деревьев), кустарник подлежит плановой расчистке при достижении высоты более 4 м.

Периодичность расчистки просеки ВЛ 110-220кВ определяется интенсивностью роста древесно-кустарниковой растительности и составляет 1 раз в 5-6 лет.

Для расчистки и расширения просеки применять ручные кусторезы, высоторезы и бензопилы, а также спецтехнику: вышки, тракторы, в том числе позволяющие производить расчистку от растительности с полной утилизацией порубочных остатков, мульчеры – устройства, предназначенные для измельчения древесины и кустарника на корню с последующим распределением ее по просеке.

Расстояния от проводов до зеленых насаждений, ширина и площадь просеки должны быть указаны в проекте ВЛ 110-220кВ и согласованы с собственниками лесного хозяйства, национальными парками и т.п.

Вырубка кустарника на рыхлых почвах, крутых склонах и местах,

заливаемых во время половодья, не допускается.

При проведении ремонтов и реконструкций ВЛ, построенных с соблюдением требований ПУЭ и предусматривающих полную замену опор и проводов на отдельных участках ВЛ (в анкерных пролётах), восстановление этих участков должно производиться с учётом требований ПУЭ.

При необходимости частичной замены опор и проводов, без увеличения их сечения, (объёмом работ до 50%) в анкерных пролётах вышеуказанных воздушных линий, допускается руководствоваться требованиями ПУЭ.

На воздушных линиях электропередачи с высокой степенью физического износа (более 50%), необходимо выполнять реконструкцию и техническое перевооружение ВЛ в целом.

При восстановлении анкерных участков ВЛ 0,4-220кВ, с учётом применения требований ПУЭ, а также при полной реконструкции существующих ВЛ 0,4-220кВ, расположенных в местах, не представляющих возможность расставить опоры в соответствии с новыми расчётными условиями или изменить направление трассы ВЛ, рекомендуется применять опоры с характеристиками, позволяющие с сохранением существующих мест установки опор на местности, осуществить реконструкцию ВЛ.

В данном случае, металлические опоры должны изготавливаться по индивидуальным характеристикам, определяемым при проектировании ВЛ.

#### **4.3.2. Кабельные линии электропередачи**

Кабельные линии электропередачи должны проектироваться и строиться на основе утвержденных схем перспективного развития сетей на расчётный период.

##### **4.3.2.1. Требования к кабельным линиям**

Применяемые кабели и кабельная арматура должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической базы.

Прокладка кабельных линий должна осуществляться при наличии исходно разрешительной документации и согласований со всеми заинтересованными организациями.

Трассы кабельных линий должны выбираться с учетом наименьшего расхода кабеля и обеспечения его сохранности при механических воздействиях.

В зонах городской застройки рекомендуется применять петлевые схемы прокладки кабелей.

Учитывая высокую насыщенность городских территорий инженерными сооружениями, а также с целью обеспечения возможности осуществления реконструкции и прокладки новых КЛ, рекомендуется в районах жилой застройки городов выполнять кабельную канализацию и кабельные туннели.

Соединения КЛ с ВЛ напряжением 110-220кВ в городской черте должно осуществляться на кабельных площадках анкерных опор. Не допускается соединение КЛ с ВЛ на специальных переходных опорах.

Не принимать на баланс АО «Астана – РЭК» кабельные линии 0,4кВ коммерческого учета (офисы, паркинги т.д.) в связи с тем, что затруднен доступ к

ВРУ (отсутствие на месте владельца в ночное и вечернее время, выходные и праздничные дни и т.д.)

При монтаже вновь прокладываемых силовых КЛ в траншее, по трассе рекомендуется закладывать шаровые электронные интеллектуальные маркеры для кабелей 10/20/110/220кВ на глубине не менее 0,5 метров. Интеллектуальные маркеры должны работать на определенной радиочастоте и при этом выдавать подробную информацию, такую как название и номер объекта, глубина залегания, координаты, балансовая принадлежность и прочее.

Техническая документация (исполнительная съемка выполненная ТОО «Астанагорархитектура» с кадастровой печатью, акты выполненных работ (СНиП РК приложение Г), протокола испытания и т.д.) по трассам вновь прокладываемых и реконструируемых силовых КЛ 0,4/10/20/110/220 кВ должна предоставляться на бумажном и электронном носителях на актуальной топографической подоснове.

При проектировании:

предусматривать заглубление кабельного канала на 30см от поверхности земли (п.2.3.116 ПУЭ РК);

в траншее разрешается монтаж кабельных линий 20/10/0,4кВ в количестве не более 6 кабелей. При монтаже большего количества кабельных линий 20/10/0,4кВ предусмотреть строительство кабельного канала (п. 2.3.25 ПУЭ РК);

в трубных переходах необходимо предусматривать полиэтиленовые не распространяющие горение трубы, диаметром **не менее 110мм.**

В трубных переходах после монтажа проложить стальную катанку во всех трубах, диаметром не менее 6 мм.

Исключить кабельные колодцы и устанавливать кабельные камеры на переходах через проезжую часть. Размеры кабельных камер определять на стадии проектирования.

Трубный переход через проектируемые дороги прокладывать в монолите из бетона. Через существующие дороги трубный переход прокладывать методом ГНБ, исключая металлическую гильзу.

Кабельные линии разных классов напряжения (10кВ, 20кВ и т.д.) монтировать в разных кабельных каналах. При проектировании каждый случай будет рассматриваться индивидуально.

#### **4.3.2.2. Требования к силовым кабелям**

##### ***Силовые кабели должны обеспечивать:***

требуемую пропускную способность в соответствии с техническими условиями на кабельную продукцию и условиями прокладки;

термическую устойчивость при коротком замыкании;

нормированные уровни изоляции;

низкие диэлектрические потери;

минимальную массу и габариты, облегчающие его прокладку в кабельных сооружениях и в земле на сложных участках;

влагостойкость и коррозионную защиту;

минимально возможный радиус изгиба;

возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;  
возможность прокладки кабелей при температуре до  $-20^{\circ}\text{C}$  без предварительного подогрева;  
минимальные затраты на эксплуатацию и ремонт кабельных линий;  
стойкость к механическим повреждениям;  
большие строительные длины;  
при необходимости применять силовые кабели со встроенным оптоволоконным;

экологичность и безопасность;  
кабельные линии 0,4кВ применять с изоляцией из сшитого полиэтилена;  
кабельные линии 10-20кВ применять с изоляцией из сшитого полиэтилена (антивандальная продукция не представляющая интерес при хищении цветных металлов) или марки АСБ (рекомендовано при прокладке в земле со средней и высокой коррозионной активностью грунта, в процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям, может использоваться как для наклонных, так и для горизонтальных трасс и т.д.).

В кабельных сооружениях и производственных помещениях должны применяться кабели, не распространяющие горение и с низким выделением токсичных газов.

Кабельные линии напряжением 6-220кВ рекомендуется выполнять кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена.

#### **4.3.2.3. Требования к кабельной арматуре**

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 1 до 20кВ, включая муфты на трехжильный кабель в одной оболочке должна применяться:

термоусаживаемая кабельная арматура, прошедшая аттестацию в АО «Астана-РЭК»;

кабельная арматура холодной усадки, прошедшая аттестацию в АО «Астана-РЭК»;

Трубки и изоляторы концевых муфт наружной установки, используемые на кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжении 6-20кВ, должны:

- противостоять тренинговым явлениям;
- быть устойчивыми к эрозии и ультрафиолетовому излучению;
- сохранять характеристики при перепадах температуры;
- сохранять работоспособность в различных условиях эксплуатации.

Термоусаживаемая кабельная арматура должна быть выполнена из негорючих материалов для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и с бумажно-пропитанной изоляцией на напряжение от 1 до 20кВ.

При установке кабельных муфт, не распространяющих горение, в коллекторах допускается не устанавливать дополнительные защитные кожухи.

#### **4.3.2.4. Защита от перенапряжений кабельных линий**

Для защиты КЛ 110-220кВ от коммутационных перенапряжений должны устанавливаться нелинейные ограничители перенапряжений, во взрывобезопасном исполнении, с фарфоровой или полимерной (силиконовой) изоляцией, не требующие обслуживания в течение всего срока эксплуатации.

