



**Электроэнергетический Совет
Содружества Независимых Государств**

УТВЕРЖДАЮ

Председатель

Исполнительного комитета

Электроэнергетического Совета СНГ

И.А. Кузько

" _____ "

2020 года

ПРОТОКОЛ № 3

**заочного заседания Рабочей группы по надежности
работы оборудования, охране труда и разработке
системы взаимодействия при технологических нарушениях**

20 апреля 2020 г.

г. Москва

В заочном голосовании по материалам 3-го заочного заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях приняли участие от государств-участников СНГ:

Кешишян В.З. – Начальник отдела возобновляемой энергетики управления энергетики Министерства территориального управления и инфраструктур, Республика Армения;

Бобров В.В. – Первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго», Республика Беларусь;

Атакулов Е.Т. – Управляющий директор по охране труда и капитальному строительству АО «KEGOC», Республика Казахстан;

Талканбаев Б.З. – Начальник службы надежности и техники безопасности ОАО «НЭСК», Кыргызская Республика;

Бектенов Т.Э. – Первый заместитель генерального директора ОАО «Электрические станции», Кыргызская Республика;

Бытка В.Н. – Начальник Службы подстанций ГП «Молдэлектрика», Республика Молдова;

Храпков А.А. – Директор Департамента оперативного контроля в ТЭК Министерства энергетики, Российская Федерация;

Рхматзода Б.Д. – Заместитель исполнительного директора Департамента «Распределительные электрические сети» ОАХК «Барки Точик», Республика Таджикистан;

Ходжаев Ш.Х. – Заместитель министра энергетики Республики Узбекистан.

Повестка дня 3-го заочного заседания Рабочей группы:

1. О проекте Методических рекомендаций по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий.

(п.3 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019-2021 гг.).

2. О проекте Методических рекомендаций по тушению пожаров в электроустановках предприятий электроэнергетики государственных участников СНГ.

(п.9 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019-2021 гг.).

3. Разное.

3.1. Об информации, представленной государствами-участниками СНГ для выпуска Обзора аварийности и травматизма в электроэнергетических системах, включающих вопросы предупреждения и ликвидации крупных технологических нарушений и нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики за 2019 год.

(п.19 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019-2021 гг.).

3.2. Об информации, представленной для выпуска ежегодного Сборника о передовом опыте в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охраны труда в государствах-участниках СНГ.

(п.п 8.3.2 п. 8.3 Протокола №1 заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях от 05.06.2019 г.).

3.3. О дате и месте проведения очередного заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях.

4. О подписании Протокола 3-го заседания Рабочей группы.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Повестка дня принята.

1. О проекте Методических рекомендаций по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий.

Рабочая группа **решила:**

1.1. Одобрить проведенную работу над проектом Методических рекомендаций по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий.

1.2. Принять за основу проект Методических рекомендаций (**Приложение 1**).

1.3. Поручить Исполнительному комитету разослать проект Методических рекомендаций в профильные министерства и национальные электроэнергетические компании государств-участников СНГ для получения замечаний и предложений. Доработанный проект с учетом замечаний и предложений вынести на рассмотрение очередного заседания Рабочей группы.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Проголосовали «Против»: Российская Федерация.

Воздержались: Республика Казахстан.

Решение принято.

2. О проекте Методических рекомендаций по тушению пожаров в электроустановках предприятий электроэнергетики государств-участников СНГ.

Рабочая группа **решила:**

2.1. Одобрить проект Методических рекомендаций по тушению пожаров в электроустановках предприятий электроэнергетики государств-участников СНГ (**Приложение 2**) и внести его на рассмотрение заочного заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Воздержались: Российская Федерация - *«В связи с тем, что данные Методические рекомендации по тушению пожаров в электроустановках предприятий электроэнергетики государств-участников СНГ не являются нормативным правовым актом и носят рекомендательный характер, считаем целесообразным выпустить указанные рекомендации в виде информационного бюллетеня».*

Решение принято.

3. Разное.

3.1. Об информации, представленной государствами-участниками СНГ для выпуска Обзора аварийности и травматизма в электроэнергетических системах, включающих вопросы предупреждения и ликвидации крупных технологических нарушений и нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики за 2019 год».

Рабочая группа решила:

3.1.1. Исполнительному комитету на основе информации, представленной государствами-участниками СНГ для выпуска Обзора аварийности и травматизма в электроэнергетических системах, включающих вопросы предупреждения и ликвидации крупных технологических нарушений и нештатных ситуаций на объектах электроэнергетики, выпустить бюллетень за 2019 год.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Решение принято.

3.2. Об информации, представленной государствами-участниками СНГ для выпуска ежегодного Сборника о передовом опыте в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охраны труда в государствах-участниках СНГ.

Рабочая группа решила:

3.2.1. Продолжить работу по формированию Сборника о передовом опыте в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охраны труда в государствах-участниках СНГ.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Воздержались: Российская Федерация - *«В Минэнерго России отсутствует информация о методике сбора и обработке информации, представляемой государствами-участниками СНГ для выпуска ежегодного Сборника о передовом опыте в области надежности работы электроэнергетического оборудования и охраны труда».*

Решение принято.

3.3. О дате и месте проведения очередного заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях.

Рабочая группа **решила:**

3.3.1. Провести очередное заседание Рабочей группы в сентябре 2020 года в г. Екатеринбург.

3.3.2. Совмещать проведение заседаний Рабочей группы с образовательными мероприятиями согласно Плану работы Рабочей группы.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Решение принято.

4. О подписании Протокола 3-го заседания Рабочей группы.

Рабочая группа **решила:**

4.1. Поручить подписать Протокол заочного заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях Руководителю Рабочей группы Гордиенко Валерию Михайловичу.

Проголосовали «За»: Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика, Республика Молдова, Российская Федерация, Республика Таджикистан, Республика Узбекистан.

Решение принято.

Настоящий Протокол составлен в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр настоящего Протокола хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который

направит членам Электроэнергетического Совета СНГ и членам Рабочей группы его заверенную копию.

Руководитель Рабочей группы



В.М. Гордиенко

От Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

 /Тывоненко/

Член секретариата
И.А. ПЕТРОВА

Приложение 1

Проект

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № ___ от _____ 2020 года

**Методические рекомендации по цифровизации объектов
электросетевого хозяйства и организации эксплуатации
электроустановок на базе цифровых технологий**

Москва

2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	4
2. Основные термины и определения.....	4
3. Инновационное развитие	7
4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	8
5. Полнофункциональная целевая модель автоматизации цифровой сети	14
6. Базовый технологический уровень для развития цифровых сетей ...	17
7. Детальный план - график реализации цифровизации на «базовом уровне»	26
8. Алгоритм приоритезации объекта цифровизации	27
9. Кадровое обеспечение	28
10. Переход к цифровым РЭС, цифровым ПС и ЛЭП - элементам цифровых электрических сетей	30
Приложение 1. Организационный план мероприятий по развитию цифровых сетей	31
Приложение 2. Перечень первоочередных научно-исследовательских работ по созданию цифровой сети	36
Приложение 3. Перечень первоочередных Стандартов организации для создания цифровой сети	38

Обозначения и сокращения

ADMS	Платформа верхнего уровня с единым пользовательским интерфейсом
AMI	Способ линейного кодирования
IEEE	Институт инженеров электротехники и электроники
IP	Уникальный сетевой адрес узла в компьютерной сети
IT	Информационные технологии
IVR	Интерактивное голосовое меню
АБ	Аккумуляторная батарея
АВР	Автоматический ввод резерва
АСДТУ	Автоматизированные средства диспетчерского и технологического управления
АСКУЭ	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
КЭ	Качество энергии
ЛЭП	Линия электропередачи
МЭК	Международная электротехническая комиссия
ОИУК	Оперативный информационно-управляющий комплекс
ОМП	Определение места повреждения
ПА	Противоаварийная автоматика
ПКЭ	Показатель качества электроэнергии
ПС	Электрическая подстанция
ПТК	Программно-технический комплекс
РИСЭ	Резервный источник снабжения электроэнергией
РЗиА	Релейная защита и автоматика
РПН	Регулирование под напряжением
РЭС	Район электрических сетей
СВИ	Синхронные векторные измерения
ССПИ	Система сбора и передачи информации
ТОиР	Техническое обслуживание и ремонт
ТМ	Телемеханика
ТИ	Телеизмерение
ТС	Телесигнализации
ТУ	Телеуправление
ЩПТ	Щит постоянного тока
ЭСХ	Электросетевое хозяйство

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий (далее - Методические рекомендации) разработаны в соответствии с п.3 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

1.2. Целью Методических рекомендаций является обобщение и систематизация требований по цифровизации объектов ЭСХ для обеспечения всех потенциальных пользователей необходимой методической информацией и общими данными. Настоящие Методические рекомендации не вносят изменений в правовые и нормативные акты государств-участников СНГ для определения цифровых технологий.

1.3. Результатами внедрения цифровизации объектов ЭСХ являются:

- локализация аварийных событий в электрических сетях;
- применение автоматических алгоритмов восстановления сети электроснабжения;
- сокращение времени поиска поврежденного элемента;
- мониторинг и online диагностика;
- повышение безопасности персонала;
- снижение величины потерь при передаче электрической энергии;
- повышение наблюдаемости объектов электрической сети;
- повышение качества электроснабжения потребителей;
- снижение операционных издержек на производственную деятельность и снижение диспетчерской нагрузки.

1.4. Перспективным в части решения задач повышения общей эффективности цифровизации объектов ЭСХ является следующий функционал:

- развитие систем мониторинга технического состояния оборудования (концепция интеллектуального мониторинга);
- система управления производственными активами и управления организацией ТОиР оборудования, техпервооружения и реконструкции сетевых объектов;
- автоматизация процессов организации технологического присоединения к сетям;
- системы автоматизированного проектирования развития электрических сетей.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Иновация - конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта

(товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении деятельности, организации рабочих мест или во внешних связях.

Инновационная деятельность - комплекс научных, технологических, организационных, финансовых и коммерческих мероприятий, направленных на реализацию инновационных проектов, а также на создание инновационной инфраструктуры и ее обеспечение.

Инновационный проект - комплекс мероприятий, ограниченных по времени и ресурсам, направленных на получение инновации, ее пилотной апробации, внедрение, коммерциализацию научных и (или) научно-технических результатов.

Общая информационная модель (СИМ модель) - открытый стандарт, определяющий представление управляемых элементов информационных технологий среды в виде совокупности объектов и их отношений, предназначенный обеспечить унифицированный способ управления такими объектами, вне зависимости от их поставщика или производителя.

Оперативно-технологическое управление (ОТУ) - совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов ЭСХ.

Пилотный проект - проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики и так далее), с целью их апробации на конкретном объекте.

Центр подготовки персонала - учебные центры, учебно-тренажерные центры, центры подготовки персонала, учебно-курсовые комбинаты и другие учебные заведения профессионального образования.

Цифровая организация - организация в которой модернизированы/оптимизированы процессы для использования исключительно цифровых технологий управления производственными процессами и финансово - хозяйственной деятельности.

Цифровая подстанция (ЦПС) - подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами подстанции, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Цифровая сеть - высокоавтоматизированная сеть, обеспечивающая наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемая в

режиме on-line и отслеживающая параметры и режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, поддерживающая функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающая интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей.

Цифровой РЭС - высокоавтоматизированный район электрических сетей, обеспечивающий наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемый в режиме on-line и отслеживающий параметры и режимы работы всех участников процесса передачи и потребления электроэнергии, поддерживающий функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающий функционирование системы управления энергопотреблением, интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей и устройствами распределенной генерации, а также интеллектуальный учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

Цифровой центр управления сетями (ЦУС) - структурное подразделение сетевой организации (ее филиала), осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении объектов ЭСХ, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации или в установленных законодательством государственных участников СНГ случаях - в отношении объектов ЭСХ и энергопринимающих установок, принадлежащих иным собственникам, с высоким уровнем автоматизации, достигаемым посредством применения высокотехнологичных интеллектуальных программно-технических комплексов и информационных систем, позволяющих осуществлять функции оперативно-технологического управления ЭСХ и обеспечивающих наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования в режиме on-line.

Энергопредприятие - самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в порядке, установленном законодательством для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

Капитальные затраты (CAPEX) - капитальные затраты или расходы, которые несет энергопредприятие.

Затраты текущей деятельности (OPEX) - затраты, которые несет энергопредприятие в процессе текущей деятельности для обеспечения функционирования.

Средний индекс частоты прерываний в работе системы (SAIFI) - среднее количество длительных прерывов в электроснабжении на одного

потребителя в год или отношение количества ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

Средний индекс длительности прерываний в работе системы (SAIDI) - средняя продолжительность перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение общей продолжительности длительных ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

3. ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ

В настоящее время ЭСХ исчерпало возможности экстенсивного развития.

Рост числа потребителей компенсируется ростом их энергоэффективности, что в свою очередь приведет к стагнирующему росту полезного отпуска из сети.

Анализ данных показывает следующие наметившиеся тенденции в развитии объектов ЭСХ:

- резкое снижение темпа сокращения технологических потерь;
- заморозка темпов снижения аварийности;
- достижение надежности за счет многократного резервирования из-за избыточного сетевого строительства;
- увеличение процента износа основного оборудования, который ведет к снижению качества услуг по передаче электроэнергии;
- отсталость технологической базы для принятия инноваций.

Наиболее важные (ключевые) направления инновационного развития (с возможностью периодического пересмотра в случае существенного изменения внешних или внутренних факторов):

- переход к цифровым сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления:
 - создание единой информационной модели сети;
 - создание вертикально-интегрированной цифровой системы - ЦУС;
 - переход к ЦПС различного класса напряжения;
 - переход к цифровым РЭС, с изменением самой системы эксплуатации сети;
 - переход к ЛЭП, оснащенным цифровыми системами мониторинга (цифровые ЛЭП);
- переход к комплексной автоматизации систем управления;
- применение новых технологий и материалов в электроэнергетике.

В общем случае, для ЭСХ характерен постоянный объем и характер расходов. Рост числа энергопотребителей и затрат на их присоединение значительно опережает рост операционных расходов. Таким образом,

единственным направлением повышения эффективности работы - является снижение ОРЕХ.

Задачи инновационного развития, и в первую очередь технологий, направленных на цифровизацию, должны обеспечить преимущество в темпах снижения ОРЕХ, исключив при этом рост удельных расходов организации.

Задача инноваций и процессов цифровизации - быстро удешевить развитие и, главным образом, содержание инфраструктуры, управления технологическими процессами и финансово-хозяйственной деятельностью.

Это позволит значительно сократить время перехода на качественно новые потребности существующей экономики и потребителей, одновременно являющиеся и новыми стратегическими задачами организации:

- новые запросы потребителей: высокое качество и надежность энергоснабжения; развитие новых сервисов (тарифное регулирование, малая генерация, электротранспорт, управление энергоэффективностью);
- обеспечение доступности инфраструктуры для всех видов потребителей;
- обеспечение нового уровня эффективности: низкий удельный ОРЕХ и САРЕХ, минимальные потери.

Инновационное развитие и процессы цифровизации качественно решают все три задачи в развитии ЭСХ.

4. ПЕРЕХОД К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЦИФРОВЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Цифровая сеть - это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ЛЭП, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов стандартов МЭК.

Важная характеристика цифровой сети - взаимодействие с потребителем и генерацией, предоставление услуг, ведется только через администрирование в цифровой сети, после авторизации. Это качественно отличает существующее положение дел, когда потребитель получает услугу сразу после физического подключения к сети.

