ПРИЛОЖЕНИЕ 5

к Техническому заданию

на выполнение работ по корректировке проектной и рабочей документации

по объекту: «Реконструкция строительных элементов зданий и сооружений ОАО «СО ЕЭС», расположенных по адресу: Ставропольский край, г. Пятигорск, ул. Подстанционная, д. 26 (литер «А»; «Д»; «К»; диспетчерского центра; Объекта 221)» (включая повторную государственную экспертизу)

# 1. Область применения

Положение о технической политике АО «СО ЕЭС» до 2020 года (далее – Техническая политика) определяет текущее состояние и направления развития следующих основных технологий оперативно-диспетчерского управления:

* планирования развития ЕЭС России и долгосрочного планирования электроэнергетического режима ЕЭС России;
* краткосрочного планирования электроэнергетического режима ЕЭС России;
* управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в реальном времени;
* расчета и анализа электроэнергетических режимов;
* автоматического противоаварийного управления;
* выбора параметров настройки и анализа работы устройств релейной защиты и автоматики;
* мониторинга переходных электрических режимов;
* проведения натурных системных испытаний;
* организации технического аудита и технического контроля.

Дополнительно Техническая политика определяет текущее состояние и направления развития необходимых для выполнения функций оперативно-диспетчерского управления технологий, обеспечивающих устойчивость диспетчерских центров, технологий автоматизации, информационного обеспечения и телекоммуникаций, а также имущественного комплекса и инженерной инфраструктуры. Также определены направления совершенствования профессиональной подготовки персонала.

Все представленные в разделах Технической политики задачи должны учитываться при очередном пересмотре (корректировке) других стратегических документов по развитию АО «СО ЕЭС» (Долгосрочной программы развития АО «СО ЕЭС», Программы инновационного развития АО «СО ЕЭС») и являются основой для формирования (актуализации) инвестиционной программы АО «СО ЕЭС».

Раздел Технической политики «Технологии автоматизации, информационное обеспечение и телекоммуникации» задает общие направления развития указанных технологий, которые более детально раскрываются в Политике развития информационных технологий АО «СО ЕЭС». Учет положений Технической политики обязателен при разработке ежегодных приказов по основной деятельности АО «СО ЕЭС», технических заданий, проектов, стандартов организации, планов развития автоматизированных систем диспетчерского управления и иных локальных актов.

Для персонала структурных подразделений и филиалов АО «СО ЕЭС»

Техническая политика является руководством в работе по совершенствованию и развитию деловых процессов оперативно-диспетчерского управления и необходимой для этого инфраструктуры.

Реализация задач, содержащихся в Технической политике, позволит обеспечить надежное функционирование системы оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России на современном научном и техническом уровне.

# 2. Термины и сокращения

|  |  |
| --- | --- |
| **CIM** | common information model – общая информационная модель. |
| **DMZ** | demilitarized zone – изолированный сегмент сети. |
| **GPS** | global positioning system – система глобального позиционирования. |
| **Е1** | цифровой поток передачи данных общей пропускной способностью 2048 кбит/c (2 Мбит/с). |
| **EMS** | energy management system – система управления энергией. |
| **Ethernet** | [пакетная](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%B0%D0%BA%D0%B5%D1%82_(%D1%81%D0%B5%D1%82%D0%B5%D0%B2%D1%8B%D0%B5_%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D0%B8)) технология передачи данных. |
| **FACTS** | flexible alternative current transmission systems – гибкие системы передачи переменного тока. |
| **IP** | internet protocol – маршрутизируемый протокол сетевого уровня стека TCP/IP. |
| **IP-телефония** | голосовая связь по протоколу IP. |
| **MMS** | market management system – система управления рынком. |
| **MODES-Terminal** | modes data exchange and schedule terminal – терминал обмена режимными данными и графиками – программное обеспечение «Система обмена уведомлениями о составе и параметрах генерирующего оборудования», «Система обмена уведомлениями о топологии сети и сетевых ограничениях», «Обмен информацией с участниками рынка». |
| **SDH** | Synchronous Digital Hierarchy– система передачи данных, основанная на синхронизации по времени передающего и принимающего устройства. |
| **TDM** | time division multiplexing – мультиплексирование с разделением по времени. |
| **АВРЧМ** | автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности. |
| **ЕИМ** | единая информационная модель. |
| **АИС** | автоматизированная информационная система. |
| **АИП** | автоматизированная интеграционная платформа. |
| **АО «АТС»** | Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии». |
| **АРЧМ** | автоматическое регулирование частоты и мощности. |

|  |  |
| --- | --- |
| **АС** | автоматизированная система. |
| **АСДУ** | автоматизированная система диспетчерского управления. |
| **АЭС** | атомная электрическая станция. |
| **БАЭ** | база аварийности в электроэнергетике. |
| **ВКС** | видеоконференцсвязь. |
| **ВСВГО** | выбор состава включенного генерирующего оборудования. |
| **ГВО** | график временного отключения потребления. |
| **ГДЦ** | главный диспетчерский центр АО «СО ЕЭС». |
| **ГЛОНАСС** | глобальная навигационная спутниковая система. |
| **ГТ** | газовая турбина. |
| **ГТУ** | газотурбинная установка. |
| **ГЭС** | гидроэлектростанция. |
| **ДЦ** | диспетчерский центр АО «СО ЕЭС». |
| **ЕАЭС** | Евразийский экономический союз. |
| **ЕНЭС** | единая национальная (общероссийская) электрическая сеть. |
| **ЕСАЗ** | единая система антивирусной защиты. |
| **ЕТКС** | единая телекоммуникационная корпоративная сеть. |
| **ЕЭС России** | единая электроэнергетическая система России. |
| **ИА** | исполнительный аппарат АО «СО ЕЭС». |
| **ИБ** | информационная безопасность. |
| **ИТ** | информационные технологии. |
| **ИУС** | информационно-управляющие системы. |
| **ИСО** | Международная организация по стандартизации  (International Organization for Standardization, ISO). |
| **КИС** | корпоративная информационная система. |
| **КОМ** | конкурентный отбор мощности. |
| **КОМ НГО** | конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов. |
| **КОМ ДР** | конкурентный отбор мощности генерирующих объектов, находящихся в долгосрочном резерве. |
| **КПОС** | контроль перетоков и ограничений в сечениях. |
| **ЛСА** | локальные средства автоматизации. |
| **ЛВС** | | локальная вычислительная сеть. |
| **ЛЭП** | | линия электропередачи. |
| **МГТЭС** | | мобильная газотурбинная электростанция. |
| **МДП** | | максимально допустимый переток. |
| **МСС** | | мультисервисная сеть связи. |
| **МФУ** | | многофункциональное устройство – устройство, сочетающее в себе функции принтера, сканера, факсимильного устройства, копировального модуля. |
| **МЭК** | | Международная электротехническая комиссия. |
| **НП «Совет рынка»** | | Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью». |
| **НПРЧ** | | нормированное первичное регулирование частоты. |
| **ОБМ** | | оперативный баланс мощности. |
| **ОДУ** | | филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ. |
| **ОЗП** | | осенне-зимний период. |
| **ОИК** | | оперативно-информационный комплекс диспетчерского центра. |
| **ОИК (SCADA)** | | оперативный информационный комплекс (supervisory control and data acquisition – система управления и обработки данных). |
| **ОПРЧ** | | общее первичное регулирование частоты. |
| **ОРЭМ** | | оптовый рынок электрической энергии и мощности. |
| **ОЭС** | | объединенная электроэнергетическая система. |
| **ПА** | | противоаварийная автоматика. |
| **ПАК** | | программно-аппаратный комплекс. |
| **ПБР** | | план балансирующего рынка. |
| **ПГУ** | | парогазовая установка. |
| **ПДГ** | | прогнозный диспетчерский график. |
| **ПК** | | программный комплекс. |
| **ПО** | | программное обеспечение. |
| **ППБР** | | предварительный план балансирующего рынка. |
| **ПС** | | [подстанция (электрическая).](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BE%D0%B4%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D1%86%D0%B8%D1%8F_%D1%8D%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B0%D1%8F) |
| **ПУР** | | Положение по управлению режимами работы ЕЭС  России. |
| **ПЭВТ** | | период экстремально высоких температур. |
| **РА** | | режимная автоматика. |
| **РАСП** | | регистрация аварийных событий и процессов. |
| **РДУ** | | филиал АО «СО ЕЭС» РДУ. |
| **РЗ** | | релейная защита. |
| **РЗА** | | релейная защита и автоматика. |
| **РТР** | | резервы третичного регулирования активной мощности. |
| **РП** | | резервные помещения, расположенные в пределах здания ДЦ. |
| **РПОФ** | | резервные помещения ограниченной функциональности. |
| **РСДУ** | | резервная система диспетчерского управления. |
| **ПФРДЦ** | | полнофункциональный резервный ДЦ. |
| **СА** | | сетевая автоматика. |
| **СДКЭ** | | система дистанционного контроля электроснабжения зданий АО «СО ЕЭС. |
| **СДС «СО ЕЭС»** | | система добровольной сертификацииАО «СО ЕЭС». |
| **СМПР** | | система мониторинга переходных режимов. |
| **СОТИАССО** | | система обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора. |
| **СРДП** | | система регистрации диспетчерских переговоров. |
| **ССПИ** | | система сбора и передачи информации. |
| **СЧХ** | | статической частотной характеристики. |
| **Трехуровневая АС** | | трехуровневая автоматизированная система формирования физических и эквивалентных моделей для расчетов электрических режимов. |
| **ТЭС** | | тепловая электрическая станция. |
| **УШР** | | управляемый шунтирующий реактор. |
| **ФАС России** | | Федеральная антимонопольная служба Российской Федерации. |
| **ФСБ России** | | Федеральная служба безопасности Российской Федерации. |
| **ФСТ России** | | Федеральная служба по тарифам Российской  Федерации. |
| **ФСТЭК России** | | Федеральная служба по техническому и экспортному |

|  |  |
| --- | --- |
|  | контролю Российской Федерации. |
| **ЦКС АРЧМ** | центральная координирующая система АРЧМ. |
| **ЦППС** | центральная приемо-передающая станция. |
| **ЦС АРЧМ** | централизованная система АРЧМ. |
| **ЦУС** | центр управления сетями. |
| **ЦСПА** | централизованная система противоаварийной автоматики. |
|  |  |

# 3. Технологии оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и сопровождения рынков

## 3.1. Планирование развития ЕЭС России и долгосрочное

##### планирование электроэнергетического режима ЕЭС России

#### 3.1.1. Разработка прогноза потребления и балансов электрической энергии и мощности на месяц, год и перспективный период до семи лет

Формирование статистической базы прогнозирования

В настоящее время статистическая база прогнозирования формируется путем обработки и агрегирования на всех уровнях структуры АО «СО ЕЭС» следующей информации:

* данных о величине потребления, генерации и перетоков активной мощности на конец каждого часа суток, формируемые в ОИК в соответствии с утвержденным АО «СО ЕЭС» алгоритмом;
* данных о величине активной мощности генерирующего оборудования объектов электроэнергетики и его эксплуатационном состоянии на час максимума потребления ОЭС, формируемые с использованием табличных форм задачи оперативного баланса мощности в составе ОИК;
* данных коммерческого и технического учета электрической энергии за отчетный период (сутки, месяц), получаемые от субъектов электроэнергетики в соответствии с действующими нормативно-правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка. Сбор и обработка фактических показателей баланса электрической энергии выполняются с использованием ПАК АС «Энергия», введенной в промышленную эксплуатацию в 2013 году;
* данных о заключенных договорах на технологическое присоединение, обработка и хранение которых осуществляются с использованием данных автоматизированной системы информационного обеспечения перспективного развития электроэнергетики (ПАК ОПЕРА).

Кроме указанных данных, для целей корректного учета при прогнозировании фактических показателей баланса электрической энергии и мощности АО «СО ЕЭС» осуществляет сбор и обработку гидрометеорологической информации, представляемой специализированными организациями в унифицированном формате, с использованием ПАК АС «Метео», введенного в промышленную эксплуатацию в 2013 году.

Для целей выполнения комплексной обработки и анализа данных статистической базы прогнозирования в АО «СО ЕЭС» функционирует ПО «Оперативный баланс мощности ЕЭС России» (ПАК «АС ОБМ»), включающее информационно-аналитическую подсистему долгосрочного планирования, обеспечивающую проведение анализа и оценки фактических и прогнозных показателей баланса активной мощности и электроэнергии электростанций, отдельных энергорайонов и территориальных энергосистем на основе полученных из внешних автоматизированных систем данных.

Существующие ПАК АС «Энергия», ПАК АС «Метео» и ПАК «АС ОБМ» не поддерживают автоматизированную функцию обмена данными по факту их актуализации во внешних системах в целях безусловного обеспечения единства используемой информации. Кроме того:

* + ПАК «АС ОБМ» имеет ограничения по функциональным возможностям подготовки заданных пользователем форм отчетности, а также автоматизированного использования полного объема информации, содержащейся во внешних системах.
  + в ПАК АС «Метео» необходимо описать усовершенствованный алгоритм моделирования коэффициентов влияния температуры наружного воздуха на потребление электрической энергии (мощности).
  + в ПАК АС «Энергия» необходимо модернизировать функционал формирования отчетной информации на основе данных ОИК.

Задачи до 2020 года

До конца 2017 года должна быть завершена разработка модернизированного ПАК «АС ОБМ», предназначенного для автоматизации формирования в ИА и филиалах АО «СО ЕЭС» показателей баланса мощности энергосистем и электростанций в отношении каждого часа суток и, в том числе, процессов:

* обработки, хранения и фиксации данных по состоянию оборудования электростанций ЕЭС России;
* отображения актуального эксплуатационного состояния оборудования на всех уровнях диспетчерского управления;
* расчета основных электроэнергетических показателей электростанций ЕЭС России, выполняемого на основе полученных и накопленных данных.

В период действия Технической политики будет продолжена работа по развитию и модернизации существующих ПАК, обеспечивающих формирование статистической базы прогнозирования:

* ПАК АС «Энергия» в части:
  + оптимизации механизмов и алгоритмов формирования фактических балансов электроэнергии за прошедшие сутки, в том числе, по данным ОИК;
  + совершенствования структуры базы данных и изменения архитектуры ПАК в целях сокращения времени обновлений и повышения

быстродействия системы в целом;

* + расширения функционала формирования отчетов и импорта данных из базы данных ПАК.
* ПАК АС «Метео» в части:
  + модификации алгоритмов и интерфейса расчета коэффициентов влияния температуры на потребление электрической энергии (мощности);
  + модификации алгоритмов расчета приведенных показателей потребления электроэнергии и мощности для различных значений температур наружного воздуха в специализированных отчетных формах;
  + разработки средств формирования выходных данных и записи в смежные информационные комплексы АО «СО ЕЭС» ежедневной специализированной гидрометеорологической и климатической информации.

Разработка прогноза потребления электрической энергии и мощности на период до семи лет

АО «СО ЕЭС» осуществляет разработку прогноза потребления электрической энергии и мощности по территориальным энергосистемам субъектов Российской Федерации, ОЭС и ЕЭС России в целом на семилетний период в соответствии с собственной методикой прогнозирования. Используемая методология позволяет разрабатывать прогноз потребления электрической энергии и мощности с учетом складывающейся динамики потребления и планов по изменению потребления технологически присоединенных и присоединяемых к электрическим сетям новых потребителей.

В настоящее время формирование прогноза осуществляется с использованием ПАК «Прогноз», обеспечивающего выполнение автоматизированного расчета прогнозных значений потребления электрической энергии (мощности) с использованием web-интерфейса. ПАК «Прогноз» позволяет:

* использовать данные единой статистической базы прогнозирования на всех уровнях структуры АО «СО ЕЭС»;
* обеспечивать информационный обмен со смежными ПАК;
* использовать единый подход к структурированию фактических и прогнозных параметров для повышения детализации и точности прогноза.

Задачи до 2020 года

В период действия Технической политики будет проведена работа по развитию и модификации методологии формирования АО «СО ЕЭС» долгосрочного прогноза потребления электрической энергии (мощности) с учетом накопленного опыта и предъявляемых современных требований к формализации методологии и прозрачности выполняемых расчетов, а также выполнена соответствующая модернизация ПАК «Прогноз» в части уточнения и совершенствования применяемых алгоритмов вычислений прогнозных показателей.

#### 3.1.2. Формирование перспективной математической

###### модели ЕЭС России

В целях организации проведения расчетов электроэнергетических режимов при формировании предложений АО «СО ЕЭС» по разработке оптимального сценария развития ЕЭС России, определения мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения к электрическим сетям, рассмотрения и согласования проектной и рабочей документации по объектам электроэнергетики АО «СО ЕЭС» осуществляет разработку и ежегодную актуализацию перспективной математической модели ЕЭС России.

Перспективная математическая модель ЕЭС России на 2022 год состоит из 15552 узлов, 22046 ветвей и разрабатывается путем агрегирования перспективных математических моделей территориальных энергосистем субъектов Российской Федерации.

Задачи до 2020 года

В период действия Технической политики деловой процесс ежегодной актуализации перспективной математической модели ЕЭС России будет сохранен.

#### 3.1.3. Разработка прогнозов потребления, балансов электрической энергии и мощности на предстоящий месяц, год и особые периоды года – период экстремально низких и

###### экстремально высоких температур наружного воздуха

Техническая политика в области деятельности по разработке прогнозов потребления и балансов электрической энергии и мощности на период до одного года направлена на внедрение технологий, позволяющих повысить точность и оперативность выполнения прогнозных расчетов, что обеспечивается за счет:

* внедрения автоматизированных технологий комплексного учета влияющих факторов, в том числе климатических и сезонных;
* применения единых для всех уровней оперативно-диспетчерского управления баз данных и алгоритмов выполнения расчетов показателей;
* использования современных и эффективных средств обработки данных, позволяющих оперативно выполнять вариантные расчеты балансовых показателей для различных схемно-режимных условий.

Основой для формирования АО «СО ЕЭС» прогноза потребления на предстоящий год служат прогнозные объемы потребления электрической энергии и значения максимумов потребления мощности энергосистем, разработанные на первый год прогнозирования при формировании семилетнего прогноза. Такой подход определяет взаимосвязанность, преемственность и непрерывность долгосрочного прогнозирования.

На этапе годового прогнозирования по каждой территориальной энергосистеме, ОЭС и ЕЭС России в соответствии с утвержденными АО «СО ЕЭС» методиками формируются:

* прогнозные балансы электрической энергии по каждому месяцу года и балансы мощности на час максимума потребления каждого месяца года, разрабатываемые для условий среднемноголетних температур соответствующего месяца;
* предложения по показателям Сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации на предстоящий год, утверждаемые ФАС России (далее – Сводный прогнозный баланс);
* помесячные прогнозные балансы электрической энергии и мощности на ОЗП с учетом наличия в зимние месяцы (с декабря по февраль) периодов продолжительностью не менее пяти суток подряд со среднесуточной температурой наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки по данным СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»;
* прогнозные балансы мощности на ПЭВТ в летние месяцы на час максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха, соответствующей величине экстремально высокой температуры наружного воздуха по данным СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

В настоящее время обмен исходными данными для разработки прогнозных балансов электрической энергии (мощности), сформированных по предложениям субъектов электроэнергетики, между филиалами и ГДЦ АО «СО ЕЭС», осуществляется с использованием унифицированных расчетных форм на основе стандартных программных средств без применения элементов автоматизации деловых процессов.

Прогнозные балансы электрической энергии (мощности) на год, месяц

ОЗП и ПЭВТ формируются с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов, выполняемых посредством специализированного ПАК «Система автоматизированного планирования энергетических режимов» (ПАК «САПЭР»).