Для защиты КЛ напряжением 6-20кВ от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью, а также для исключения перехода ОЗЗ в многофазное КЗ, рекомендуется применять устройства релейной защиты, действующей на отключение поврежденных линий.

В кабельных сетях, находящихся в эксплуатации для ограничения перенапряжений, локализации возможных повреждений, а также с целью повышения безопасности и надежности КЛ, рекомендуется выбрать режим заземления нейтрали сети 20/10кВ через низкоомный резистор.

Во вновь строящихся кабельных сетях рекомендуется производить заземление нейтрали также через высокоомный или низкоомный резисторы, в зависимости от расчетного режима сети.

#### **4.3.2.5. Требования к технологиям прокладки кабельных линий**

Работы по прокладке новых и реконструкции существующих кабельных линий всех классов напряжений должны проводиться на основании инженерно-геологических изысканий грунтов в зоне их прокладки. Предпочтительной является прокладка кабельных линий в земле (траншее). Трасса кабельных линий при прокладке в грунте должна выбираться за пределами охранных зон автомобильных дорог, железнодорожных путей, инженерных коммуникаций и зон зеленых насаждений.

При рассмотрении (согласовании) проектов по строительству многоквартирных жилых комплексов, больниц, школ и т.д. предусматривать расположение РП/ТП (встроенных) в местах, где электрические кабельные линии 10 кВ не будут проходить по внутренним помещениям зданий (техническим помещениям, паркингам и т.д.)

При строительстве новых КЛ или реконструкции существующих в черте города, на территории промышленных предприятий, при пересечении транспортных коммуникаций и других искусственных или естественных препятствий, рекомендуемым способом прокладки, является горизонтальное направленное бурение.

На территории подстанций и распределительных устройств кабельные линии рекомендуется прокладывать по эстакадам, в туннелях, коробах, каналах до ограждения подстанций.

В подстанционном туннеле кабельные линии напряжением 6-20кВ должны прокладываться, как правило, без устройства соединительных муфт.

В кабельных сооружениях рекомендуется прокладывать кабельную продукцию целыми строительными длинами.

Прокладка силовых кабелей пучками или многослойно не допускается.

***При прокладке кабелей в кабельных сооружениях необходимо выполнять следующие требования:***

применять кабели с изоляцией в оболочке из материала, не поддерживающего и не распространяющего горение;

применять металлоконструкции в кабельных сооружениях с цинковым антикоррозионным покрытием;

исключать совместную прокладку в кабельных сооружениях кабелей 6-35 кВ с кабелями высокого напряжения, за исключением технологических кабелей подземного сооружения;

прокладывать взаимно резервируемые кабели по различным кабельным трассам или разносить их по разным сторонам/уровням кабельных сооружений с целью исключения возможности их одновременного повреждения;

отделять технологические кабели от силовых кабелей негорючей перегородкой с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа;

оборудовать кабельные сооружения устройствами пожарной и охранной сигнализации с выводом предупредительных и тревожных сигналов на диспетчерский пункт АО «Астана – РЭК».

#### **4.3.2.6. Методы испытания и диагностики силовых кабельных линий**

В сетях АО «Астана-РЭК» применяется распространенные типы силовых кабельных линий с бумажно-пропитанной изоляцией и из сшитого полиэтилена (СПЭ).

Методы испытаний кабельных линий из сшитого полиэтилена отличаются от бумажно-пропитанной изоляции. Если для КЛ с бумажно-пропитанной изоляцией применяется постоянное напряжение для испытания, то для изоляции из сшитого полиэтилена в международных стандартах МЭК 60502-2, HD 620 рекомендуется испытание КЛ проводить переменным напряжением, в том числе пониженной частотой 0,1Гц, так как воздействия испытательного постоянного напряжения величиной до  $10 U_0$  является *разрушающим*. При испытаниях силовых кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией применение этого метода позволяет в значительной степени уменьшить испытательное напряжение по сравнению с испытаниями постоянным напряжением.

Диагностика, как правило, выполняется неразрушающими методами, т.е. методами, не приводящими к старению изоляции. Она позволяет определить не только техническое состояние, но и локализовать имеющиеся дефекты. Комплексная диагностика различными методами неразрушающего контроля дает возможность оценить степень старения изоляции и ориентировочно рассчитать остаточный ресурс кабеля.

##### Цель испытания и диагностики:

- развитие внедренной системы диагностики позволит получить более полную и достоверную информацию о надёжности и состоянии кабельных линий.

- полное обновление нормативно-технической документации в области испытания и диагностики, а так же внедрения новейших стандартов, модернизация эксплуатации кабельных линий.



#### 4.4. Ограничения по применению оборудования и материалов

Запрещаются к применению при реконструкции, техническом перевооружении и новом строительстве распределительных электросетевых объектов:

##### ***На ПС110-220кВ:***

схемы первичных соединений ПС110-220кВ с отделителями и короткозамыкателями;

схемы первичных соединений ПС110-220кВ с безпортальным приемом ВЛ;

трансформаторы и реакторы со сроком службы менее 25 лет;

воздушные и масляные выключатели;

гидравлические и пневматические привода к высоковольтным выключателям;

разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией с ручным приводом;

ТН с емкостными делителями для систем АСКУЭ;

аккумуляторные батареи открытого исполнения и со сроком службы менее 15 лет;

вентильные разрядники всех типов;

открытые шкафы собственных нужд, в которых не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током.

##### ***На ТП 6-20/0,4кВ, РП 6-20кВ:***

комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4кВ шкафного типа с вертикальным расположением оборудования;

трансформаторы с расчётным сроком службы менее 25 лет;

воздушные выключатели и малообъёмные масляные выключатели;

распределительные пункты, выполненные из отдельных ячеек КРУН;

вентильные разрядники.

##### ***На воздушных линиях 110-220кВ:***

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

полимерные изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки защитной оболочки;

стальные грозозащитные тросы без антикоррозионного покрытия;

вентильные и трубчатые разрядники;

лакокрасочные покрытия и технологии их нанесения на металлоконструкции опор, не прошедшие сертификацию;

гасители вибрации одночастотные типа ГПГ.

##### ***На воздушных линиях 0,4-20кВ:***

при реконструкции и новом строительстве неизолированные провода на ВЛ напряжением 0,4кВ;

неизолированные провода марки А (алюминий);

полимерные изоляторы серии ЛП и ЛПИС с оболочкой из полиолефиновой композиции и изоляторы, изготовленные методом пореберной сборки

защитной оболочки;

устройства защиты от повреждений при воздействии электрической дуги и искровые промежутки на ВЛЗ 6-20кВ (за исключением длинно-искровых разрядников);

трубчатые разрядники 6-10кВ.

***На кабельных линиях:***

силовые маслонаполненные кабели напряжением 35-110-220кВ;

силовые кабели, не отвечающие действующим требованиям по пожарной безопасности и выделяющие большие концентрации токсичных продуктов при горении.

#### **4.5. Электромагнитная совместимость**

Мероприятия по электромагнитной совместимости технических средств должны отвечать требованиям нормативно-технических документов по ЭМС и обеспечивать:

защиту оборудования подстанций, а также электронных и микропроцессорных устройств от электромагнитных помех;

выравнивание потенциала на заземленном оборудовании и в контуре заземления подстанции;

защиту от статического и наведенного электрического потенциала.

Электромагнитные воздействия не должны приводить к повреждению и нарушениям в работе вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи.

Все электронные и микропроцессорные устройства, установленные на электросетевых объектах, должны быть испытаны на помехоустойчивость в соответствии с требованиями ГОСТР51317.6.5.

В проектах, на строительство новых трансформаторных подстанций, их технического перевооружения или реконструкции, а также при применении на подстанциях отдельных микропроцессорных и электронных устройств, должен разрабатываться раздел по ЭМС. В данном разделе должны определяться мероприятия по обеспечению электромагнитной обстановки, при которой обеспечивается надежная работа вторичного оборудования, систем защиты, управления и связи исключаящее их повреждение от электромагнитного воздействия.

При вводе трансформаторных подстанций в эксплуатацию должна проводиться проверка электромагнитной обстановки на территории объекта с выполнением условий ЭМС.