Цели создания цифровой электрической сети:

- повышение надежности сети;
- повышение экономической эффективности;
- снижение человеческого фактора и ресурсов;
- снижение затрат.

4.1. Целевая технологическая модель цифровой сети.

Целевая технологическая модель цифровой сети - сеть, которая в реальном времени отслеживает режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии. Получая обратную связь через разветвленную систему датчиков в режиме on-line, интеллектуальная сеть автоматически реагирует на все изменения, происходящие в сети, принимая оптимальные решения для предотвращения аварий и осуществления энергоснабжения с максимальной надежностью и экономической эффективностью.

4.2. Характеристики интеллектуальной цифровой сети.

Ключевые характеристики интеллектуальной цифровой сети:

- самодиагностика и способность к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов;
- самостоятельное функционирование, включая управление сетью, частью сети;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг;
- оперативное обнаружение отключений в сети;
- удаленное отключение/включение потребителя;
- оперативное реагирование на попытки вмешательства;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- изменение тарифного плана по запросу потребителя;
- расчет показателей надежности;
- анализ топологии сети;
- контроль переключений;
- расчет установившегося режима сети;
- анализ потоков распределения мощности в установившемся режиме на базе однолинейной схемы;
- регулирование напряжения;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки;
- управление устранением неисправностей и системное восстановление;
- выравнивание нагрузки путём реконфигурации распределенной сети;
- прогнозирование загрузки распределения;
- учёт на всех уровнях.

Цифровую сеть характеризует:

- *Гибкость.* Сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.
- *Доступность.* Сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети

могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии.

- *Надёжность*. Сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.

- *Экономичность*. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Укрупненно структура такой интеллектуальной цифровой сети состоит из трех уровней.

4.2.1. Уровень стратегического анализа и планирования.

Организационно уровень стратегического анализа и планирования находится в управляющей организации, отвечающей за стратегическое развитие и общее планирование деятельности.

Технологически уровень представляет собой набор программ, приложений, систем и подсистем, реализующих функции сбора и обработки данных, поступающих в цифровом формате по заданным параметрам оперативности и детализации с операционно-технологического уровня.

По результатам обработки данных формируются прогнозы, варианты планирования и сценарии развития технологических и экономических аспектов организации в целом.

Уровень предназначен для реализации пространственно-технического мониторинга состояния электросетевых активов, мониторинга климатических воздействий и погодных условий, чрезвычайных ситуаций (пожары, гололедообразование, молниевые разряды, шквальные ветры), пространственного взаимодействия энергообъектов с окружающей средой и сторонними хозяйствующими субъектами.

Система решений уровня представляет возможность:

- подготовки, хранения, обработки и обновление данных;
- организации сетевой работы пользователей и потребителей;
- обмена информацией между уровнями.

Основные подсистемы уровня стратегического анализа и планирования, обеспечивающего анализ, управление, хранение и предоставление данных о производственно-финансовых показателях деятельности энергопредприятия, которые позволяют обеспечить взаимодействие с потребителями и производителями электрической энергии:

CRM подсистема - подсистема, обеспечивающая взаимодействие с потребителями услуг на рынке по задачам выявления рисков и

потенциальных угроз для потребителей в части ограничения поставок электроэнергии, прогнозирования балансов и затрат на электроэнергию, разработка на основании имеющихся данных удобного каждому потребителю тарифного меню и т.д.

ЕАМ подсистема - подсистема управления основными фондами энергопредприятия в рамках стратегии энергопредприятия. Применение подсистемы ориентировано на оптимальное распределение затрат на техническое обслуживание, ремонт и материально-техническое обеспечение без снижения уровня надёжности, либо повышение производственных параметров оборудования без увеличения затрат.

ЕАМ подсистема позволяет согласованно управлять следующими процессами:

- техническое обслуживание и ремонт;
- материально-техническое снабжение;
- управление складскими запасами (запчасти для технического обслуживания и ремонта);
- управление финансами, качеством и трудовыми ресурсами в части технического обслуживания, ремонтов и материально-технического обеспечения.

ERP подсистема - направлена на оптимизацию всех ресурсов энергопредприятия: производственных, финансовых, трудовых и обеспечивает анализ оптимальной структуры планирования, исходя из необходимости оптимизации затрат по статьям расходов на инвестиционное планирование и операционные задачи, с учетом использования активов, их старения, анализа аварийности и надежности.

PLM подсистема - подсистема, обеспечивающая управление жизненным циклом электросетевых активов на этапах проектирования, производства, эксплуатации, утилизации. Данное приложение обеспечивает взаимодействие с проектными и производственными компаниями, формирование баз данных по проектным решениям, формирует данные по оценке надежности.

GIS подсистема - система сбора, хранения, анализа и графической визуализации данных и связанной с ними информации об эксплуатируемых объектах, которая обеспечивает:

- визуализацию и управление параметрами отображения объектов;
- поиск по карте и отображение объектов в соответствии с запросом (электросетевая инфраструктура, фактическое местонахождение ремонтных бригад, маршруты и др.);
- отображение повреждений и отключений на карте с фиксацией происшествия в базе данных;
- отображение и анализ телеметрической информации;

- визуализацию графических данных по всем объектам электросетей;
- возможность изменения топологии;
- интеграцию с системами управления сетями.

4.2.2. Операционно-технологический уровень автоматизации и управления.

Операционно-технологический уровень обеспечивает сбор в цифровом формате, обработку, анализ и визуализацию данных, получаемых с объектов и элементов сетевой инфраструктуры - ЦПС, цифровых систем мониторинга ЛЭП и РЭС с операционно-технического уровня автоматизации и управления.

Уровень операционно-технологического управления реализует функции диспетчерского управления отдельными объектами, находящимися в оперативном управлении уровня.

Согласно задачам оперативно-технологического управления, автоматизация данного уровня, как комплексная многокомпонентная автоматизированная система управления, должна выполнять следующие функции:

- оперативное диспетчерское управление технологическими объектами;
- сбор, предварительная обработка и передача оперативных данных для поддержки диспетчерского технологического управления;
- сбор, долговременное хранение и представление информации из автоматизированных систем управления объектами о технологических процессах, состоянии оборудования, управляющих воздействиях и текущих (мгновенных и интегральных) характеристик объектов;
- мониторинг технических характеристик оборудования, поддержка аналитических и статистических моделей оценки и прогноза состояния оборудования, инструментальная диагностика состояния оборудования электрических ПС и ЛЭП;
- формирование заявок на ремонт оборудования, контроль их прохождения и согласования;
- управление хранением информацией о пространственно распределенных ресурсах;
- обработка и транспортировка запросов, сообщений и данных между прикладными системами, нотификация и маршрутизация на основе CIM-модели и бизнес-правил управления технологическими процессами;
- управление подключением прикладных систем к системной шине обмена данными, мониторинг работоспособности и восстановления после сбоев отдельных компонентов системы автоматизации;
- ведение эталонной общей информационной модели сетей и объектов электрохозяйства;

- поддержка виртуальных моделей сетей и объектов, используемых для прогнозов, планирования и расчетов, а также тренировки операторов;
- поддержка функций коммерческого учета электроэнергии, взаиморасчетов с потребителями, оптимизации профилей передачи электроэнергии, расчетов потерь и анализа качества электроэнергии;
- общесистемные функции, включающие авторизацию и идентификацию пользователей, систему точного времени, доступ к информационным ресурсам мобильных пользователей;
- обеспечение доступа к информации и функциям, внешним организациям, пользователям и прикладным системам.

Данный уровень автоматизации реализуется на платформенных решениях класса ADMS.

Определяющими технологиями уровня являются:

AMI - система учета электроэнергии.

DMS - система управления распределением, которая обеспечивает:

- постоянный мониторинг и контроль состояния электрической сети;
- планирование и оптимизация процессов;
- системный анализ процессов сети;
- планирование развития сети;
- функционирование диспетчерского учебного центра.

EMS - система оперативного управления режимами сети.

OMS - система автоматизации процессов ликвидации аварийных событий.

SCADA - система диспетчерского управления и сбора данных, которая обеспечивает:

- сбор и анализ данных, ведение архива измерений, событий и аварийных ситуаций;
- оповещение персонала об обнаруженных аварийных событиях с регистрацией последующих действий персонала;
- поддержку драйверов устройств и оборудования нижнего и среднего уровней АСУ ТП (датчики, вторичное оборудование, контроллеры) для согласованной работы со SCADA-системой;
- обмен данными с комплексной информационной системой и специализированными системами (DMS, OMS, GIS).

WFM - система управления мобильным персоналом и ресурсами.

4.2.3. Оперативно-технический уровень автоматизации и управления.

Организационно оперативно-технический уровень автоматизации и управления располагается на уровне РЭС.

На данном уровне обеспечивается сбор и обработка цифровых данных непосредственно с оборудования сетевой инфраструктуры - коммутационных аппаратов, цифровых систем мониторинга ЛЭП, измерительных устройств и систем, комплексов диагностики и мониторинга работы первичного оборудования.

Определяющей технологией оперативно-технического уровня является цифровой РЭС со своим набором программно-аппаратных решений для реализации следующих основных функций:

- локализации мест повреждения;
- автоматизации процессов ликвидации аварийных событий;
- удаленном управлении оборудованием сети;
- внедрения функции автоматического восстановления электроснабжения;
- реализации автоматического повторного включения;
- расчета конфигурации сетей;
- расчета потерь и автоматическое выявление очагов потерь (включая коммерческие потери);
- интеллектуального управления энергопотреблением у потребителей, основанном на анализе профилей и характере нагрузок;
- интеллектуального управления объектами генерации (возобновляемый источник энергии + резервный источник снабжения электроэнергией);
- расчета баланса на данных коммерческого учета;
- автоматического расчета и удаленного изменения и управления уставками защит;
- анализа состояния активов на основе диагностических данных.

Технологии пакетных приложений в данном случае используются на уровне клиентских серверов данных.

5. ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ СЕТИ

5.1. Ключевым для автоматизации является первый этап цифровизации.

Целевая модель и ключевые задачи первого этапа создания цифрового РЭС, как ключевого элемента создания цифровых сетей:

- сбор данных учета электроэнергии;
- автоматизированные аварийные и оперативные переключения для устранения последствий аварий;
- определение мест повреждений;
- безопасных допуск бригад на объекты;
- развитие систем телемеханики, телесигнализации.

Функционал первого этапа:

- внедрение общей информационной модели и создание единой модели распределительной сети;
- замена бумажных оперативных журналов на систему единых оперативных журналов;
- автоматизированное формирование отчетно-аналитической информации;
- развитие систем связи;
- автоматизация распределительных сетей путем автоматического секционирования и резервирования - применение комбинированных решений (реклоузер + выключатель нагрузки/ разъединитель + индикатор короткого замыкания);
- развитие систем учета;
- автоматический сбор и анализ данных о потреблении энергии;
- организация допуска персонала на объекты;
- прием и регистрация заявок (оператором, IVR или WEB-интерфейс);
- проверка данных с помощью опроса счетчиков через АМІ;
- достоверизация информации устройств ОМП, РЗиА, индикаторов короткого замыкания и прочего оборудования;
- контроль состояния коммутационных аппаратов, контролируемых SCADA;
- оптимизация АВР с учетом имеющихся ресурсов (бригад, РИСЭ);
- автоматическая оценка времени АВР;
- формирование бригад, заданий для бригад и рассылка заданий на мобильные устройства бригадам;
- контроль процесса восстановления и оптимальная загрузка ресурсов;
- предоставление актуальных данных по отключениям и времени восстановления для потребителей и прессы (по телефону и др.);
- автоматический расчет индексов производительности, определенными стандартом IEEE P1366-2003;
- анализ повреждаемости с формированием решений по оптимизации работы.

Реализация указанных мероприятий позволит:

- реализовать технологическую базу для развития систем автоматизации 2-ого (операционно-технологического) и 3-его (корпоративно-стратегического) уровня автоматизации;

- решить ключевые проблемы последних лет: высокие потери, низкая управляемость, низкая наблюдаемость;
- обеспечить безопасность персонала при обслуживании сети.

5.2. Реализация второго этапа нацелена на комплексную автоматизацию процессов управления, мониторинга и выявления «узких мест». Этот этап позволит устранить существующие проблемы в организации оперативно-технологического управления и выявить целевые задачи инвестиций.

Ключевой функционал:

- оперативное обнаружение отключений в сети низкого и среднего напряжения;
- удаленное отключение/включение потребителя;
- оперативное реагирование на попытки вмешательства;
- контроль качества электрической энергии;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- изменение тарифного плана по запросу потребителя;
- расчёт показателей надёжности;
- самодиагностика;
- анализ топологии сети;
- контроль переключений;
- расчёт установившегося режима сети;
- анализ потоков распределения мощности в установившемся режиме на базе однолинейной схемы;
- регулирование напряжения;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки;
- управление устранением неисправностей и системное восстановление;
- выравнивание нагрузки путем реконфигурации распределительной сети;
- прогнозирование загрузки распределения.

5.3. Третий этап основан на использовании искусственного интеллекта и машинном обучении.

Когда реализованы все доступные способы автоматизации и управления, а задача повышения эффективности выходит уже не на первый план, в действие вступает «прорывная» технология. Она анализирует огромный объем данных, ищет новые зависимости ключевых показателей деятельности организации и предлагает создать новые алгоритмы управления.

Этот процесс нацелен на новый качественный скачок в повышении эффективности всех процессов и обеспечивает рост основных параметров: надежности, эффективности, производительности труда.

6. БАЗОВЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ СЕТЕЙ

Основными задачами цифровизации на первом этапе уровня приоритетными являются задачи повышения наблюдаемости и управляемости электросетевых объектов, то есть внедрение оборудования (средства телемеханизации, телесигнализации, телеуправления, АСУ ТП, ССПИ), позволяющего обеспечить передачу необходимой технологической информации в центры обработки и анализа.

На втором этапе уровня приоритетным является развитие средств диспетчеризации в целях оперативно - технологического управления.

На третьем этапе уровня приоритетным является интеллектуализация процессов управления и исключение ручного управления.

6.1. Реализация первого этапа развития базового уровня.

Основным направлением развития цифровизации является повышение уровня автоматизации ОТУ, включающее выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями правовых и нормативных актов государств-участников СНГ и условий договоров оказания услуг по электроснабжению;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов ЭСХ;
- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

6.1.1. Развитие оперативно-технологического управления.

Частью организации производственной деятельности является поддержание, развитие и совершенствование системы ОТУ, которая должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСХ с целью эффективного управления, как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития, и должна иметь структуру, адекватную основным задачам организации в области ОТУ. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Основными задачами ОТУ является информационно-аналитическая деятельность, подсистемы ОТУ (АСУ ТП, ССПИ и др.) должны обеспечивать предоставление данных с объектов ЭСХ в целях:

- анализа данных круглосуточного мониторинга состояния электрической сети, включая контроль состояния основного сетевого оборудования (сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах, ведение электронного журнала состояния сети);

- анализа соответствия запланированного электрического режима и оперативного управления сетями требованиям к надежности и экономичности передачи электроэнергии;
- выявления рисков, связанных с заданным режимом сети;
- разработки мер по устранению «узких мест», выявленных на основании расчетов и контроля фактического электрического режима;
- разработки предложений для долгосрочных, среднесрочных и текущих программ нового строительства, техперевооружения и реконструкции объектов ЭСХ;
- текущего и ретроспективного анализа режимов работы сети, работы устройств регулирования реактивной мощности и возможностей средств регулирования напряжения на объектах;
- оптимизации электрических режимов сети по напряжению и реактивной мощности;
- анализа пропускной способности электрических сетей, поиска и выявления «узких сечений», анализа возможностей повышения пропускной способности сетей;
- анализа эффективности функционирования устройств ПА и РЗА;
- анализа данных контроля показателей качества электроэнергии, разработки мероприятий по обеспечению требуемого качества электроэнергии.