Задачи до 2020 года

* Пересмотр документов, устанавливающих порядок и регламент разработки АО «СО ЕЭС» прогнозных балансов электрической энергии и мощности на период до одного года, с учетом вносимых изменений в порядок формирования Сводного прогнозного баланса после передачи в

2015 году функций ФСТ России к ФАС России (2017 год);

* Разработка и ввод в промышленную эксплуатацию ПАК АС «Единая корпоративная система формирования балансов электроэнергии и мощности» для автоматизации процесса формирования АО «СО ЕЭС» предложений в проект Сводного прогнозного баланса, прогнозного баланса электрической энергии (мощности) АО «СО ЕЭС» на предстоящий год, ОЗП и ПЭВТ (2017 год);
* В целях оценки технической реализуемости прогнозных балансов электрической энергии и мощности, сформированных с учетом предложений субъектов электроэнергетики по годовым и месячным планам ремонтов объектов диспетчеризации, до конца 2018 года будет проведена работа по развитию автоматизации расчетов электроэнергетических режимов в части выполнения расчетов для каждого часа суток прогнозируемого периода с учетом информации о МДП мощности в контролируемых сечениях, поступающей из смежного ПАК, предназначенного для определения соответствующих показателей на основе прогнозных данных о ремонтах ЛЭП и электросетевого оборудования для различных расчетных температурных условий (2018 год).

#### 3.1.4. Рассмотрение технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям. Согласование технических условий на технологическое присоединение

В настоящее время при рассмотрении технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям и согласовании технических условий на технологическое присоединение АО «СО ЕЭС» действует в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861. В соответствии с данными документами при технологическом присоединении необходимо обеспечить не ухудшение условий электроснабжения ранее присоединенных к электрическим сетям потребителей и функционирования существующих объектов электроэнергетики. С этой целью АО «СО ЕЭС» включает в технические условия на технологическое присоединение мероприятия, обеспечивающие выполнение указанных требований. **Задачи до 2020 года**

* В период действия Технической политики будет продолжена работа по включению в технические условия на технологическое присоединение необходимого перечня мероприятий, обеспечивающих соблюдение предусматриваемых законодательством требований.
* Разработка методики проведения АО «СО ЕЭС» проверок выполнения технических решений, предусмотренных Техническими условиями на технологическое присоединение, проектной и рабочей документацией, при новом строительстве или реконструкции объектов электроэнергетики (2017 год).

#### 3.1.5. Подготовка заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, относящихся к объектам

###### диспетчеризации

В настоящее время при формировании заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – заключение) АО «СО ЕЭС» руководствуется Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила) и стандартом организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.005-2016 «Порядок подготовки заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, относящегося к объектам диспетчеризации», введенным в действие 01.09.2016.

В соответствии с данными документами на основании заявления собственника объекта по производству электрической энергии АО «СО ЕЭС» по результатам выполнения расчетов текущих и перспективных электроэнергетических режимов, выполняемых в целях выявления наличия (отсутствия) последствий, установленных пунктом 21 Правил, выдает соответствующее заключение уполномоченному органу, осуществляющему в соответствии с Правилами согласование вывода объектов диспетчеризации из эксплуатации.

Задачи до 2020 года

В период действия Технической политики деловой процесс формирования заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии будет сохранен.

#### 3.1.6. Проведение конкурентных отборов мощности на

###### предстоящий период

В 2015 году впервые были проведены долгосрочные КОМ на 2016 и 20172019 годы с учетом новой модели КОМ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 27.08.2015 № 893 «Об изменении и о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности, а также проведения долгосрочных конкурентных отборов мощности».

В соответствии с новыми правилами КОМ проводился по двум ценовым зонам с формированием единой цены для поставщиков и покупателей в рамках ценовой зоны - ранее отбор проводился с учетом деления ценовых зон на зоны свободного перетока. Спрос на КОМ в новой модели задается наклонной кривой спроса – максимальная цена соответствует прогнозируемому объему потребления мощности с минимальным необходимым резервом мощности, при увеличении отбираемых объемов общая цена КОМ снижается. Наклон кривой спроса определяется ценовыми параметрами, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Отбор ценовых заявок поставщиков осуществлялся исходя из критерия покрытия максимально возможного спроса и минимизации цены для потребителей с учетом ограничений на переток между ценовыми зонами оптового рынка.

Начиная с 2016 года, отбор мощности проводится в соответствии с утвержденной регламентами оптового рынка математической моделью на один год, наступающий через 3 (три) календарных года после проведения КОМ, исходя из ожидаемого спроса на мощность с учетом технических и технологических ограничений на основании поданных участниками оптового рынка ценовых заявок на продажу мощности.

В соответствии с требованиями Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, проведение долгосрочных КОМ возложено на АО «СО ЕЭС». В рамках работ по проведению КОМ выполняются следующие мероприятия:

* расчет спроса на мощность для первой и второй ценовых зон оптового рынка на перспективный период на основании данных о балансе мощности, учтенном в Схеме и программе развития ЕЭС России;  проведение процедур приема и согласование технических параметров для КОМ;
* прием ценовых заявок и проведение КОМ;
* формирование, доведение до участников оптового рынка и публикация необходимой отчетной информации, а также результатов КОМ. **Задачи до 2020 года**
* В период действия Технической политики будет продолжена работа по совершенствованию процедуры проведения КОМ, в том числе

регламентов оптового рынка;

* С учетом развития технологии проведения долгосрочных КОМ будет проведен комплекс технических мероприятий, в том числе связанных с изменением программного обеспечения и информационного обмена с субъектами оптового рынка, которые позволят обеспечить выполнение АО «СО ЕЭС» задач, предусмотренных изменениями правил и регламентов оптового рынка.

#### 3.1.7. Проведение конкурентных отборов мощности новых

###### генерирующих объектов

КОМ НГО проводится по решению Правительства Российской

Федерации с указанием перечня территорий, для которых проводится отбор, с указанием требуемых объемов мощности и технических характеристик энергообъектов, подлежащих отбору.

Отбор направлен на решение задачи ликвидации дефицита мощности в отдельных зонах ЕЭС России, который может существовать в силу сформировавшейся структуры промышленного и бытового потребления даже в условиях общего избытка генерации в ЕЭС России. Проведение отбора возможно в энергорайонах, в которых наблюдается прогнозируемый дефицит мощности, превышающий максимально допустимую способность электрической сети в нормальной, а также в единичной ремонтной (послеаварийной) схеме, и не позволяющую обеспечить надежное электроснабжение потребителей в условиях прогнозируемого спроса на электрическую энергию и мощность. Обязанность по формированию перечня таких территорий возложена на АО «СО ЕЭС».

В 2016 году в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 18.02.2016 № 240-р предусмотрено проведение однократного отбора мощности новых генерирующих объектов с началом периода поставки с 01 января 2019 года, при этом прием ценовых заявок, проведение отбора, а также формирование их результатов осуществляется АО «СО ЕЭС».

Задачи до 2020 года

С учетом изменений правил и регламентов оптового рынка в период действия Технической политики будут проведены технические мероприятия обеспечивающие:

* проведение отбора мощности новых генерирующих объектов на территориях, определенных постановлением Правительства Российской Федерации;
* техническую готовность к реализации процедур проведения аттестации генерирующих объектов, отобранных по результатам КОМ НГО, в том числе по техническим параметрам;
* техническую готовность к реализации процедур определения объемов мощности, фактически поставленных на оптовый рынок с использованием генерирующих объектов, отобранных по результатам КОМ НГО.

#### 3.1.8. Проведение конкурентных отборов мощности

###### генерирующих объектов, находящихся в долгосрочном резерве

КОМ ДР планируется к проведению после принятия соответствующих правок в правила и регламенты оптового рынка. Планируемые изменения позволят создать экономические механизмы, направленные на консервацию избыточного объема генерирующих мощностей и формирование долгосрочного резерва, который может быть использован как для покрытия будущего прироста спроса, так и для обеспечения возможности замещения аварийно выбывшего из работы на длительный срок оборудования.

В КОМ ДР вправе принимать участие субъекты оптового рынка в отношении генерирующих объектов, отобранных по итогам конкурентных отборов мощности на каждый из календарных годов, составляющих период поставки мощности по результатам конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, находящихся в долгосрочном резерве. К объектам, участвующим в КОМ ДР, будут предъявляться требования как в части минимальной единичной мощности генерирующего оборудования, так и года его выпуска.

Задачи до 2020 года

В период действия Технической политики после внесения соответствующих изменений в правила оптового рынка совместно с «НП Совет рынка» будет проведена работа по разработке регламента проведения отборов мощности генерирующих объектов, находящихся в долгосрочном резерве. Будут проведены технические мероприятия, в том числе выполнена разработка ПО, обеспечивающие:

* проведение работ по рассмотрению предварительных заявок на вывод генерирующих объектов в долгосрочный резерв;
* проведение КОМ ДР в порядке и сроки, определенные постановлением Правительства Российской Федерации;
* техническую готовность к реализации процедур проведения аттестации генерирующих объектов, отобранных по результатам КОМ ДР;
* техническую готовность к реализации процедур определения объемов мощности, фактически поставленных на оптовый рынок с использованием генерирующего объекта, мощность которых была отобрана в КОМ ДР, с учетом особенностей, установленных для таких объектов правилами и регламентами оптового рынка.

#### 3.1.9. Обеспечение функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности) на территориях, присоединяемых к ценовым и неценовым зонам оптового рынка

АО «СО ЕЭС» в соответствии с правилами и регламентами оптового рынка осуществляет возложенные на него функции, в части обеспечения функционирования и развития оптового рынка электроэнергии (мощности).

Совместно с «НП Совет рынка» и АО «АТС» выполняется полный комплекс работ, необходимых для функционирования рыночных механизмов и обеспечения надежной работы энергосистемы в соответствии с правилами оптового рынка.

В связи с развитием сетевого строительства запланировано подключение к ЕЭС России территорий (энергорайонов), ранее работавших в изолированном режиме.

Задачи до 2020 года

После вступления в силу соответствующих постановлений Правительства Российской Федерации в отношении территорий, присоединяемых к ценовым и неценовым зонам оптового рынка, будет организована работа в части:

* формирования расчетных моделей энергосистем;
* участия в регистрации участников оптового рынка, расположенных на соответствующих территориях;
* обеспечения технической готовности к обмену необходимой технологической информацией с субъектами оптового рынка;
* обеспечения технической готовности к реализации процедур проведения аттестации вновь присоединяемого к ЕЭС России генерирующего оборудования участников оптового рынка;
* обеспечения технической готовности к проведению суточного и внутрисуточного планирования режимов;
* обеспечения технической готовности к реализации процедур определения готовности генерирующего оборудования электростанций, функционирующих на данных территориях, к выработке электрической энергии и соответствующего объема фактически поставленной мощности;
* проведение иных мероприятий технического характера, установленных правилами и регламентами оптового рынка.

#### 3.1.10. Обеспечение участия покупателей с ценозависимым снижением потребления в торговле электроэнергией (мощностью)

###### на оптовом рынке

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.07.2016 №699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности» с января 2017 года начинает функционировать механизм ценозависимого снижения потребления мощности.

В технологии ценозависимого снижения потребления вправе принимать участие субъекты оптового рынка – потребители, готовые снижать свое потребление при получении определённых экономических сигналов от рынка, при этом повышая конкуренцию и эффективность использования генерирующих мощностей. К указанным объектам предъявляются требования как в части величины снижения потребления мощности, так и длительности такого снижения.

Снижение потребления мощности осуществляется в отношении объектов, включенных в период с 2017 по 2019 год в Перечень ценозависимых потребителей, формируемый в порядке и сроки, определенные правилами и регламентами оптового рынка, а начиная с 2020 года – отобранных (учтенных) при проведении КОМ на соответствующий год.

Задачи до 2020 года

В период действия Технической политики после внесения соответствующих изменений в регламенты оптового рынка совместно с Ассоциацией «НП Совет рынка» будет проведена работа по разработке регламента проведения тестирования покупателей с ценозависимым снижением потребления, контроля готовности к осуществлению ценозависимого снижения потребления мощности. Будут проведены технические мероприятия, в том числе выполнена разработка ПО, обеспечивающие:

* сбор заявок на включение в Перечень ценозависимых потребителей в порядке и сроки, определенные постановлением Правительства Российской Федерации и регламентом оптового рынка;
* учет при проведении конкурентного отбора мощности заявок покупателей с ценозависимым снижением потребления мощности в порядке, определенном регламентами оптового рынка;
* техническую готовность к реализации процедур проведения тестирования покупателей с ценозависимым потреблением, включенных в перечни (учтенных при проведении конкурентного отбора мощности) на соответствующий год;
* техническую готовность к реализации процедур определения контроля готовности к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электроэнергии и определения фактического объема ценозависимого снижения потребления мощности.

## 3.2. Краткосрочное планирование электроэнергетического режима

##### ЕЭС России

#### 3.2.1. Планирование электроэнергетического режима ЕЭС России на предстоящие сутки. Выбор состава включенного генерирующего оборудования.

В рамках Технической политики ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года осуществлен переход к ежесуточному выполнению расчетов ВСВГО 1-й синхронной зоны ЕЭС России в сутки Х-2. Результатом стала формализация процедур отбора генерирующего оборудования к включению и отключению, позволившая осуществить переход к формированию ПДГ 1-й синхронной зоны ЕЭС России в сутки Х-1 с учетом результатов ВСВГО.

Реализована технология формирования согласованных прогнозов электропотребления, выполненных на всех уровнях иерархии ДЦ с использованием единого корпоративного программного комплекса.

Осуществлен переход на использование единых процедур сбора, хранения и обработки водноэнергетической информации ГЭС России в ИА и филиалах АО «СО ЕЭС» на базе программы для электронных вычислительных машин и базы данных «Информационно-справочная система ГЭС России».

Задачи до 2020 года

Развитие технологий и деловых процессов планирования электроэнергетического режима ЕЭС России и выполнения расчетов ВСВГО должно осуществляться по следующим основным направлениям:

* обеспечение технологической готовности к выполнению расчетов ВСВГО в сутки, предшествующие операционным (сутки Х-1) (2018 год);
* перевод расчетов электроэнергетических режимов во 2-й синхронной зоне ЕЭС России с моментов времени, заданных на середины получасовых интервалов, на моменты времени, соответствующие концу получасовых интервалов операционных суток в целях унификации технологии планирования диспетчерского графика 1-й и 2-й синхронных зон ЕЭС России (2018 год);
* обеспечение технологической готовности к внедрению технологии ВСВГО во второй синхронной зоне ЕЭС России в целях формализации процедур принятия решений о включении и отключении единиц генерирующего оборудования.
* переход к формированию прогнозов электропотребления при внутрисуточном планировании с использованием ПАК «Иерархическая система прогнозирования» (2018 год).

#### 3.2.2. Оперативное планирование электроэнергетического режима внутри текущих суток, формирование планов

###### балансирующего рынка

В рамках Технической политики ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года осуществлен переход на выполнение расчетов ПБР с количеством 24 полных цикла расчета (каждый час) в течение суток для первой синхронной зоны ЕЭС России, что удовлетворяет требованиям к функционированию ОРЭМ на период действия настоящей Технической политики.

Технологии и деловые процессы оперативного планирования электроэнергетических режимов в течение суток и формирования ПБР должны обеспечивать стабильность и бесперебойность расчетов с учетом увеличившегося количества расчетов внутри суток, а также роста размерности расчетной модели.

Задачи до 2020 года

Развитие технологий внутрисуточного планирования должно осуществляться в следующем направлении:

* выполнение расчетов ПБР должно осуществляться в автоматизированном режиме с возможностью контроля и управления технологом расчета любого из этапов расчета;
* в случае невозможности выполнения расчета по причине несовместных или некорректных исходных данных система должна обеспечивать возможность минимизации времени поиска и устранения таких нарушений.

Для этого необходимо модернизировать ПАК, обеспечивающие работу комплекса БР: ОПАМ, СПДКП, СОДП, Мониторинг (объем модернизации каждого ПАК будет определен отдельно на этапе подготовки технических требований) (2019 год).

3.2.3. Формирование отчетной информации по результатам процедур краткосрочного планирования

В соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности АО «СО ЕЭС» в рамках выполнения задач краткосрочного планирования осуществляет подготовку и формирование отчетных данных, а также осуществляет информационный обмен с инфраструктурными организациями и участниками оптового рынка электроэнергии и мощности.

Публикация отчетных данных, определяющих финансовый результат участников оптового рынка электроэнергии и мощности, осуществляется посредством ПАК «Сайт балансирующего рынка».

Анализ причин периодически возникающих случаев формирования некорректной отчетной информации показывает необходимость наличия в процессе информационного обмена АО «СО ЕЭС» с участниками рынка обратной связи от участников – пользователей отчетных данных. **=**

Задачи до 2020 года

Техническая политика в области формирования отчетной информации по результатам процедур краткосрочного планирования должна быть направлена на создание технических решений, обеспечивающих:

* повышения уровня обратной связи с участниками рынка в части оценки корректности публикуемой отчетной информации;
* развитие системы контроля формируемой отчетной информации.

Для этого необходимо модернизировать ПАК «Сайт балансирующего рынка» в части разработки механизма подтверждения участниками рынка корректности отчетных данных (2017 год).

**3.2.4. Учет в процедурах краткосрочного планирования формирования общего электроэнергетического рынка**

Евразийского экономического союза

В соответствии со статьей 104 Договора о Евразийском экономическом союзе от 29.05.2014 Высший совет ЕАЭС в 2016 году должен утвердить Программу формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС (далее – Программа ЕАЭС), предусмотрев срок выполнения мероприятий программы до 1 июля 2018 года. По завершении выполнения мероприятий Программы ЕАЭС государства–члены заключат международный договор в рамках ЕАЭС о формировании общего электроэнергетического рынка ЕАЭС (далее – Договор ЕАЭС) и обеспечат вступление его в силу не позднее 1 июля 2019 года.

Программа ЕАЭС, предусматривает, что, начиная с 01.10.2016 и до даты, определенной международным договором, но не позднее 01.07.2019, должна быть сформирована технологическая основа общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, предусматривающая:

* формирование системы информационного обмена, обеспечивающей взаимодействие субъектов общего электроэнергетического рынка ЕАЭС;
* разработку электронной системы торговли, обеспечивающей проведение централизованных торгов по срочным контрактам;
* разработку электронной системы торговли, обеспечивающей проведение скоординированных торгов на сутки вперед.

Задачи до 2020 года

При утверждении в составе Программы ЕАЭС правил и процедур функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, требующих адаптации деловых процессов краткосрочного планирования АО «СО ЕЭС»:

* обеспечить разработку комплекса нормативно-технических решений, предусматривающих технологическое обеспечение общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, а также порядка взаимного обмена и раскрытия информации между государствами-членами ЕАЭС;
* обеспечить модернизацию и/или разработку технологий краткосрочного планирования АО «СО ЕЭС» для функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС в соответствии с Договором ЕАЭС.

## 3.3. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в

##### реальном времени

#### 3.3.1. Развитие технологий, обеспечивающих поддержку диспетчерского персонала при принятии решений в реальном

###### времени

Техническая политика в области управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России направлена на развитие информационно-аналитического обеспечения диспетчерского персонала в целях повышения эффективности, качества и скорости принятия решений о применении управляющих воздействий в нормальных и аварийных электроэнергетических режимах. Основными направлениями развития в данной области является:

* повышение функциональности информационно-управляющего комплекса ОИК (SCADA)/EMS/MMS за счет развития и расширения состава адаптированных для диспетчера и интегрированных на единой информационной платформе EMS и MMS приложений, позволяющих проводить комплекс расчетов и анализа электрических и электроэнергетических режимов на базе автоматически синтезируемых расчетных моделей реального времени, необходимых и достаточных для обеспечения надежного функционирования энергосистемы;
* развитие систем мониторинга параметров электроэнергетического режима.

В период действия настоящей технической политики планируется реализация следующих задач по вышеуказанным направлениям.

Определение области допустимых режимов работы энергосистем

Для управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем в реальном времени диспетчерскому персоналу необходима информация о величинах максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

В настоящее время база данных по параметрам области допустимых режимов работы энергосистем содержится в ряде ПК, в том числе в АИС СОДП.

Наличие нескольких баз данных с идентичной информацией, но различными правилами их заполнения приводит к рискам их несвоевременного обновления и, как следствие, различной информации о величинах максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, а также к неэффективным и избыточным трудозатратам по формированию и поддержанию их в актуальном состоянии.

Учитывая изложенное, целесообразным является созданием единой базы данных о величинах максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с возможностью ее использования во всех ПК, предоставляющих информацию для планирования и управления электроэнергетическим режимом работы энергосистем. Принимая во внимание существующий уровень развития указанных ПК, целесообразно решать данную задачу на базе АИС СОДП.