#### **4.6. Метрологическое обеспечение**

Целью метрологического обеспечения (МО) производства в АО «Астана – РЭК» является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

Приоритетными направлениями единой технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- соблюдение требований **Закона Республики Казахстан «О техническом регулировании», Закона Республики Казахстан «Об обеспечении единства измерений»**, соблюдение требований стандарта СТ РК ISO 50001 «Системы энергетического менеджмента»;

- обеспечение единства и требуемой точности измерений, повышение уровня метрологического обеспечения надежности работы электрических сетей, станций и средств механизации;

- проведение единой технической политики и руководство работами по обеспечению единства и требуемой точности измерений, организация проведения метрологического контроля и надзора в компании;

- внедрение в практику современных методов измерения, внедрение автоматизированного контрольно-измерительного оборудования и средств измерений (СИ), направленных на повышение надежности и технического уровня электрических сетей;

- метрологическое обеспечение с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;

- применение документации и стандартов в области метрологического обеспечения в соответствии с требованиями законодательства РК;

- взаимодействия с государственными органами по вопросам обеспечения единства измерений;

- подготовка информационных материалов по вопросам деятельности Службы метрологии (СМ), учет основных показателей, характеризующих деятельность. Сбор сведений и материалов от подразделений, необходимых для обеспечения единства и требуемой точности измерений. Изучение потребности АО «Астана-РЭК» в средствах измерения, подготовка предложений по их приобретению;

- осуществление контроля за состоянием, хранением и правильной эксплуатацией средств измерений АО «Астана-РЭК»;

- перевод СИ в индикаторы согласно СТ РК 2.8-2018 «Порядок перевода средств измерений в индикаторы»;

- организация поверки средств измерений, контрольно-измерительного и испытательного оборудования АО «Астана-РЭК»;

- организация работ и участие в оценке состояния измерений в аналитических, испытательных и измерительных лабораториях;

- подготовка и повышение квалификации персонала СМ в области метрологии.

Все СИ, применяемые на объектах АО «Астана-РЭК», должны отвечать следующим требованиям:

- метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра, согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;

- СИ должны быть поверены или калиброваны в установленном порядке, иметь действующий сертификат и/или клеймо о поверке или калибровке, с записью в эксплуатационных документах. СИ должны находиться в исправном

состоянии;

- вновь устанавливаемые при аварийной замене СИ должны быть аттестованы на соответствие требованиям АО «Астана РЭК».

Измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерения.

Должны быть исключены из цикла измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии СИ, не имеющие действующий сертификат и/или клеймо о поверке или калибровке.

Плановая замена СИ, имеющих сверхнормативный износ, осуществляется в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования;  
- модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межкалибровочным, межповерочным интервалом.

#### **4.7. Эксплуатация распределительных сетей и организация ремонтов**

**Организация эксплуатации распределительных электрических сетей должна быть направлена на:**

обеспечение надежного (безаварийного) функционирования сетей;  
повышение управляемости и автоматизации электросетевых объектов;  
сокращение времени и частоты отключения потребителей;  
снижение эксплуатационных издержек и потерь электрической энергии;  
внедрение надежных методов и средств диагностики технического состояния оборудования сетей без его отключения;

создание необходимого эксплуатационного и аварийного запаса оборудования, изделий и материалов по условиям надежности и риска отказа, а также условий их доставки до мест установки.

Одним из шагов, обязательных для выполнения этих задач, является внедрение современной системы управления активами, техническим обслуживанием и ремонтными работами.

Оценку технического состояния электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов рекомендуется выполнять с использованием критериев надежности и срока службы оборудования на основе разработанных и утвержденных методик определения (расчёта) физического износа электро-сетевых объектов.

Решение о продлении сроков эксплуатации элементов электрической сети должно приниматься на основании:

данных о текущем состоянии оборудования, конструкций и изделий, формируемых по материалам документальных и технических аудитов;

результатов проведения функциональной диагностики и испытаний, а также с учетом оценки выявленных дефектов и вероятности их развития до

отказов или аварийных ситуаций.

***Технические требования к организации ремонтов в распределительных электрических сетях:***

переход к организации ремонтов на принципах выполнения работ по критериям технического состояния сетей для существующего оборудования со сроком эксплуатации не более 25 лет для остального оборудования установить периодичность работ по ТОиР с определением эффективного минимума ключевых характеристик его эксплуатации;

сокращение продолжительности и объемов выполнения ремонтных работ;

переход к ремонтам электрических сетей под напряжением.

***Для организации ремонтов электрических сетей 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;

применять оборудование, изделия и материалы, с большим эксплуатационным ресурсом не требующих технического обслуживания и ремонтов в течение срока службы;

устанавливать коммутационные аппараты с большим числом включений/отключений (не менее 12000 циклов) и конструктивно выполненных под их обслуживание под напряжением;

использовать арматуру, приспособленную для удобного отсоединения и подключения элементов сети под напряжением;

применять изоляторы новых конструкций, позволяющих выполнять ТОиР проводов и шин под напряжением;

применять устройства РЗА, обеспечивающие самоконтроль исправности и готовность к работе, не требующие отключения электроустановок для ремонтов и проверок, с возможностью ввода режима «работа на объекте» с автоматическим запретом функций АПВ и АВР;

применять защитные средства, устройства и ограждения, обеспечивающие безопасную работу персонала на не отключённых токоведущих частях.

Планирование ремонтов должно осуществляться на основе оценки текущего технического состояния электрооборудования для обеспечения бесперебойной и надежной передачи электрической энергии конечному потребителю.

**Организация ремонтов должна осуществляться с учетом:**

совершенствования методов организации управления и планирования ремонтами;

анализа показателей технического состояния оборудования и электросетевых объектов в целом до и после ремонта по результатам диагностики;

функционального выделения персонала для работ по техническому

обслуживанию и ремонтам;

применения новых технологий обслуживания и ремонта;  
применения для проведения ремонтов современных, высокотехнологичных и безопасных оборудования, инструментов и приспособлений;

обучения и регулярного проведения тренировок персонала;  
применения методов проведения ремонтов для различных типов оборудования с учетом факторов риска и надежности;

повышения надежности и безопасности работы оборудования, снижения аварийности и несчастных случаев;

моделирования показателей эффективности электрической сети при различных вариантах ремонтных схем, а также гибкости и возможности изменения схем электрических сетей;

расчетов вероятности отказов и времени ремонта оборудования.

разработки и совершенствования нормативно-технической, методической документации и технологических карт на выполнение ремонтов.

#### **4.7.1. Создание единой системы управления распределенными ресурсами для производства аварийно-восстановительных работ при сложных технологических нарушениях природного и техногенного характера**

**Повышение надежности функционирования электрической сети должно реализовываться через сбалансированное решения двух основных задач:**

повышение физической (механической устойчивости) объектов электросетевого комплекса к форс-мажорным воздействиям;

развитие системы управления распределенными ресурсами при производстве аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики в условиях чрезвычайной ситуации (далее – СУРР АВР ЧС) с целью оперативного восстановления электроснабжения потребителей.

Учитывая низкую периодичность возникновения массовых (сложных) технологических нарушений, а также значительную площадь территории, занимаемой объектами распределительных электрических сетей, приоритет должен отдаваться внедрению СУРР АВР ЧС, над полномасштабным усилением (заменой) электросетевых объектов.

СУРР АВР ЧС должна повышать эффективность принятия управленческих решений при производстве аварийно-восстановительных работ в электросетевом комплексе, обеспечивать контроль их реализации и информирования руководства АО «Астана – РЭК».

Систему предполагается использовать при возникновении аварий и ЧС распределительном электросетевом комплексе на объектах напряжением 0,4-110кВ, находящегося на балансе АО «Астана – РЭК».

Система должна представлять собой автоматизированный программный комплекс, формируемый на базе геоинформационной платформе и обеспечивающий:

автоматизацию сбора и представления информации о последствиях

аварий и чрезвычайных ситуаций и ходе проведения аварийно-восстановительных работ, а также обеспечение доступа к ней всех заинтересованных лиц;

эффективное управление ресурсами, задействованными при ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций, в том числе обеспечение соответствия привлекаемых ресурсов (количество и профиль бригад, спецтехники и материалов) масштабам и конкретным видам аварийно-восстановительных работ;

визуализацию представляемой информации аварийно-восстановительных работ, с возможностью масштабирования, получения информации об электросетевом объекте, в том числе о наличии и размещении ресурсов, используемых при их производстве, а также другой справочной информации.