Система ОТУ выстраивается по иерархическому принципу:

- верхний уровень - в ЦУС, выполняющий неоперационные функции;
- средний уровень - в оперативно-технологических подразделениях энергопредприятий;
- нижний уровень - в РЭС энергопредприятий.

6.1.2. Автоматизация подстанций.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на ПС, а в случае их отсутствия, отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации «наверх» и управления, путем обработки полученных из диспетчерских пунктов сигналов.

На энергообъектах, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУ ТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления ПС. АСУ ТП ПС должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны - информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой - иметь самостоятельное значение для конкретной ПС в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение «наблюдаемости сети» (отображение состояния присоединений сети в режиме on-line, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом);
- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы энергооборудования и режимов его работы;
- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;
- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;
- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУ ТП ПС:

- открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);
- обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, с поддержкой протокола МЭК 61850 - 10;
- развитие аналитических и экспертных функций в АСУ ТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;
- реализация функций контроля и управления отдельной единицей энергооборудования с минимальной зависимостью от состояния, в том числе отказов других компонентов системы;
- обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных ПС должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления для ЦУС.

На ПС 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления для РЭС.

6.1.3. Создание цифровых подстанций.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на ПС ЭСХ является создание ЦПС.

При этом, первичное силовое оборудование ЦПС и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

- функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУ ТП для повышения уровня автоматизации технологических процессов ПС;

- развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к АСУ ТП и ТМ подстанции:

- для реализации функции ТИ в качестве источников информации допускается использование счетчиков автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и щитовых приборов;

- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA - системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов, промышленных контроллеров с обеспечением «горячего резервирования»;

- локальная вычислительная сеть АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов локальной вычислительной сети АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена МЭК (60870-5-101/103/104, 61850);

- не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая ТУ.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации - сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP, в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

В АСУ ТП должен собираться и передаваться следующий объем оперативной информации:

Телесигнализация:

- положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности);

- перегрев силовых трансформаторов;

- сигналы срабатывания устройств РЗА;

- диагностическая информация от первичного оборудования и др.

Телеуправление:

- всеми коммутационными аппаратами (при наличии технической возможности) и РПН и др.

Телеизмерение:

- активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, в том числе вводных, секционных и шиносоединительных, во всех обмотках силовых трансформаторов;

- напряжение на всех шинах и секциях шин;
- частота на секциях и шинах высшего напряжения;
- напряжение на АБ и секциях ЩПТ;
- температура наружного воздуха и др.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать МЭК 61870-5-104 и протоколу МЭК 60850 для ЦПС.

6.2. Реализация второго этапа развития базового уровня.

Создание и ведение информационных и расчётных моделей для целей ОТУ.

Для функционирования систем ОТУ необходимо обеспечить единство используемых моделей - как информационных, то есть моделей, служащих для отображения и описания информационных объектов, участвующих в процессах технологического управления (измерения, таблицы базы данных, алгоритмы, видеоформы, документы и так далее), так и расчётных моделей, то есть описаний электроэнергетической системы, предназначенных для построения математической модели, непосредственно используемой при решении расчётно-аналитических задач технологического управления сетями.

Используемые информационные модели должны базироваться на CIM сетей, которая должна быть разработана на основе положений стандартов МЭК 61970, 61968.

Для решения конкретных технологических задач требуются преобразование CIM - представлений в соответствующую предметную область и формирование расчётных моделей такой предметной области, в том числе: оперативных моделей для операционных зон сети; моделей для целей перспективного планирования развития сети; моделей для целей технического обслуживания и ремонта электросетевого оборудования, с последующим преобразованием в данные, требуемые конкретными приложениями. Для реализации таких преобразований необходимо использовать универсальные программные средства.

Создание/развитие в ЦУС базовых ПТК АСДТУ, включающих подсистемы SCADA, должно сопровождаться соответствующим функциональным развитием указанных ПТК - внедрением комплекса

прикладных систем для решения задач технологического управления сетями, в составе которого в приоритетном порядке целесообразно реализовать следующие системы/подсистемы.

6.2.1. Система мониторинга и анализа потерь электроэнергии в сетях.

Требования к системам мониторинга и анализа потерь:

- расчёты фактических потерь мощности и электроэнергии по сетям с разбивкой по составляющим;
- анализ потерь - выявление факторов, существенно влияющих на потери, путём ретроспективного анализа режимов сети, производимых переключений и режимов работ устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- прогнозирование потерь мощности и электроэнергии по сетям, дефицита электроэнергии и мощности по энергорайонам при планировании их развития;
- решение задач минимизации потерь и выдача рекомендаций по снижению потерь.

6.2.2. Система мониторинга и управления качеством электроэнергии.

Для обеспечения потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, для конструктивного взаимодействия с потребителем, а также для учета влияния параметров качества электроэнергии на работу сетей необходимо создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии, выполняющей следующие технологические функции:

- измерение ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в сети различных классов напряжения;
- сбор и передачу с ПС в ЦУС результатов измерений;
- обработку результатов измерений с дорасчетом статистических характеристик ПКЭ и автоматизированным формированием стандартизированной отчетности о КЭ в сети;
- автоматизированный анализ КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ и разработки мероприятий по его поддержанию в требуемых пределах;
- визуализацию текущих и архивных данных;
- обеспечение информационного обмена с другими системами технологического управления сетями;
- создание алгоритмов управления «активным» оборудованием, обеспечивающим необходимое качество электроэнергии.

6.2.3. Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей.

Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей включает:

- расчёты показателей надёжности оборудования по данным о техническом состоянии, режимах работы и проведённых ремонтах оборудования, дополненных оперативной информацией о режиме работы сети;
- расчёты показателей надёжности электроснабжения, в том числе: определения состава присоединений с возникшими ограничениями по нагрузке при аварийных отключениях; расчётов ожидаемого и фактического недоотпуска электроэнергии после восстановления схемы электроснабжения;
- анализ показателей надёжности оборудования и электроснабжения потребителей, в том числе сравнения рассчитанных показателей надёжности с предельно допустимыми значениями и выявления устойчивых тенденций по ухудшению надёжности в различных схемах и условиях эксплуатации.

6.2.4. Система автоматического управления режимом сетей по напряжению и реактивной мощности.

Для нормализации напряжений в контрольных точках сетей целесообразно создать систему автоматического управления режимом по напряжению и реактивной мощности, которая должна строиться как трёхуровневая система, включающая уровни: энергообъектов (ПС, генерирующие объекты, крупные потребители электроэнергии); энергорайонов и сети в целом и предназначенная для повышения доступного диапазона передаваемой мощности по ЛЭП, выполнения плановых графиков напряжения в контрольных точках сети, оптимизации перетоков реактивной мощности, минимизации потерь электроэнергии.

На объектном уровне должно обеспечиваться автоматическое ведение режима энергообъекта по напряжению и реактивной мощности (в соответствии с уставками, поступающими от ПТК уровня энергорайона) при заданных ограничениях на длительно и кратковременно допустимые значения режимных параметров оборудования.

На уровне энергорайона, на основании текущих значений контролируемых параметров и полной совокупности ограничений, должны рассчитываться и выдаваться на объектный уровень задания по поддержанию напряжения на шинах и величинам перетоков реактивной мощности по отдельным линиям.

На уровне сети в целом должна осуществляться оптимизация режима в контрольных точках сети и перетоков реактивной мощности в пределах допустимых значений с учётом анализа состояния основных параметров сети

и сетевого оборудования (топология, перегрузки, идентификация аварийных режимов).

6.2.5. Система синхронных векторных измерений напряжения и тока в сетях.

Создание системы СВИ, позволит разработать и применить новые методы и алгоритмы мониторинга и анализа состояния режима и обеспечить повышение точности и достоверности решения традиционных технологических задач, а также реализовать решение новых задач для ОТУ сетями, в том числе:

- выявления в режиме on-line «слабых связей» и перегрузки линий;
- прогнозирования появления «опасных сечений» и мониторинга их поведения в ходе «утяжеления» режима;
- анализ влияния изменения нагрузки на качество электроэнергии (например, при наличии однофазных выпрямителей ПС электротяги);
- уточнение в режиме on-line эквивалентной модели сети и уставок РЗиА;
- повышение качества послеаварийного анализа работы устройств РЗиА и ПА;
- повышение точности ОМП линии электропередачи и др.

6.2.6. Система мониторинга технического состояния и диагностики электросетевого оборудования.

На ПС должны внедряться средства и системы мониторинга, обеспечивающие непрерывный (автоматический) контроль состояния основных видов электрооборудования: силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов; высоковольтных вводов 110 кВ и выше; ограничителей перенапряжений; выключателей и разъединителей; элегазового оборудования; кабельных вводов; измерительных трансформаторов; оборудования оперативного постоянного тока; собственных нужд ПС.

Важным фактором развития систем мониторинга является его аппаратная поддержка, интегрированная в состав и конструктив электрооборудования. Такие системы должны являться специализированным серийным оснащением трансформаторов, выключателей, разъединителей с возможностью передачи данных в АСУ ТП для целей ОТУ.

При этом, отличием интеллектуального мониторинга является отсутствие на ПС отдельных подстанционных систем, осуществляющих сбор, обработку (включая определение текущего и остаточного ресурса электрооборудования) информации. Из АСУ ТП сигналы и информация должны передаваться в центры анализа и обработки данных (уровни ЦУС и соответствующих служб).

Предусматривается также создание комплексных систем обеспечения оперативно-технической эксплуатации устройств РЗА на всех этапах их жизненного цикла, включая проектирование, реализацию, ввод в эксплуатацию и техническое эксплуатационное обслуживание.

6.3. Реализация третьего этапа развития базового уровня.

Перспективные, инновационные функции автоматизированных систем управления:

- переход на прогнозирование режимов работы сети и выработки управляющих воздействий в режиме on-line;
- обеспечение связности ОТУ с данными о диагностическом состоянии оборудования;
- функция анализа данных синхровекторных измерений, анализа действия сигналов РЗА и устройств определения места повреждения с целью выработки алгоритмов точного выявления зон возмущения и распространения неисправностей в сети, с последующей выработкой команд на ТУ, с целью минимизации количества отключенных потребителей для сохранения устойчивой работы энергосистемы;
- мультиагентное управление качеством электроэнергии;
- адаптивный контроль и управление энергопотреблением потребителей.

На третьем этапе формируются «заделы» для последующей децентрализации систем управления с доведением возможностей диспетчерского управления до единичных потребителей, позволяющая повысить общую эффективность электроснабжения и оптимизации режимов работы энергосистем за счет более точного определения баланса мощностей, управления пиками нагрузок, вариативностью тарифных политик.

Ключевыми технологиями, позволяющими обеспечить перспективные «заделы», являются:

- системы интеллектуального учета с системами анализа и управления балансами;
- системы управления режимами работы сети на основе силовой электроники;
- распределенная генерация и накопители энергии, обеспечивающие самобалансирование электроэнергии на уровне потребителя;
- интеллектуальные системы мониторинга и диагностики;
- искусственный интеллект и машинное обучение;
- создание платформенных технологий с адаптивными алгоритмами управления в режиме on-line;
- технологии ЦПС, позволяющие с необходимой заданной точностью и дискретностью управлять электросетевыми объектами и заблаговременно выявлять места и зоны начальных аварийных возмущений;

- технологии структурированных и неструктурированных данных огромных объемов и значительного многообразия, эффективно обрабатываемых горизонтально масштабируемыми программными инструментами.

Развитие перспективных технологий требует построение мощных систем связи, характеризующихся поддержкой скоростных протоколов информационного обмена и обеспечивающих передачу больших объемов данных с минимальными задержками по времени.

7. ДЕТАЛЬНЫЙ ПЛАН - ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВИЗАЦИИ НА «БАЗОВОМ УРОВНЕ»

7.1. Ключевой организационной единицей цифровых сетей является РЭС. Этапность оснащения РЭС вычислительной техникой и цифровыми технологиями следует рассматривать исходя из того, что РЭС представляют собой сложные объекты технологического и организационного управления.

Это определяет конечную цель создания АСУ РЭС - построение единой распределенной вычислительной среды, интеграция всей информации, описывающей объект управления, то есть создание его целостной информационной модели и интеграция программного обеспечения в рамках РЭС в целом и его подразделений.

Реализация поставленной цели разбивается на этапы, постепенно развивающие архитектуру технических средств, программного и информационного обеспечения.

7.2. Основной элемент любой АСУ - математическая модель сети. Для ее функционирования необходимы данные о показателях режимов работы сети и объемов передаваемой электрической мощности. Первичными источниками информации являются устройства телемеханики и счетчики систем учета, которые и должны быть реализованы на первом этапе «базового варианта» цифровизации сетей.

АСУ РЭС функционирует, как правило, автономно и изолированно. При наличии телемеханики и достаточного объема телеинформации развертывание АСДУ РЭС обычно начинают с оперативно-информационного управляющего комплекса, позволяющего запустить задачи первой очереди на рабочем месте диспетчера. По каналам связи телеинформация с ПС и трансформаторных пунктов поступает на диспетчерский пункт РЭС, а с диспетчерского пункта на ПС - команды ТУ. Один из каналов может быть использован для обмена телемеханической информацией между РЭС и энергопредприятием.

Одновременно, с установкой систем телемеханики реализуется установка приборов учета и систем связи для передачи информации на сервера АСКУЭ РЭС.

7.3. На первом этапе должна быть осуществлена замена простейшей аппаратуры телемеханики в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации на комплексные системы ТМ, выполняющие функции ТУ, ТС и ТИ. Должна решиться проблема передачи показаний приборов, фиксирующих параметры короткого замыкания на ЛЭП.

С наименьшими затратами передача показаний этих приборов может быть осуществлена с использованием свободной емкости имеющихся устройств телемеханики.

Учитывая существующий низкий уровень оснащения средствами связи и телемеханики распределительных электрических сетей, должно быть предусмотрено их поэтапное оснащение новыми устройствами ТМ, связи и контроллерами, которые в конечном итоге позволят создать интегрированную систему управления, отвечающую современным требованиям.

Одновременно должна производиться замена коммутационной аппаратуры в РЭС на современную с приводами на выключателях, позволяющими осуществлять ТУ.

7.4. На втором этапе в РЭС создается локальная вычислительная сеть, обеспечивающая интеграцию в комплекс ОИУК с автоматизированными рабочими местами руководства РЭС и технологических подразделений с сохранением всех функций и возможностей первого этапа. Активно развиваются технологии ОИУК и комплекс технических средств АСКУЭ РЭС. Организуется связь с региональной вычислительной сетью и локальными вычислительными сетями других РЭС.

7.5. На третьем этапе к ОИУК по каналам ТМ подключаются отдельные АСУ ТП ПС РЭС, расширяются объемы сбора и передачи данных по АСКУЭ, продолжена автоматизация и телемеханизация распределительных сетей на базе применения микропроцессорных контроллеров. Решаются вопросы автоматизации диспетчерского управления и автоматизации управления технологическими процессами на ПС и в электрических сетях РЭС.

В ОИУК, наряду с традиционными функциями ТМ, связи, РЗиА, контроля электропотребления и коммерческого учета электроэнергии предусматривается диагностика состояния оборудования ПС, аппаратуры управления и каналов связи.

8. АЛГОРИТМ ПРИОРИТЕЗАЦИИ ОБЪЕКТА ЦИФРОВИЗАЦИИ

При выборе объектов цифровизации следует исходить из следующих допущений и принципов:

1. Оптимальной «единицей» для комплексной цифровизации с точки зрения наибольших эффектов является РЭС.