В настоящее время определение допустимости параметров электроэнергетического режима в послеаварийных режимах осуществляется посредством выполнения серии расчетов с моделированием аварийных возмущений. В связи с необходимостью последовательного моделирования аварийных возмущений и проведения оценки параметров электроэнергетического режима после каждого расчета, решение задачи определения допустимости электроэнергетического режима с учетом возможных аварийных возмущений требует значительного времени.

Необходимо определить возможность реализации на базе программных комплексов расчета установившихся режимов и статической устойчивости и оценивания состояния автоматизированной оценки допустимости режима после аварийных возмущений.

Задачи до 2020 года

* Ввод в промышленную эксплуатацию АИС СОДП (2017 год), с созданием единой базы данных допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, обеспечивающей возможность её использования в других ПАК и учет дополнительных факторов при определении сетевых ограничений (состав и режим работы генерирующего оборудования, нагрузка отдельных энергорайонов/энергоузлов, состояние устройств ПА, температура наружного воздуха и др.) с целью наиболее точного их определения;
* Исследование возможности реализации автоматизированной оценки допустимости параметров электроэнергетического режима в послеаварийных схемах на базе программных комплексов расчетов установившихся режимов и статической устойчивости и оценивания состояния.

**Система мониторинга перетоков активной мощности в**

контролируемых сечениях

В настоящее время контроль перетоков активной мощности в контролируемых сечениях выполняется посредством КПОС.

Определение допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях выполняется на основании информации ПУР.

При рассмотрении возможности фактического вывода в ремонт ЛЭП и/или оборудования, значения допустимых перетоков, полученные по результатам расчетов электроэнергетических режимов на основании фактических или планируемых параметров могут отличаться от информации, приведенной в ПУР. Также, в сложных ремонтно-аварийных режимах могут формироваться нерасчетные схемы электрической сети, допустимые перетоки активной мощности в которых не установлены ПУР и определяются на основании оперативных расчетов.

Учитывая изложенное, необходима ручная коррекция алгоритмов определения допустимых перетоков в КПОС и их последующее ручное восстановление, несвоевременное выполнение которой приведет к отображению диспетчерскому персоналу неактуальных значений допустимых перетоков.

Кроме того, в настоящее время, для контроля диспетчерским персоналом ДЦ АО «СО ЕЭС» всех факторов, влияющих на величину допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях (объем управляющих воздействий ПА, состав и режим работы генерирующего оборудования и др.), используются различные дополнительные формы отображения ОИК.

Для решения вышеуказанных задач требуется обеспечить определение допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях для различных схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций, как на основании информации ПУР, так и на основании режимных ограничений, указанных в диспетчерских заявках, а также учет и отображение в едином интерфейсе диспетчерскому персоналу всех, влияющих на величину допустимого перетока активной мощности в контролируемых сечениях, факторов (состав и режим работы генерирующего оборудования электростанций, величина электропотребления, перетоки активной мощности по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, наличие и объем управляющих воздействий устройств (комплексов) противоаварийной автоматики и др.), а также зависимость МДП от температуры наружного воздуха, что планируется реализовать в составе EMS-приложения КПОС-2.

Задачи до 2020 года

Внедрение в промышленную эксплуатацию во всех ДЦ АО «СО ЕЭС» EMS-приложения КПОС-2 (2017 год).

Система мониторинга резервов активной мощности

Информация об актуальных объемах РТР является необходимой для обеспечения надежного электроснабжения потребителей и осуществления корректного планирования и управления электроэнергетическим режимом, в том числе при ликвидации аварий.

При управлении электроэнергетическим режимом и при ликвидации аварий величина РТР не является постоянной и может изменяется из-за прекращения пусковых операций и аварийных отключений генерирующего оборудования, непланового изменения потребления, а также отклонений сальдо объемов поставок энергосистем зарубежных государств, работающих параллельно с ЕЭС России.

В целях унификации алгоритмов расчета и обеспечения отображения диспетчерскому персоналу информации о величине резервов активной мощности в период до 2016 года:

* разработан и введен в действие стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.002-2015 «Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании» (приказ ОАО «СО ЕЭС» от 03.12.2015 № 399 «Об утверждении и введении в действие стандарта организации ОАО «СО ЕЭС»).
* на базе ОИК «СК-2007» реализован мониторинг резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций по операционным зонам ОДУ для формирования, хранения и визуализации фактических объемов.

Реализованные программно-технические решения позволяют осуществлять мониторинг фактических объемов каждого вида резервов – первичного, вторичного и третичного регулирования.

Вместе с тем, в настоящее время отсутствует механизм получения расчетных данных об ограничении РТР на загрузку для избыточных областей регулирования, находящихся за сечениями электрической сети с ограниченной пропускной способностью, что в ряде случаев приводит к формированию некорректной информации о фактическом объеме РТР.

Задачи до 2020 года

Разработка подсистемы мониторинга резервов активной мощности, обеспечивающей получение расчетных данных об ограничении резервов на загрузку для избыточных областей регулирования, находящихся за сечениями электрической сети с ограниченной пропускной способностью с реализацией функции контроля фактической величины резервов активной мощности для контролируемых сечений с учетом эффективности их использования.

Система мониторинга уровней напряжения

Своевременное выявление недопустимых изменений уровня напряжения на шинах объектов электроэнергетики и принятие эффективных мер по его нормализации является одной из наиболее важных задач управления электроэнергетическим режимом энергосистем.

В настоящее время при оперативном управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России для контроля напряжения в контрольных пунктах энергосистем используются различные неунифицированные формы отображения ОИК.

При этом в указанных формах отсутствует информация об объемах и эффективности реализации различных управляющих воздействий, обеспечивающих регулирование уровня напряжения, а также не выполняется формирование статистической информации о случаях отклонения напряжения.

В целях повышения функциональности и качества практического применения системы мониторинга уровней напряжения требуется ее модернизация по следующим направлениям:

* учет всех установленных ограничений по напряжению для каждого контрольного пункта (аварийно допустимое напряжение, минимально допустимое напряжение, нижняя граница графика напряжения, верхняя граница графика напряжения, наибольшее рабочее напряжение, допустимые кратковременные повышения напряжения и т.д.);
* отображение диспетчерскому персоналу резервов средств регулирования реактивной мощности с учетом их эффективности и приоритетности использования;  формирование статистической информации о случаях отклонения напряжения.

Задачи до 2020 года

До 2018 года выполнить модернизацию системы мониторинга уровней напряжения в составе ОИК (SCADA) для расширения состава контролируемых параметров и предоставления диспетчерскому персоналу актуальной информации об объемах, эффективности и приоритетности реализации мероприятий по регулированию напряжения.

Мониторинг фактического объема ГВО

Информация об актуальном объеме ГВО является необходимой для эффективного предотвращения развития и ликвидации аварий.

В связи с изменением нагрузки электропотребления, изменение фактического объема ГВО носит не только сезонный характер, но и может существенно отличаться от отчетного значения в пределах суток.

В настоящее время во всех диспетчерских центрах в составе ОИК реализована задача по определению актуального объема ГВО и предоставлению соответствующей информации диспетчерскому персоналу.

Однако, способы реализации указанной задачи в ДЦ различны и не обеспечивают предоставление диспетчерскому персоналу полной информации, в том числе отсутствует:

* учет объема ГВО по времени ввода;
* разделение ГВО по первичным получателям команд;
* оперативная проверка корректности информации об объемах ГВО, косвенными методами.

Задачи до 2020 года

В целях расширения функциональности, информативности и повышения качества практического применения, необходимо обеспечить разработку и внедрение комплекса технических решений по унификации средств мониторинга объема ГВО (2018 год).

Система мониторинга запасов устойчивости

АО «СО ЕЭС» разработан и внедрен программный комплекс системы мониторинга запасов устойчивости в энергосистеме (ПК СМЗУ), предназначенный для автоматического расчёта МДП активной мощности в контролируемых сечениях в режиме реального времени для текущего электрического режима. Расчет МДП активной мощности в ПК СМЗУ производится в соответствии с критериями, изложенными в «Методических указаниях по устойчивости энергосистем».

Задачи до 2020 года

Обеспечение в филиалах АО «СО ЕЭС» организации расчета МДП в ПК СМЗУ для 4-х сечений ежегодно.

#### 3.3.2. Автоматизированное дистанционное (теле-) управление ЛЭП и оборудованием объектов электроэнергетики из ДЦ

В настоящее время автоматизированное дистанционное (теле-) управление ЛЭП и оборудованием объектов электроэнергетики из ДЦ АО «СО ЕЭС» реализовано в виде нескольких самостоятельных проектов.

В течение 2015-2016 гг. АО «СО ЕЭС» совместно с ПАО «Россети» и ПАО «ФСК ЕЭС» успешно проведен первый этап реализации пилотных проектов по дистанционному (теле-) управлению оборудованием подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» в операционных зонах Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ СевероЗапада (ПС 330 кВ Василеостровская, ПС 330 кВ Завод Ильич, ПС 220 кВ Проспект Испытателей) и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (ПС 220 кВ Поселковая, ПС 220 кВ Псоу, распределительная ПС 220 кВ Черноморская) со следующими схемами распределения функций дистанционного (теле-) управления оборудованием подстанций:

* в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада:
  + дистанционное (теле-) управление всеми выключателями 220 кВ осуществлялось из Филиала АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ;
  + дистанционное (теле-) управление всеми выключателями 330 кВ осуществлялось из Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада;
  + дистанционное (теле-) управление остальными коммутационными аппаратами, операции во вторичных цепях осуществлялось из ЦУС Ленинградского ПМЭС и АРМ оперативного персонала подстанций.
* в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга:
  + дистанционное (теле-) управление всеми выключателями 220 кВ осуществлялось из Филиала АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ;
  + дистанционное (теле-) управление остальными коммутационными аппаратами – из АРМ оперативного персонала подстанций.

В объеме первого этапа выполнено опробование управления выключателями посредством команд телеуправления из ДЦ и ЦУС, проверено функционирование оперативных логических блокировок для защиты технологического оборудования, внесены соответствующие изменения в инструктивные документы с последующим переходом на дистанционное (теле-) управление выключателями 220 – 330 кВ перечисленных подстанций из ДЦ и ЦУС. Перечисленные мероприятия позволили, в свою очередь, инициировать второй этап пилотных проектов – реализации телеуправления выключателями и разъединителями РУ 220 кВ и выше и заземляющими разъединителями управляемых ЛЭП из ДЦ.

В 2016 году совместно с ОАО «Сетевая компания» (Республика Татарстан) внедрено телеуправление коммутационными аппаратами на ПС 500 кВ Щелоков и ПС 220 кВ Центральная из ДЦ ОДУ Средней Волги, РДУ Татарстана и ЦУС ОАО «Сетевая компания».

Приобретенный АО «СО ЕЭС» опыт по итогам проделанной работы в части внедрения функций дистанционного (теле-) управления оборудованием подстанций показал несовершенство действующей на сегодняшний день нормативно-технической документации в электроэнергетическом комплексе, а также необходимость распространения функций дистанционного (теле-) управления на устройства РЗА в целях оптимизации процесса автоматизации оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Кроме того, совместно с ПАО «ФСК ЕЭС» принято решение о развитии пилотных проектов по дистанционному (теле-) управлению функциями устройств РЗА.

Задачи до 2020 года

* Внедрение дистанционного (теле-) управления оборудованием подстанций электросетевого комплекса в целях повышения эффективности управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России;
* Реализация пилотных проектов дистанционного (теле-) управления функциями устройств РЗА, переключателями положения РПН автотрансформаторов и параметрами настройки автоматики УШР подстанций ЕНЭС;
* Оптимизация и повышение надежности производства переключений путем внедрения автоматизированных программ (бланков) переключений по выводу в ремонт/вводу в работу ЛЭП и оборудования объектов электросетевого хозяйства;
* Развитие систем мониторинга параметров электроэнергетического режима в целях повышения эффективности выполнения переключений посредством команд телеуправления из ДЦ;
* Актуализация нормативно-технической документации в части выполнения функций дистанционного (теле-) управления технологическим режимом работы электроэнергетического оборудования.

#### 3.3.3. Автоматическое управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России средствами режимной автоматики

Первичное регулирование частоты

Первичное регулирование частоты в ЕЭС России организовано в соответствии с нормативными правовыми актами в области электроэнергетики и национальным стандартом ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативнодиспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования», в соответствии с требованиями которых все генерирующее оборудование должно принимать участие в ОПРЧ, а выделенное генерирующее оборудование – в НПРЧ.

Готовность генерирующего оборудования к участию в НПРЧ подтверждается сертификационными испытаниями на соответствие требованиям стандартов организации АО «СО ЕЭС» для соответствующих видов оборудования. Для обеспечения необходимого объема резерва НПРЧ, создания конкурентной среды на рынке системных услуг необходимо продолжить расширение состава привлекаемого к оказанию услуг генерирующего оборудования электростанций различного типа. Для этого в 2016 году утверждены стандарты:

* Нормы участия парогазовых и газотурбинных установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (СТО 59012820.27.100.004-2016);
* Нормы участия генерирующего оборудования тепловых электростанций с поперечными связями в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (СТО 59012820.27.100.001-2016).

Необходима организация сертификации (привлечение органов по добровольной сертификации) по данным видам генерирующего оборудования.

Готовность генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ подтверждается испытаниями, проходящими в соответствии с «Методикой по проверке готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ». Данный документ требует актуализации в части учета требований по проверке участия в ОПРЧ генерирующего оборудования других типов (ГЭС, ТЭС с поперечными связями, ПГУ надстроечного типа, обособленно работающих ГТУ).

**Задачи до 2020 года:**

* Организация в рамках функционирования СДС «СО ЕЭС» сертификации генерирующего оборудования ТЭС с поперечными связями, ПГУ надстроечного типа, работающих автономно ГТУ на соответствие стандартам АО «СО ЕЭС» для подтверждения их готовности к участию в НПРЧ (2018 год);
* Разработка актуализированных методических указаний по проверке готовности генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС к участию в ОПРЧ (2017 год).

Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России осуществляется в соответствии с национальным стандартом ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования».

АВРЧМ в первой синхронной зоне ЕЭС России осуществляется с использованием иерархической структуры АРЧМ, включающей ЦКС АРЧМ ЕЭС, ЦС АРЧМ ОЭС Урала, ЦС АРЧМ ОЭС Юга и ЦС АРЧМ ОЭС СевероЗапада, а также автономно функционирующими ЦС АРЧМ ОЭС Сибири и ЦС АРЧМ Кольской энергосистемы. Во второй синхронной зоне ЕЭС России автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности осуществляется с использованием ЦС АРЧМ ОЭС Востока.

Управляющие вычислительные комплексы всех указанных систем АРЧМ функционируют на базе ОИК СК-2007 с использованием унифицированного программного обеспечения ЦКС/ЦС АРЧМ, при этом отсутствуют типовые правила обмена информацией между ЦКС/ЦС АРЧМ и электростанциями, участвующими во вторичном регулирования частоты и перетоков активной мощности. Необходимо обеспечить унификацию и стандартизировать данные правила информационного обмена.

В настоящее время обеспечена возможность участия в АВРЧМ 33 ГЭС из 36 ГЭС, установленной мощностью более 100 МВт. В стадии подключения к системам АРЧМ находятся Иркутская ГЭС и Богучанская ГЭС. Также есть возможность использования для целей АВРЧМ блоков 7 ТЭС. Для обеспечения возможности более полного использования гидроресурсов в период паводка необходимо привлечение большего количества ТЭС к участию в АВРЧМ через механизмы рынка системных услуг.

**Задачи до 2020 года:**

* Завершение работ по подключению к ЦС АРЧМ Иркутской ГЭС и Богучанской ГЭС (по факту готовности электростанций);
* Подключение к ЦКС/ЦС АРЧМ сертифицированного генерирующего оборудования ТЭС в соответствии с действующими требованиями (по факту готовности электростанций);
* Разработка и утверждение стандарта по информационному обеспечению ЦС АРЧМ (2017 год).

Мониторинг качества регулирования частоты

Мониторинг качества регулирования частоты постоянно осуществляется АО «СО ЕЭС» с использованием программного комплекса контроля качества частоты на основе данных ОИК (SCADA) и данных ПАК «Система мониторинга фактического действия систем первичного и вторичного автоматического регулирования частоты и активной мощности генераторов на объектах управления» (ПАК СМ). При мониторинге качества регулирования частоты оценивается:

* качество участия всех энергоблоков и электростанций в ОПРЧ в случае аварийных отклонений частоты при выделении энергорайонов на изолированную работу;
* качество участия в НПРЧ, быстродействие и стабильность функционирования во времени систем первичного регулирования энергоблоков и электростанций, привлекаемых к НПРЧ;
* качество участия энергоблоков и электростанций в АВРЧМ при отработке заданий автоматического вторичного регулирования;
* реальная крутизна СЧХ ЕЭС России и каждой из энергосистем;
* максимальные величины отклонения частоты и время восстановления нормального уровня частоты.

Контроль выполнения требований по участию генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется экспертами АО «СО ЕЭС» в «ручном» режиме в рамках функционирования ОРЭМ с использованием данных ОИК при отклонениях частоты более чем на 0,2 Гц, связанных с возникновением небалансов активной мощности, как правило, при выделении энергорайонов на изолированную работу с избытком или дефицитом активной мощности. Для повышения качества контроля участия в ОПРЧ необходимо обеспечить автоматизацию данного процесса.

Параметры СЧХ ЕЭС России и каждой из энергосистем стран, участниц параллельной работы, ежегодно рассчитываются и утверждаются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК). Эти параметры используются при настройке систем АРЧМ, а также при определении необходимых резервов активной мощности для первичного и вторичного регулирования частоты. **Задачи до 2020 года:**

* Определение частотных свойств ЕЭС России и энергосистем странучастниц параллельной работы с ЕЭС России, а также качества регулирования частоты при ее отклонениях в реальных условиях

(ежегодно);

* Разработка и внедрение ПО по автоматизации контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ (2018 год).

## 3.4. Развитие технологий расчета и анализа электроэнергетических

##### режимов

#### 3.4.1. Расчет установившихся режимов и статической

###### устойчивости

В настоящее время расчет установившихся режимов и статической устойчивости осуществляется с использованием корпоративного ПК RastrWin3.

В период до 2016 года развитие ПК RastrWin3 осуществлялось в части:

* интеграции в состав ПК стандартных, а также обеспечения возможности реализации пользовательских моделей нового оборудования и устройств, вводимых в эксплуатацию в ЕЭС России;
* повышения быстродействия расчетов установившихся режимов для обеспечения возможности использования расчетного ядра ПК RastrWin3 в иных приложениях для решения актуальных задач по управлению электроэнергетическими режимами;
* интеграции в состав ПК модуля работы с коммутационными схемами энергообъектов.

В 2017 году планируется внедрение в АО «СО ЕЭС» АИП, обеспечивающей единую информационную поддержку различных расчетных задач на базе CIM-модели. Для обеспечения возможности интеграции с АИП необходимо реализовать возможность работы ПК RastrWin3 с исходными данными в формате CIM.

Наличие резервных (альтернативных) способов выполнения расчетов установившихся режимов и статической устойчивости обуславливает снижение рисков зависимости от единственного поставщика используемого ПК и его технического отставания от современных вычислительных средств. Положительными факторами также являются повышение надежности расчетов и определение перспективных направлений развития основного расчетного комплекса, что возможно только при постоянном наблюдении за текущим состоянием развития аналогичных программных решений с детальным исследованием реализованной в них функциональности.

В этих условиях целесообразно изучение мирового и отечественного опыта разработки и применения программных комплексов расчета установившихся режимов и статической устойчивости.

В 2017 году в соответствии с планом работ ТК-016 планируется выпуск национального стандарта «Требования к устойчивости энергосистем» и новой редакции «Методических указаний по устойчивости энергосистем». В связи с планируемым изменением требований к устойчивости и критериев определения области допустимых режимов энергосистем потребуется пересмотр соответствующей нормативной базы АО «СО ЕЭС». **Задачи до 2020 года**

* Развитие функционала ПК RastrWin3 в части использования расчетных моделей, соответствующих стандартам МЭК 61970 и 61968 (CIM) (2018 год).
* Исследование функций и опыта практического применения программных комплексов расчета установившихся режимов и статической устойчивости (например, PowerFactory, АРТУР и др.) с целью определения необходимости их интеграции в деловые процессы АО «СО ЕЭС».
* Разработать и утвердить Стандарт АО «СО ЕЭС» «Правила определения максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» (2017 год).
* Разработать и утвердить Стандарт АО «СО ЕЭС» «Правила перехода на работу в вынужденном режиме в контролируемых сечениях диспетчерского центра АО «СО ЕЭС» (2017 год).