Программа по внедрению СУРР АВР ЧС должна включать в себя следующие основные направления:

разработку административных регламентов взаимодействия организаций и ведомств, создание единого координационного органа на базе действующего ситуационно-аналитического центра г. Нур-Султан;

формирование в каждом подразделении модуля аварийного запаса, а также общей базы данных о наличии аварийного запаса оборудования и материалов, аварийно-восстановительных бригад (с указанием профиля и квалификации персонала), специальной техники и механизмов. Для каждого ресурса должна быть описана логистика и другие параметры, характеризующие оперативность развертывания ресурса;

разработку и внедрение автоматизированных систем управления распределенными ресурсами при АВР ЧС на базе геоинформационных систем (ГИС), позволяющих в режиме реального времени контролировать объекты, наличие и движение ресурсов (бригад, техники, материалов и т.п.); интеграция базы данных ресурсов в автоматизированную систему;

разработку и внедрение современных средств мониторинга и диагностики территориально-распределенных объектов электросетевого комплекса;

дистанционной диагностики параметров электросетевого оборудования с определением состояния изоляции, температуры токоведущих частей, химического состава изоляционных материалов;

программно-технические комплексы, обрабатывающие поступающие с электросетевых объектов данные телеметрии и позволяющие осуществлять дистанционное управление объектами.

#### **4.7.2. Построение оптимальных модулей и стратегии аварийно-восстановительных работ**

Для ликвидации последствий аварийных ситуаций необходимо создать модульную систему складирования и хранения аварийного запаса, состоящего из:

опор линий электропередачи;

проводов;

линейной арматуры;

кабельной продукции для организации временного электроснабжения потребителей;

соединительные и концевые муфты;  
изоляторы

передвижных подстанций, а также мобильных аварийных и резервных электростанций для организации временного электроснабжения потребителей.

К каждому модулю должен быть приписан набор технических средств, находящийся на балансе предприятия и штатное расписание аварийных бригад, закреплённых за каждым модулем, сформированное из работников соответствующих специальностей.

Место нахождения модуля должно располагаться на охраняемой территории.

Аварийный запас должен храниться в специально отведенных местах. Запрещается его хранение вместе с материалами и оборудованием, предназначенными для плановых ремонтов и других работ.

Хранение материалов, и конструкций должно обеспечивать их исправное состояние, возможность быстрого получения и погрузки.

Техническое состояние аварийного запаса должно периодически проверяться инженерно-техническим персоналом, но не реже двух раз в год. При выявлении каких-либо нарушений в комплектовании или хранении аварийного запаса необходимо немедленно принимать меры к их устранению.

Аварийный запас должен создаваться и пополняться из централизованных поступлений материальных ресурсов, выделяемых на ремонтно-эксплуатационные нужды электрических сетей, а формироваться за счет оборотных средств.

На напряжении 0,4 - 220кВ в качестве изоляторов рекомендуется применять стеклянные или полимерные изоляторы имеющие меньшие весовые характеристики и позволяющие производить их быстрый монтаж.

Запас кабельной продукции должен состоять из кабелей с пластмассовой изоляцией, и укомплектован быстромонтируемой арматурой (соединительными и концевыми муфтами наружной установки).

Набор технических средств аварийных бригад должен обеспечивать бесперебойный ритм аварийно-восстановительных работ за минимальный промежуток времени и должен включать:

средства для транспортировки опор или другой автотранспорт высокой проходимости для перевозки элементов опор, проводов, линейной арматуры, кабельной продукции;

бурильно-крановые машины (БКМ) для сверления котлованов под опоры диаметром 350 мм и 800 мм;

автокраны грузоподъёмностью обеспечивающей установку опор ВЛ;

бульдозеры для расчистки территории и доставки в случае необходимости опор и материалов к месту их установки и монтажа;

автовышки для монтажа линейной арматуры и проводов;

автотранспортные средства высокой проходимости для доставки ремонтных бригад к месту производства аварийно-восстановительных работ;

передвижные электростанции для обеспечения электроэнергией мест аварийно-восстановительных работ;

инструмент необходимый для осуществления аварийно-восстанови-



тельных работ, в т.ч. сварочный аппарат, работающий от передвижной электростанции.

Объем модуля, по хранившимся там ресурсам (опоры, провода, линейная арматура, кабельная продукция), должен определяться с учётом степени износа электросетевых объектов и их процентной доли в общем объеме сетевой зоны, охватываемой данным модулем.

Количественные данные должны определяться по методическим указаниям, определяющим величину аварийного запаса, необходимого для ликвидации последствий массовых повреждений электросетевых объектов в результате воздействия погодных аномалий.

#### **4.8. Реконструкция и новое строительство электросетевых объектов**

Реконструкция, техническое перевооружение и новое строительство распределительных электрических сетей напряжением 0,4-220кВ должны осуществляться на основе разработанных и утверждённых Схем развития электроэнергетики города.

В Схемах определяются физические объёмы работ и объёмы финансирования по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству, с учётом перспективного развития сетей, их модернизации с разбивкой по годам реализации.

***Проектирование, реконструкция, техническое перевооружение и новое строительство электросетевых объектов должно производиться на основе:***

исходно-разрешительной документации и согласований с организациями, чьи интересы затрагивают работы на электросетевых объектах;

инженерно-геодезических и инженерно-геологических изысканий;

экологических изысканий;

санитарных и противопожарных требований.

При реконструкции и техническом перевооружении действующего оборудования следует стремиться к максимально возможной унификации (как по номенклатуре, так и по производителю), в целях снижения затрат на эксплуатацию, обслуживание и ремонт. Унификация должна предусматриваться для однотипного оборудования внутри энерго предприятия. При этом необходимо выбирать наиболее оптимальные решения, предлагаемые отечественными и зарубежными производителями. Должно применяться современное, мало обслуживаемое и необслуживаемое электротехническое оборудование, современные высокотехнологичные изделия и материалы, а также передовые инновационные технологии обслуживания и эксплуатации сетей.

Срок службы оборудования, применяемого при новом строительстве и реконструкции подстанций, должен быть не менее 25 лет, силовых трансформаторов не менее 25 лет, аккумуляторов не менее 25 лет. Срок службы новых ВЛ должен составлять не менее 50 лет.

Совершенствование систем электроснабжения с целью повышения уровня эксплуатации, а также экономичности и энергоэффективности производства должно идти по пути внедрения в производство передовых технологий отрасли

при формировании и исполнении ремонтных и инвестиционных программ, а именно:

- 1) внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям;
- 2) применения устройств ПА, способных к самодиагностике, а также к контролю состояния вторичных цепей от измерительных трансформаторов и других устройств;
- 3) диспетчеризация электрических сетей с обеспечением контроля параметров в узловых точках распределительных сетей;
- 4) применение диагностического мониторинга, который должен осуществлять оперативное диагностирование текущего технического состояния оборудования, своевременное выявление возникающих дефектов и прогнозирование сроков их развития;
- 5) модернизация существующих и строительство новых подстанций нового поколения;
- 6) внедрение на ВЛ напряжением 110-220кВ современных геоинформационных технологий, обеспечивающих получение объективной информации о параметрах и характеристиках ВЛ, а также способствующих повышению надежности функционирования линейного объекта и предупреждению возникновения аварийных ситуаций;
- 7) применение для повышения надежности работы ВЛ-10кВ автоматических пунктов секционирования участков ВЛ-10кВ для автоматического переключения сети, осуществления автоматического отключения (выделения) поврежденного участка, выполнения АПВ включение линии, выполнения автоматического сбора информации о параметрах режимов работы сети и передачи данных о состоянии сети с применением телемеханики, применения микропроцессорных систем РЗА;
- 8) Применение на ВЛ самонесущих изолированных проводов СИП;
- 9) оснащение электрических сетей приборами автоматизации, контроля и учета электрической энергии, внедрение автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии;

#### **4.9. Диагностика оборудования, формирование АСУ ТоиР, мониторинг распределительных сетей**

**Диагностика и мониторинг основного оборудования подстанций должна строиться на принципах:**

- внедрения неразрушающих методов контроля;
- применения средств диагностики и мониторинга основного оборудования;
- диагностика измерительных трансформаторов, коммутационного оборудования;
- диагностики состояния оборудования и его мониторинг преимущественно без отключения напряжения;
- внедрения единых информационно-диагностических систем для получения оперативного доступа к информации о техническом состоянии оборудования;
- непрерывного контроля показателей качества электроэнергии.