2. Оценка эффективности порядка цифровизации РЭС ведется по четырем параметрам:

- надежность (SAIDI, SAIFI);
- доступность;
- потери;
- эффективность (CAPEX, OPEX).

3. При выборе приоритетных РЭС в целях цифровизации рассматриваются 4 сценария (Таблица 8.1).

Таблица 8.1

Сценарии	Параметры					
	Эффективность		Потери	Надежность		Доступность
	OPEX	CAPEX		SAIDI	SAIFI	
Приоритет № 1	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Приоритет № 2	↓	↓	↓	↓	↓	↑
Приоритет № 3	↓	↓	↓	↑	↑	↑
Приоритет № 4	↓	↓	↑	↑	↑	↑

↓ - наихудший показатель параметра в регионе

↑ - наилучший показатель параметра в регионе

9. КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

9.1. Начиная с первого этапа развития цифровой интеллектуальной сети потребуется обновление подходов к формированию организационной и производственной структуры, нормированию численности персонала и программ его подготовки, реализация комплекса мероприятий в данной области.

Параллельно с разработкой целевой организационной структуры управления цифровой интеллектуальной сетью необходимо сформировать нормативы трудоемкости обслуживания и ремонта новых типов оборудования, на основе которых актуализировать и типизировать нормативы численности производственного персонала.

9.2. Современный уровень развития технологий и цифровизация процессов предъявляют качественно новые требования к уровню квалификации персонала.

В качестве первоочередной меры приведения квалификации работников к требуемому уровню необходимы актуализация и разработка с последующим внедрением в центры подготовки персонала программ

подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала. Ключевые образовательные программы, требующие актуализации и разработки в связи с развитием цифровой интеллектуальной сети:

- автоматизированные технологические системы;
- автоматизация сети;
- эксплуатация приборов учёта;
- обслуживание и ремонт устройств РЗиА.

9.3. В качестве системных мер требуется доработка профессиональных стандартов по ключевым для ЭСХ компетенциям, в том числе в части квалификационных требований к персоналу, а также образовательных стандартов.

Перечень профессиональных стандартов, по которым может потребоваться доработка:

- работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи;
- работник по техническому обслуживанию и ремонту кабельных линий электропередачи;
- работник по обслуживанию оборудования ПС электрических сетей;
- работник по обслуживанию и ремонту оборудования релейной защиты и автоматики электрических сетей;
- работник по обслуживанию и ремонту оборудования автоматизированных систем управления технологическими процессами в электрических сетях;
- работник по техническому аудиту систем учета электроэнергии.

9.4. Требуется взаимодействие с центрами подготовки персонала, ведущими подготовку по профильным для ЭСХ видам деятельности, по доработке учебных программ.

Центры подготовки персонала потребуют переоснащения новыми типами оборудования, в том числе и на учебных полигонах. Преподавательский состав должен быть переподготовлен или обновлен.

9.5. Цифровизация сети ведёт к снижению численности персонала и изменению его качественного состава (увеличение доли инженеров) за счёт автоматизации систем коммерческого учёта электроэнергии, процессов диагностики электрооборудования и аварийно-восстановительных работ. Необходимо осуществлять текущее и перспективное прогнозирование потребности в персонале требуемого уровня квалификации. С учётом прогнозов потребуется разработка комплексных программ привлечения/ротации/высвобождения персонала.

10. ПЕРЕХОД К ЦИФРОВЫМ РЭС, ЦИФРОВЫМ ПС И ЛЭП - ЭЛЕМЕНТАМ ЦИФРОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

10.1. В связи с вводом новых направлений инновационного развития проверка решений должна исключить формат точечных решений и быть переформатирована в формат комплексных проектов.

Наиболее удобным для тиражирования вариантом комплексного внедрения является формат реализации цифровых РЭС, ПС и ЛЭП.

В своей структуре РЭС имеет ПС, ЛЭП и потребительские сети, может содержать элементы распределенной генерации и диспетчерский центр по автоматизации.

10.2. В архитектуре Цифровой сети можно выделить следующие компоненты:

- сети напряжением 110-750 кВ и выше, которые относятся к классу Macrogrid;
- сети напряжением 6(10)-35 кВ, которые относятся к классу Minigrid;
- сети напряжением 0,4 кВ, которые относятся к классу Microgrid.

10.3. Учитывая, что основной эффект от автоматизации находится на границе «потребитель - сеть» наиболее перспективным для реализации представляется комплекс решений прототипа Mini/Microgrid, обеспечивающего переход сетевой инфраструктуры электрических сетей на новое поколение этих сетей, так называемая технологическая категория - «Цифровой РЭС».

10.4. Комплексность решения состоит в том, что в рамках фрагмента электросетевой инфраструктуры - прототипа Mini/Microgrid выполняются работы, позволяющие произвести оценку эффективности использования не только отдельных инновационных решений, но и проверить как принципиальную возможность их взаимодействия, так и получить новые качества системного характера, что должно обеспечить синергетический эффект, повысить качество энергообеспечения на условиях наиболее приемлемых для потребителей, как конечных получателей энергетического продукта.

При реализации данных решений особое внимание должно быть уделено элементам, обеспечивающим связность всей цепочки решений, то есть интеллектуальность должна начинаться на уровне систем измерений и учета производимой, передаваемой, поставляемой и используемой электроэнергии, а на уровне электрооборудования, и интеллектуальные системы должны обеспечивать наиболее эффективную его работу в любых режимных ситуациях в автоматическом режиме.

Организационный план мероприятий по развитию цифровых сетей

Блок инновационно-технических вопросов	
1.	Разработка концепции создания цифровых сетей.
2.	Разработка программы развития (реализации) цифровых сетей.
3.	Разработка концепции релевантной архитектуры создания цифровой сети.
4.	Формирование технологического реестра и основных функциональных требований к оборудованию, технологиям и материалам под релевантную модель цифровой сети.
5.	Разработка подпрограмм по направлениям развития цифровой сети и релевантной архитектуры: <ul style="list-style-type: none"> - программа развития телемеханики; - программа развития связи; - программа развития корпоративной платформы; - программа развития комплекса автоматизации оперативно-технологического и противоаварийного управления; - программа развития системы управления производственными активами и единой базы данных в формате СІМ модели; - программа развития средств интеллектуальной диагностики и мониторинга; - программа развития средств интеллектуального учета.
6.	Корректировка и вынесение на рассмотрение приоритетных технологических программ: <ul style="list-style-type: none"> - программа АСДТУ; - программа информационных технологий; - единая техническая политика; - программа инновационного развития.
7.	Формирование плана разработки нормативно-технической документации, регламентирующей создание цифровых сетей.
8.	Формирование плана научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на развитие технологий цифровых сетей.
9.	Разработка кластеризованного перечня РЭС, приоритезирующего порядок развития цифровых технологий с учетом затрат и получаемых эффектов.
Блок ИТ и АСУ вопросов	
1.	Разработка функциональных требований к платформенным системам управления и автоматизации процессов корпоративного уровня.
2.	Разработка архитектуры системы автоматизации и управления корпоративного уровня.
3.	Разработка программы развития системы автоматизации и управления корпоративного уровня.
4.	Реализация программы.
5.	Разработка функциональных требований к автоматизированной системе ОТУ.
6.	Разработка архитектуры автоматизированной системы ОТУ.
7.	Разработка требований к выбору компании интегратора в целях обеспечения долгосрочного функционирования и технической поддержки систем автоматизации.

8.	Разработка технического задания на реализацию комплексной программы автоматизации и создания программно-аппаратных комплексов: - ОТУ; - управления активами; - ТОиР; - реновации; - перспективного развития; - технологического присоединения; - энергоэффективности и энергосбережения.
9.	Организация выбора/разработки доверенной платформы в целях реализации предыдущего пункта настоящего перечня поручений.
Блок стратегических вопросов, планирования и целеполагания	
1.	Корректировка стратегии энергопредприятия с учетом перехода на цифровой формат взаимодействия в рамках развития цифровых сетей в увязке с цифровой экономикой .
2.	Корректировка долгосрочной программы развития организации с учетом задачи реализации цифровой сети.
3.	Разработка структуры планирования энергопредприятия с учетом приоритезации инновационной деятельности и задачи по переходу на создание цифровых сетей.
4.	Анализ и корректировка ключевых показателей эффективности организации, обеспечивающих реализацию задачи по созданию цифровых сетей и показателей ее эффективности.
5.	Корректировка стандарта профессионального обучения и переподготовки персонала, в соответствии с программой перехода и создания цифровых сетей.
Блок вопросов инвестиционного планирования	
1.	Корректировка сценарных условий инвестиционных программ.
	Подготовка проекта инвестиционной программы, предусматривающий реализацию пилотных проектов, а также предусматривающий реализацию первого этапа перехода на цифровые сети.
2.	Разработка предложений по корректировке укрупненных нормативов цен, федеральных и территориальных справочников, позволяющих реализовать задачу создания цифровых сетей.
3.	Формирование отдельного критерия формирования инвестиционных программ, предусматривающих реализацию пилотных проектов по реализации модели цифровой сети.
4.	Разработка программы перевода инжиниринговых услуг и поддержки на цифровой формат услуг, предусматривающий: - цифровое проектирование объектов; - цифровое планирование жизненного цикла и его дисконтированной стоимости; - перевода формата закупок по критерию «минимальная цена» на формат закупки контракта жизненного цикла.
5.	Подготовка предложений по источникам финансирования для программы реализации цифровых сетей.
6.	Разработка и внедрение модели закупок оборудования для цифровой сети, учитывающей стоимость жизненного цикла.
Блок вопросов капитального строительства	
1.	Разработка типового технического задания на создание цифрового РЭС.
2.	Разработка типовой конкурсной документации.

3.	Разработка специальных технических условий для реализации пилотных проектов.
4.	Разработка типовой сметной документации по цифровому РЭС.
5.	Организация корректировки удельных стоимостей капитальных затрат на строительство цифровых сетей (оборудование ПС и ЛЭП).
6.	Организация работ по корректировке укрупненных нормативных цен для строительства цифровых сетей.
7.	Обеспечение подготовки исходных данных для разработки проектной документации, согласование и утверждение заданий на проектирование пилотных цифровых ПС, цифрового РЭС.
8.	Организация проведения закупочных процедур и заключение договоров на разработку проектной документации.
9.	Обеспечение утверждения технической части конкурсной документации.
10.	Обеспечение разработки, экспертизы и утверждения проектной документации.
11.	Обеспечение разработки рабочей документации.
12.	Организация проведения закупочных процедур и заключение договоров на выполнение СМР и поставку оборудования.
13.	Обеспечение выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ввод объектов в эксплуатацию согласно графикам.
14.	Разработка типового альбома технических решений для тиражирования.
Блок экономических вопросов и тарифообразования	
1.	Подготовка редакции сценарных условий планирования с учетом реализации инвестиционной программы по созданию цифровых сетей.
2.	Подготовка к заключению регуляторных соглашений, обеспечивающих реализацию программы развития цифровых сетей.
3.	Организация взаимодействия по установлению технологии быстрого результата, обеспечивающей реализацию программы развития цифровых сетей.
4.	Разработка предложений по долгосрочному тарифообразованию, обеспечивающему реализацию программы развития цифровых сетей.
5.	В рамках бюджетного планирования предусмотреть обеспечение расходов по привлечению внешних компетенций с рынка услуг под задачи развития цифровых сетей.
6.	Актуализация программы повышения операционной эффективности на основе эффектов от применения технологий цифровизации.
Блок финансовых вопросов	
1.	Разработка механизмов долгосрочного кредитования и докапитализации под задачи развития цифровых сетей.
2.	Разработка механизмов и фондов поддержки развития направлений цифровизации в электроэнергетики.
3.	Формирование фондов поддержки высокотехнологичных производств.
Блок перспективного развития	
1.	Разработка программы повышения внеарифной выручки на основе модели цифровой сети.
2.	Корректировка программы развития систем интеллектуального учета.
3.	Формирование механизмов автоматизации процесса разработки перспективных схем развития (модель прогнозного планирования и цифрового моделирования схем развития).
4.	Разработка предложений по использованию механизма энергосервисного контракта при реализации программы цифровой сети.
5.	Разработка цифровой информационно-технологической платформы

	«Техприсоединение», для повышения оперативности реализации задач техприсоединения и типизации применяемых решений.
6.	Разработка предложений по сертификации услуг для территориальной сетевой организации на основе требований к развитию цифровых сетей.
Блок задач развития производств и импортозамещения	
1.	Разработка плана развития высокотехнологичных производств для создания цифровых сетей, включающая в себя: <ul style="list-style-type: none"> - технические требования на цифровое оборудование; - проведение аттестации и создание перечня рекомендованных к применению цифровых систем, технологий, комплексов; - организацию трансфера технологий с предложениями по локализации.
2.	Разработка механизмов долгосрочных контрактов (спецконтрактов), по наиболее критичным технологиям.
3.	Корректировка плана импортозамещения по наиболее критичному для создания цифровой сети перечню оборудования.
Блок правового обеспечения	
1.	Разработка перечня нормативно-правовых актов и предложений по изменениям нормативно-правовых актов для организации процесса создания цифровых сетей.
2.	Обеспечение включения в план разработки нормативно-правовых актов предложений по изменению нормативно-правовых актов, в целях обеспечения реализации программы развития цифровых сетей.
3.	Обеспечение внесения пакета нормативно-правовых актов в органы исполнительной власти для рассмотрения и утверждения.
Блок эксплуатации	
1.	Обеспечение разработки эксплуатационной политики, учитывающей переход на технологию цифровых сетей.
2.	Разработка и внедрение новых стандартов по обслуживанию и ремонтам цифровых сетей. Определение трудозатрат на обслуживание и ремонты.
3.	Разработка программы перевода ТОиР на цифровизацию.
4.	Разработка целевой программы роботизации процессов эксплуатации, обслуживания и ремонтов оборудования ПС и ЛЭП.
5.	Разработка типового функционала, учитывающего выполнение следующих задач: <ul style="list-style-type: none"> - ОТУ; - управление активами; - ТОиР; - реновация; - перспективное развитие; - технологическое присоединение; - энергоэффективность и энергосбережение.
6.	Разработка единых технических требований к оборудованию цифровой ПС на основе типового функционала.
7.	Разработка концепции и программы реализации «цифрового персонала» на базе методология планирования рабочего времени сотрудников.
8.	Разработка сводной программы внедрения цифровой сети и технологий с потитульным перечнем и этапностью реализации: <ul style="list-style-type: none"> - в части пилотных проектов; - в части тиражирования опробованных решений и функционала.

Блок организационно-технических вопросов	
1.	Формирование экспертного совета по реализации цифровой сети, в целях формирования экспертного мнения и технической поддержки принимаемых решений, бюджета для организации его деятельности.
2.	Разработка модели управления .
3.	Интеграция в систему управления качеством на предприятии новых моделей.
4.	Разработка предложений по созданию инженерно-технических IT служб развития и технической поддержки автоматизированных систем управления.
Блок вопросов управления персоналом	
1.	Разработка целевой производственной и организационной структуры цифровой сети, реализация пилотного проекта по их внедрению.
2.	Формирование нормативов численности персонала для обслуживания и ремонта цифровых типов оборудования.
3.	Разработка и актуализация ключевых типовых программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала в соответствии с программой перехода и создания цифровых сетей.
4.	Внедрение в учебных центрах ключевых программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала, адаптированных с учётом цифровизации сетей.
5.	Подготовка предложений по доработке профессиональных и образовательных стандартов с учётом цифровизации сетей.
6.	Прогнозирование потребности в персонале новой квалификации по годам развертывания программы цифровизации.
7.	Разработка планов переоснащения центров подготовки персонала новыми типами оборудования.
8.	Разработка программ переобучения персонала, программ высвобождения персонала, поддержки занятости (совместно с региональными органами власти).