#### 3.4.2. Расчет переходных режимов и динамической устойчивости

В настоящее время расчеты переходных режимов и динамической устойчивости выполняются с использованием корпоративного ПК EUROSTAG (разработчик – Tractebel Engineering, Бельгия). Данный ПК является единственным находящимся в промышленной эксплуатации в АО «СО ЕЭС», обеспечивающим решение соответствующих задач и используется для проведения расчетов не только для ЕЭС России, но и в рамках международных проектов с привлечением диспетчерских центров и научно-исследовательских организаций зарубежных энергосистем.

Кроме того, разработан и проходит процедуру тестирования и испытаний с целью подготовки к вводу в промышленную эксплуатацию современный российский ПК для расчета переходных режимов и динамической устойчивости RUSTAB. После успешного завершения испытаний и ввода данного ПК в промышленную эксплуатацию (с сохранением за ПК EUROSTAG функций резервного ПК), по ее результатам потребуется развитие ПК RUSTAB с целью расширения его функциональности и удобства практического применения.

Задачи до 2020 года

* Ввод в промышленную эксплуатацию ПК RUSTAB (2017 год);
* Доработка ПК RUSTAB в части разработки и интеграции моделей нового оборудования и устройств, в том числе устройств регулирования и управления, вводимых в эксплуатацию в ЕЭС России и разработки управляющего модуля для выполнения серии последовательных расчетов переходных режимов и динамической устойчивости и автоматизированного анализа их результатов;
* Ежегодная техническая поддержка ПК EUROSTAG (до 2020 года).

#### 3.4.3. Оценивание состояния энергосистем

Решение задачи оценивания состояния энергосистем, являющейся базовой для большого количества расчетных задач, в настоящее время осуществляется с использованием ПК «КОСМОС» (разработчик – Институт электродинамики Национальной Академии Наук Украины).

В связи с тем, что с момента начала промышленной эксплуатации ПК «КОСМОС» в АО «СО ЕЭС» разработчиками ПК проводилась работа только по его сопровождению и незначительной модернизации, не учитывающей существенные изменения в электроэнергетической отрасли, существуют риски полного прекращения сопровождения данного ПК. Кроме того, в настоящее время ПК «КОСМОС» характеризуется рядом ограничений, в том числе:

* отсутствие возможности корректного моделирования устройств гибкого управления электроэнергетическим режимом энергосистем (в том числе выполненных на базе силовой электроники);
* ограниченные возможности по визуализации исходных данных и результатов расчетов;
* сложность настройки для конкретных расчетных моделей.

Учитывая необходимость значительной переработки ПК «КОСМОС» по объему сравнимой с разработкой нового ПК, а также риски прекращения его сопровождения разработчиком требуется анализ опыта применения альтернативных программно-технических решений в части решения задачи оценивания состояния.

Задачи до 2020 года

Исследование функций и опыта практического применения программных комплексов оценивания состояния с целью определения отечественного ПК для его интеграции в деловые процессы АО «СО ЕЭС» (2018 год).

#### 3.4.4. Исследования статических характеристик нагрузки по

###### напряжению

Потребление активной и реактивной мощности нагрузки существенно зависит от уровня напряжения. Учет указанной зависимости оказывает существенное влияние на качество и точность расчетов установившихся режимов и статической устойчивости и, как следствие, на корректность определения области допустимых режимов работы энергосистем.

Таким образом, важной задачей является определение фактических статических характеристик нагрузки по напряжению крупных потребителей, использование которых позволит повысит:

* точность цифрового моделирования электроэнергетической системы;
* качество и точность результатов расчетов при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;
* качество принимаемых технических решений, основанных на результатах выполняемых расчетов.

Вместе с тем, существуют объективные ограничения на объем проводимых исследований по определению статических характеристик нагрузки, связанные с составом исполнителей и необходимостью организации натурных экспериментов по определению статических характеристик нагрузки.

Задачи до 2020 года

Обеспечить выполнение не менее 3 научно-исследовательских работ по экспериментальному определению фактических статических характеристик нагрузки по напряжению в крупных узлах нагрузки (ежегодно до 2020 года).

## 3.5. Автоматическое противоаварийное управление

В настоящее время в ЕЭС России созданы и функционируют следующие ЦСПА:

* ЦСПА третьего поколения, введенная в эксплуатацию в ОЭС Востока, обладающая: расширенными функциональными возможностями (учёт условий обеспечения динамической устойчивости, учёт допустимых уровней напряжения, учёт разделения контролируемой энергосистемы на части и т.д.), увеличенным быстродействием (за счёт распараллеливания расчёта управляющих воздействий) и повышенной надёжностью функционирования (за счет применения современной архитектуры построения вычислительного комплекса);
* ЦСПА ОЭС Сибири с альтернативными технологическим алгоритмом расчёта управляющих воздействий, алгоритмом оценивания состояния;
* ЦСПА второго поколения в ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Урала, Тюменской энергосистеме.

Дальнейшее развитие ЦСПА должно осуществляться в направлении повышения надежности ее функционирования за счет применения современной архитектуры построения ПТК и совершенствования технологических алгоритмов в части обеспечения динамической устойчивости, повышения адаптивности настройки ЦСПА при изменении схемно-режимных условий работы энергосистемы, оптимизации величины управляющих воздействий, повышения быстродействия. Для решения указанных задач необходимо обеспечить:

* внедрение ЦСПА третьего поколения в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Урала, Тюменской энергосистеме;
* расширение номенклатуры управляющих воздействий, учитываемых ЦСПА;
* учет в алгоритмах выбора управляющих воздействий локальных устройств противоаварийной автоматики (АОПО, АОСН);
* повышение точности и устойчивости оценивания состояния за счет использования данных синхронизированных векторных измерений;
* взаимодействие смежных ЦСПА с целью обмена информацией по величинам допустимого небаланса активной мощности, а также текущих эквивалентных сопротивлений, используемых в расчетной схеме ЦСПА;
* доработку технологического алгоритма ЦСПА ОЭС Сибири в части обеспечения динамической устойчивости при выборе управляющих воздействий.

Необходимо разработать стандарты АО «СО ЕЭС» по каждому виду локальных устройств ПА и обеспечить сертификацию технологических алгоритмов данных устройств ПА, в рамках СДС АО «СО ЕЭС». Применение сертифицированных алгоритмов работы является условием повышения уровня технического совершенства устройств ПА и надежности их работы. **Задачи до 2020 года**

* Реализация в технологических алгоритмах ЦСПА третьего поколения управляющих воздействий на разгрузку генерирующего оборудования типа кратковременная разгрузка турбин (КРТ) и длительная разгрузка турбин (ДРТ) и учета логики работы АОПО, АОСН (2017 год);
* Разработка и внедрение алгоритмов, учитывающих значения синхронизированных векторных измерений при выполнении оценивания состояния в технологическом алгоритме ЦСПА;
* Разработка технологических алгоритмов координированного функционирования отдельных ЦСПА на принципах обмена информацией между смежными ЦСПА о допустимых небалансах активной мощности при реализации управляющих воздействий и параметров эквивалентов для расчетных моделей (2019 год);
* Создание ЦСПА ОЭС Северо-Запада на платформе ЦСПА третьего поколения (2019 год);
* Модернизация ЦСПА ОЭС Средней Волги, ЦСПА ОЭС Урала, ЦСПА ОЭС Юга, ЦСПА Тюменской энергосистемы с целью её перевода на платформу ЦСПА третьего поколения (2017-2019 гг.);
* Реализация в ЦСПА ОЭС Сибири функциональной возможности расчёта управляющих воздействий по условиям обеспечения динамической устойчивости, а также внедрение ЦСПА в Восточной части ОЭС Сибири (2019 год);
* Разработка стандартов организации АО «СО ЕЭС» и организация сертификации в рамках СДС АО «СО ЕЭС», следующих устройств локальной ПА:
  + автоматики предотвращения нарушения устойчивости (2016 год);
  + автоматики разгрузки при коротких замыканиях (2016 год);
  + автоматики ограничения повышения частоты (2016 год); - автоматики ограничения повышения напряжения (2017 год); - автоматики ограничения перегрузки оборудования (2017 год).

## 3.6. Релейная защита и сетевая автоматика

Современное развитие ЕЭС России, ориентированное на внедрение управляемых элементов сетей переменного тока (FACTS), ЛЭП и вставок постоянного тока, распределенной генерации, включая солнечные и ветровые электростанции, требует разработки концептуальных вопросов развития релейной защиты и сетевой автоматики и адаптации новых устройств к требованиям развития ЕЭС.

Для решения указанных задач необходима разработка и внедрение новых ПК расчетов служб РЗА, способных моделировать FACTS, вставки постоянного тока, распределенную генерацию, солнечные и ветровые электростанции для расчета токов КЗ, различных видов несимметрии в сети переменного тока, обеспечивать отстройку от нагрузочных режимов, автоматизацию расчета и выбора параметров настройки устройств РЗ и СА, анализ селективности работы релейной защиты.

Значительной проблемой является отсутствие современных нормативнотехнических документов по расчету и выбору параметров настройки устройств релейной защиты. Действующие руководящие указания, выпущенные в 60-80-х годах прошлого века, не содержат методик по расчету и выбору параметров настройки микропроцессорных устройств РЗ и СА современного производства.

Применение широкой номенклатуры цифровых устройств релейной защиты и сетевой автоматики отечественных и зарубежных производителей осуществляется без проверки работоспособности заявляемой производителями функциональности устройств. Во многих случаях указания по применению устройств не содержат достаточно сведений, обеспечивающих оптимальный выбор параметров настройки и учитывающих новые функциональные возможности устройств релейной защиты и сетевой автоматики. Для решения этих задач в период до 2016 года выполнено следующее:

* разработаны технические решения по моделированию управляемых элементов переменного тока в расчетной модели электрической сети и создано ПО для автоматизации расчетов выбора параметров настройки устройств РЗА с учетом моделирования управляемых элементов сетей переменного тока;
* проведен сравнительный анализ характеристик ПК отечественной («АРМ СРЗА», производства ПК «Бриз») и зарубежной разработки («САРЕ», производства Electrocon International, Inc. США и «PowerFactory», производства DIgSILENT, GmbH Германия) по расчету токов КЗ и выбору параметров настройки устройств РЗ и СА, автоматической проверки селективности резервных защит ЛЭП и оборудования. Инициирована разработка отечественного современного ПК для автоматизации расчета и выбора параметров настройки устройств РЗА разных производителей и анализа селективности работы РЗ с возможностью моделировать нелинейные элементы электрических сетей;
* инициирована разработка (принято участие в разработке) методических указаний по расчету и выбору параметров настройки микропроцессорных устройств РЗА.

Задачи до 2020 года

* Разработка и ввод в промышленную эксплуатацию современного ПК для автоматизации расчета и выбора параметров настройки устройств РЗА разных производителей и анализа селективности работы РЗ с возможностью моделировать нелинейные элементы электрических сетей;
* Разработка моделей распределенной генерации, солнечных и ветровых электростанций для применения в расчетах служб РЗА ДЦ;
* Разработка методических указаний по выбору параметров срабатывания и алгоритмов функционирования терминалов РЗ и СА разных производителей (для ЛЭП, ШСВ, блоков генератор-трансформатор) (не менее одних указаний в год);
* Разработка стандартов, определяющих функциональные требования к РЗ и СА для сертификации устройств, внедряемых в ЕЭС России в электрических сетях 110 кВ и выше (не менее одного стандарта в год с 2017 года);
* Создание технического решения, обеспечивающего реализацию технологического процесса анализа возможности передачи сигналов, команд и телеметрической информации по сети каналов РЗА для выявления потерь функциональности РЗА, обусловленных изменением эксплуатационного состояния устройств, каналов связи РЗА и сетевых элементов, с целью повышения качества процесса рассмотрения плановых и диспетчерских заявок, а также поддержки принятия решений при управлении электроэнергетическим режимом в реальном времени.

## 3.7. Система мониторинга переходных электрических режимов

СМПР базируется на технологии синхронизированных векторных измерений, предусматривающей регистрацию с большой точностью и высокой дискретностью параметров электроэнергетического режима в различных точках ЕЭС России, синхронизированных при помощи глобальных навигационных спутниковых систем.

СМПР ЕЭС России создана как распределенная иерархическая система, объединяющая устройства синхронизированных векторных измерений и концентраторы векторных данных, установленные на объектах электроэнергетики, и автоматическую систему сбора информации от регистраторов СМПР (АС СИ СМПР), развернутую в ДЦ АО «СО ЕЭС».

Однако в настоящее время отсутствуют отечественные нормативные документы, регламентирующие современные требования к отдельным техническим компонентам системы и к системе в целом.

Данные СМПР используются в АО «СО ЕЭС» для анализа технологических нарушений и аварийных процессов в ЕЭС России, анализа корректности работы системных регуляторов, верификации расчетных динамических моделей энергосистем, мониторинга частотных свойств ЕЭС России и входящих в ее состав энергосистем, исследования динамических свойств энергосистемы и т.п. Для более полного использования возможностей технологии СМПР необходимо: разработать средства визуализации динамических процессов в энергосистеме в режиме «on-line», которые позволили бы диспетчерскому персоналу иметь более полную информацию для управления режимом; обеспечить диспетчера информацией о возникновении в энергосистеме незатухающих или слабозатухающих низкочастотных колебаний, угрожающих нарушением устойчивости.

Одной из важных задач применения регистраторов СМПР является мониторинг правильности работы системных регуляторов, в частности, устройств автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов. Системы мониторинга работы системных регуляторов в настоящее время установлена на Северо-Западной ТЭЦ и Краснодарской ТЭЦ. Опыт использования системы мониторинга работы системных регуляторов показал эффективность функционирования ее алгоритмов. Для расширения использования систем мониторинга работы системных регуляторов необходима разработка универсального ПО, которое может использоваться в концентраторах векторных данных различных производителей или на верхнем уровне АС СИ СМПР.

Задачи до 2020 года

* Разработка алгоритмов визуализации динамических процессов в энергосистеме по данным СМПР (2017-2019 гг.);
* Расширения функционала программного обеспечения идентификации возникновения в энергосистеме синхронных качаний активной мощности и источника низкочастотных колебаний (2018-2019 гг.).
* Разработка стандартов АО «СО ЕЭС»:
  + «Устройства синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима. Нормы и требования», включая методику и программу сертификационных испытаний устройств синхронизированных векторных измерений (2016 год);
  + «Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования», включая методику и программу испытаний по проверке функциональности концентраторов векторных данных и реализации информационного обмена синхронизированными векторными измерениями (2017 год);
  + «Система синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима ЕЭС России. Нормы и требования» (2017 год).
* Разработка и внедрение универсального ПО мониторинга функционирования автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения синхронных генераторов (2017 год).

## 3.8. Проведение натурных системных испытаний

Натурные системные испытания – комплекс организационных и технических мероприятий с целью исследования свойств отдельных территориальных энергосистем или ОЭС/ЕЭС России в целом, верификации динамических расчетных моделей электроэнергетических систем, а также проверки функционирования систем автоматического регулирования и управления электроэнергетическими режимами отдельных территориальных энергосистем или ОЭС/ЕЭС России в целом. Для получения достоверных результатов испытаний необходимо развивать средства сбора информации об изменениях параметров электрического режима в ходе натурных системных испытаний, основными из которых являются ОИК (SCADA) и СМПР. Данные испытания проводятся 1 раз в 5 лет в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования».

В 2015 году АО «СО ЕЭС» проведены испытания по включению на параллельную синхронную работу ОЭС Востока и ОЭС Сибири. Испытания проводились с целью определения основных характеристик, показателей и режимных условий параллельной работы ОЭС Востока с ОЭС Сибири, а также верификации моделей для расчета установившихся режимов и статической устойчивости, переходных режимов и динамической устойчивости. По результатам испытаний подтверждена возможность устойчивой кратковременной синхронной работы ОЭС Востока с ОЭС Сибири и определены технические мероприятия, позволяющие переносить точку раздела между ними без перерыва электроснабжения потребителей.

В 2016 году проведены испытания по включению на параллельную работу с ОЭС Востока Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия). По результатам испытаний подтверждена возможность устойчивой параллельной работы и определены минимально необходимые технические мероприятия, позволяющие перейти на постоянную синхронную работу Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. **Задачи до 2020 года:**

* Проведение анализа результатов проведенных в 2016 году системных испытаний с целью:
  + подтверждения рассчитанных значений фактической крутизны

СЧХ отдельных территориальных энергосистем и ОЭС/ЕЭС

России в целом (2017 год);

* + определения степени влияния на крутизну СЧХ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ и НПРЧ (2017 год);
* Организация работы с АО «РЖД» по реализации технических мероприятий для обеспечения кратковременной синхронной работы ОЭС Востока с ОЭС Сибири (2017-2018);
* Организация проведения испытаний по включению на параллельную работу с ОЭС Востока Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) (2018).

## 3.9. Совершенствование обмена технологической информацией с

##### субъектами электроэнергетики

Требования к обмену технологической информацией генерирующих и электросетевых объектов и ЦУС сетевых компаний с ДЦ АО «СО ЕЭС» в настоящее время формализованы в виде технических требований к объемам, качеству и протоколам передачи информации, а также к функционированию следующих систем:

* систем телефонной связи для ведения оперативных переговоров диспетчерского и оперативного персонала;
* объектовых ССПИ о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии ЛЭП, оборудования и устройств;
* систем обмена информацией о составе и параметрах генерирующего оборудования в рамках задач недельного, суточного и оперативного планирования и доведения плановых графиков (MODES-Terminal);
* централизованных систем режимной и противоаварийной автоматики;
* объектовых систем РАСП, в том числе СМПР на базе векторных измерений.

В 2016 году телеметрическая информация с объектов электроэнергетики собирается в ДЦ АО «СО ЕЭС» по 7567 каналам связи. В 61% случаев информация принимается по IP-протоколам, в 27% – по протоколу МЭК 608705-101, в 11% – по устаревшим унаследованным протоколам.

При этом от части электростанций, работающих на розничном рынке электрической энергии, электростанций, принадлежащих промышленным предприятиям (около 20% об общего количества), а также подстанций сетевых компаний и потребителей электрической энергии, имеющих немодернизированные ССПИ (около 35% от общего количества), получаемый объем телеметрической информации является недостаточным для решения задач АО «СО ЕЭС». С части подстанций сетевых компаний и потребителей электрической энергии, на которых расположены объекты диспетчеризации

АО «СО ЕЭС» (около 25% от общего количества), телеметрическая информация в ДЦ АО «СО ЕЭС» в автоматическом режиме не передается по причине отсутствия ССПИ и/или каналов связи.

В 2016 году в АО «СО ЕЭС» начата отработка технологии телеуправления нагрузкой генерирующего оборудования электростанций: проведены испытания передачи диспетчерских команд и плановых диспетчерских графиков по каналам АРЧМ на Волжскую ГЭС и Угличскую ГЭС.

В 2016 году в АО «СО ЕЭС» внедряется первая очередь централизованной системы сбора информации об аварийных событиях с объектов, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий, предусматривающая сбор информации с трех тепловых и трех атомных электростанций.