### **Диагностика и мониторинг кабельных линий**

В кабельных сетях следует применять неразрушающие методы диагностики состояния изоляции кабеля с прогнозированием её состояния. Основным методом неразрушающего контроля следует считать контроль зависимости тока утечки от времени и напряжения.

Для решения проблемы защиты кабелей от однофазных замыканий на землю необходимо применять:

устройства и систему автоматизированного контроля изоляции и технической диагностики;

внедрение системы температурного мониторинга кабельных линий электропередачи;

контроль за перенапряжениями в кабельных сетях и состоянием параметров изоляции КЛ;

контроль за рабочим состоянием коммутационных аппаратов и устройств РЗА, обеспечивающих защиту кабельных линий.

На основе автоматизированной системы управления активами рекомендуется осуществлять техническое обслуживание и ремонт распределительных электрических сетей, базирующейся на объективных данных о техническом состоянии оборудования сетей, его аварийности, ремонтпригодности и степени риска дальнейшей эксплуатации.

#### **4.10. Регламентирование основных технических решений при осуществлении технологических присоединений к электрическим сетям**

Присоединение потребителей к распределительным электрическим сетям должно реализовываться на принципах не дискриминационного доступа.

Технические решения, реализуемые при присоединении потребителей, не должны влиять на общую надёжность распределительных электрических сетей соответствующего класса напряжения, а также на качественные (нормированные) показатели электрической энергии.

#### **4.11. Мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в электросетевом комплексе**

Целью реализации мероприятий по энергосбережению является повышение эффективности функционирования распределительного электросетевого комплекса за счет внедрения комплекса организационных и технических мероприятий, направленных на снижение технических и коммерческих потерь электроэнергии при её передаче.

При строительстве новых и реконструкции существующих электросетевых и инфраструктурных объектов должны применяться строительные материалы, оборудование, изделия и технологии, направленные на энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также не приводящие к существенному росту стоимости строительства.

При выборе энергосберегающих технологий необходимо руководствоваться комплексными подходами, которые должны учитывать результаты энерго

аудитов, вариантность предлагаемых технических решений, технологий и оборудования, а также расход энергетических ресурсов на производственные и хозяйственные нужды.

Энергосберегающие технологии должны обеспечивать оптимальную загрузку основного электросетевого оборудования и использование оборудования с низким уровнем технологических потерь электроэнергии.

Применение оборудования и технологий должны исключать несанкционированное (без учетное) потребление электрической энергии. Для соединения ответвлений от ВЛ 0,4 кВ с внутренней проводкой, в качестве ответвительных зажимов, необходимо предусматривать комплекты одноразовых, прокалывающих, ответвительных, герметичных зажимов со срывной головкой (типа ЗПО или аналогичные).

В качестве энергосберегающих элементов и методов на электросетевых объектах рекомендуется применять:

- силовые трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии;
- электронные счетчики электроэнергии с классом точности 1.0;
- оборудование собственных нужд с низким энергопотреблением.

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

- технологии утилизации тепла, выделяемого силовыми трансформаторами;
- тепловые насосы, совмещенные комбинированные системы кондиционирования и системы отопления подстанций, тепловые накопители;
- системы управления энергопотреблением зданий, основанных на принципах «Smarthouse».

С целью реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, требуется разработка следующих документов:

- методики нормирования потерь электрической энергии;
- методики многокритериального отбора и оценки энергоэффективности проектов и порядка их реализации;
- регламентирование энергосберегающих мероприятий посредством внедрения системы менеджмента качества, соответствующей требованиям международного стандарта ISO 9001.

#### **4.12. Выполнение требований пожарной безопасности**

Пожарная безопасность электросетевых объектов должна отвечать требованиям следующих документов:

закон Республики Казахстан от 19.11.2004 г. «О техническом регулировании» и техническому регламенту «Общие требования пожарной безопасности».

Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий Республики Казахстан РД 34 РК.0-03.301-04 (ППБС РК-19-2004).

Пожарной безопасности (ППБ-01-03), а также иных документов, содержащих требования по пожарной безопасности и утвержденных в

установленном порядке.

Система пожарной безопасности должна быть направлена:

на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара, в том числе их вторичных проявлений;

на сохранение и защиту имущества при пожаре;

на предупреждение причин возникновения пожара.

Система обеспечения пожарной безопасности объекта должна включать в себя:

систему предотвращения пожара;

систему противопожарной защиты (в т.ч. по необходимости применение системы автоматического пожаротушения);

комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

На каждом объекте должны быть разработаны инструкции о мерах по пожарной безопасности, а все работники допускаться к работе после прохождения противопожарного инструктажа.

#### **4.13. Охрана труда и производственный контроль**

Основными направлениями Технической политики в области обеспечения безопасности персонала и производственного процесса является проектирование и строительство зданий, сооружений и электросетевых объектов с применением прогрессивных решений, обеспечивающих низкий уровень производственного риска.

Основной целью в области охраны труда является обеспечение безопасных условий труда при осуществлении производственной деятельности путем:

выполнения нормативных требований в области охраны труда;

организации профилактической работы по недопущению производственного травматизма и профзаболеваний;

проведения работы с персоналом в области охраны труда (инструктажи, тренировки, обучение и т.д.);

обеспечения персонала современными средствами индивидуальной и коллективной защиты, согласно действующим нормативам и требованиям;

обеспечения условий труда на рабочих местах, отвечающих санитарно-гигиеническим требованиям и нормам (аттестация рабочих мест);

обеспечения допуска к осуществлению производственной деятельности работников, состояние здоровья которых соответствуют характеру выполняемых ими работ;

проведение медосмотров, реабилитационных мероприятий по восстановлению здоровья, обеспечение санитарно-бытовыми помещениями и т.д.;

страхования персонала от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний.

При техническом обслуживании и проведении регламентных работ необходимо обеспечивать выполнение требований охраны труда и производственный контроль в части:

оснащения ремонтного и оперативного персонала основными и

дополнительными изолирующими средствами, позволяющими проводить работы на не отключённых установках или вблизи токоведущих частей, а также спецодеждой, соответствующей условиям выполнения работ;

повышения квалификации и регулярного проведения тренировок персонала на специально оборудованных базах, полигонах, в том числе, в искусственно создаваемых там аварийных ситуациях;

обучения и систематической проверки знаний по технике безопасности.

В целях постановки регулярного управления деятельностью по охране труда внедряется в АО «Астана – РЭК» на постоянной системной основе мероприятий по охране здоровья и безопасности труда в соответствии с требованиями стандартов ISO 45001:2019.

#### **4.14. Экологическая безопасность**

Техническая политика в области экологии должна быть направлена на снижение негативного воздействия на окружающую среду и рациональное использование природных ресурсов.

Основными принципами Технической политики в области экологии должны явиться:

учёт приоритета экологической безопасности как составной части национальной безопасности;

ответственность за обеспечение охраны окружающей среды при развитии распределительного сетевого комплекса;

рациональное использование природных ресурсов при передаче, распределении и потреблении электрической энергии.

Мероприятия в области экологии должны предусматривать:

минимизацию воздействий на окружающую среду при строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении электросетевых объектов;

восстановление и рекультивацию земель, нарушенных в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации электросетевых объектов;

постепенный вывод из эксплуатации маслонаполненного коммутационного оборудования с его поэтапной заменой на оборудование с применением современных, экологически безопасных диэлектриков;

обустройство системы масло приемных устройств ПС с использованием современных технологий (полимерных покрытий маслоприемников) с целью соответствия эксплуатации объектов электросетевого хозяйства современным требованиям по охране окружающей среды при строительстве новых подстанций;

применение оборудования, не требующего специальных мероприятий по его утилизации;

мероприятия по защите зон жилой застройки от повышенного (выше допустимых санитарных норм) акустического загрязнения, вызванного работой электротехнического оборудования;

применения самонесущих изолированных и защищенных проводов, позволяющих снизить экологически вредное воздействие от хозяйственной деятельности на окружающую среду;

обеспечение надлежащего технического состояния автомобильного парка в целях снижения выбросов в атмосферу CO, CO<sub>2</sub>CH, а также загрязнение почвы автомобильными маслами и технологическими жидкостями.