Перечень первоочередных научно-исследовательских работ по созданию цифровой сети

К первоочередным научно-исследовательским работам по созданию цифровой сети относится разработка:

1. Системы кластеризации цифровых РЭС и принципов формирования долгосрочной Программы создания цифровых электрических сетей.
2. Системы кластеризации ЦПС по типу с описанием необходимого функционала для каждого типа.
3. Электронного каталога типовых решений для цифрового РЭС.
4. Целевой модели (прототипа) Mini/Microgrid.
5. Автоматизированной системы мониторинга и диагностики ЛЭП с применением беспилотных летательных аппаратов.
6. Технических требований к системе автоматизированного проектирования по стандарту МЭК 61850, алгоритмов и методики проверки системы автоматизированного проектирования на соответствие техническим требованиям.
7. Типовой архитектуры, создание опытных образцов и опытная эксплуатация единой серверной платформы для всех подсистем ЦПС с использованием средств аппаратной виртуализации.
8. Профилей информационного взаимодействия логических узлов для реализации функций РЗА и АСУ ТП и их описание в виде XML-файлов.
9. Требований к интеллектуальным электронным устройствам в части работы с файлами электронной конфигурации в формате SCL, включая требования к описанию функциональных возможностей устройств и требования к сервисному программному обеспечению устройств, алгоритмов и методики проверки соответствия интеллектуальных электронных устройств техническим требованиям.
10. Единой модели информационной сети.
11. Мероприятий по обеспечению кибербезопасности вновь строящихся и реконструируемых ЦПС.
12. Функциональных требований безопасности, требований доверия к безопасности для ЦПС.
13. Алгоритмов работы для адаптивной РЗА.
14. Технико-экономической модели цифрового РЭС, критериев отбора, определение минимально-допустимого технологического уровня

электрических сетей. Выбор пилотного цифрового РЭС.

15. Требований и правил по формированию цифровой базы знаний.

16. Системы управления цифровой базой знаний.

Перечень первоочередных Стандартов организации для создания цифровой сети

1. Пакет стандартов «Цифровой РЭС»:

- Методические рекомендации по проектированию цифровых РЭС. Методические указания по разработке технико-экономического обоснования цифровых РЭС.

- Методические указания по разработке финансово-экономической модели.

- Глоссарий и типовой функционал цифровых РЭС.

- Нормирование операционных затрат для цифровых РЭС. Методические указания по расчету численности цифрового РЭС.

- Нормирование капитальных затрат для цифровых РЭС.

- Требования к системам интеллектуального учета электрического энергии. Методы испытаний и поверки.

- Требования к системам связи и их построению в цифровых электрических сетях 0,4-110 кВ.

- Требования к активному потребителю при осуществлении технологического присоединения и малой распределенной генерации.

- Требования к системам и обеспечению удаленного мониторинга оборудования на РП и ТП 0,4-20 кВ. Руководящие указания по эксплуатации оборудования, оснащенным системой удаленного мониторинга.

- Требования к организации работы оперативно-выездных бригад в цифровых РЭС. Методические указания по расчету численности оперативно-выездных бригад в цифровых РЭС.

- Типовые требования к каналам связи.

- Типовые требования к созданию ЦУС РЭС.

- Типовые требования к системам воздушного мониторинга ЛЭП 0,4-750 кВ.

2. Пакет стандартов «SmartCity».

3. Пакет стандартов «Кибербезопасность».

4. Пакет стандартов «Цифровые ЦПС»:

- Требования к синхронизации точного времени сетевого протокола для измерительных и управляющих систем.

- Методические указания по проектированию ЦПС.

- Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС.

- Типовые методики испытаний компонентов ЦПС на соответствие стандарту МЭК 61850 первой и второй редакции.

- Руководящие указания по эксплуатации оборудования ЦПС.
- Требования к трансформаторам тока и напряжения в соответствии с МЭК 61850. Методы испытаний.
- Требования к составу логических устройств и распределению логических узлов по логическим устройствам.
- Требования к наименованию логических устройств, логических узлов и других элементов модели стандарта.
- Требования к поддерживаемым коммуникационным сервисам и параметрам их настройки, структуре наборов данных.
- Требования к управляемым объектам и поддерживаемым моделям управления стандарта.
- Требования к гибкому моделированию данных стандарта и их наименованию.
- Методика расчета надежности комплексов РЗА и АСУ ТП ЦПС.
- Разработка методик для испытаний микропроцессорных устройств РЗА и АСУ ТП, а также систем автоматизированного проектирования.

Приложение 2

Проект

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № ___ от _____ 2020 года

**Методические рекомендации по тушению пожаров
в электроустановках предприятий электроэнергетики
государств-участников СНГ**

Москва

2020

Содержание

Введение	3
1. Общие положения	3
2. Основные термины, определения и сокращения	7
3. Порядок разработки оперативных планов и оперативных карточек по тушению пожаров в электроустановках	10
4. Действия работников предприятий и подразделений военизированной пожарной службы при тушении пожаров в электроустановках	12
5. Особенности тушения пожаров в отдельных видах электроустановок ...	16
5.1. Тушение пожаров в генераторах, синхронных компенсаторах и электросиловых установках	16
5.2. Тушение пожаров в трансформаторах, дугогасящих катушках, реакторах, конденсаторах связи и в другом маслонаполненном оборудовании	17
5.3. Тушение пожаров в распределительных устройствах и на подстанциях	19
5.4. Тушение пожаров в кабельных сооружениях электроустановок	20
5.5. Тушение пожаров в помещениях аккумуляторных батарей	21
5.6. Тушение пожаров электрооборудования мазутного и масляного хозяйства	22
5.7. Тушение пожаров на пунктах и в щитах управления электроустановками	23
5.8. Тушение пожаров на воздушных линиях электропередачи	23
5.9. Тушение пожаров на комплектных трансформаторных подстанциях ...	24
Приложение 1. Примерная программа специального инструктажа личного состава подразделений военизированной пожарной службы по технике безопасности в электроустановках при проведении пожарно-тактических учений и занятий	26
Приложение 2. Допуск к тушению пожара в электроустановках	27
Приложение 3. Оперативная карточка по тушению пожара в электроустановках (примерная для ТЭЦ)	29
Приложение 4. Перечень электрозащитных средств и других средств индивидуальной защиты для работников предприятий при тушении пожаров в электроустановках	31

Введение

Настоящие Методические рекомендации по тушению пожаров в электроустановках предприятий электроэнергетики государств-участников СНГ (далее – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с пунктом 9 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

Настоящие Методические рекомендации устанавливают требования и порядок безопасного и эффективного тушения пожаров в электроустановках.

Методические рекомендации носят рекомендательный характер, предназначены для персонала предприятий (энергообъектов) и устанавливают порядок разработки оперативных планов и оперативных карточек по тушению пожаров в электроустановках, действия работников предприятий и подразделений пожарной охраны (других пожарных частей и подразделений в соответствии с законодательством государств-участников СНГ) при тушении пожаров в электроустановках и особенности тушения пожаров в отдельных видах электроустановок.

При необходимости настоящие Методические рекомендации могут быть использованы при составлении локальных нормативных актов и организационно-распорядительных документов по тушению пожаров в электроустановках предприятий (энергообъектов) с учетом их конкретных особенностей.

Настоящие Методические рекомендации предназначены для работников предприятий электроэнергетики государств-участников СНГ, личного состава подразделений пожарной охраны (далее - ППО), а также для работников других предприятий независимо от форм собственности и ведомственной подчиненности, участвующих в тушении пожаров в электроустановках.

1. Общие положения

1.1. Обучение работников предприятий (энергообъектов) и личного состава ППО по тушению пожаров в электроустановках под напряжением с применением ручных пожарных стволов должно проводиться на специальных полигонах (тренажерах) при предприятиях или учебных заведениях (центрах) по согласованным учебным программам и включать различные виды работ:

- проведение инструктажа для всех участвующих в тушении пожара в зависимости от особенностей энергообъекта, электроустановки и требований безопасности при тушении пожара под напряжением;

- оформление допуска к работам по тушению пожара в электроустановке;

- заземление пожарных насосов автомобилей и ручных стволов с помощью переносных защитных заземлителей;

- применение средств индивидуальной защиты (электрозащитных средств, средств защиты органов дыхания и др.);

- проверка соблюдения безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих с ручными пожарными стволами.

1.2. Работники предприятий (энергообъектов) и ППО после обучения и тренировки в соответствии с требованиями пункта 1.1 настоящих Методических рекомендаций должны пройти проверку знания норм, правил и инструкций по электробезопасности при тушении пожаров электроустановок под напряжением в объеме требований, соответствующих группе по электробезопасности.

1.3. Проверка знания требований правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок и инструкций по охране труда у электротехнического персонала предприятий (энергообъектов) и у персонала ППО проводится экзаменационными комиссиями, создаваемыми в установленном порядке, или совместными комиссиями, создаваемыми руководителями предприятий и частей военизированной пожарной службы.

1.4. Результаты проверки знаний оформляются в журнале или протоколе установленной формы.

1.5. Личный состав всех ППО, привлекаемый в соответствии с расписанием выезда на тушение пожаров на энергообъектах и в электроустановках, должен проходить не реже одного раза в год специальный инструктаж по особенностям тушения пожаров и вопросам безопасности и охраны труда в энергетических и электрических установках (примерная программа приведена в Приложении 1). Указанный инструктаж проводится инженерно-техническим персоналом предприятия или энергообъекта (электроустановки) во время проведения на них совместных пожарно-тактических учений и занятий.

1.6. На энергообъектах (электроустановках) должны регулярно проводиться тренировки с дежурным персоналом по отработке действий при возникновении пожара, а также совместные с ППО пожарно-тактические учения и занятия не реже одного раза в год под руководством работников ППО. График учений составляется на каждый год руководством ППО, при этом время проведения согласовывается с руководителями соответствующих предприятий. При проведении занятий (учений) на энергообъектах необходимо отрабатывать тактические приемы с выходом пожарных на огневые позиции, с заземлением технических средств пожаротушения (ручных пожарных стволов, насосов пожарных автомобилей) в местах, определенных в оперативных планах пожаротушения и указанных дежурным персоналом энергообъекта (электроустановки) или электросети.

1.7. Руководитель или старший дежурный работник предприятия во время тушения пожара обязан обеспечить усиление охраны территории предприятия (энергообъекта) с привлечением подчиненного персонала (при

необходимости осуществлять вызов работников служб охраны, органов внутренних дел и др.) и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

1.8. Тушение пожаров в электроустановках под напряжением с применением ручных пожарных стволов должно осуществляться после получения допуска на его тушение от старшего должностного лица или других уполномоченных работников дежурной смены при выполнении нижеперечисленных условий:

- соблюдение безопасных расстояний от электроустановок, находящихся под напряжением, до пожарных, работающих с ручными пожарными стволами;
- применение средств индивидуальной защиты (электрозащитных средств) при тушении пожаров в электроустановках без снятия напряжения;
- заземление пожарных стволов и пожарной техники.

1.9. Допуск персонала ППО к тушению пожаров на энергообъектах и в электроустановках со снятием напряжения проводится дежурным персоналом энергообъекта (дежурным электромонтером подстанции, электростанции, котельной, оперативно-выездной бригады и др.) или другим работником электротехнического или электротехнологического персонала с группой по электробезопасности не ниже 4, которым предоставлено это право приказом (указанием, распоряжением) руководителя предприятия.

1.10. Допуск оформляется выдачей ППО специального бланка «Допуск № на тушение пожара в электроустановках» (Приложение 2), заполняемого под копиру в двух экземплярах. Второй экземпляр Допуска хранится у дежурного персонала предприятия (объекта).

1.11. О проведенном допуске к тушению пожара дежурным персоналом производится запись в оперативной документации предприятия (энергообъекта) и при необходимости сообщается вышестоящему дежурному персоналу.

1.12. В качестве противопожарных средств при тушении пожаров в электроустановках под напряжением целесообразно использовать компактные и распыленные струи воды, негорючие газы и порошковые составы, а также комбинированные составы (распыленную воду с порошком).

1.13. Позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических учений (занятий), а затем указываются в оперативном плане пожаротушения и оперативных карточках по тушению пожара (Приложение 3).

1.14. Заземление ручных пожарных стволов и насосов пожарных автомобилей при тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением до 1000 В, должно осуществляться с помощью гибких медных проводов сечением не менее 16 мм, снабженных специальными устройствами (зажимами) для быстрого надежного присоединения к заземленным конструкциям (металлоконструкциям подстанций, металлическим опорам воздушных линий электропередачи, гидрантам водопроводных сетей, обсадным

трубам артезианских скважин, шурфов и др.). Переносные заземляющие устройства для заземления пожарных стволов, пеногенераторов и насосов пожарной техники изготавливаются в необходимом количестве энергетическими и другими предприятиями и могут передаваться в установленном порядке ППО. Длина провода переносных заземляющих устройств определяется с учетом необходимости свободного маневрирования пожарным стволом при тушении пожаров в электроустановках.

1.15. Места подключения к заземленным конструкциям, перечисленным в пункте 1.14 должны определяться работниками, обслуживающими энергообъект (электроустановку), обозначаться соответствующими знаками заземления и указываться в графической части оперативного плана тушения пожара.

1.16. Ручные пожарные стволы и насосы пожарной техники должны заземляться с помощью отдельных заземлителей. При подаче воды от сетей внутреннего водопровода заземляются только пожарные стволы. Необходимое количество переносных заземлений, электроизолирующей обуви, перчаток и места их хранения определяются руководителями предприятий (энергообъектов), исходя из расчета подачи огнетушащих средств на электроустановки, находящиеся под напряжением. При этом расчет их потребности производится по наиболее сложному варианту тушения пожара.

1.17. Индивидуальные электрозащитные средства (электроизолирующие перчатки, боты) необходимо применять для защиты от поражения электротоком персонала предприятия (энергообъекта, электроустановки) и пожарных, участвующих в тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением.

1.18. Пожарные автомобили ППО должны быть укомплектованы электрозащитными средствами в количестве не менее двух комплектов, а пожарные автомобили, обслуживающие энергообъекты, - в соответствии с отраслевыми нормами и численностью боевых расчетов, непосредственно участвующих в тушении пожара.

1.19. Предприятия (энергообъекты), а также другие предприятия, эксплуатирующие электроустановки, должны быть укомплектованы по установленным нормам соответствующими электрозащитными средствами (контактными или бесконтактными указателями или сигнализаторами напряжения, электроизолирующими перчатками, ботами, переносными заземлениями, электроизолирующими штангами (Приложение 4), которые должны использоваться дежурным или другим персоналом при тушении пожаров в электроустановках.

1.20. В зависимости от местных условий на предприятии (энергообъекте) могут быть выделены дополнительные средства индивидуальной защиты (электрозащитные средства) и определены места их хранения, доступные работникам предприятия (энергообъекта) при

возникновении пожара в электроустановке (например, в местах хранения огнетушителей и др.).

1.21. Электрозащитные средства должны испытываться в установленные сроки и содержаться в соответствии с требованиями нормативных документов о применении средств защиты в электроустановках.