**Задачи до 2020 года:**

* Выполнение работ по организации сбора телеметрической информации с электростанций, объектов электросетевого хозяйства и электроустановок потребителей электрической энергии для обеспечения наблюдаемости ЕЭС России в соответствии с задачами оперативно-диспетчерского управления;
* Поэтапный отказ от унаследованных (не стандартизированных) протоколов обмена информацией и перевод обмена оперативной технологической информацией с объектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии на IP-протоколы МЭК, со снижением технологической значимости ЦППС Smart-FEP вплоть до вывода ЦППС из эксплуатации в отдельных филиалах АО «СО ЕЭС»;
* Утверждение и ввод в действие Стандарта АО «СО ЕЭС» «Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования».
* Внедрение в ЕЭС России технологии автоматизированного сбора информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики;
* Внедрение технологии передачи стандартных диспетчерских команд и плановых диспетчерских графиков по каналам обмена оперативной технологической информацией на электростанции;

## 3.10. Совершенствование структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и организация присоединения технологически

##### изолированных энергосистем к ЕЭС России

В целях совершенствования структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и организации присоединения технологически изолированных энергосистем Республики Крым и г. Севастополя, Западного и Центральнго энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России в настоящее время:

* реализовано перераспределение функций диспетчерского управления ЛЭП и устройствами РЗА между диспетчерским персоналом филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ и РДУ, с целью обеспечения прямого взаимодействия оперативного персонала ПС с диспетчерским персоналом одного ДЦ АО «СО ЕЭС» в отношении оборудования РУ одного класса напряжения;
* в завершающей стадии находится работа по перераспределению ЛЭП и их устройств РЗА по способу управления между ДЦ АО «СО ЕЭС» и территориальными сетевыми организациями в соответствии с принятыми критериями отнесения ЛЭП и их устройств РЗА в диспетчерское или технологическое управление;
* реализованы проекты укрупнения операционных зон филиалов АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, Костромское РДУ, Пензенское РДУ, Нижегородское РДУ, Самарское РДУ, Свердловское РДУ, Кемеровское РДУ, Пермское РДУ.
* организованы 14 представительств АО «СО ЕЭС» на территории субъектов Российской Федерации, где не размещены ДЦ АО «СО ЕЭС», для повышения уровня взаимодействия с субъектами электроэнергетики, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, территориальными подразделениями федеральных органов исполнительной власти;
* продолжается работа по повышению эффективности оперативнодиспетчерского управления отдельных энергосистем с целью оптимизации производственной загрузки, концентрации высококвалифицированного персонала филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ и оптимального использования материальных ресурсов АО «СО ЕЭС» в условиях жестких тарифных ограничений;
* увеличен состав диспетчерской смены Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ с трех до четырех работников с целью снижения загрузки диспетчерского персонала для повышения качества и эффективности выполнения функций оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Москвы и Московской области;
* внедрена двухуровневая модель диспетчерской смены в Филиале АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ с увеличением численности диспетчерской смены с трех до пяти работников и разделением зон функциональной ответственности в смене на два уровня в зависимости от класса напряжения объектов диспетчеризации – 500 кВ или 110-220 кВ;
* определены первоочередные мероприятия, обеспечивающие параллельную работу Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока со сроками их реализации и допустимые режимы параллельной работы;
* реализованы режимные мероприятия по обеспечению присоединения технологически изолированной энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя к ЕЭС России с использованием сооруженных объектов энергомоста Кубань – Крым и определены допустимые режимы

параллельной работы;

* созданы филиалы АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ (Республика Крым, г. Симферополь) и Якутское РДУ (Республика Саха (Якутия),

г. Якутск) и реализуются соответствующие планы-графики мероприятий по подготовке филиалов к приему операционных функций и урегулированию отношений с субъектами электроэнергетики. **Задачи до 2020 года:**

* Продолжение работы по перераспределению ЛЭП и их устройств РЗА по способу управления между ДЦ АО «СО ЕЭС» и территориальными сетевыми организациями;
* Продолжение работы по ликвидации промежуточных звеньев в схеме прохождения диспетчерских команд при реализации функций оперативно-диспетчерского управления на объекты электроэнергетики (за исключением подстанций ОАО «РЖД»);
* Дальнейшая реализация проектов укрупнения операционных зон филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ;
* Принятие вновь созданными филиалами АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ и Якутское РДУ в полном объеме функций оперативнодиспетчерского управления в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя (2017 год), а также в Западном энергорайоне и Центральном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) (2017 год);
* Организация параллельной работы Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока после выполнения первоочередных мероприятий, обеспечивающих параллельную работу (2017 год);
* Организация параллельной работы Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока после выполнения мероприятий, обеспечивающих параллельную работу (2018 год).

# 4. Технологии технического аудита и технического контроля

## 4.1. Совершенствование анализа причин аварийности в ЕЭС России

Согласно Правилам расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846, систематизация информации об авариях в электроэнергетике осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

В 2010 году в АО «СО ЕЭС» создан единый отраслевой информационный комплекс, предназначенный для проведения анализа результатов расследования причин аварий в электроэнергетике - программно-аппаратный комплекс «База аварийности в электроэнергетике» (ПАК «БАЭ»).

Ввод в работу ПАК «БАЭ» позволил обеспечить выполнение требований постановления Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 и приказа Минэнерго России от 02.03.2010 № 90 «Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядка ее заполнения» по созданию отраслевой базы аварийности в электроэнергетике Российской Федерации, а также автоматизировать работу с информацией об аварийности для проведения анализа аварийности в электроэнергетике.

Факторами, затрудняющими повышение качества анализа причин аварий являются:

* непредоставление результатов расследования причин аварий частью собственников объектов электроэнергетики;
* выполнение анализа аварийности только на основе статистических показателей: количества аварий и динамики изменений.

Для расширения показателей, характеризующих аварийность на крупных электростанциях и, следовательно, повышения качества анализа аварийности в 2015 году в АО «СО ЕЭС» разработана и внедрена Методика расчета коэффициента аварийности для электростанций с энергоблоками 150 МВт и более. В настоящее время расчет проводится путем выгрузки данных из ПК «Заявки» и их ручной обработки с использованием MS Excel, что приводит к неэффективному использованию персонала, а также ошибкам при проведении расчетов.

Задачи до 2020 года

Для повышения эффективности и с целью совершенствования деятельности по проведению анализа причин аварийности в ЕЭС России необходимо:

* организовать взаимодействие с компаниями, эксплуатирующими электростанции мощностью 25 МВт и более и объекты электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, по подключению и использованию ПАК «БАЭ»;
* разработать методические указания по выполнению анализа аварийности на объектах электроэнергетики ЕЭС России;
* выполнить автоматизацию расчетов показателя «коэффициент аварийности» по данным ПК «Заявки» в соответствии с «Методикой расчета коэффициента аварийности для электростанций с энергоблоками 150 МВт и более»;
* разработать методики расчета показателей надежности работы основного оборудования системообразующей электрической сети 330-750 кВ (ЛЭП, автотрансформаторы и трансформаторы, системы и секции шин, выключатели).

## 4.2. Совершенствование технологий технического аудита

#### 4.2.1. Совершенствование деятельности по контролю соблюдения ДЦ параметров надежного управления

###### электроэнергетическим режимом ЕЭС России

В настоящее время подразделениями технического контроллинга осуществляется оперативный анализ причин отклонений параметров электроэнергетического режима от допустимых значений и действий диспетчерского персонала ДЦ по приведению основных параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений:

* частоты электрического тока;
* перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
* токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования;
* резервов активной мощности;
* уровней напряжения в контрольных пунктах.

Задачи до 2020 года

В целях совершенствования деятельности по осуществлению оперативного анализа причин отклонений параметров электроэнергетического режима от допустимых значений и действий диспетчерского персонала по приведению параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, необходимо до 2019 года включительно:

* разработать методические указания для работников технического контроллинга, по выполнению следующих функций:
  + осуществлению анализа результатов контроля основных параметров электроэнергетического режима;
  + осуществлению оперативной оценки действий диспетчерского персонала по приведению параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.
* разработать лекционные материалы по разделу «Анализ результатов контроля основных контролируемых параметров электроэнергетического режима и оценка действий диспетчерского персонала по приведению параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений» дополнительной образовательной программы «Технический контроллинг и организация оперативно-диспетчерского управления в современных условиях».

#### 4.2.2. Организация и проведение проверок технологической

###### деятельности ДЦ АО «СО ЕЭС»

В АО «СО ЕЭС» с целью оценки надежного осуществления ДЦ функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике проводятся периодические проверки технологической деятельности ДЦ:

* по основным направлениям деятельности:
  + планирование и управление электроэнергетическим режимом ЕЭС

России;

* + перспективное развитие ЕЭС России;
  + осуществлению функций технического контроллинга.
* по оценке готовности ДЦ к работе в ОЗП;
* в рамках внутреннего аудита проведение плановых (внеплановых) проверок структурных подразделений ДЦ, в том числе специализированных проверок по отдельным направлениям деятельности, и др.

В ходе проверок выявляются недостатки в деятельности ДЦ и определяются причины их возникновения.

По итогам проверок разрабатываются организационные и технические мероприятия, направленные как на устранение самих недостатков, так и на системное их устранение, а также на совершенствование технологической деятельности и работы с персоналом.

Задачи до 2020 года

В целях совершенствования деятельности по проведению анализа причин выявляемых недостатков в технологической деятельности ДЦ и разработке мероприятий, направленных на их устранение, необходимо автоматизировать:

* процесс доведения до ДЦ результатов проверок технологической деятельности с целью их проработки и самоанализа;
* анализ выявляемых нарушений в технологической деятельности ДЦ, включая возможность унификации выявляемых недостатков и замечаний, и их системное устранение (2018 год).

#### 4.2.3. Расследование постоянно действующими комиссиями ДЦ АО «СО ЕЭС» аварий и иных нарушений при осуществлении

###### ДЦ функций оперативно-диспетчерского управления

Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 установлен порядок расследования причин аварий в электроэнергетике (далее – Правила расследования).

В соответствии с Правилами расследования в АО «СО ЕЭС» приказом от 28.01.2011 № 11 утвержден Порядок расследования причин аварий и иных нарушений, связанных с осуществлением оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России и эксплуатацией технологических систем, зданий и сооружений АО «СО ЕЭС» (далее – Порядок расследования), постоянно действующими комиссиями АО «СО ЕЭС» и его филиалов, определяющий виды аварий и иных нарушений, подлежащих расследованию, требования к организации и проведению подобных расследований.

Подразделениями технического контроллинга АО «СО ЕЭС» проводится анализ результатов расследований аварий и иных нарушений в ЕЭС России.

В соответствии с Порядком расследования постоянно действующими комиссиями по результатам анализа работы ПДК филиалов выявляются и устраняются недостатки при проведении расследований, оформлении Актов, подготовки противоаварийных мероприятий.

**Задачи до 2020 года:**

Для совершенствования процесса деятельности подразделений технического контроллинга по расследованию причин аварий и иных нарушений, связанных с осуществлением оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и эксплуатацией технологических систем, зданий и сооружений АО «СО ЕЭС», в 2017 году необходимо пересмотреть действующий Порядок расследования, в части:

* регламентации деятельности ПДК по организации и проведению расследований;
* оптимизации критериев проведения обязательного расследования нарушений, связанных с осуществлением оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и эксплуатацией технологических систем, зданий и сооружений АО «СО ЕЭС».

#### 4.2.4. Контроль топливообеспечения ТЭС ЕЭС России

Контроль топливообеспечения ТЭС ЕЭС России для целей оперативного планирования и управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется путем:

* мониторинга фактических запасов топлива на электростанциях, выявления и анализа технологических причин их отклонений от нормативных;
* контроля за выполнением на ТЭС требований по созданию и использованию тепловыми электростанциями запасов топлива и иных требований нормативных правовых актов, проектной и технической документации, предъявляемых к системам топливообеспечения;
* организации разработки нормативно-технической и методической документации по вопросам топливообеспечения тепловых электростанций, включая вопросы совершенствования порядка согласования расчетов нормативов неснижаемого и аварийного запасов топлива.

Важным направлением совершенствования мониторинга топливообеспечения является модернизация в 2016 году автоматизированной системы оперативного мониторинга топливообеспечения электростанций (ПАК АС «Топливо ТЭС»), позволяющая обеспечить наряду с ежесуточным получением и хранением оперативной информации о поступлении, расходе и запасах топлива:

* учет изменения нормативных требований по топливообеспечению ТЭС, в том числе добавление новых видов нормативов запасов топлива (аварийного – НАЗТ, вспомогательного – НВЗТ);
* анализ продолжительности (в сутках) работы ТЭС на аварийном и резервном топливе при номинальной нагрузке;
* получение и хранение в актуальном состоянии дополнительной нормативно-справочной информации о составе оборудования каждой ТЭС, установленной мощности, расходе топлива на номинальной нагрузке, наличии хранилища за пределами ТЭС, уполномоченных органах и организационно-распорядительных документах, которыми утверждены нормативы, и пр.

Задачи до 2020 года

Для повышения эффективности решения задач оперативного контроля топливообеспечения ТЭС необходимо разработать методические рекомендации для работников технического контроллинга:

 по проведению проверки и согласованию диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС» нормативов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) и нормативов аварийного запаса топлива (НАЗТ) для ТЭС (2017 год);  по проведению оценки нормативов эксплуатационных запасов топлива (НЭЗТ) для ТЭС (2018 год).

# 5. Технологии, обеспечивающие устойчивость ДЦ и системы

### оперативно-диспетчерского управления

## 5.1. Система физической защиты ДЦ

Обеспечение безопасности ДЦ АО «СО ЕЭС» осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», Правилами по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливноэнергетического комплекса, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 458 (далее – Правила по обеспечению безопасности).

Целью обеспечения безопасности ДЦ является их устойчивое и безопасное функционирование, защита интересов работников АО «СО ЕЭС» от актов незаконного вмешательства.

Основными задачами обеспечения безопасности ДЦ являются:

* категорирование зданий ДЦ по степени потенциальной опасности совершения акта незаконного вмешательства;
* разработка и реализация требований обеспечения безопасности зданий ДЦ;
* разработка и реализация мер по созданию системы физической защиты зданий ДЦ.

Для установления дифференцированных требований обеспечения безопасности зданий ДЦ и определения требований к их защищенности, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 459, проведено категорирование ДЦ АО «СО ЕЭС» по степени потенциальной опасности совершения акта незаконного вмешательства и его последствий. По итогам проведенного категорирования, в зависимости от степени потенциальной опасности, зданиям ДЦ АО «СО ЕЭС» установлены «средняя» и «низкая» категории.

Система физической защиты зданий ДЦ представляет собой совокупность направленных на предотвращение актов незаконного вмешательства организационных, административных и правовых мер, инженерно-технических средств охраны и действий персонала физической защиты.

Требования к построению системы физической защиты объекта топливно-энергетического комплекса, инженерно-техническим средствам охраны приведены в Правилах по обеспечению безопасности. Состав инженерно-технических средств охраны определяется для каждого здания ДЦ в зависимости от установленной для него категории по степени потенциальной опасности.

Реализация мероприятий, направленных на построение системы физической защиты зданий ДЦ производится в соответствии с Программой обеспечения физической безопасности объектов АО «СО ЕЭС», утверждаемой локальным нормативным актом АО «СО ЕЭС», и инвестиционной программой АО «СО ЕЭС».

В настоящее время:

* завершены работы по разработке проектной документации на создание и модернизацию инженерно-технических средств охраны для большей части зданий ДЦ АО «СО ЕЭС»;
* выполнены работы по реализации проектных решений для зданий ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, ОДУ Востока, Хабаровское РДУ, ОДУ Северо-Запада, Ленинградское РДУ, Амурское РДУ, Якутское РДУ, Липецкое РДУ, Костромское РДУ, Смоленское РДУ, Тульское РДУ, Самарское РДУ, Новгородское РДУ;
* завершается выполнение работ, запланированных на 2016 год, по созданию и модернизации инженерно-технических средств охраны зданий ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС»: ОДУ Юга, Кубанское РДУ,

Ростовское РДУ, ОДУ Сибири, Омское РДУ, Бурятское РДУ, ОДУ Урала, Свердловское РДУ, Тюменское РДУ, Челябинское РДУ, ОДУ Центра, Рязанское РДУ, Ярославское РДУ, Саратовское РДУ.

Для контроля состояния инженерно-технических средств охраны, поддержки принятия решений и уменьшения влияния человеческого фактора в процессах обеспечения охраны в зданиях ДЦ

АО «СО ЕЭС», находящихся в собственности АО «СО ЕЭС», созданы программно-аппаратные комплексы «Пост централизованного управления системами безопасности», построенные по технологии ситуационного анализа и управления.

Для обеспечения мониторинга состояния систем безопасности объектов АО «СО ЕЭС», контроля действий подразделений охраны, повышения эффективности реагирования в чрезвычайных ситуациях запланировано поэтапное построение единой системы мониторинга и ситуационного управления системами безопасности объектов АО «СО ЕЭС».

В целях обеспечения комплексного досмотра работников АО «СО ЕЭС», подрядных организаций, посетителей ДЦ и проносимой ими ручной клади, багажа, а также доставляемых грузов проводится оснащение ДЦ специальным досмотровым оборудованием.

В соответствии с Правилами актуализации паспорта безопасности объекта топливно-энергетического комплекса», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 № 460, на всех объектах АО «СО ЕЭС» разработаны и актуализируются не реже чем раз в три года паспорта безопасности, согласованные с руководителями субъектов Российской Федерации.

**Задачи до 2020 года** Реализация следующих мероприятий по обеспечению физической защиты зданий ДЦ АО «СО ЕЭС»:

* приведение системы физической защиты зданий ДЦ, находящихся в собственности АО «СО ЕЭС», в соответствие с требованиями Правил по обеспечению безопасности;
* оснащение зданий ДЦ инженерно-техническими средствами охраны, определенными Программой обеспечения физической безопасности объектов АО «СО ЕЭС»;
* проведение мероприятий по разработке и актуализации паспортов безопасности ДЦ, категорирование новых объектов АО «СО ЕЭС» по степени потенциальной опасности совершения акта незаконного вмешательства;
* создание единой системы мониторинга и ситуационного управления системами безопасности объектов АО «СО ЕЭС»;
* оснащение ДЦ специальным досмотровым оборудованием, обеспечивающим всесторонний комплексный досмотр людей, грузов и багажа.

## 5.2. Обеспечение информационной безопасности

Техническая политика в области обеспечения ИБ направлена на:

* обеспечение условий для надежного выполнения АО «СО ЕЭС» функций оперативно-диспетчерского управления, а также иных деловых процессов АО «СО ЕЭС»;
* выполнение требований законодательных и нормативных актов Российской Федерации, ФСТЭК России и ФСБ России по вопросам обеспечения ИБ.

Обеспечение ИБ осуществляется в соответствии с:

* Федеральным законом от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;
* Концепцией обеспечения информационной безопасности, введенной в действие приказом от 01.09.2015 № 391 (далее – Концепция);
* Политикой развития информационных технологий АО «СО ЕЭС» на период до 2018 года, утвержденной решением Совета директоров от 19.11.2014. Задачами обеспечения ИБ являются:
* исключение неправомерного блокирования доступа к информации и средствам ее обработки;
* исключение неправомерного уничтожения, искажения информации, нарушения установленных режимов работы средств обработки информации;
* исключение неправомерного доступа к информации или средствам ее обработки с целью хищения, неправомерного представления и распространения.

Текущее состояние обеспечения информационной безопасности

По направлениям ИБ в настоящее время реализованы следующие мероприятия:

* проведена модернизация системы защиты периметра КИС, которая обеспечивает защиту каналов связи между филиалами, эшелонированную защиту от несанкционированного доступа со стороны внешних сетей, защиту от вторжений в КИС извне;
* проведено объединение и модернизация ЕСАЗ и системы защиты от незапрошенных почтовых сообщений, в целях обеспечения эффективной защиты от вредоносных программ и повышения эффективности эксплуатации ЕСАЗ;
* внедрена подсистема сканирования уязвимостей в исполнительном аппарате и филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ, предназначенная для обеспечения контроля за наличием уязвимостей в узлах корпоративной информационной системы;
* внедрена система контроля и предотвращения утечек информации в исполнительном аппарате и филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ, предназначенная для обеспечения контроля за обработкой конфиденциальной информации работниками АО «СО ЕЭС»;
* разработаны в соответствии с требованиями ФСТЭК России технические требования по защите информации в автоматизированных системах управления технологическими процессами (системах автоматического режимного и противоаварийного управления и АСДУ), относящихся к ключевым системам информационной инфраструктуры;
* разработаны требования на модернизацию и спроектирована система защиты персональных данных, обеспечивающая выполнение требований законодательства Российской Федерации по защите персональных данных при их обработке в автоматизированных системах АО «СО ЕЭС»;
* спроектирована и внедрена в трех филиалах АО «СО ЕЭС» система оперативного контроля за текущим состоянием ИБ для повышения эффективности при обнаружении и обработке инцидентов ИБ.