В целях реализации принципов Технической политики в области экологии при новом строительстве, реконструкции, расширении и техническом перевооружении **запрещается применять:**

- маслонаполненные высоковольтные вводы;
- маломасляные и масляные выключатели классов напряжений 6-220кВ;
- маслонаполненные кабели всех уровней напряжения;
- установки стационарных батарей из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов, выделяющих водород при работе зарядных устройств;
- оборудование, содержащее иные опасные и токсичные вещества.

В целях организации регулярного управления деятельностью в области экологии, рекомендуется внедрение в АО «Астана – РЭК» системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями казахстанских и международных стандартов, в том числе ISO 14001:2016.

#### **4.15. Система управления рисками**

При реализации Технической политики в АО «Астана – РЭК» должна быть разработана и эффективно функционировать система управления рисками (далее – СУР), необходимая для унификации единых принципов организации, реализации контроля процессов управления рисками.

Основные цели, достигаемые за счет использования СУР:

- обеспечение непрерывности передачи электроэнергии;
- сохранение активов и поддержание эффективности бизнеса;
- обеспечение разумной гарантии достижения стратегических задач.

Принципы и требования, предъявляемые при создании и функционировании СУР:

- системный подход;
- конкретный субъект ответственности за управление рисками;
- кросс-функциональное взаимодействие между структурными подразделениями;
- единый информационный канал;
- разделение уровней принятия решений;
- привязка к целям;
- движение рисков снизу вверх и сверху вниз;
- экономическая эффективность управления рисками;
- контроль эффективности управления рисками.

Управление рисками осуществляется через идентификацию рисков, их оценку и реализацию мероприятий по управлению рисками.

Мероприятия по управлению рисками разрабатываются с целью снижения степени воздействия риска либо вероятности его возникновения.

Мероприятия по управлению рисками могут быть направлены на:

- устранение источников риска;

ослабление влияния источников риска;  
минимизацию (изменение) последствий риска;  
локализацию (ограничение) последствий риска;  
комбинацию вышеизложенного.

При разработке мероприятий по управлению рисками необходимо руководствоваться следующим принципом: затраты на выполнение мероприятия не должны превышать эффект от минимизации риска, рассчитываемый как разность между произведениями вероятности и среднего ущерба текущего риска и остаточного риска. Под текущим риском понимается оценка риска на данный момент. Оценка остаточного риска – ожидаемая оценка риска после выполнения комплекса мероприятий по управлению рисками.

Информация о рисках должна содержаться в виде базы данных, реализованной на современной высокопроизводительной информационной платформе (в том числе средствами MS Office). База данных о рисках представляет собой полный спектр связанной информации, которая может быть представлена в виде реестра рисков и паспортов каждого из рисков.

Вновь создаваемые и действующие СУР в АО «Астана – РЭК» должны соответствовать требованиям стандарта ISO/IEC Guide 73:2009.

#### **Раздел 4. Реализация инновационной политики в распределительном электросетевом комплексе**

Основной целью реализации инновационной политики в распределительном электросетевом комплексе является создание сетей нового поколения, учитывающих мировые тенденции развития на основе применения современного высокотехнологичного оборудования и передовых технологий управления передачей, распределением и потреблением электрической энергии.

##### **4.1. Основные требования к применению нового оборудования и технологий**

Новое оборудование, изделия, материалы и технологии ранее не применявшиеся в АО «Астана – РЭК» должны соответствовать техническим требованиям и быть рекомендованным к применению техническим советом АО «Астана – РЭК». При прочих равных условиях приоритет должен отдаваться отечественным производителям.

##### **Основные требования к применению нового оборудования и технологий:**

срок заводской гарантии на оборудование должен быть не менее 5 лет;  
срок службы оборудования, изделий и материалов, применяемых на ПС 35-220кВ, РП и ТП 6-20кВ должен быть не менее 25 лет, при сроке службы подстанционных сооружений не менее 50 лет;

срок службы оборудования и материалов, применяемых на ВЛ и КЛ напряжением 35-110-220кВ должен быть не менее 40 лет;

срок службы оборудования и материалов на ВЛ и КЛ напряжением 0,4-20кВ должен быть не менее 30 лет.

При выборе нового оборудования, приоритет должен отдаваться не обслуживаемому или мало обслуживаемому оборудованию, а также



оборудованию, изделиям и материалам, в создании которых использованы энергосберегающие технологии, а их применение приводит к снижению эксплуатационных затрат по отношению к ранее применявшимся прототипам.

При применении зарубежного оборудования, необходимо учитывать имеющийся опыт его эксплуатации, располагать достоверной информацией о технических характеристиках, ресурсных показателях и надежности.

Конструкции и конструктивные элементы с использованием нового оборудования должны быть полной заводской готовности, быстро монтируемыми, а также обеспечивать удобство проведения монтажных, ремонтных и восстановительных работ, в том числе без снятия напряжения.

Организации, привлекаемые на электросетевые объекты для выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с применением новых технологий и оборудования должны быть укомплектованы соответствующими механизмами, инструментом и приспособлениями, а также предоставлять гарантию на выполняемые работы сроком не менее 2-х лет.

#### **4.2. Аттестация электротехнического оборудования и материалов**

Аттестация проводится с целью оценки соответствия предлагаемого к применению электротехнического оборудования, изделий, материалов и технологий требованиям действующих нормативно-технических документов, технических регламентов, стандартов организации и иных документов, которыми АО «Астана – РЭК» руководствуется в своей деятельности.

Электротехническое оборудование, технологии, изделия и материалы отечественного и зарубежного производства (далее – оборудование), закупаемые для нужд АО «Астана – РЭК», должны проходить обязательную аттестацию.

##### **При проведении аттестации должны решаться следующие задачи:**

исключение возможности поставок на электросетевые объекты оборудования, несоответствующего нормативным требованиям, а также условиям применения данного оборудования;

снижение риска финансовых потерь в случае неэффективного функционирования оборудования или его технологических отказов;

оформление документированного допуска на оборудование, предлагаемого к использованию на объектах распределительных электрических сетей;

обязательная русификация технической сопроводительной документации, надписей и интерфейса для оборудования, закупаемого за рубежом.

##### ***Обязательной аттестации подлежат:***

оборудование высокого, среднего и низкого напряжения, применяемые на подстанциях и линиях электропередачи;

аппаратура управления, релейной защиты и автоматики, включая аппаратуру противоаварийной автоматики;

средства АСУ ТП;

средства диспетчерского и технологического управления, информационно-измерительные и управляющие комплексы;

средства телемеханики и связи;  
средства контроля, измерений, мониторинга и диагностики;  
системы коммерческого учета;  
технологии, оборудование и устройства, применяемые при техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов;  
программные продукты прикладного значения, применяемые при проектировании и эксплуатации электросетевых объектов.

**Аттестация должна проводиться в следующих случаях:**

для вновь применяемого оборудования, включенного в список обязательной аттестации;  
при истечении срока действия заключения аттестационной комиссии;  
при внесении производителем конструктивных, функциональных и других изменений в аттестованное оборудование;  
при выявлении недостатков, дефектов и отказов в период эксплуатации, аттестованного оборудования.

### **4.3. Требования к разработке пилотных проектов**

Экспериментальное внедрение новых видов электротехнического оборудования, конструкций, изделий и материалов, а также новых технологий при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции распределительных электросетевых объектов, должно производиться через реализацию пилотных проектов.

**Статус пилотного проекта должен присваиваться проектам, обладающим следующими основными свойствами:**

наличием обоснованной потребности в применении новой техники или технологии;

новизной научно-технических подходов, заложенных в основу проектных решений, предполагающих достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности функционирования электросетевого объекта или электрической сети в целом;

наличием научно-технического задела и проведенных исследований в части разработки новой техники или технологии, позволяющих предполагать положительный результат от их внедрения.

Решение о придании статуса пилотного проекта должно являться прерогативой решения Правления АО «Астана – РЭК».

Должно осуществляться широкое информирование о положительных результатах внедрения пилотных проектов в профильных предприятиях г. Астана, с последующим тиражированием, примененных в них инновационных и передовых технических решений.