1.22. При тушении пожаров в электроустановках с использованием автономных передвижных источников питания электроэнергией (передвижных электростанций с двигателями внутреннего сгорания, газотурбинных и других электростанций) для питания электроприемников передвижных установок (пожарных насосов, насосов для откачки воды, мощных осветительных установок и др.) должны соблюдаться требования безопасности, изложенные в специальных инструкциях по эксплуатации этих источников. Автономные источники питания электроэнергией вводятся в действие по распоряжению руководителя тушения пожара. Работниками предприятия (энергообъекта) и личным составом ППО должны применяться соответствующие электрозащитные средства и соблюдаться требования электробезопасности в соответствии с действующими нормативными актами государств-участников СНГ и организационно-распорядительными документами предприятия.

2. Основные термины, определения и сокращения

Безопасное расстояние - наименьшее допустимое расстояние между работающим и источником опасности, необходимое для обеспечения безопасности работающего.

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) - устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и др.).

Горение - экзотермическая реакция окисления вещества, сопровождающаяся свечением и (или) выделением дыма.

Главное распределительное устройство электростанции (ГРУ) - сооружение с системой шин, к которой подключены источники питания (генераторы).

Заземлитель - проводник или совокупность металлических соединенных проводников, находящихся в соприкосновении с землей или ее эквивалентом.

Источник питания электроэнергией - электроустановка, от которой осуществляется питание электроэнергией потребителя или группы потребителей.

Коммутационный аппарат - электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и проведения тока, например выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель, автомат, рубильник, пакетный выключатель, предохранитель и др.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) - подстанция, состоящая из трансформаторов и блоков (КРУ или КРУН и других элементов), поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Оперативно-выездная бригада (ОВБ) - бригада, состоящая из двух и более работников (электромонтера, шофера, мастера или др.) и выезжающая на транспортном средстве для оперативного обслуживания и устранения повреждений в электросетях.

Оперативно-ремонтная бригада - ремонтная бригада, состоящая из двух и более работников (электромонтеров, монтеров и др.), одному из которых или нескольким предоставлено право выполнения оперативных переключений в электроустановках закрепленной зоны.

Охранная зона ВЛ - участок земли и пространства, заключенный между вертикальными плоскостями, проходящими через параллельные прямые, отстоящие от крайних проводов (при неотклоненном их положении) на расстоянии:

до 1 кВ.....	2 м;	220 кВ.....	25 м;
до 20 кВ.....	10 м;	330 кВ.....	30 м;
35 кВ.....	15 м;	750 кВ.....	40 м
110 кВ.....	20 м;		

Паротурбинная установка - установка, предназначенная для преобразования энергии пара в механическую энергию, включающая паровую турбину и вспомогательное оборудование, например питательный турбонасос электростанции.

Персонал административно-технический - категория работников, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в энергоустановках.

Персонал обслуживающий квалифицированный - категория специально подготовленных работников, прошедших проверку знаний в объеме, обязательном для данной работы (должности), и имеющих соответствующую квалификационную группу по электробезопасности.

Персонал электротехнический - категория работников, организующих и осуществляющих монтаж, наладку, обслуживание, ремонт, управление режимами работы электроустановок.

Персонал электротехнологический - персонал, у которого в управляемом им технологическом процессе основной составляющей является электрическая энергия (например, электросварка, электродуговые печи, электролиз и др.), использующий в работе ручные электрические машины, переносной электроинструмент и светильники, и другие работники, для которых должностной инструкцией или инструкцией по охране труда

установлена необходимость знания требований охраны труда (в тех областях, где требуется 2 или более высокая группа по электробезопасности).

Пожарная техника - технические средства для тушения пожара, а также спасения людей, материальных ценностей и защиты пожарных от воздействия опасных факторов пожара.

Предприятие - самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в порядке, установленном законодательством для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

Противопожарное водоснабжение - совокупность инженерно-технических средств и сооружений, обеспечивающих подачу воды для тушения пожара.

Распределительное устройство - электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

Примечание. Распределительные устройства подразделяются на:

- главное распределительное устройство (ГРУ);
- закрытое распределительное устройство (ЗРУ);
- комплектное распределительное устройство (КРУ);
- комплектное распределительное устройство наружной установки (КРУН);
- открытое распределительное устройство (ОРУ).

Распределительное устройство собственных нужд (РУСН) - электроустановка, предназначенная для подключения электроприемников механизмов (насосов, вентиляторов и др.) электростанции или подстанции.

Средства электрозащитные - переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих в электроустановках, от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Средства электроизолирующие - средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которые позволяют прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением. К ним относятся: электроизолирующие (диэлектрические) перчатки, боты, галоши, коврики, штанги и др.

Трансформаторная подстанция (ТП) - электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов.

Примечание. Трансформаторные подстанции подразделяются на открытые, закрытые (ЗТП), встроенные, мачтовые (МТП), комплектные подстанции (КТП) и др.

Теплоэлектростанция (ТЭС) - паротурбинная электростанция, предназначенная для производства электрической энергии и тепла.

Электроустановка - совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования в другой вид энергии.

Электроустановка действующая - электроустановка или ее участок, которые находятся под напряжением или на которые напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов.

Электрическая станция - энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.

Электролизная установка - установка для получения водорода методом электролиза.

Электрохозяйство предприятия - совокупность электроустановок предприятия.

Энергообъект - электрические станции, котельные, электрические и тепловые сети, подстанции, диспетчерские центры (пункты, центры управления) и другие объекты, на которых осуществляется генерация, передача, транспорт, диспетчеризация и сбыт тепловой и электрической энергии.

Щит управления энергообъектом - совокупность панелей с устройствами управления, приборами контроля, защиты и сигнализации, предназначенных для управления работой электростанции (подстанции, котельной или другой установки).

3. Порядок разработки оперативных планов и оперативных карточек по тушению пожаров в электроустановках

3.1. Оперативный план тушения пожара (далее - план) в электроустановках предприятия (энергообъекта) является основным документом, определяющим порядок взаимодействия работников предприятия (энергообъекта) с личным составом ППО и условия обеспечения их безопасности при тушении пожара.

3.2. При разработке оперативных планов тушения пожаров определяется необходимое количество электрозащитных средств на энергообъектах, в том числе для ППО, привлекаемых к тушению пожаров из других частей.

3.3. Оперативный план тушения пожара разрабатывается ППО совместно со специалистами предприятия (энергообъекта, производства, цеха,

службы и др.) для электростанций с паровыми турбинами любой мощности, дизельных электростанций с установленной мощностью 500 кВт и более, а также для трансформаторных подстанций напряжением 110 кВ и выше с постоянным обслуживающим персоналом, согласовывается с руководителем предприятия (энергообъекта) и утверждается руководством ППО.

3.4. План состоит из текстовой и графической частей.

3.5. В текстовой части плана должны быть указаны основные обязанности и действия дежурного персонала и других работников предприятия (энергообъекта) при возникновении пожара и его тушении:

- перечисляются действия работников, входящих в состав дежурной смены предприятия (энергообъекта), при обнаружении пожара с указанием конкретных должностей и профессий работников, порядка и последовательности выполнения операций до прибытия ППО, а также порядка выдачи письменного допуска (разрешения) на тушение и проведения соответствующего инструктажа по обеспечению безопасных условий тушения пожара.

При этом указываются обязанности дежурного персонала и членов добровольной пожарной дружины предприятия (энергообъекта):

- определяется организация тушения пожара имеющимися силами и средствами, а также, при необходимости, охлаждения несущих металлических ферм, перекрытий, колонн и балок, технологического оборудования, трубопроводов и емкостей с горючими жидкостями и газами;

- определяются порядок выдачи ППО переносных заземляющих устройств, электрозащитных средств и порядок проведения работ по заземлению пожарной техники, оборудования и обозначения мест заземления.

Графическая часть плана составляется в соответствии с требованиями о порядке разработки оперативных планов и оперативных карточек по тушению пожаров в электроустановках нормативных актов государств-участников СНГ и организационно-распорядительных документов предприятия.

3.6. При наличии на энергообъекте особенностей для руководителя тушения пожара разрабатываются конкретные рекомендации по тушению, которые должны быть включены в текстовую часть плана. Подробно разрабатывается порядок тушения пожара в электроустановках, находящихся под напряжением 10 кВ, а также выдаются конкретные рекомендации по обеспечению безопасных условий при тушении. На тушение пожара мазутного хозяйства предприятия при наличии резервуаров с общим объемом более 2000 м³ разрабатывается отдельный план.

3.7. После утверждения план должен быть изучен соответствующим административно-техническим и дежурным персоналом предприятия (энергообъекта) и личным составом ППО. Один экземпляр оперативного плана передается администрации предприятия (энергообъекта) и хранится у старшего

дежурного работника (начальника смены станции, котельной, предприятия электросетей и др.) вместе с бланками допусков на тушение пожара.

3.8. Оперативные карточки по тушению пожара разрабатываются работниками предприятия (энергообъекта) с участием ППО на каждый отсек кабельных сооружений (помещений), синхронный генератор и компенсатор, силовой трансформатор напряжением 35 кВ и выше (блочный, связи, собственных нужд и др.) с указанием в них основных действий дежурного персонала при возникновении пожара. Оперативные карточки по тушению пожара утверждаются руководителем (заместителем руководителя) предприятия и хранятся у старшего дежурного работника (начальника смены станции, цеха, производства, котельной, дежурного диспетчера электрических, тепловых сетей, дежурного подстанции и др.). При необходимости оперативные карточки по тушению пожара согласовываются с соответствующими диспетчерскими и технологическими службами предприятия.

На КТП напряжением до 10 кВ, обеспечивающих электроснабжение сельских населенных пунктов и поселков городского типа, допускается составление типовой оперативной карточки по тушению пожара с указанием мест их расположения (адресата).

4. Действия работников предприятий и подразделений военизированной пожарной службы при тушении пожаров в электроустановках

4.1. При возникновении пожара в электроустановке на предприятии (энергообъекте) каждый работник, обнаруживший пожар, должен немедленно сообщить об этом в пожарную службу, старшему дежурному работнику в смене и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением требований действующих правил и инструкций по охране труда.

Старший работник в смене обязан немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную службу, руководителям предприятия (энергообъекта), а также дежурному диспетчеру: района, предприятия или объединенного диспетчерского управления энергосистемы (по специальному списку).

4.2. Старший дежурный работник в смене лично или с привлечением подчиненного персонала обязан определить очаг пожара, возможные пути его распространения, оценить возможную опасность для обслуживающего или другого персонала, технологического оборудования, зданий и сооружений.

В случае угрозы для жизни людей необходимо немедленно организовать эвакуацию всех работников, не участвующих в тушении пожара на энергообъекте.

4.3. После определения места возникновения пожара старший дежурный работник в смене обязан выполнить следующие работы.

Лично или с привлечением дежурного персонала и других работников проверить включение автоматической установки пожаротушения (при ее наличии), а в случае отказа - задействовать ее в ручном режиме.

Принять меры по созданию безопасных условий персоналу энергообъекта и личному составу ППО для ликвидации пожара:

- выполнить необходимые операции на технологическом оборудовании (отключение оборудования, вытеснение водорода из корпуса генератора или синхронного компенсатора, снятие напряжения с электроустановок, слив масла из маслобака турбогенератора, закрытие задвижек и вентилей на трубопроводах и др.);

- приступить к тушению пожара силами и средствами энергообъекта (стационарными, передвижными, ручными) с соблюдением требований правил техники безопасности и инструкций по охране труда;

- направить работников, хорошо знающих расположение энергообъектов, подъездных путей к ним и к водоисточникам, для встречи личного состава ППО и выдачи им электрозащитных средств;

- при необходимости организовать и обеспечить охлаждение водой от пожарных кранов или стационарных лафетных стволов и системы орошения (при ее наличии) металлических ферм, перекрытий и колонн здания, а также рядом расположенного оборудования и технологических сооружений с учетом требований правил техники безопасности;

- отключить или переключить присоединения в электроустановках, находящихся в зоне пожара. Эти операции выполняются старшим дежурным работником предприятия (энергообъекта): начальником смены электростанции, цеха, котельной, диспетчером, дежурным подстанции и др. или, по его распоряжению, подчиненным дежурным персоналом: персоналом ОВБ, другими работниками с последующим сообщением вышестоящему дежурному персоналу о проведенных переключениях.

До прибытия первого ППО руководителем тушения пожара является старший дежурный работник энергообъекта (начальник смены электростанции, котельной, цеха, производства, дежурный подстанции) или руководитель предприятия (энергообъекта).

4.4. Старший начальник ППО, прибывший к месту пожара, обязан немедленно связаться со старшим дежурным работником в смене энергообъекта, получить от него сведения о возникшей обстановке и письменный допуск к тушению пожара.

4.5. Подразделения пожарной охраны приступают к тушению пожара на энергообъекте (в электроустановке) после получения инструктажа от дежурного персонала или специально выделенного работника предприятия (энергообъекта).

4.5.1. При тушении пожаров в электроустановках под напряжением до 10 кВ включительно должна соблюдаться определенная последовательность выполнения работ ППО, обеспечивающая безопасные условия для пожарных при подаче огнетушащих веществ на токоведущие части электроустановок.

После прибытия ППО к месту вызова выполняются следующие работы:

- руководитель тушения пожара на основе оценки обстановки определяет и согласовывает с дежурным персоналом энергообъекта схему расстановки сил и средств, маршруты движения к месту пожара, места заземления пожарной техники, получает электрозащитные средства от персонала энергообъекта или использует имеющиеся в комплекте машины;

- личный состав ППО заземляет насос пожарного автомобиля с помощью специального устройства путем подключения в указанном месте к стационарному контуру заземления или к заземленным металлическим конструкциям, перечисленным в пункте 1.14;

- личный состав ППО прокладывает рукавную линию от автоцистерны до боевой позиции по маршруту, указанному руководителем тушения пожара;

- личный состав ППО заземляет ручной пожарный ствол, подключая его с помощью специальных приспособлений и провода к стационарному контуру заземления в указанном месте, а затем выходит на боевую позицию, определенную руководителем тушения пожара;

- руководитель тушения пожара после проверки правильности расстановки личного состава ППО с учетом безопасных расстояний и обеспечения его электрозащитными средствами отдает распоряжение на подачу огнетушащих средств в зону горения.

После ликвидации пожара все работы выполняют в обратной последовательности:

- прекращается подача огнетушащих средств;

- отсоединяются заземляющие устройства от контура заземления;

- пожарные уходят с боевых позиций по безопасным маршрутам и одновременно убирают пожарно-техническое вооружение.

4.6. Для руководства тушением сложных и развившихся пожаров создается оперативный штаб пожаротушения. В состав штаба включаются руководители или выделенные ими другие работники и специалисты предприятия (энергообъекта).

4.7. Запрещается тушение пожара в помещениях с электрооборудованием, находящимся под напряжением до 10 кВ, всеми видами пены с помощью ручных средств пожаротушения, так как пена и раствор пенообразователя обладают повышенной электропроводимостью по сравнению с распыленной водой.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (туннеля) необходимо осуществить закрепление и заземление пеногенераторов, а также заземление насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в электроизолирующих перчатках и ботах.

4.8. Для предотвращения приближения людей к токоведущим частям электроустановок и поражения их электрическим током запрещается тушение пожара ручными средствами пожаротушения в сильно задымленных помещениях предприятий (энергообъектов) при видимости менее 5 м и применении пожарных стволов с диаметром spryska 13 мм, при видимости менее 10 м и применении пожарных стволов с диаметром spryska 19 мм (Таблица 1), а также нахождение работников предприятия (энергообъекта) и личного состава ППО в помещениях без снятия напряжения с электрооборудования, ошиновки и кабельных линий.

4.9. При тушении пожара компактными и распыленными водяными струями без снятия напряжения с электроустановок напряжением до 10 кВ должны быть заземлены пожарный ствол и насос пожарного автомобиля, а ствольщик обязан работать в электроизолирующих ботах (галошах) и перчатках и находиться от электроустановок не ближе расстояний, указанных в Таблице 1.