Обеспечение выполнения требований законодательства Российской Федерации, ФСТЭК России, ФСБ России и локальных нормативных актов по вопросам обеспечения ИБ

Обеспечение ИБ в АО «СО ЕЭС» основано на следующих базовых принципах:

* единство позиции руководителей, ответственных за ИБ, в вопросах определения и реализации общей стратегии противодействия угрозам ИБ, технической политики и методического обеспечения ИБ;
* непрерывность обеспечения ИБ;
* оценка достаточности принимаемых мер защиты и корректировки их состава и содержания;
* способность к масштабируемости и модернизации систем ИБ при появлении новых угроз и объектов защиты информации;
* оптимизация затрат на создание и поддержание в актуальном состоянии систем ИБ;
* соответствие требований по обеспечению ИБ, предъявляемых к создаваемым (модернизируемым) ПАК, системам связи и передачи данных, реальным угрозам;
* подтверждение соответствия создаваемых (модернизируемых) ПАК, систем связи и передачи данных требованиям по обеспечению ИБ в соответствующих системах сертификации.

Обеспечение ИБ осуществляется с учетом оценки соответствия реализуемых организационно-технических решений требованиям законодательства Российской Федерации и нормативным правовым актам федеральных органов исполнительной власти (в том числе ФСБ России, ФСТЭК России, ФСО России) и результатов:

* анализа рисков ИБ;
* выполнения запланированных мероприятий по обеспечению ИБ;  контроля за выполнением требований ИБ.

Мероприятия, направленные на обеспечение ИБ, включаются в планы, которые утверждаются руководителями, ответственными за ИБ, и при необходимости согласовываются с руководителями других структурных подразделений.

Работы по мероприятиям, направленным на обеспечение ИБ, учитываются при формировании предельного максимального уровня цены (тарифа) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, включаются в годовую комплексную программу закупок АО «СО ЕЭС».

Общие требования информационной безопасности при разработке и внедрении программно-аппаратных комплексов

Проектирование, модернизация и введение в эксплуатацию программного обеспечения, ПАК в АО «СО ЕЭС» проводится с учетом требований ИБ, определенных Концепцией, локальными нормативными актами АО «СО ЕЭС» и настоящей Политикой.

При разработке технических заданий на разработку ПАК требования по ИБ формулируются в отдельном разделе или разрабатывается специальное техническое задание на систему защиты информации данного ПАК, учитывающее:

* сегментирование локальной вычислительной сети;
* использование средств идентификации и аутентификации, совместимых с КИС;
* использование средств журналирования;
* использование ролевой модели доступа совместимой с системой регистрации и учета КИС;
* обеспечение корректной работы со средствами ЕСАЗ.

Если проектируемые, модернизируемые и внедряемые ПАК предназначены для хранения и обработки конфиденциальной информации или они по основным признакам относятся к ключевым системам информационной инфраструктуры учитываются требования законодательства Российской Федерации, ФСТЭК России и ФСБ России по ИБ в системах такого класса, дополнительно:

* проводится классификация информационных систем обработки конфиденциальной информации или категорирование систем автоматического режимного и противоаварийного управления и АСДУ, как ключевых систем информационной инфраструктуры и систем, относящихся к автоматизированным системам управления технологическими процессами;
* осуществляется выявление актуальных угроз безопасности проектируемых (модернизируемых) систем (построение моделей угроз и моделей нарушителей);
* разрабатываются технические требования по защите информации на основании требований законодательства Российской Федерации, ФСТЭК России и ФСБ России по обеспечению безопасности персональных данных (для информационных систем обработки персональных данных);
* разрабатываются технические требования по защите информации на основании требований ФСТЭК России по обеспечению безопасности информации для ключевых систем информационной инфраструктуры и автоматизированных систем управления технологическими процессами (для систем автоматического режимного и противоаварийного управления и АСДУ);
* проводится сертификация в системе сертификации ФСТЭК России встроенных средств защиты информации или дополнительно закупаются сертифицированные средства защиты информации;
* проводится аттестация информационных систем персональных данных, систем автоматического режимного и противоаварийного управления и АСДУ и других систем, аттестация которых предусмотрена законодательством Российской Федерации.

При проведении мероприятий по обеспечению ИБ информационных систем оцениваются угрозы, возникающие при разработке, создании, развитии (модернизации) и эксплуатации.

В общем случае, для систем выполняются следующие требования по достижению необходимого уровня защищенности информации:

* доступности (достигается путем резервирования компонентов информационной системы и каналов связи, восстановлением в случае сбоев, применением гарантированного электропитания);
* целостности (обеспечивается посредством использования электронной подписи для документов и каналов связи);
* конфиденциальности (достигается путем защиты от несанкционированного доступа и шифрования информации в электронном виде и каналов связи).

Выполнение указанных требований осуществляется на постоянной основе органами обеспечения ИБ, путем рассмотрения технических требований, технических проектов, эксплуатационной и иной документации, дающей представление о работе ПАК, а также путем участия в испытаниях.

Развитие систем информационной безопасности

Основными принципами обеспечения ИБ на время действия настоящей Технической политики являются:

обеспечение выполнения требований по ИБ при внедрении и модернизации в АО «СО ЕЭС» систем оперативно-диспетчерского управления (на постоянной основе);

* обеспечение выполнения требований по ИБ при разработке и внедрении ПАК (на постоянной основе);
* проведение контрольно-проверочных мероприятий и внедрение систем ИБ для обеспечения соответствия уровня защищенности АО «СО ЕЭС» современным угрозам ИБ.

Задачи до 2020 года

* Совершенствование подходов по управлению и обеспечению ИБ в АО «СО ЕЭС»;
* Развитие процессов управления уязвимостями в целях обеспечения эффективности работы систем ИБ, связанных с выявлением, снижением количества и предотвращением появления уязвимостей в корпоративной информационной системе АО «СО ЕЭС»;
* Развитие процессов контроля ИБ для обеспечения эффективности процессов анализа рисков, обработки событий и расследования инцидентов ИБ;
* Развитие процессов управления, выпуска и учета ключевой информации, носителей, документации и средств криптографической защиты информации;
* Модернизация устаревающих или выведенных из сервисной поддержки систем ИБ или их компонентов.

Развитие систем ИБ должно производиться в соответствии с требованиями действующего законодательства, локальных нормативных актов АО «СО ЕЭС» и следующими направлениями:

* + создание единой системы мониторинга, управления и контроля систем ИБ;
  + виртуализация серверных компонентов систем ИБ.

## 5.3. Развитие резервной системы диспетчерского управления

Непрерывность и устойчивость функционирования оперативнодиспетчерского управления ЕЭС России при возникновении чрезвычайных ситуаций обеспечивается в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации путем создания и поддержания в постоянной готовности РСДУ.

Основой РСДУ являются резервные помещения, оснащенные в достаточном объеме инженерным и технологическим оборудованием для осуществления функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистемы при возникновении чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основных помещений и оборудования ДЦ.

Развитие РСДУ, создание резервных помещений и оснащение их оборудованием осуществляются на основе анализа возможных угроз безопасности ДЦ АО «СО ЕЭС», с учетом уровня (ГДЦ, ОДУ, РДУ) и значимости конкретного ДЦ в системе оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, совершенствования инфраструктуры АО «СО ЕЭС» и перспектив развития энергосистем.

#### 5.3.1. Основные требования к созданию резервных помещений и оснащению их оборудованием

В зависимости от способа расположения и объема выполняемых в них функций резервные помещения делятся на: РП, РПОФ и ПФРДЦ.

Создание РП в пределах здания АО «СО ЕЭС», где размещен ДЦ, является обязательным для ДЦ всех уровней.

Необходимость организация РПОФ или ПФРДЦ для отдельных ДЦ определяется постоянно действующей рабочей группой по организации РСДУ, при этом создание РПОФ может рассматриваться как промежуточный этап для ДЦ уровня ГДЦ, ОДУ и наиболее крупных РДУ, для которых оптимальным решением организации РСДУ является создание ПФРДЦ.

Вне пределов здания (комплекса зданий), где размещен ДЦ, резервными помещениями и оборудованием должны быть обеспечены:

* ГДЦ АО «СО ЕЭС»;
* ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ;
* ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ, расположенные в г. Москве, г. СанктПетербурге, г. Сургуте.
* другие ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ на основании анализа уязвимости объекта (здания ДЦ) и угроз безопасности.

РПОФ должны размещаться, как правило, с учетом возможности перемещения персонала из здания ДЦ за время, не превышающее 60 минут, и могут создаваться:

* в зданиях (помещениях) АО «СО ЕЭС», предназначенных для размещения другого (вышестоящего, нижестоящего) ДЦ АО «СО ЕЭС»;
* в территориально разнесенных зданиях (помещениях) одного ДЦ;  в помещения узлов доступа ведущих операторов связи;  в помещениях специализированных ЦОД.

Размещение РПОФ в иных помещениях, зданиях (сооружениях), включая объекты электроэнергетики сетевых компаний, целесообразно рассматривать только при отсутствии возможности иного размещения и при условии значительной экономической выгоды по сравнению с другими вариантами.

ПФРДЦ должны размещаться в отдельно стоящем от здания ДЦ здании (комплексе зданий) и могут создаваться:

путем строительства, приобретения или долговременной аренды здания, находящегося в непосредственной близости узлов доступа ведущих операторов связи;

* в зданиях (помещениях) АО «СО ЕЭС», предназначенных для размещения вышестоящего/нижестоящего ДЦ.

Оснащение резервных помещений инженерным и технологическим оборудованием осуществляется в соответствии с определенным объемом функций оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, вида резервных помещений и способа их размещения.

При этом должны выполнятся требования нормативно-технических документов АО «СО ЕЭС» к зданиям ДЦ, к технологическому оборудованию, к инженерным системам, к обеспечению информационной и физической безопасности, к системам противопожарной защиты.

Для обеспечения непрерывности оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистемы должен быть определен порядок децентрализованного оперативно-диспетчерского управления с передачей части функций одному или нескольким ДЦ (в том числе на время, необходимое для перемещения персонала в резервные помещения), а также систематически проводиться тренировки по переходу на децентрализованное оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Рабочие места для диспетчерского и дежурного персонала в резервных помещениях должны поддерживаться в постоянной готовности к работе. Для остальных работников структурных подразделений технологического функционального блока и блока информационных технологий рабочие места могут развертываться дополнительно, в пригодных для работы помещениях, непосредственно после перевода функций ДЦ в резервные помещения.

#### 5.3.2. Состояние и дальнейшее развитие РСДУ в АО «СО ЕЭС»

В настоящее время все ДЦ АО «СО ЕЭС» обеспечены резервными помещениями различной функциональности (РП в пределах здания, РПОФ, ПФРДЦ).

Основными задачами АО «СО ЕЭС» в отношении РСДУ являются:

* создание РП в пределах здания для всех ДЦ;
* развитие функциональности и повышение надежности существующих резервных помещений;
* поддержание постоянной готовности к работе технологического оборудования резервных помещений;
* обеспечение надежного функционирования инженерных систем резервных помещений ДЦ (электроснабжения, отопления, вентиляции, кондиционирования, водоснабжения, водоотведения) и поддержание в постоянной готовности к работе рабочих мест диспетчерского, дежурного и технологического персонала резервных помещений;
* поддержание готовности персонала к действиям в режиме ЧС путем обучения и проведения систематических тренировок по переводу оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в резервные помещения;
* обеспечение информационной, физической и пожарной безопасности резервных помещений.

Задачи до 2020 года

* Создание РПОФ ГДЦ на базе существующих помещений и оборудования в здании АО «СО ЕЭС» по адресу: Китайгородский проезд, д.7, стр.3 после перевода оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в новое здание ГДЦ по адресу: г. Москва, поселение Московский, в районе д. Румянцево, уч. 3/1.
* Создание ПФРДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ на базе существующих помещений и оборудования данного ДЦ после перевода оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом энергосистемы Москвы и Московской области в новое здание по адресу: г. Москва, поселение Московский, в районе д. Румянцево, уч. 3/1.

# 6. Профессиональная подготовка персонала

## 6.1. Подготовка диспетчерского персонала

#### 6.1.1. Развитие тренажерных комплексов

С целью обеспечения единых требований к проведению противоаварийных тренировок диспетчерского персонала и повышения их качества разработан стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.007-2015 «Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС», который определяет классификацию, периодичность проведения, а также порядок подготовки, проведения и подведения итогов противоаварийных тренировок диспетчерского персонала в исполнительном аппарате и филиалах АО «СО ЕЭС», а также определяет требования к режимному тренажеру диспетчера.

Все ДЦ АО «СО ЕЭС» оснащены следующими тренажерами, позволяющими максимально приблизить процесс поддержания и повышения квалификации диспетчерского персонала к условиям реальной работы:

* режимный тренажер диспетчера «Финист» (РТД «Финист») позволяет максимально приблизить условия тренировочного процесса к условиям реальной обстановки. Дистанционное межуровневое взаимодействие РТД «Финист» позволяет организовать межсистемные тренировки для уровня ИА-ОДУ, ОДУ-РДУ;

тренажер по оперативным переключениям TWR-12 (далее - ТОП TWR12) обеспечивает отработку навыков производства переключений с коммутационными аппаратами, ЗН и устройствами РЗА, в том числе, с учетом необходимости управления электроэнергетическим режимом на время переключений;

* тренажер АРЧМ оснащен только в ГДЦ, позволяет отрабатывать навыки работы с АРЧМ (полностью дублируется интерфейс АРЧМ), в том числе моделировать неисправности, введен в промышленную эксплуатацию только ИА.

Вместе с тем, поддержка РТД «Финист» в актуальном состоянии и обеспечение межуровневого взаимодействия тренажеров при проведении межсистемных тренировок требует больших трудозатрат. В РТД «Финист» не реализована возможность дистанционного (теле-) управления коммутационными аппаратами, а также недостаточно реалистично реализованы:

* вставки постоянного тока;
* управляемые шунтирующие реактора;
* система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности.

Требуется проработать и реализовать решение, позволяющее использовать для РТД «Финист» базы данных из Трехуровневой АС .

Разработка учебных тренировок в TWR-12-CO является весьма трудоемкой задачей, что затрудняет его использование при подготовке диспетчерского персонала РДУ, где разработку и актуализацию сценариев тренировок выполняет персонал оперативно-диспетчерской службы. **Задачи до 2020 года**

* Внедрение новой версии РТД «Финист» позволяющей автоматизировать процесс актуализации модели операционной зоны соответствующего ДЦ с использованием базы данных из Трехуровневой АС и реализацией дистанционного (теле-) управления из ДЦ (2020 год);
* Внедрение тренажера АРЧМ в филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, ОДУ Сибири, ОДУ Урала, ОДУ Юга, ОДУ Северо-Запада, Кольское РДУ (2017 год);
* Доработка TWR-12-CO в части автоматизации формирования программ учебных тренировок по оперативным переключениям в электроустановках из набора стандартных блоков (2019 год);
* Разработка и внедрение во всех ДЦ АО «СО ЕЭС» полигонные комплексы для проведения противоаварийных тренировок с дежурным персоналом блока информационных технологий АО «СО ЕЭС».

#### 6.1.2. Развитие методов подготовки

Развитие Единой энергетической системы России, рост сложности ее структуры и режимов ее работы приводит к соответствующему усложнению устройств РЗА и систем ПА, что требует улучшения подготовки диспетчерского персонала в указанном направлении.

Задачи до 2020 года

Для повышения качества подготовки диспетчерского персонала требуется:

* разработка сборника задач по РЗА для диспетчерского персонала АО «СО ЕЭС» (2017 год);
* продолжение работы по совершенствованию сборников задач по «Электрическим режимам», «Ликвидации аварий» и «Оперативным переключениям».

## 6.2. Совершенствование методов обучения

В 2015 году при реализации программ дополнительного профессионального образования (программ повышения квалификации) на базе лицензированных центров тренажерной подготовки персонала завершено формирование системы дистанционно-очной формы обучения работников и разработан стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.03.100.30.0042015 «Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала АО «СО ЕЭС», что позволило сократить затраты на проведение обучения работников и оптимизировать привлечение работников АО «СО ЕЭС» для подготовки и проведения занятий.

Дальнейшее развитие системы дистанционной подготовки технологического персонала АО «СО ЕЭС» требует увеличения на портале ПК «Эксперт-Диспетчер» объема:  медиа контента;  практических заданий.

Совершенствование методов системы дистанционного обучения дежурного персонала блока информационных технологий АО «СО ЕЭС» требует разработки специализированных обучающих программ и электронных курсов обучения, размещаемых в ПАК «Система обучения, оценки, развития и подбора персонала».

Задачи до 2020 года

* Актуализация и пополнение библиотеки медиа лекций;
* Внедрение новой версии образовательного портала «Эксперт-Диспетчер-

Тренажер» для организации практических занятий в дистанционном режиме (2017 год);

Актуализация электронных курсов обучения в части адаптации программ к текущим и перспективным потребностям АО «СО ЕЭС» и разработка новых дистанционных курсов обучения;

* Модификация ПАК «Система обучения, оценки, развития и подбора персонала» для расширения возможностей в обучении работников АО «СО ЕЭС» (2018 год);
* Разработка и введение в действие методических указаний по проведению учебных и контрольных противоаварийных тренировок с дежурным персоналом блока информационных технологий АО «СО ЕЭС» (2017 год).

# 7. Технологии автоматизации, информационное обеспечение и

### телекоммуникации

Основным направлением развития информационных технологий и организационных процессов в АО «СО ЕЭС» является обеспечение надежной и бесперебойной работы системы оперативно-диспетчерского управления, а также сбалансированного развития технологических приложений, средств связи и пользовательского оборудования, обеспечивающих выполнение АО «СО ЕЭС» основных деловых процессов. В основу перспективного управления информационных технологий положен программный подход, определяющий наиболее эффективное использование имеющихся ресурсов для решения задач удержания технологического лидерства АО «СО ЕЭС» в части применения наилучших доступных информационных технологий, противодействия моральной и физической деградации ИТ-инфраструктуры и решений, а также выполнения требований действующих нормативных документов. Детальные направления развития АО «СО ЕЭС» в сфере информационных технологий определены Политикой развития информационных технологий АО «СО ЕЭС» на период до 2018 года, утвержденной решением Совета Директоров АО «СО ЕЭС» от 11.11.2014.

## 7.1. Развитие систем автоматизированного диспетчерского управления

#### 7.1.1. Развитие методов и технологий интеграции

###### технологических приложений

На текущий момент различные технологические приложения не имеют общей информационной модели и базы данных. При этом обособленные локальные базы и структуры данных присутствуют во всех филиалах Общества, порождая множественные потоки обмена однотипной информацией. Одни и те же данные многократно вносятся в различные базы данных разных филиалов, что существенно увеличивает трудозатраты Общества, усложняет администрирование и снижает надежность технологических приложений.

Задачи до 2020 года

Развитие технологий интеграции технологических приложений должно осуществляться в следующих направлениях:

* унификация и устранение дублирования информационных потоков, используемых корпоративными технологическими информационными системами;
* обеспечение информационного обмена, построенного по принципам полнофункциональной шины обмена данными, между технологическими информационными системами.

#### 7.1.2. Развитие ОИК

В 2010 году во всех ДЦ АО «СО ЕЭС» завершен переход на единый ОИК «СК-2007», который является основой автоматизации технологических процессов АО «СО ЕЭС». На базе ОИК «СК-2007» реализованы подсистемы автоматизации задач управления электроэнергетическими режимами энергосистем , а также ряд EMS задач.

В то же время, длительная эксплуатация и развитие связанных задач выявило наличие архитектурных и эксплуатационных ограничений дальнейшего развития ОИК «СК-2007» и EMS/MMS задач на его базе.

Так, архитектура ОИК «СК-2007» не позволяет перейти на использование стандартизированной модели данных, т.к. использует частную локализованную систему хранения данных, не обеспечивающую возможность интеграции задач как между различными приложениями, так и между разными ДЦ даже в рамках отдельных приложений с применением слабосвязанной архитектуры и расширения функциональных возможностей. Базы данных нормативносправочной информации ОИК являются локальными, привязанными к каждому ДЦ, и не поддерживают сквозной идентификации в рамках трехуровневой структуры ДЦ АО «СО ЕЭС».

ОИК «СК-2007» достиг предела в части увеличения объема обрабатываемых данных, особенно на вышестоящих уровнях диспетчерского управления (ГДЦ, ОДУ), что препятствует как дальнейшему совершенствованию существующих технологических задач, функционирующих на его платформе, так и внедрению новых современных функций EMS.

Основное направление развития ОИК заключается в разделении его функций на самостоятельные подсистемы и комплексы систем (собственно ОИК, EMS, MMS) и интеграции их между собой на базе автоматизированной интеграционной платформы.