Пилотные проекты, внедрение которых требует значительного времени для анализа и оценки эксплуатационных показателей работы ранее не применявшегося оборудования, технологий или схемных решений, должны переводиться в опытно-промышленную эксплуатацию.

В отдельных случаях, по результатам реализации пилотных проектов могут

инициироваться и вноситься изменения в действующую нормативно – техническую базу.

## **Раздел 5. Управление Технической политикой**

### **5.1. Финансовое управление**

Под финансовым управлением в электросетевом комплексе необходимо понимать перечень процессов и функций, осуществляемых АО «Астана – РЭК» направленными на реализацию Технической политики.

Основными инструментами финансового управления Технической политикой являются:

- формирование экономически обоснованных тарифных решений;
- инвестиционное планирование и формирование инвестиционных программ;

- предварительная экономическая оценка и анализ эффективности внедрения новых решений, оборудования и технологий.

Тарифные решения, источники финансирования и их объемы должны определяться исходя из потребностей по новому строительству, реконструкции, расширению и техническому перевооружению с учетом схемных и технических решений, определенных Технической политикой.

Новые технические решения, не применявшиеся ранее, должны сопровождаться технико-экономическим обоснованием. Для разработки данного обоснования могут привлекаться специализированные научные и проектные организации.

Инвестиционное планирование и формирование инвестиционных программ должно производиться на основании экономически обоснованного применения современной техники и передовых технологий, а также по результатам оценки эффективности внедрения инновационных решений посредством реализации пилотных проектов.

Расходование финансовых средств, выделяемых в рамках инвестиционных программ на внедрение новой техники и технологий, а также на реализацию «пилотных» проектов и НИОКР должно вестись строго по целевому назначению.

Участником финансового управления Технической политикой являются подразделения финансово-экономического блока АО «Астана – РЭК».

Основные функции подразделений финансово-экономического блока АО «Астана – РЭК», в части финансового управления Технической политикой включают в себя:

- организацию системы финансового управления;
- организацию процессов финансово-экономического планирования, бизнес – планирования и составление бюджета;

- формирование и проведение тарифной политики;
- участие в разработке инвестиционной политики, долгосрочной и среднесрочной инвестиционной стратегии, контроль за эффективностью их реализации;

- организацию формирования бюджета доходов и расходов, а также

бюджетов подразделений;

исполнения бюджетов подразделений посредством использования методов корпоративного управления;

организацию и контроль исполнения КПЭ деятельности АО «Астана – РЭК» посредством использования методов корпоративного управления;

## 5.2. Нормативно-техническое управление

Основным принципом нормативно-технического управления Технической политикой является соответствие всех нормативно-технических документов АО «Астана – РЭК» требованиям настоящей Технической политики.

К данным документам относятся:

стандарты и правила организации;

регламенты и положения об основных процессах и видах деятельности;

положения о структурных подразделениях, центрах компетенции, создаваемых с целью реализации единой технической политики и принципах их функционирования;

внутренние нормативные акты и документы АО «Астана – РЭК».

С утверждением настоящей Технической политики необходимо провести комплексную ревизию внутренних нормативных и руководящих документов на предмет их соответствия настоящему Положению.

В случае несоответствия отдельных частей документа требованиям настоящей Технической политики, рассматриваемые части документа не применяются.

Утверждение настоящей Технической политики предусматривает последующую конкретизацию и развитие отдельных его разделов и требований с разработкой нормативно-технических, методических документов, а также стандартов и технических требований к оборудованию, изделиям, материалам и технологиям, предусмотренных к применению или внедрению в АО «Астана – РЭК» в соответствии с данным документом.

Перечень основных НТД, использующихся при реализации настоящей Технической политики, приведен ниже в таблице.

Таблица

№ п/п	Наименование НТД	Ожидаемые результаты
1.	Нормы технологического проектирования распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110-220кВ	Обеспечивают реализацию технических требований Положения через разработку проектной документации для распределительных электрических сетей при их новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении. Обеспечит единство требований при выполнении проектно-изыскательских работ.
2.	Регламент основных требований к составлению Схем развития электроэнергетики региона	Определение порядка разработки, единого формата предоставления документа и требования к разработке схем развития электроэнергетики с применением

		экономически обоснованных, технических и проектных решений организациями, привлекаемыми для их выполнения
3.	Регламент основных требований к составлению Схем развития районов распределительных электрических сетей напряжением 6-20кВ	Определение порядка и требования к разработке схем развития распределительных электрических сетей 6-20кВ, а также формата и объема, предоставляемых материалов
4.	Регламент требований по реализации магистрального принципа построения распределительных электрических сетей напряжением 6-20кВ	Результатом работы должен явиться нормативный документ, определяющий требования к организации высоконадежных, управляемых магистралей в сетях напряжением 6-20кВ
5.	Регламент основных требований к порядку проведения технических аудитов в АО «Астана – РЭК»	Определение единого порядка, объема и формата отчетов о техническом состоянии распределительных электросетевых объектов
6.	Регламент технических требований по применению упрощенных схем подключения необслуживаемого и мало обслуживаемого оборудования к сети напряжением 6-20кВ и 0,4 кВ	Обеспечение разработки нормативных требований для реализации пилотных проектов электросетевых объектов и их опытно-промышленной эксплуатации с схемами подключения оборудования в сетях 6-20кВ и 0,4кВ
7.	Регламент методических указаний по применению линейных вольтодобавочных трансформаторов напряжением 6-20кВ	Определение порядка применения вольтодобавочных трансформаторов с целью увеличения пропускной способности сетей 6-20кВ и обеспечения требуемого качества поставляемой электроэнергии в условиях незапланированного роста электрических нагрузок без полной или частичной реконструкции самих сетей. Повышение экономической эффективности в расчетный период эксплуатации линейных объектов
8.	Регламент об аттестации электротехнического оборудования, изделий, материалов и технологий, закупаемых для нужд АО «Астана – РЭК»	Разработка данного положения должна обеспечить: <ul style="list-style-type: none"> <li>- единый порядок документирования процедуры аттестации оборудования, изделий и материалов;</li> <li>- перечень аккредитованных организаций по проведению аттестации;</li> <li>- разработку технических требований к закупаемому для нужд АО «Астана – РЭК» оборудованию, изделиям, материалам и технологиям</li> </ul>

9.	Регламент технических требований к опорам линий электропередач и напряжением 0,4кВ и 6-20кВ (опоры ж/б, металлические, из композитных материалов)	Обеспечение единого требования к конструкциям, характеристикам опор из различных материалов
10.	«Концепции создания и развития автоматизированной системы технологического управления распределительным электросетевым комплексом АО «Астана – РЭК»	Документ обеспечит единый подход по созданию и развитию АСДТУ от верхнего до нижнего уровня управления распределительными сетями, повысит их управляемость, обеспечит наблюдаемость за процессами, происходящими на электросетевых объектах, снизит аварийность, снизит время продолжительности ликвидации аварийных ситуаций за счёт повышения оперативности действий персонала, снизит потери электроэнергии в сетях
11.	Методические указания «Неразрушающие методы диагностики изоляции кабеля, рекомендации по их применению»	Позволит внедрить в производственный процесс наиболее эффективный способ диагностики состояния изоляции кабеля с учётом отечественного и зарубежного опытов, выбрать оптимальный вариант испытаний неразрушающий изоляцию силовых кабелей
12.	Регламент рекомендаций и технических решений, обеспечивающих внедрение технологии Умные сети в распределительные электрические сети напряжением 6-20кВ в наиболее встречающихся вариантах присоединения, алгоритмы работы	Типовые схемы подключения, определение видов и количества оборудования, алгоритмы работы автоматики, средства измерения, минимально необходимый информационный объём для работы систем контроля и управления
13.	«Руководящие указания по организации метрологической службы в АО «Астана – РЭК». «Руководящие указания по проведению метрологического контроля и надзора» «Руководящие указания по выбору и применению электроизмерительных приборов, трансформаторов тока и напряжения, датчиков тока и напряжения. Измерительные цепи»	Реализует единый подход в формировании средств сбора первичной информации (измерений), обеспечивающих требуемую достоверность событий, точность показаний, правильность принятия решений.
14.	Регламент методических указаний определения (расчета) физического износа электросетевых объектов	Определение единого подхода и требования к расчету величины физического износа электросетевых объектов с целью получения объективной оценки состояния электросетевого комплекса АО «Астана – РЭК»
15.	Регламент проведения анализа существующей АСКУЭ для приведения их в единую интегрированную систему	Разработка единых технических требований для создания интегрированной автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)
16.	Методические указания по созданию единой системы стандартов ведения и управления проектной документацией	Разработка единых требований к управлению и учету проектной документации
17.	Технические рекомендации по изменению	Определение технических мероприятий по