Таблица 1

Минимально допустимые расстояния от действующих электроустановок до насадок пожарных стволов

Номинальное напряжение электроустановки, кВ	Минимально допустимые расстояния от насадки пожарного ствола (при диаметрах spryska 13 и 19 мм) до горящих электроустановок и кабелей, м	
	13 мм	19 мм
До 1 включительно	3,5	4,0
3-10	4,5	8,0

Примечание. Применение соленой и сильно загрязненной воды для тушения пожаров в электроустановках не допускается в связи с ее повышенной электропроводностью.

4.10. При тушении пожаров на большой площади, возникших в результате выброса горящего трансформаторного, турбинного или компрессорного масла, необходимо использовать распыленную воду, порошковые составы или комбинированный способ подачи огнетушащих веществ (воды и порошка).

4.11. При возникновении пожаров на объектах электрических сетей напряжением до 10 кВ без постоянного дежурного персонала (КТП, КРУН, трансформаторах напряжения, конденсаторах, кабельных муфтах и др.) тушение пожара ППО может производиться самостоятельно с соблюдением требований правил техники безопасности в соответствии с пунктом 4.5.1 до прибытия местного дежурного персонала (ОВБ, дежурного электромонтера с дежурством на дому или др.). При этом должен быть немедленно вызван персонал предприятия, ОВБ или другие работники, обслуживающие энергообъект.

5. Особенности тушения пожаров в отдельных видах электроустановок

5.1. Тушение пожаров в генераторах, синхронных компенсаторах и электросиловых установках

5.1.1. При загорании обмоток генератора или синхронного компенсатора, пожарах в их магнитопроводах, а также при загораниях или взрывах водорода в сливных маслопроводах и комплектных экранированных токопроводах в зоне выводов и в других частях генератора обслуживающий персонал обязан немедленно отключить их от сети с одновременным отключением автомата гашения поля и со срывом вакуума при обязательном непрерывном вращении его ротора после отключения. Генератор или синхронный компенсатор немедленно переводится на охлаждение углекислотой при избыточном давлении 0,03 - 0,05 МПа (0,3 - 0,5 кгс/см²) в его корпусе, а ошиновка заземляется.

5.1.2. При загорании водорода в результате его утечки из корпуса генератора (синхронного компенсатора) и аппаратуры системы газо- и маслоснабжения необходимо снизить давление водорода в системе до 0,03 - 0,05 МПа (0,3 - 0,5 кгс/см²) и тушить способом, указанным в пункте 5.1.3.

5.1.3. При загорании водорода в результате утечки его из трубопроводов системы газоснабжения необходимо снизить его давление, перекрыть доступ водорода и воздуха к месту горения, наложив при возможности на место утечки асбестовую или другую негорючую ткань, и сбить пламя струей углекислоты.

5.1.4. При загорании водорода в камере выводов генератора (синхронного компенсатора) в результате его утечки и невозможности сбить пламя из-за близкого расположения токоведущих частей, находящихся под напряжением, следует немедленно разгрузить и отключить турбогенератор (синхронный компенсатор), отключить коммутационные аппараты в электрической схеме и заземлить ошиновку, снизить давление водорода до 0,03 - 0,05 МПа (0,3 - 0,5 кгс/см²) и сбить пламя, в случае необходимости перевести турбогенератор на охлаждение углекислотой (при переводе обязательно должно поддерживаться избыточное давление газа).

5.1.5. При загорании во время ремонтных работ на генераторе (синхронном компенсаторе) при открытых торцевых щитах пожар необходимо тушить углекислотными или аэрозольными огнетушителями. Для уменьшения

объемов повреждения изоляции обмоток применение пенных, порошковых и химических огнетушителей запрещается.

5.1.6. При возникновении пожара на турбогенераторе необходимо немедленно принять меры по охлаждению металлических ферм перекрытия машинного зала, расположенных над местом пожара, при помощи компактных водяных струй от пожарных кранов или лафетных пожарных стволов.

5.1.7. При выходе из строя системы подачи масла на уплотнения генератора (синхронного компенсатора) следует немедленно отключить турбогенератор (синхронный компенсатор) и перевести его на охлаждение углекислотой с избыточным давлением 0,05 МПа (0,5 кгс/см²).

5.1.8. Для тушения разлившегося турбинного масла вследствие нарушения уплотнений подшипников, фланцевых соединений трубопроводов маслосистемы и горения кабельных линий у турбогенераторов (синхронных компенсаторов) следует применять распыленную воду от пожарных кранов, а также порошковые огнетушители, соблюдая требования правил техники безопасности.

5.1.9. При загорании водорода в помещении электролизной наряду с общими мерами по ликвидации загорания (сбивание пламени струей инертного газа, наложение асбестовых или других негорючих материалов) необходимо немедленно отключить установку, закрыть задвижки на трубопроводах, ведущих к ресиверам водорода, снизить давление в системе до 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) и подать в установку азот.

5.1.10. При загорании водорода на газовом посту турбогенератора (синхронного компенсатора) из-за утечки газа необходимо отключить неисправный участок трубопровода от электролизной установки и от генератора (синхронного компенсатора) и потушить пожар с использованием углекислотных огнетушителей и наложением асбестовых полотен.

5.1.11. При загорании электродвигателей необходимо отключить их от электросети и тушить обычными методами. При невозможности снятия напряжения тушение пожара проводится под напряжением углекислотными, порошковыми, аэрозольными огнетушителями или распыленной водой с соблюдением требований правил техники безопасности.

5.2. Тушение пожаров в трансформаторах, дугогасящих катушках, реакторах, конденсаторах связи и в другом маслonaполненном оборудовании

5.2.1. При пожаре в силовых, измерительных маслonaполненных трансформаторах, дугогасящих и шунтирующих реакторах необходимо немедленно отключить их коммутационными аппаратами от шин распределительных устройств; если они не отключились устройствами релейной защиты, отключить соответствующие выключатели и разъединители, заземлить ошиновку присоединений, отключить системы воздушного и

масляного охлаждения вышеуказанного оборудования. При необходимости отключить и заземлить близко расположенные токоведущие части других присоединений.

5.2.2. После снятия напряжения с трансформатора необходимо приступить к тушению пожара на нем с использованием распыленной воды, углекислотных и пенных огнетушителей, воздушно-механической пены или порошковых огнетушителей.

Тушение разлившегося трансформаторного масла необходимо проводить тонко распыленной водой, песком, воздушно-механической пеной или порошковыми составами.

5.2.3. При повреждении элементов силового или иного трансформатора внутри бака с последующим выбросом масла через выхлопную трубу (клапан), верхнее или нижнее фланцевое соединение (при срезе стяжных болтов, деформации бака, радиаторов и др.) следует вводить при возможности передвижные средства пожаротушения внутрь бака через образовавшиеся отверстия.

При пожаре на крышке бака силового трансформатора без повреждения его элементов следует:

- выполнить необходимые отключения коммутационных аппаратов;
- при возможности перекрыть задвижку на трубе между расширителем и баком трансформатора с учетом допустимой для человека температуры. При этом запрещается сливать масло из корпуса трансформатора, так как это может привести к распространению огня на его обмотку;
- при невозможности ликвидировать пожар без слива масла необходимо спустить его из расширителя в дренажное устройство, если есть полная уверенность, что зона горения не увеличится из-за плохого поглощения масла дренажным устройством, особенно в осенне-зимний период.

5.2.4. При угрозе распространения пламени и продуктов горения на расположенные рядом силовые трансформаторы и другое энергетическое (электрическое) оборудование (разъединители, изоляторы и др.) необходимо принять меры по их отключению от источника питания (сборных шин и др.) и охлаждению распыленной струей воды и при необходимости обваловать очаг пожара.

5.2.5. Тушение пожара в сухих силовых трансформаторах до 10 кВ включительно, расположенных в помещениях, должно проводиться распыленной водой после отключения их коммутационными аппаратами на стороне высшего и низшего напряжений, а при невозможности отключения - углекислотными огнетушителями под напряжением с соблюдением требований правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

5.2.6. При отказе работы автоматической стационарной системы тушения пожара водой и орошения силовых трансформаторов необходимо

включить ее вручную. В случае неуспешного ручного включения эта система должна быть отключена коммутационными аппаратами, а тушение пожара осуществлено водяными струями от пожарной техники.

5.2.7. Тушение пожаров в маслonaполненных измерительных трансформаторах тока и напряжения, дугогасящих и шунтирующих реакторах, конденсаторах связи, выключателях, в оборудовании для очистки и хранения масла на электрических станциях, подстанциях, котельных и других аналогичных объектах осуществляется в соответствии с требованиями, указанными в настоящей главе.

5.3. Тушение пожаров в распределительных устройствах и на подстанциях

5.3.1. В распределительных устройствах напряжением до 10 кВ включительно тушение пожаров проводится, как правило, со снятием напряжения с токоведущих частей. Допускается тушение пожаров в электроустановках под напряжением углекислотными, порошковыми, аэрозольными составами, а если возникший пожар не потушен, то распыленной струей воды с соблюдением требований правил техники безопасности (в электроизолирующих перчатках и ботах, с заземлением пожарного ствола и насоса пожарного автомобиля путем присоединения их к общему контуру заземления распределительного устройства).

5.3.2. При пожарах в распределительных устройствах напряжением выше 10 кВ необходимо отключить коммутационными аппаратами оборудование в горящей ячейке или секцию (систему) шин и тушить водой или другими огнетушащими составами.

5.3.3. При возможности оседания копоти и сажи на поверхности изоляции электрооборудования, на проводах, приборах, устройствах защиты и автоматики необходимо отключить оборудование в распределительном устройстве, а в ЗРУ (ГРУ, КРУ, РУСН) - снять напряжение с секции шин для предотвращения их повреждения вследствие коротких замыканий.

5.3.4. Трансформаторное масло, разлившееся в ячейке или в коридоре распределительного устройства, следует тушить тонко распыленной водой, порошковыми составами, песком или с использованием асбестового полотна и полотен на основе минеральных волокон.

5.3.5. При пожаре в ГРУ, КРУ, КРУН и РУСН необходимо осуществлять контроль за нагревом силовых и контрольных кабелей, расположенных в помещениях под этими распределительными устройствами и предупредить возможность их загорания.

5.3.6. При пожаре на пунктах (щитах) управления и на панелях с устройствами релейной защиты, автоматики и управления должны немедленно приниматься меры по уменьшению объемов повреждения устройств управления, телесигнализации, телеуправления, релейной защиты, автоматики и питающих их кабелей.

5.3.7. Тушение пожаров на пунктах и щитах управления при наличии на них электроустановок напряжением до 0,4 кВ включительно допускается проводить под напряжением с применением углекислотных, аэрозольных, порошковых огнетушителей. Если пожар не ликвидирован, следует применить распыленные водяные струи от пожарного водопровода или пожарной техники с соблюдением требований правил электробезопасности (работать в электроизолирующих перчатках и ботах, заземлять пожарный ствол и насос пожарного автомобиля).

При необходимости следует использовать индивидуальные средства защиты органов дыхания работников.

5.4. Тушение пожаров в кабельных сооружениях электроустановок

5.4.1. Тушение пожаров в кабельных сооружениях (туннелях, каналах, этажах и полуэтажах, шахтах и др.) проводится в порядке, указанном в соответствующих оперативных карточках по тушению, при помощи стационарной системы водяного или пенного пожаротушения, а также путем применения других огнетушащих средств: углекислотных, порошковых, аэрозольных составов, воды, песка, асбестового полотна и др. Способ тушения пожара выбирается в зависимости от места возникновения, площади, объема и распространения пожара с соблюдением требований правил техники безопасности.

5.4.2. При наличии в кабельных сооружениях автоматической системы тушения пожара проверяется ее включение и эффективность работы. Если она автоматически не включилась или сработала только сигнализация о пожаре, то система пожаротушения приводится в действие ручным пуском.

5.4.3. Для тушения пожара на открытых кабельных сооружениях (в лотках, на стенах, эстакадах и др.) следует применять струи распыленной воды от пожарных стволов или порошковые составы.

5.4.4. Для предупреждения распространения пожара в кабельном сооружении должны приниматься меры по созданию водяных завес или по вводу пеногенераторов через люки для заполнения объема кабельного помещения воздушно-механической пеной от передвижной пожарной техники с соблюдением требований правил электробезопасности.

Также должно проводиться отделение отсеков, в которых возник пожар, от смежных помещений путем закрытия дверей в секционных перегородках, отключения вентиляции и применения средств пожаротушения. В исключительных случаях возможно заполнение пеной соседних кабельных помещений.

При тушении пожаров в кабельных сооружениях электроустановок должны использоваться индивидуальные средства защиты органов дыхания работников.

5.4.5. Способы тушения пожара в кабельных этажах и полуэтажах аналогичны тушению пожаров в кабельных каналах, туннелях и шахтах.

5.4.6. Тушение пожаров в кабельных подщитовых помещениях (под технологическими щитами, распределительными устройствами собственных нужд и др.) проводится первичными средствами пожаротушения, углекислотными, порошковыми, аэрозольными составами и распыленной водой из пожарных стволов с соблюдением требований правил электробезопасности.

5.4.7. Во время тушения водой горящих электрических кабелей в туннелях и шахтах работники предприятия или ППО должны применять электроизолирующие боты и перчатки. При этом пожарный ствол и насос пожарного автомобиля должны быть надежно заземлены.

5.4.8. Одновременно с тушением пожара дежурный персонал предприятия (энергообъекта) должен принять меры по немедленному отключению коммутационными аппаратами электрических кабелей, находящихся в зоне пожара, в первую очередь кабелей более высокого напряжения.

5.4.9. Тушение пожаров ручными средствами пожаротушения в кабельных сооружениях и помещениях при сильном задымлении (видимость менее 5 м) без снятия напряжения с токоведущих частей электроустановок и нахождении в них работников запрещается для предотвращения травмирования электротоком.

5.5. Тушение пожаров в помещениях аккумуляторных батарей

При пожаре в помещении аккумуляторной батареи на электрических станциях, подстанциях или других энергообъектах дежурный или другой обслуживающий персонал обязан выполнить необходимые переключения и другие работы.

5.5.1. Отключить батарею коммутационной аппаратурой, включить резервный источник постоянного тока и сообщить о происшедшем вышестоящему руководителю и старшему дежурному в смене (начальнику смены, диспетчеру или другим руководителям).

5.5.2. Отключить вытяжную и приточную вентиляцию (если она находилась в работе).

5.5.3. Приступить к тушению пожара с применением средств индивидуальной защиты (электроизолирующих перчаток и бот, защитных очков и шерстяной одежды для защиты от брызг электролита - раствора серной кислоты). Использовать следующие средства пожаротушения или их сочетание: углекислотные огнетушители, аэрозольные огнетушители и распыленную воду - с соблюдением требований правил техники безопасности (заземлить пожарный ствол, использовать электроизолирующие перчатки и боты).

5.5.4. При тушении пожара распыленной водой не допускать попадания воды в банки с электролитом для предотвращения его разбрызгивания и разлива в помещении аккумуляторной батареи.

5.5.5. В случае разлива электролита ограничить его растекание и немедленно провести нейтрализацию щелочным составом или содовым раствором.

5.5.6. При загорании оборудования зарядных агрегатов проводить их тушение способом и средствами, указанными в пункте 5.6.6.