При развитии ОИК следует учитывать мировые тенденции, направленные на поддержку открытых промышленных стандартов в области интеграции (процедуры, протоколы, форматы, структуры данных для обеспечения взаимодействия).

**Задачи до 2020 года:**

Поэтапное внедрение ОИК нового поколения на разных уровнях диспетчерского управления АО «СО ЕЭС».

#### 7.1.3. Развитие программно-технических комплексов EMS и MMS

В АО «СО ЕЭС» функционируют многочисленные технологические информационные системы, объединяемые общим названием EMS и MMS. Комплексы реализованы в разное время, имеют различные архитектурнотехнические решения и собственные базы данных. Тем не менее, они частично интегрированы на базе ПАК Корпоративная интеграционно-транспортная система АО «СО ЕЭС» (ПАК КИТС) и частично разработаны на платформе ОИК «СК-2007».

Для упрощения доступа к информации технологических

информационных систем широко внедряется использование технологии webсервисов.

Развитие технологических информационных систем АО «СО ЕЭС» необходимо для обеспечения технологических и деловых процессов АО «СО ЕЭС».

Задачи до 2020 года

* Пересмотр подхода к проектированию новых комплексов EMS и MMS в сторону использования сервис-ориентированной архитектуры и широкого использования стандарта CIM;
* Разработка новых автоматизированных средств помощи в принятии решений диспетчерским персоналом при неплановых изменениях схемно-режимной ситуации в ЕЭС России, в том числе, оснащенных функцией прогнозирования допустимости параметров электроэнергетического режимов и возможностью использования данных ДГ и ПБР;
* Улучшение интеграции технологических информационных систем с использованием возможностей единой информационной модели, автоматической интеграционной платформы и полнофункциональной шины обмена данными АО «СО ЕЭС»;
* Максимальная централизация архитектуры информационных систем и хранения технологической информации при условии обеспечения необходимой автономности работы ДЦ.

#### 7.1.4. Расширение единой информационной модели для

###### управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России

На текущий момент в АО «СО ЕЭС» завершено создание Трехуровневой АС на базе стандарта МЭК 61970 и 61968 (CIM) – один из ключевых процессов устранения информационной энтропии в области технологической автоматизации.

Дальнейшее развитие системы заключается в создании АИП. АИП должна обеспечить работу и взаимодействие технологических приложений, реализованных в виде независимых сервисов. В своей работе каждый сервис должен использовать свой собственный профиль информационной модели, не дублирующий профили остальных сервисов. Инструментарий по созданию и поддержанию профилей в актуальном состоянии также должен предоставляться АИП.

**Задачи до 2020 года**  Разработка и внедрение АИП;

* Развитие Трехуровневой АС с целью создания единой цифровой математической модели для выполнения расчетов установившихся режимов, статической устойчивости, электромагнитных и

электромеханических переходных процессов;

* Расширение ЕИМ с целью включения в нее профилей, обеспечивающих возможность развития технологических информационных систем на базе CIM;
* Поэтапная интеграция технологических информационных систем АО «СО ЕЭС» на базе АИП.

#### 7.1.5. Развитие корпоративных технологических систем для замены локальных средств автоматизации.

В настоящее время наравне с общекорпоративными решениями в ИА и филиалах АО «СО ЕЭС» эксплуатируется большое количество технологических приложений, востребованных только в одном или нескольких конкретных ДЦ. Данные ЛСА по большей части созданы и поддерживаются силами персонала АО «СО ЕЭС» и, как правило, автоматизируют одну или несколько конкретных функций в составе отдельных деловых процессов ДЦ.

Наличие локальной автоматизации отдельных частей технологических процессов АО «СО ЕЭС» приводит к снижению качества и надежности ИТсопровождения деловых процессов АО «СО ЕЭС», создает предпосылки к снижению унификации одних и тех же деловых процессов АО «СО ЕЭС», выполняемых в разных ДЦ, а также к увеличению суммарных ресурсов, затрачиваемых на поддержание работоспособности ИТ-приложений в АО «СО ЕЭС».

В 2014-2016 гг. в АО «СО ЕЭС» проведено обследование по выявлению и систематизации функционала существующих ЛСА, выработаны решения по снижению их количества путем поэтапного включения требуемого ДЦ функционала в корпоративные технологические информационные системы. **Задачи до 2020 года**

* Поэтапный перенос функционала существующих ЛСА в состав корпоративных технологических информационных систем с выводом из эксплуатации не менее 20% ЛСА, находящихся в эксплуатации на начало 2016 года;
* Управление созданием новых ЛСА, с целью решения специфичных потребности ДЦ в средствах автоматизации при отсутствии необходимого функционала в корпоративных технологических информационных системах.

#### 7.1.6. Совершенствование системы планирования и реализации мероприятий по развитию АСДУ.

В настоящее время в АО «СО ЕЭС» действует регламент организации планирования и реализации мероприятий по созданию и развитию средств АСДУ. Согласно данному регламенту исполнительным аппаратом и филиалами АО «СО ЕЭС» ведется сбор предложений по развитию АСДУ и формирование сводного годового плана развития АСДУ на будущий год.

Данный регламент определяет основные принципы управления крупными изменениями в корпоративных приложениях в режиме на год вперед. В то же время, управление запросами на незначительную модификацию (адаптацию) информационных систем до конца не формализован, что приводит в ряде случаев к дополнительным рискам при внедрении модифицированных версий приложений.

Задачи до 2020 года

* Разработка и внедрение делового процесса сбора, учета, согласования и контроля исполнения заявок на модификацию корпоративных технологических информационных систем;
* Адаптация стандартного программного решения с целью автоматизации делового процесса сбора предложений по развитию АСДУ и формирования сводного годового плана развития АСДУ на будущий год.

## 7.2. Развитие процессов управления ИТ

#### 7.2.1. Повышение качества предоставляемых ИТ-сервисов

Для повышения качества, обеспечения надёжности и непрерывности предоставляемых ИТ-сервисов, необходимо:

* установить параметры качества и доступности предоставления ИТсервисов по ключевым приложениям;
* использовать единый подход планирования и проведения работ по изменению состояния ИУС и компонентов ИТ-инфраструктуры;
* структурировать информацию о компонентах ИТ-инфраструктуры участвующих в предоставлении ИТ-сервисов, установить зависимость и характер их взаимодействия с ИУС, с целью учета при развитии информационных систем и улучшения качества оперативного обслуживания;

располагать информацией о критичности каждого компонента ИТинфраструктуры;

* обеспечить сервисное обслуживание производителем/вендором компонентов программной и аппаратной части ИУС 1, 2 категории;
* обеспечить оперативное устранение выявленных нарушений исходя из установленных параметров качества и доступности ИТ-сервисов. **Задачи до 2020 года**
* Внедрение единого процесса и автоматизированного инструмента управления работами по изменению эксплуатационного состояния ИУС и ИТ-активов, в том числе не являющихся объектами диспетчеризации;
* Актуализация параметров качества и доступности ИТ-сервисов, реализация механизмов контроля исполнения регламентов в

автоматизированной системе;

* Обеспечение непрерывного сервисного обслуживания компонентов программной и аппаратной части ИУС 1, 2 категории;
* Реализация процессов автоматизированной обработки нарушений, поступающих из внешних источников событий.

## 7.3. Развитие ИТ-инфраструктуры

#### 7.3.1. Совершенствование организации ИТ-инфраструктуры

ИТ-инфраструктура АО «СО ЕЭС» – это совокупность аппаратного, программного обеспечения, сетевого оборудования и каналов связи, инженерного обеспечения и т.д., которое необходимо для разработки, тестирования, предоставления, мониторинга, контроля и поддержки функционирования ИТ-сервисов и оказания ИТ-услуг. Под термином «ИТинфраструктура» понимаются все объекты, связанные с информационными технологиями, за исключением связанных с ними человеческих ресурсов, процессов и документации.

ИТ-инфраструктура является основой обеспечения деятельности всех подразделений АО «СО ЕЭС» и ее значение возрастает ежегодно вместе с развитием автоматизации основных деловых процессов АО «СО ЕЭС». В связи с этим увеличиваются требования к ИТ-инфраструктуре в части:

* надежности и непрерывности работы;
* гибкости и масштабируемости;
* скорости обработки данных и их объему.

С учетом современного уровня развития информационных технологий, а также исходя из анализа опыта развития ИТ-инфраструктуры зарубежных системных операторов и крупных компаний, наиболее эффективным способом решения задач является следование следующим принципам:

* абстрагирование среды исполнения прикладных задач от оборудования;
* централизованное управление средами исполнения прикладных задач; использование современных телекоммуникационных технологий, обеспечивающих высокие скорости передачи данных вне зависимости от расстояния;
* поэтапное объединение территориально-распределенных аппаратных платформ в единые с точки зрения управления мощностями и средами исполнения прикладных задач комплексы с использованием современных телекоммуникационных технологий и сред управления.

Основными технологиями, реализующими эти принципы, на сегодняшний день являются:

* виртуализация сред исполнения прикладных задач;
* мониторинг и управление средой виртуализации исполнения прикладных задач;
* сквозной мониторинг и управление однотипным оборудованием, расположенным в разных ДЦ АО «СО ЕЭС», с использованием стандартизованных протоколов и промышленных решений.

Требования, которым должна отвечать каждая из составляющих ИТинфраструктуры, необходимые для реализации указанных технологий в перспективе до 2020 года, представлены далее в соответствующих разделах.

Конкретные модели оборудования и наименования, рекомендованного к использованию системного ПО, а также требования к разработчикам прикладного ПО, обеспечивающие интеграцию с информационной средой, подлежат ежегодному уточнению в виде перечней типовых конфигураций.

Основные задачи по развитию и совершенствованию ИТинфраструктуры:

* дальнейший переход на использование технологий виртуализации вычислений, перевод всех некритичных ПАК на виртуальные сервера, в перспективе перевод большинства ПАК;
* продолжение работ по внедрению платформ виртуализации в филиалах АО «СО ЕЭС» уровня РДУ на базе локальных вычислительных

комплексов;

* продолжение внедрения единой системы мониторинга ИТинфраструктуры в АО «СО ЕЭС» в филиалах АО «СО ЕЭС» уровня РДУ, с последующим выводом из эксплуатации локальных разрозненных систем мониторинга;
* плановая реновация оборудования ИТ-инфраструктуры в соответствии с жизненным циклом, определенным Политикой развития информационных технологий ОАО «СО ЕЭС» на период до 2018 года, утвержденной решением Совета директоров ОАО «СО ЕЭС» от

11.11.2014 (протокол № 153);

* модернизация существующего видеопроекционного оборудования систем коллективного отображения информации диспетчерских щитов в филиалах АО «СО ЕЭС» до LED технологий;

обеспечение наличия технической поддержки и сервисного обслуживания оборудования и систем ИТ-инфраструктуры 1-ой и 2-ой категории оперативного обслуживания (приказ ОАО «СО ЕЭС» от 05.03.2014 № 67);

* обеспечение долгосрочной надежности ИТ-инфраструктур путем постоянной апробации новых технологий, необходимых для своевременного замещения устаревающих.

#### 7.3.2. Серверное оборудование и системы хранения данных

**Требования к серверному оборудованию**

Серверное оборудование должно иметь стандартизованную аппаратную архитектуру, обеспечивающую быстрое развертывание и надежное, зарезервированное функционирование существующих технологических и инфраструктурных ПАК.

Конфигурация серверного оборудования должна быть оптимальной и учитывать реальную и перспективную потребность в ресурсах со стороны ПАК.

В качестве основного серверного оборудования для платформ виртуализации в АО «СО ЕЭС», как правило, должно использоваться оборудование следующих типов:

* для ИА и Филиалов уровня ОДУ так называемые blade-серверы;
* для Филиалов уровня РДУ серверы в корпусе, предназначенном для монтажа в серверный шкаф (rack-mount серверы).

При этом прикладное ПО и данные платформ виртуализации должны храниться на централизованных хранилищах.

Использование отдельно физически выделенных серверов допускается в следующих случаях:

* развертываемая на них система не подлежит виртуализации или ее нормальная работа в среде виртуализации не гарантирована (характерно для ряда приложений работающих в режиме реального времени);
* развертываемая система должна быть физически изолирована при наличии соответствующих требований по обеспечению соответствия действующим законодательным актам в области информационной

безопасности; Для DMZ:

* для систем, функционирующих в DMZ, в ИА и всех филиалах должны применяться rack-mount серверы;
* с целью эффективного использования серверных мощностей допускается применение средств виртуализации на серверах, расположенных в DMZ;

Для того чтобы в полной мере использовать преимущества технологий виртуализации, необходимо обеспечить соответствующую решаемой задаче

надежность и оптимальную производительность серверного оборудования и оборудования СХД.

При этом используемое серверное оборудование должно быть совместимо с различными широко распространенными в мире гипервизорами, а также поддерживать функционирование различных типов гостевых операционных систем.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы серверное оборудование должно соответствовать следующим требованиям:

* наличие избыточных блоков питания;
* возможность «горячей» замены основных компонентов оборудования (блоки питания, жесткие диски, SSD-диски).

Требования к системам хранения данных

При использовании технологий виртуализации сервера превращаются в стандартизованные вычислительные модули, выполняющие «пакеты» прикладных задач (виртуальные машины) и основная нагрузка по обеспечению надежности ИТ-инфраструктуры АО «СО ЕЭС» ложится на системы хранения данных. Системы хранения данных должны обеспечивать следующие режимы работы:

* синхронная репликация данных между физически разнесенными элементами для обеспечения отказоустойчивости. Такой режим работы позволяет двум частям одной системы хранения данных, разнесенным по разным помещениям в пределах одного ДЦ, с точки зрения приложений функционировать как единое целое без предъявления дополнительных требований к самим приложениям;
* асинхронная репликация для обеспечения отказоустойчивости. Данный режим работы позволяет организовать штатными средствами актуальную копию информации основной системы хранения данных на системе хранения данных, размещенной в помещениях резервного ДЦ.

В зависимости от применения той или иной системы хранения данных она должна обеспечивать один или оба режима работы. Системы архивного хранения данных должны строится с использованием технологии хранения информации на магнитной ленте.

Использование архивных систем хранения в АО «СО ЕЭС» целесообразно в случаях, если требуется:

* длительное хранение больших объемов неизменяемой информации, в т.ч. истории изменений информации;
* перемещение больших объемов информации между различными площадками (например, передача исторических массивов информации на хранение в резервные помещения).

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы оборудование систем хранения должно соответствовать следующим требованиям:

* наличие избыточных блоков питания в оборудовании;
* возможность «горячей» замены основных компонентов оборудования (блоки питания, жесткие диски, SSD-диски).

#### 7.3.3. Клиентское оборудование, в том числе системы

**коллективного отображения информации**

Клиентское оборудование

Клиентское оборудование рабочего места является основным элементом ИТ-инфраструктуры, через который происходит доступ работников к информационным системам. Состав клиентского оборудования может различаться в зависимости от функциональных обязанностей, возлагаемых на работника.

Для оснащения стационарного или мобильного рабочего места необходимо использовать серийно производимые персональные компьютеры, моноблоки или ноутбуки совместимые с различными современными операционными системами (MS Windows, Linux, FreeBSD).

Для оснащения мобильного рабочего места допускается использование серийно производимых планшетных компьютеров.

При организации стационарного рабочего места с использованием технологий виртуализации в качестве клиентов доступа к виртуальному рабочему месту могут использоваться тонкие клиенты, нулевые клиенты, персональные компьютеры с минимальными характеристиками и планшетные компьютеры.

Каждое рабочее место обеспечивается ПО для работы с текстовыми и табличными документами, электронной почтой, а также доступом к принтеру.

Технические характеристики клиентского оборудования должны соответствовать требованиям клиентских приложений и эксплуатируемых в АО «СО ЕЭС» ИУС.

Задачи до 2020 года

* Реализация ежегодного процесса обновления клиентского оборудования, не допускающего превышения сроков его эксплуатации целевых значений, предусмотренных политикой ИТ, а также обеспечивающего соответствие параметров клиентского оборудования (стационарные компьютеры, мониторы, ноутбуки, планшеты, принтеры, сканеры, МФУ) техническим требованиям, определяемыми используемыми в АО «СО ЕЭС» технологическими приложениями,
* Сокращение парка принтеров и МФУ за счет постепенного отказа от персональных принтеров/МФУ в пользу централизованных скоростных принтеров/МФУ.

###### Системы коллективного отображения информации

Для построения систем коллективного отображения информации в диспетчерских залах ДЦ АО «СО ЕЭС» должны применяться технологии, позволяющие воспроизводить статическое изображение в режиме 24х7х365 без потери качества изображения на протяжении 5-10 лет.

Для построения систем коллективного отображения информации в тренажерных залах, учебных классах, ПФРДЦ/РПОФ, а также в помещениях дежурного персонала ДЦ (при необходимости вывода данных мониторинга различных ИТ и других технологических систем ДЦ), должны применяться решения с использованием ЖК-панелей или проекторов.

В перспективе, с учетом сохранения текущих тенденций улучшения технических характеристик и повышения надежности ЖК панелей, может быть рассмотрен вопрос применения таких технологий для систем коллективного отображения информации в диспетчерских залах ДЦ АО «СО ЕЭС».

Задачи до 2020 года

Полная замена видеопроекционного оборудования с применением кубов на основе ламповых технологий.

#### 7.3.4. Локальные вычислительные сети

ЛВС является важным элементом каждого ДЦ, обеспечивающим взаимосвязанную работу различных элементов ИТ-инфраструктуры. Надёжность работы ЛВС непосредственно влияет на работоспособность большинства ИУС, в связи с этим ЛВС должна соответствовать следующим требованиям:

* способность функционировать в непрерывном режиме, в том числе при проведении регламентных и ремонтных работ;
* частичный отказ оборудования ЛВС не должен приводить к выходу из строя всей ЛВС;
* в случае возникновения отказов, ЛВС должна иметь возможность автоматической (без вмешательства администратора) реконфигурации с целью сохранения работоспособности и минимизации времени простоя;
* ЛВС должна обеспечивать возможность расширения, т.е. используемое оборудование и топология должны предусматривать возможность увеличения количества подключаемых узлов сети и увеличение передаваемого трафика;
* коммутаторы ядра ЛВС должны быть зарезервированы как на физическом, так и на логическом уровне;
* используемое оборудование ЛВС должно преимущественно обеспечивать установку избыточных блоков питания;
* должна обеспечиваться коммутируемая архитектура на уровне доступа;
* должна обеспечиваться коммутируемая и маршрутизируемая архитектура на уровне ядра сети;
* должна обеспечиваться коммутируемая и маршрутизируемая архитектура на уровне серверных ферм;
* должна обеспечиваться достаточная (оптимальная) производительность оборудования и пропускная способность сетевых интерфейсов;
* должно обеспечиваться оптимальное резервирование соединений между коммутаторами для обеспечения необходимой отказоустойчивости и балансировки нагрузки в ЛВС;
* топология ЛВС должна предусматривать возможность локализации/изоляции нарушений в работе как автоматически – с помощью механизмов и протоколов, встроенных в ПО коммутаторов, так и ручной перекоммуникации сетевых подключений, выполняемой персоналом.

В целях повышения уровня эксплуатационной готовности и надежности ЛВС действуют единые для всех филиалов АО «СО ЕЭС» требования к топологии, настройке и организации эксплуатации локальной вычислительной сети в АО «СО ЕЭС».

#### 7.3.5. Системное ПО

Системное ПО включает в себя следующие виды ПО:

* операционные системы, в т.ч. ПО виртуальной среды;  утилиты;
* системы программирования;
* системы управления базами данных;  ПО промежуточного слоя (middleware);  прочее системное ПО.
* Основными требованиями к системному ПО являются:
* максимальное соответствие решаемым задачам;
* промышленность решения – ПО должно быть разработано компаниейлидером отрасли, предоставляющей услуги по поддержке своих продуктов;
* широкая распространенность ПО.

Допускается использование стабильных версий ПО с открытым исходным кодом при условии наличия действующей поддержки данного ПО, предоставляемой специализированными компаниями или некоммерческими группами разработчиков.

Системное ПО должно обеспечивать надежное функционирование технологического и прикладного ПО, применяемого АО «СО ЕЭС».