	топологии электрической сети 0,4-20кВ с целью повышения их надежности, увеличения пропускной способности и сокращения протяженности сетей 0,4кВ	повышению эффективности функционирования сетей 0,4кВ, 6-20кВ
18.	Сравнительный анализ и оценка эффективности применения методов определения диапазонов, приемлемого риска для целей классификации и управления рисками, связанными с эксплуатацией распределительного сетевого комплекса	Разработка критериев допустимого риска и классификация целей и принципов управления рисками

Проектная документация, используемая АО «Астана – РЭК» для строительства электросетевых объектов должна соответствовать требованиям СНИП РК А.2.2-1-2001. «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»

Перечень объектов, подлежащих проектированию, должен соответствовать перечню объектов, определённых программой по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению с разбивкой по годам строительства в процессе разработки и утверждения Схем перспективного развития сетей напряжением 35-110-220кВ и сетей напряжением 6-20кВ.

На момент проведения торгов на выполнение проектно-изыскательских работ (ПИР) объекты, подлежащие проектированию, должны иметь комплект разрешительной документации в составе:

- акт выбора трассы (площадки) объекта;
- разрешение администрации на строительство, реконструкцию объекта;
- ситуационный план о месте нахождения объекта;
- согласования прохождения (нахождения) объекта с организациями, чьи интересы затрагивает строительство, реконструкция объекта;
- ТУ организаций, чьи интересы затрагивает строительство или реконструкция электросетевого объекта;
- ТУ на строительство, реконструкцию объекта;
- оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС);
- утверждённое Задание на выполнение ПИР с указанием обоснованных сроков проектирования;
- архитектурно-планировочное задание;

По завершению проектно-изыскательских работ, проектная документация должна пройти согласования:

- с организациями, чьи интересы затрагиваются при строительстве или реконструкции электросетевого объекта;

В проектах должна быть дана оценка принятым проектным решениям на их соответствие требованиям в области энергосбережения и эффективного использования электрической энергии, концепции инновационного развития АО «Астана – РЭК», требованиям пожарной безопасности, требованиям по охране окружающей среды.

Проектная документация должна идентифицироваться (получать шифр) и

вноситься в единый реестр проектно-сметной документации для учёта и хранения в банке данных (архиве).

После завершения строительства объекта, в реестр банка данных передается исполнительская документация с полным обоснованием и отображением всех отступлений и изменений, происшедших в процессе строительства. На основании вышеуказанных данных должен формироваться паспорт объекта.

В процессе эксплуатации объекта, информация о проведённых ремонтных и восстановительных работах вносится в паспорт объекта, который должен обеспечить получение объективной информации о техническом состоянии объекта, а также позволить принимать решения о проведении реконструкции и техническом перевооружении объекта в целом или частично.

### 5.3. Организационное управление

*Система организационного управления Технической политикой основывается на следующих принципах:*

вертикальная иерархия организационной системы управления Технической политики;

определение центров ответственности за исполнение требований Технической политики на каждом уровне управления;

определение четких функциональных связей, как между уровнями управления, так и между подразделениями на каждом уровне управления;

на каждом уровне управления Технической политикой и для каждого подразделения определяются показатели эффективности реализации Технической политики.

Организацией, формированием, реализацией и управлением Технической политикой «Астана – РЭК» является технический совет, решающий следующие функциональные задачи:

разработка и реализация Технической политики и организация деятельности по техническому развитию;

проведение анализа внешних и внутренних условий функционирования АО «Астана – РЭК» в области технического и технологического обеспечения и развития;

участие в разработке инвестиционной политики и долгосрочной инвестиционной стратегии АО «Астана – РЭК»;

планирование стратегических показателей технического и технологического развития АО «Астана – РЭК»;

организация разработки экологической политики АО «Астана – РЭК».

Коллективным совещательным и консультативным органом, образованным в целях выработки Технической политики, внедрения достижений отечественной и зарубежной науки и техники, прогрессивных технологий и передового опыта по проблемам развития распределительного сетевого комплекса является технический совет АО «Астана – РЭК».

Основной задачей технического совета АО «Астана – РЭК» является определение приоритетных и перспективных направлений технической и



физического износа;

разработка и утверждение Программ АО «Астана – РЭК» по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству распределительных электрических сетей 0,4-110-220кВ с разбивкой по годам до 2020г.

Сохраняющаяся тенденция опережающего старения основных фондов распределительных электрических сетей по отношению к темпам их обновления, может быть решена посредством реализации программы реновации распределительного сетевого комплекса, предусматривающей её финансирование из следующих источников:

государственного бюджета;

собственных средств АО «Астана – РЭК»;

перехода к регулированию тарифов на передачу электрической энергии по методу доходности инвестированного капитала;

заемных средств.

**Председатель Правления  
АО «Астана – РЭК»**

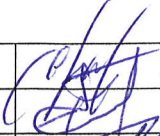
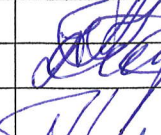
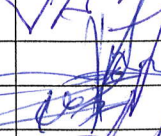
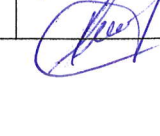





**Е. Бердалин**

**Приложение №1**  
к «Технической политике АО «Астана – РЭК»  
в электросетевом комплексе г. Нур-Сұлтан»

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ**

№ л/п	Должность	Ф.И.О.	Дата	Подпись
1	Заместитель Председателя Правления по производству	Сембеков А.М.		
2	Заместитель Председателя Правления по экономике и финансам	Кашкеев А.М.		
3	Заместитель Председателя Правления по реализации	Кожобаев Г.Н.		
4	Заместитель Председателя Правления по развитию	Тыныбаев А.Ж.		
5	Главный инженер	Абжанов Р.Т.		
4	Начальник юридической службы	Смышляева Е.П.		
7	Начальник СР	Атанова Г.Б.		
8	Начальник САСКУЭ	Портянкин Е.Ю.		
9	Начальник ССДТУ	Явтухович И.В.		
10	Начальник СРЗА	Каирбаев С.М.		
11	Начальник СПС	Петров Е.А.		
12	Начальник СКЛ	Карбаев М.А.		
13	Начальник СИД	Дилжанов А.Ж.		
14	Начальник СВЛ	Тулегенов Д.А.		
15	Начальник СНЭиТБ	Жаканов Б.Е.		
16	Начальник ПТС	Давлетов А.Б.		
17	Начальник ЦДС	Байтуяков Н.Т.		
18	Начальник ЕРЭС	Бержицкий Е.В.		
19	Начальник АРЭС	Ибраев Д.А.		
20	Начальник СРЭС	Сатмухамбетов И.У.		
21	Начальник БРЭС	Керейбаев А.Ж.		
22	Главный бухгалтер	Абикова Ж.Ж.		
23	Начальник ПЭО	Матайс А.А.		
24	Начальник отдела труда и з/платы	Кайдаулова С.Х.		
25	Начальник отдела по работе с персоналом	Мукашова А.М.		
26	Начальник канцелярии	Хамзина Г.С.		
27	Начальник Управления гос. закупок	Кулов А.А.		
28	Начальник ОМТС	Бабанин Д.Н.		
29	Начальник службы доступа к эл/сетям	Черняева Е.Н.		
30	Начальник ОВС	Имамбаев С.Е.		
31	Начальник СМиТ	Сабиров Е.С.		

32	Начальник ОХО	Еркинбаев Б.Ш.		
33	Начальник отдела безопасности	Коппаев Е.С.		
34	Начальник службы балансов и договоров	Айтимов Н.П.		
35	Начальник службы метрологии	Сарманов А.К.		
36	Начальник службы начисления и расчетов э/энергии	Газезов К.К.		
37	Начальник ОДС	Величко А.П.		
38	Начальник СКПЭ	Рысалдиев Г.Е.		
39	Начальник СКПЭ МЖФ	Галицкий В.Ф.		