5. 6. Тушение пожаров электрооборудования мазутного и масляного хозяйства

5.6.1. Особенность тушения пожаров электрооборудования мазутного и масляного хозяйства на электрических станциях, подстанциях, промышленных и отопительных котельных и на других предприятиях заключается в расположении его на значительном расстоянии от мест сжигания жидкого топлива, а иногда и отсутствии постоянного дежурного персонала. При возникновении пожара электрооборудования мазутонасосных и маслохозяйств необходимо немедленно принять меры по его тушению теми же способами и средствами, как и тушение пожара маслonaполненного электрооборудования. Одновременно работниками предприятия (энергообъекта) принимаются меры по сохранению топливоснабжения вышеуказанных энергообъектов.

5.6.2. При загорании силовых кабелей напряжением до 10 кВ включительно тушение их проводится с помощью стационарной системы пожаротушения, в случае ее отказа в работе - водой или пенными составами от пеногенераторов пожарных машин, а при небольших очагах пожара в помещении мазутонасосных, на щитах, в шкафах и силовых сборках - углекислотными, порошковыми или аэрозольными составами.

5.6.3. В случае отказа в работе автоматической стационарной системы пожаротушения, а также до прибытия ППО дежурный персонал предприятия (энергообъекта), цеха, в ведении которого находится мазуто- и маслохозяйство, обязан немедленно принять меры по тушению пожара кабельных линий водой от пожарных кранов или другими огнетушащими средствами: определить размеры пожара, открыть люки кабельных каналов, подготовить пожарные рукава с пожарными стволами и др.

5.6.4. Для ограничения распространения пожара после снятия напряжения с кабельных линий необходимо подать воду в кабельный туннель (канал) через открытые люки.

5.6.5. Пожар на трассах кабельных линий электропередачи напряжением до 10 кВ разрешается тушить без их отключения с применением электроизолирующих средств углекислотными, порошковыми и аэрозольными составами, распыленной водой и пеной от пеногенераторов пожарных автомобилей, соблюдая требования правил техники безопасности.

5.6.6. Загоревшийся электродвигатель напряжением до 6 кВ следует отключить с помощью аппаратуры аварийного отключения или местного управления (пуск-останов) и тушить его углекислотными, порошковыми, аэрозольными составами или распыленной водой, соблюдая требования правил безопасности. После отключения коммутационных аппаратов в схеме горящего электродвигателя допускается тушить его любыми средствами пожаротушения.

5.7. Тушение пожаров на пунктах и в щитах управления электроустановками

5.7.1. При пожарах на пунктах управления технологическими процессами электростанций, котельных, подстанций, предприятий сетей и на других объектах (главных щитах управления, блочных щитах управления, диспетчерских пунктах управления и др.) должны выбираться способы и средства тушения, обеспечивающие сохранность установленных приборов, устройств релейной защиты, сигнализации, автоматики и управления.

5.7.2. При загорании кабелей, проводов и аппаратуры на панелях управления или релейной защиты дежурный или другой персонал должен немедленно приступить к тушению пожара углекислотными, порошковыми, аэрозольными составами или распыленной водой с соблюдением требований правил техники безопасности (заземление пожарного ствола и работа в электроизолирующих перчатках и ботах).

5.7.3. При тушении пожара должны приниматься меры по ограничению распространения огня на рядом расположенные панели и в кабельные сооружения (кабельные этажи, полуэтажи, кабельные туннели, шахты и каналы) предприятия (энергообъекта).

5.8. Тушение пожаров на воздушных линиях электропередачи

5.8.1. При пожаре на деревянных конструкциях опор действующих ВЛ напряжением до 10 кВ включительно и опор линий связи или радиофикации может проводиться тушение их под напряжением с соблюдением требований электробезопасности и использованием индивидуальных электроизолирующих средств. В качестве огнетушащего средства может использоваться вода или пена.

5.8.2. При пожаре на деревянных конструкциях опор ВЛ напряжением 35 кВ и выше линии должны быть отключены коммутационными аппаратами и заземлены дежурным персоналом на электрических станциях или трансформаторных подстанциях и при необходимости вблизи места пожара.

5.8.3. Тушение пожара на масло- и мастиконаполненном оборудовании (силовых и измерительных трансформаторах, вводах, конденсаторах связи, кабельных муфтах и др.), смонтированном на деревянных опорах ВЛ напряжением до 10 кВ может проводиться под напряжением распыленной водой или пеной с соблюдением требований правил электробезопасности

(заземление пожарных стволов и насосов пожарных автомобилей, работа в электроизолирующих средствах защиты).

5.8.4. Тушение низовых пожаров (горение сухой травы, стерни, древесины и др.) около деревянных опор ВЛ, а также на трассе этих линий в пределах охранных зон может проводиться без отключения линий электропередачи с соблюдением безопасных расстояний до проводов. При этом может использоваться вода или другие огнетушащие средства.

5.8.5. Тушение пожаров на торфяниках в пределах охранных зон ВЛ напряжением до 10 кВ может производиться без снятия напряжения, а ВЛ 35 кВ и выше - со снятием напряжения и заземлением линий на электростанциях, подстанциях и при необходимости вблизи места пожара.

Работники предприятий, личный состав ППО, пожарные автомобили и другая техника должны располагаться в стороне от мест возможных подземных пожаров и провалов грунта.

5.8.6. При тушении пожаров на трассах в коридоре параллельных ВЛ необходимо соблюдать безопасные расстояния до проводов линий, находящихся под напряжением. При этом пожарная техника должна заземляться.

5.8.7. При возникновении пожара на трассе ВЛ в зоне радиоактивного загрязнения местности должны приниматься дополнительные меры по защите персонала и сокращению времени тушения пожара. При этом должны использоваться средства индивидуальной защиты от ионизирующих излучений с последующей их дезактивацией в установленном порядке.

5.8.8. При необходимости тушения наземных пожаров на трассах ВЛ напряжением 6-35 кВ включительно вблизи возможных мест падения проводов на землю эти линии должны быть отключены дежурным персоналом электростанций или подстанций в кратчайшее время и заземлены. Пожарная техника должна заземляться с помощью переносных заземлителей, но не ближе 20 м от места видимого замыкания на землю.

5.8.9. При уровне напряженности электрического поля 5 кВ/м и выше в местах тушения и ограничения распространения наземных пожаров на трассах ВЛ или ТП напряжением 110 - 750 кВ должны применяться защитные экранирующие комплекты или сокращаться время нахождения работников предприятий и личного состава ППО вблизи этих ВЛ и оборудования подстанций, а при напряженности поля 20 кВ/м и более необходимо работать только в экранирующих комплектах в соответствии с дополнительными требованиями, указанными в местных инструкциях по тушению пожаров.

5.9. Тушение пожаров на комплектных трансформаторных подстанциях

5.9.1. Тушение пожаров на отдельно стоящих КТП напряжением до 10 кВ должно проводиться, как правило, со снятием напряжения путем отключения выключателя питающей линии на электростанции или подстанции

или ближайшего к месту пожара коммутационного аппарата (выключателя или выключателя нагрузки) в закрытых ТП или секционирующих КРУН 10кВ.

5.9.2. Разъединитель перед КТП должен быть отключен дежурным или электротехническим персоналом предприятия (энергообъекта), имеющим право оперативных переключений. При наличии на разъединителе стационарных заземляющих ножей в сторону КТП необходимо включать их быстро с помощью дополнительной рукоятки-трубы к приводу с использованием электроизолирующих перчаток и бот.

5.9.3. Не допускается отключать мод нагрузкой горящий силовой трансформатор КТП установленным перед ним разъединителем 6-10 кВ во избежание возникновения электрической дуги на разъединителе.

5.9.4. Допускается тушить горящий силовой трансформатор и другое электрооборудование КТП до 10 кВ включительно без снятия напряжения распыленной водой из пожарных стволов путем подачи воды от пожарной техники с предварительным заземлением стволов и насосов автомобилей переносными заземляющими устройствами и применением индивидуальных электрозащитных средств.

**Примерная программа
специального инструктажа личного состава подразделений
военизированной пожарной службы по технике безопасности
в электроустановках при проведении пожарно-тактических
учений и занятий**

1. Опасные и вредные производственные факторы пожара в электроустановках.
2. Действие электрического тока на организм человека.
3. Основные меры электробезопасности при тушении пожаров в электроустановках.
4. Безопасные расстояния до действующих электроустановок.
5. Электрозщитные средства и приспособления.
6. Оказание первой помощи пострадавшим от электрического тока и при других несчастных случаях.

Примечание. Инструктаж проводится электротехническим персоналом энергетического или другого предприятия (лицом, ответственным за энергохозяйство, или другим специалистом-электриком), имеющим квалификационную группу по электробезопасности не ниже 4 и предоставленное ему право проведения указанного инструктажа приказом (указанием, распоряжением) руководителя предприятия.

Предприятие _____

ДОПУСК №

К ТУШЕНИЮ ПОЖАРА В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ *

_____.

(наименование энергообъекта, электроустановки)

1. Место пожара, наименование зданий, помещений, установок, устройств, оборудования, в которых **разрешается тушить пожар со снятием напряжения или под напряжением:**

_____.

_____.

_____.

2. Отключены следующие действующие электроустановки (наименование или номера оборудования, секций шин, ячеек, распределительных щитов, кабельных и воздушных линий электропередачи и др.) в зоне пожара и на подступах к нему:

_____.

_____.

_____.

3. Остались под напряжением электроустановки (наименование, номера и класс напряжения оборудования, секций шин, ячеек, распределительных щитов, кабельных и воздушных линий электропередачи, в том числе в охранной зоне, и т. п.):

_____.

_____.

_____.

4. Указания по обеспечению электробезопасности при тушении пожара в электроустановке:

4.1. Соблюдать безопасные расстояния до действующих электроустановок, перечисленных в п. 1 настоящего допуска.

4.2. Перед тушением пожара в электроустановках под напряжением до 10 кВ ППО совместно с электротехническим персоналом энергообъекта произвести надежное заземление пожарных стволов, насосов автомобилей.

4.3. Тушение пожара в электроустановках под напряжением осуществлять в электроизолирующих перчатках и ботах.

4.4. Другие указания в зависимости от местных условий.

Инструктаж провел и допуск выдал

(профессия, должность) (личная подпись) (час. мин., число, месяц, год) (и.о. фамилия)

Инструктаж и допуск получил

(профессия, должность) (личная подпись) (и.о. фамилия)

* Документ заполняется в 2 экземплярах (под копиру) работниками электротехнического, электротехнологического или административно-технического персонала предприятия (энергообъекта), которому предоставлено право выдачи допусков к тушению пожара в определенных электроустановках.

Предприятие _____

УТВЕРЖДАЮ:

(подпись, и. о. фамилия)
" ____ " _____ г.

ОПЕРАТИВНАЯ КАРТОЧКА №
по тушению пожара в электроустановках
(примерная для ТЭЦ)

Объект: кабельный отсек № 6 туннеля под РУСН 6 кВ, 2 секция шин.

Здание, сооружение, оборудование: объем 225 м³.

Пожарная сигнализация: система ТОПАЗ-ЭМ ПСП/3, в отсеке 10 извещателей ДИП-1.

Технические характеристики: стационарная установка пожаротушения распыленной водой, оросители ДВ-10 - 5 шт.

Система водяного пожаротушения: задвижка № 3.

**Действия дежурного персонала электроцеха и электростанции
при возникновении и тушении пожара**

1. Сообщить о возникшем пожаре дежурному персоналу электроцеха, электростанции или руководителям электростанции.
2. Вызвать пожарную службу по телефону энергообъектовой (прямой), городской или мобильной связи.
3. Вызвать по внутренней телефонной или громкоговорящей связи членов добровольной пожарной дружины предприятия к месту возникновения пожара для его тушения и ограничения распространения.
4. Проверить успешность включения в работу автоматической стационарной установки пожаротушения и дополнительных насосов водоснабжения.
5. Включить автоматическую систему пожаротушения вручную, если она не включилась автоматически.
6. Направить для встречи личного состава ППО работника, хорошо знающего расположение зданий, сооружений, оборудования, подъездных путей к ним и водоисточников на электростанции.
7. Подготовить переносные заземления для пожарных стволов, пожарных автомобилей и электрозащитные средства для личного состава ППО и для работников ТЭЦ, привлекаемых к тушению пожара.

8. При необходимости осуществить дистанционно или вручную отключение электрического оборудования, находящегося в зоне пожара, для предотвращения коротких замыканий и повреждения оборудования.

9. Выдать старшему начальнику прибывших ППО письменный допуск на тушение пожара в электроустановках, оставив копию допуска в документации энергообъекта.

10. Выделить из числа электротехнического персонала (смены электроцеха) работников для консультаций руководителя тушения пожара.

Руководитель подразделения энергообъекта: _____

(дата, подпись, ФИО)

Оборотная сторона карточки

Чертеж плана кабельного отсека с нанесением на нем:

- входов (выходов), люков, секционных перегородок;
- участков соседних кабельных туннелей;
- расположение извещателей дыма и оросителей системы водяного или пенного пожаротушения;
- расположение коммутационной аппаратуры электрического освещения.

Перечень электробезопасных средств и других средств индивидуальной защиты для работников предприятий при тушении пожаров в электроустановках

Наименование	Единица измерения	Количество для работника
1	2	3
Перчатки электроизолирующие (диэлектрические)	пара	2
Перчатки рабочие	пара	1 каждому работнику
Каска защитная (электроизолирующая)	шт.	1 каждому работнику
Очки защитные	шт.	1 каждому работнику
Экраны лицевые защитные	шт.	1 каждому работнику
Одежда защитная	комплект	1 каждому работнику
Сапоги защитные	пара	1 каждому работнику
Штанга электроизолирующая	шт.	1
Указатель высокого напряжения контактно-бесконтактный	шт.	1
Указатель низкого напряжения	шт.	2
Заземление переносное для линий электропередачи	шт.	2
	шт.	2
Индикатор-сигнализатор напряжения. электрического тока, электрофонарь-сигнализатор	шт.	1
	шт.	1
Маска защитная для органов дыхания	шт.	1 каждому работнику
Противогаз изолирующий	шт.	1 каждому работнику

Переносной газоанализатор или сигнализатор	шт.	1
Электрофонарь переносной	шт.	1
Лента сигнальная бело-красно-белая ограждающая	м	20
Канат предохранительный	шт.	2
Плакаты безопасности переносные: «Стой, напряжение» «Не включать, работают люди» «Не включать, работа на линии» «Не открывать, работают люди»	шт. шт. шт. шт.	2 2 2 2
Переносная медицинская аптечка (лекарства, материалы, приспособления): малогабаритные ножницы, бинт марлевый стерильный, йод, лейкопластырь, резиновый жгут, пакет перевязочный, валидол (или нитроглицерин), вата гигроскопическая, нашатырный спирт	комплект или отдельные медикаменты	Может выдаваться отдельно для группы работников или могут использоваться медикаменты и приспособления из аптечек на предприятиях

Примечания.

При необходимости работникам предприятий должна выдаваться в установленном порядке на время тушения пожара специальная одежда и обувь, предназначенная для защиты их от воздействия опасных факторов пожара.

При тушении пожара в электроустановках и ликвидации его последствий всеми работниками, принимающими участие в работах, должны использоваться средства индивидуальной защиты в соответствии с их назначением для защиты от воздействия опасных и вредных производственных факторов пожара.

На пожарных стволах не должно быть заусениц, острых краев для предотвращения разрыва или прокола электроизолирующих перчаток, используемых работниками при тушении пожаров в электроустановках под напряжением.

Рекомендуется надевать электроизолирующие перчатки поверх рукавов спецодежды (курток, плащей и др.).

Специальная одежда (комбинезон, брюки и др.) должна надеваться поверх голенищ электроизолирующих бот и сапог для защиты от попадания в них воды и снижения электрической прочности.