Количество разновидностей системного ПО должно быть минимальным, что необходимо для упрощения задач развития и эксплуатации ИТинфраструктуры.

#### 7.3.6. Технологическое и прикладное программное обеспечение

Основными требованиями к технологическому и прикладному ПО являются требования надежности, качества, оперативности и достоверности обрабатываемой информации, гибкости к изменениям в деловых процессах.

При планировании, проектировании, создании и внедрении технологического и прикладного ПО необходимо обеспечивать:

* интеграцию решений на уровне данных (Master data management). Использование общих источников нормативно-справочной информации позволит существенно сократить трудозатраты на поддержку отдельных приложений;
* использование принципа «лучшая система в классе». Такой принцип предполагает выбор в целях автоматизации группы процессов лучшей специализированной системы, опробованной рынком и признанной фактически стандартом в своей области;
* преимущественное использование централизованной модели хранения данных. При централизованной модели данные хранятся в единой базе данных, доступ географически распределенных филиалов к ней осуществляется посредством каналов связи. При этом может быть реализован либо непосредственный доступ к данным и серверам приложений, либо доступ с использованием терминальных серверов;
* принцип последней версии. Технологическое и прикладное программное обеспечение должно по возможности базироваться на последней стабильной и доступной от поставщика версии платформы;
* принцип использования готовых решений. При развитии технологического и прикладного программного обеспечения необходимо преимущественно использовать варианты с выбором готового решения, апробированного большим количеством пользователей;
* преимущественное использование технологий виртуализации для размещения технологического и прикладного программного обеспечения;  интеграцию с единой системой мониторинга ИТ-инфраструктуры в АО «СО ЕЭС».

## 7.4. Развитие телекоммуникаций

#### 7.4.1. Развитие и совершенствование корпоративной

###### системы телекоммуникаций

Основными факторами необходимости дальнейшего развития и совершенствования корпоративной системы телекоммуникаций в период до 2020 года, как части общей ИТ-инфраструктуры, являются:

* существующий и прогнозируемый рост информационного обмена как между филиалами АО «СО ЕЭС», так и между АО «СО ЕЭС» и субъектами электроэнергетики и значительное увеличение нагрузки на корпоративную сеть связи;
* повышение эффективности использования корпоративной сети связи путем снижения удельных затрат на ее содержание и развитие,

оптимизация затрат на приобретаемые услуги связи;

* поэтапный и плавный отказ от использования устаревших телекоммуникационных технологий, внедрение новых технологий информационного обмена. Перевод информационного обмена с технологии коммутации каналов на технологию пакетной коммутации;
* комплексное внедрение и развитие систем, контроля, мониторинга и оптимизации пакетного сетевого трафика;
* модернизация существующих диспетчерских систем на базе учрежденческо-производственной автоматической телефонной станции УПАТС HiPath4000 и Миником DX-500;
* массовое использование видео-конференц-связи и Web-конференций для обеспечения процессов коллективной работы персонала АО «СО ЕЭС»;
* возрастание информационного обмена с субъектами/объектами электроэнергетики на всех уровнях диспетчерского управления АО «СО ЕЭС», появление новых прикладных задач в рамках АСДУ при

взаимодействии с объектами диспетчерского управления/ведения;

* обеспечение типизации и унификации применяемого телекоммуникационного оборудования на корпоративной сети связи.

Задачи до 2020 года

* Создание ЕТКС на основе сети передачи данных с пакетной коммутацией для решения задач автоматизированной системы оперативнодиспетчерского управления, включая организацию диспетчерской телефонной связи;
* Завершение внедрения IP-телефонии во всех филиалах c 80 % охватом персонала АО «СО ЕЭС».

#### 7.4.2. Пакетные сети передачи данных

При сохранении использования TDM технологии в межфилиальном обмене необходимо отдавать приоритет развитию технологии коммутации пакетов, в том числе, и на высоконадежных каналах TDM. Использование IPпротоколов в разных технологических организованных сегментах телекоммуникационной инфраструктуры позволит объединить гибкость пакетных сетей с высокой стабильностью и надёжностью TDM систем.

**Задачи до 2020 года:**

* Внедрение системы мониторинга трафика для повышений оперативности локализации внутрисетевых проблем, связанных с высокой загрузкой сети корпоративными и технологическими сервисами, появлением новых приложений и использованием технологий виртуализации в масштабах всего АО «СО ЕЭС», а также передачей части функционала с границ сети (из РДУ) на уровень выше (в ОДУ);
* Реализация проекта создания ЕТКС, позволяющего объединить процесс модернизации МСС и унификации подходов к построению единой, высоконадежной сети связи на принципах пакетной коммутации;
* Оптимизация затрат по расширению ресурсов сети, основанная на комплексном подходе, сочетающем в себе договорную работу с операторами связи по расширению портов и внедрение систем контроля, анализа и оптимизации трафика на межфилиальных каналах связи. Применение таких систем в узлах сети (ИА, ОДУ, РДУ) позволит ускорить сетевое взаимодействие и увеличить утилизацию каналов, на текущих скоростях IPVPN портов;
* Расширение каналов доступа в Интернет во всех ДЦ до 100 Мбит/с, как перспективную среду для обмена данными некритичных приложений.

#### 7.4.3. Диспетчерская телефонная связь, IP-телефония, ВКС

В связи с дальнейшим развитием в АО «СО ЕЭС» сетей передачи данных с пакетной коммутацией, голосовая телефонная связь, аудио и видеоконференции должны развиваться в этом же направлении и постепенно переходить от классических решений с коммутацией каналов на IP-решения. Внедрение передовых технологий унифицированных коммуникаций позволит повысить эффективность взаимодействия сотрудников АО «СО ЕЭС» и оптимизировать затраты за счет коллективной работы в дистанционном режиме.

Задачи до 2020 года  Диспетчерская телефонная связь

На уровне ИА и ОДУ необходимо провести выбор диспетчерской подсистемы с использованием IP-технологий и произвести замену морально и физически устаревших диспетчерских подсистем для организации диспетчерской связи между ДЦ АО «СО ЕЭС» и объектами диспетчерского управления/ведения.

Разработать методические рекомендации по реализации схем связи и настройке оборудования связи для организации диспетчерской голосовой связи по технологии VoIP.

Приоритетным направлением развития коммутационных систем является создание распределенной коммуникационной архитектуры.

 IP-телефония

Нетехнологическая корпоративная телефонная связь должна быть переведена на оборудование IP-телефонии и организована по каналам МСС, а на коммутационном оборудовании HiPath 4000 остается диспетчерская телефонная связь. Это обеспечит:

* возможность взаимодействия абонентов разных АТС с дополнительным резервированием каналов связи;
* снижение нагрузки на диспетчерскую АТС HiPath 4000 и структурированную кабельную сеть;
* возможность внедрения современных сервисов унифицированных коммуникаций.

В филиалах ОДУ завершить работы по подключению прямого городского потока с единым городским номером напрямую в оборудование IP-телефонии.

Завершить внедрение сервисов Web-конференции, обеспечив возможность использование современных сервисов унифицированных коммуникаций в области совместной работы над документами, сбора видео конференций со своего рабочего места и т.п.

 Резервные диспетчерские АТС

Проведение интеграции резервных диспетчерских коммутационных систем Миником DX-500 c системой IP-телефонии для обеспечения возможности работы резервной диспетчерской подсистемы через МСС на уровне ИА, ОДУ и РДУ.

 ВКС, селекторная связь

Развитие систем аудио-видеоконференцсвязи обеспечит переход на использование IP-сетей и сети Интернет в качестве основной телекоммуникационной среды. Это позволит свести к минимуму проведение выездных совещаний, лекций, семинаров и конференций, в итоге сократив затраты на командировочные и организационные расходы.

Приоритетным направлением развития ВКС является модернизация студийного оборудования, интеграция оборудования Polycom и IP-телефонии для совместного проведения сеансов ВКС.

Развитие систем селекторной связи направлено на совершенствование технологий и замену устаревшего оборудования селекторной связи с переводом взаимодействия на цифровые коммутируемые каналы связи с сохранением иерархического принципа взаимодействия и контроля абонентов.

#### 7.4.4. Системы регистрации диспетчерских переговоров

Задачи до 2020 года

Приоритетным направлением развития СРДП в АО «СО ЕЭС» является повышение надежности, бесперебойности функционирования и расширения функциональных возможностей данных систем.

Внедрение СРДП, основанных на принципе селективной записи, обеспечивающих получение голосового трафика с АТС на СРДП в протоколе TCP/IP позволит:

* повысить надежность функционирования СРДП;
* снизить время неработоспособности сервисов СРДП за счет реализации ее мониторинга (формирование трапов о неисправностях и сбоях программной части) единой системой мониторинга ИТ инфраструктуры;
* реализовать возможность виртуализации СРДП;
* повысить качество аудиозаписей переговоров;
* обеспечить прослушивание оперативных переговоров диспетчерского и дежурного персонала в режиме реального времени для всех типов абонентских устройств АТС.

#### 7.4.5. Оборудование последней мили и гибкого

###### мультиплексирования

При сохранении тенденции использования технологии SDH для построения последней мили к узлам доступа федеральных и ведомственных операторов связи (сети доступа к каналам внешней связи), необходимо отдавать предпочтение системам SDH нового поколения (NGSDH), поддерживающим протокол преобразования GFP и виртуальную конкатенацию VCAT, которые позволяют объединить гибкость пакетных сетей с высокой стабильностью и управляемостью систем SDH, одновременно использовать каналы с динамически масштабируемыми по скорости интерфейсами Ethernet и цифровые потоки Е1 на направлениях доступа (последние мили) к каналам внешней связи ДЦ.

В связи с активным переходом производителей оборудования и операторов связи на использование пакетных протоколов и интерфейсов, должно использоваться гибридное оборудование, поддерживающие технологии SDH/PDH/Ethernet и позволяющее легко интегрироваться, как в сети TDM так и в IP-сети. Оборудование должно поддерживать кроссконнекцию потоков Е1 и цифровых каналов nx64кбит/с и иметь все пользовательские интерфейсы, используемые на сетях связи электроэнергетики для организации каналов СОТИАССО.

Задачи до 2020 года

* Организация последних миль в кольцевой топологии во всех ДЦ АО «СО ЕЭС»;
* В целях повышения надежности, при построении системы тактовой сетевой синхронизации использовать вторичный задающий генератор с встроенным приемником спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС или ГЛОНАСС/GPS;
* Переход на гибридное телекоммуникационное оборудование, поддерживающие технологии SDH/PDH/Ethernet и позволяющее при необходимости интегрироваться в IP-сети без больших дополнительных затрат.

#### 7.4.6. Развитие и совершенствование системы телекоммуникаций между диспетчерскими центрами, внешними

###### организациями и объектами электроэнергетики

В связи с ростом объема телеинформации, включая внедрение функций телеуправления оборудованием подстанций, обеспечивающих повышение наблюдаемости и управляемости электроэнергетического режима в энергосистемах, внедрением устройств синхронизированных векторных измерений для системы мониторинга переходных электромеханических режимов в энергосистемах и интеграцией диспетчерско-технологической телефонии в пакетные сети передачи данных возрастают требования к пропускной способности каналов пакетной передачи данных и времени доставки информации. Каналы пакетной передачи данных ДЦ- объект электроэнергетики должны обеспечивать различные приоритеты (очереди) доставки различных данных: режим реального времени (голос, данные on line СМПР), режим псевдо-реального времени (критичный к задержкам трафик телеинформации), обычный (некритичный к задержкам файловый обмен неоперативной информацией).

Каналы для организации пакетного информационного обмена на базе IPпротоколов на направлениях «диспетчерский центр – объекты электроэнергетики» могут быть реализованы, как на технологии IPoTDM, на цифровых каналах пропускной способностью nx64кбит/с цифрового потока Е1, так и по отдельным каналам сети Ethernet, или объединенным в виртуальные частные сети (VPN) уровней L2, L3.

#### 7.4.7. «Развитие и совершенствование системы телекоммуникаций между ДЦ АО «СО ЕЭС» и национальными диспетчерскими центрами государств – участников параллельной работы с ЕЭС России.

Межгосударственные каналы для организации информационного обмена с национальными диспетчерскими центрами (энергообъектами) иностранных государств реализуются, как правило, через операторов связи, предоставляющих международные услуги по аренде цифровых каналов связи (каналы организованные в цифровых системах передачи по ВОЛС, РРЛ и спутниковых системах связи), а также с использованием технологических каналов связи, организованных по межгосударственным линиям электропередачи на базе ВОЛС-ВЛ и ВЧ каналов по ВЛ.

Каналы могут быть реализованы как по технологии TDM, так и по IP технологии. В каждом из каналов должна настраиваться выделенная полоса для пропускания всех типов трафика (данные, голос) участвующего в информационном обмене.

# 8. Имущественный комплекс и инженерная инфраструктура, обеспечивающие функционирование системы оперативно-диспетчерского

### управления

## 8.1. Общие требования

Техническая политика в области имущественного комплекса и инженерной инфраструктуры АО «СО ЕЭС» направлена на обеспечение надежного функционирования системы оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России путем обеспечения надежного функционирования технологического оборудования ДЦ.

Специфика работы ДЦ обуславливает специальные требования к построению и эксплуатации зданий и сооружений, систем инженернотехнического обеспечения.

## 8.2. Требования к размещению ДЦ

В настоящее время 43 ДЦ размещены в зданиях, принадлежащих АО «СО ЕЭС» на праве собственности, 2 ДЦ – в собственных помещениях, 14 ДЦ – в арендованных помещениях совместно с другими организациями.

Здания для размещения ДЦ АО «СО ЕЭС» должны соответствовать требованиям строительных норм и правил Российской Федерации, устанавливаемых для зданий административного назначения, нормативов к размещению персонала и оборудования, отраслевым требованиям и стандартам, нормативным документам АО «СО ЕЭС».

Общая площадь здания, состав и площади помещений в здании определяется индивидуально для каждого ДЦ в соответствии с нормами и требованиями нормативных документов АО «СО ЕЭС», с учетом необходимости размещения персонала и оборудования данного ДЦ.

Конструктивные решения здания ДЦ должны обеспечивать возможность организации технологических, технических, офисных и бытовых помещений.

Материалы и конструктивные решения, используемые для строительства и отделки здания, должны соответствовать современному этапу развития строительных технологий и отвечать требованиям в области энергоэффективности и экологической безопасности.

Модернизация и реконструкция существующих зданий и сооружений, систем инженерно-технического обеспечения должны проводиться по разработанным в соответствии с нормативными документами АО «СО ЕЭС», согласованным и утвержденным в установленном порядке проектам.

Строительство, модернизацию и реконструкцию систем инженернотехнического обеспечения необходимо выполнять с привлечением специализированных подрядных организаций.

## 8.3. Состав и требования к инженерной инфраструктуре ДЦ

При построении инженерной инфраструктуры ДЦ, согласно требованиям нормативных правовых актов Российской Федерации и локальных актов Общества, обеспечивается:

* организация электроснабжения здания от трансформаторной подстанции 6(10)/0,4кВ (не менее двух трансформаторов), запитанной, как правило, не менее чем от двух подстанций напряжением 35 кВ и выше, по 1-й категории надежности электроснабжения. Расчетная электрическая мощность электроприемников определяется проектом;
* организация систем гарантированного и бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей;
* организация систем противопожарной защиты;
* организация работы систем отопления, вентиляции, кондиционирования;
* организация санитарно-технических систем;
* организация мониторинга и автоматизации систем инженернотехнического обеспечения;
* приоритетное комплектование систем инженерно-технического обеспечения оборудованием отечественного производства;
* выполнение энергосберегающих и экологических мероприятий;
* организация в ОДУ и ИА дистанционного контроля за основным оборудованием систем электроснабжения зданий ДЦ филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ, ОДУ посредством системы дистанционного

контроля электроснабжения;

* подключение коммерческих приборов учета электроэнергии к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии АО «СО ЕЭС».

Величина присоединяемой нагрузки (потребляемых ресурсов) должна определяться проектом индивидуально для каждого ДЦ, с учетом возможного роста нагрузки.

## 8.4. Требования к организации эксплуатации систем инженерно-

##### технического обеспечения

#### 8.4.1. Общие требования

Для каждого здания и сооружения, принадлежащего АО «СО ЕЭС» на праве собственности или на ином законном основании, должна быть организована эксплуатация оборудования систем инженерно-технического обеспечения, обеспечивающая бесперебойное и надежное функционирование технологического оборудования ДЦ.

Выполнение функций организации эксплуатации оборудования систем инженерно-технического обеспечения в каждом филиале возлагаются на руководителей, а также на персонал подразделений инженерного обеспечения, прошедший подготовку и проверку знаний в соответствии с требованиями нормативных актов, в том числе локальных.

#### 8.4.2. Техническое обслуживание и ремонт оборудования

Для проведения технического обслуживания и ремонтов оборудования систем инженерно-технического обеспечения ДЦ должны привлекаться специализированные подрядные организации, персонал которых обладает необходимой квалификацией и прошел проверку знаний в соответствии с требованиями нормативных актов.

Права, обязанности и ответственность специализированной подрядной организации устанавливаются договором, заключаемым между АО «СО ЕЭС» и подрядной организацией.

Техническое обслуживание и ремонт инженерного оборудования должны производиться в соответствии с правилами технической эксплуатации на каждый вид оборудования, требованиями заводов изготовителей и инструкциями по эксплуатации оборудования.

Полнота и своевременность выполнения технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов в отношении основного оборудования и устройств систем электроснабжения филиалов АО «СО ЕЭС» РДУ, ОДУ должны контролироваться посредством системы дистанционного контроля систем электроснабжения.

#### 8.4.3. Оперативное обслуживание оборудования

Оперативное обслуживание систем инженерно-технического обеспечения должно выполняться специалистами, обладающими необходимой квалификацией и прошедшими подготовку и проверку знаний в соответствии с требованиями нормативных актов. Оперативное обслуживание должно осуществляться в круглосуточном режиме.

Приоритетной формой оперативного обслуживания систем инженернотехнического обеспечения является организация обслуживания собственным оперативным персоналом ДЦ, подготовка и поддержание квалификации которого отвечают установленным в АО «СО ЕЭС» требованиям.

Оперативное обслуживание систем инженерно-технического обеспечения должно обеспечивать:

* бесперебойное снабжение зданий электрической, тепловой энергией, водой и воздухом установленных параметров;
* эффективную работу оборудования систем инженерно-технического

###### обеспечения;

* надежность, безопасность и безаварийность работы оборудования;
* возможность проведения технического обслуживания и ремонта, реконструкции и модернизации систем инженерно-технического обеспечения;
* незамедлительное выполнение действий по локализации и ликвидации технологических нарушений и аварийных ситуаций на оборудовании систем инженерно-технического обеспечения;
* проведение периодических обходов и осмотров оборудования систем инженерно-технического обеспечения в соответствии с утвержденным графиком;
* своевременное и полное ведение технической и оперативной документации.

Оперативное управление системами инженерно-технического обеспечения должно осуществляться с помощью систем дистанционного контроля, посредством автоматического и дистанционного управления или органами управления, расположенными непосредственно на оборудовании систем инженерно-технического обеспечения.

**8.4.4. Требования к контролю за обеспечением энергетическими ресурсами и состоянием систем инженернотехнического обеспечения** В целях выполнения Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ (в ред.

от 03.07.2016 [№ 269-ФЗ)](consultantplus://offline/ref=8F377CB70B7894B1740F48A43632AEF95A93FAFAE04B7B6ED57E63F2C3AC592FC34CE0DB84388DBEnCt5O) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», приказа ФСТ России от 26.03.2015 № 524-э, Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «СО ЕЭС» на 2014-2017 годы, утв. приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2015 № 245, соблюдения стандартов АО «СО ЕЭС» по организации эксплуатации зданий и сооружений, инженерных систем зданий и сооружений, все системы инженерно-технического обеспечения в зданиях ДЦ оборудованы общими (вводными) приборами учета энергоресурсов, ведется централизованный автоматизированный коммерческий учет потребления электроэнергии, мониторинг состояния основного оборудования систем электроснабжения, контроль параметров качества поставляемой электрической энергии, автоматизирован процесс сверки расчетов с энергоснабжающими организациями.

В настоящее время в АО «СО ЕЭС»:

* Введена в промышленную эксплуатацию СДКЭ в операционных зонах Юга, Урала, Северо-Запада и Средней Волги. Продолжается работа по внедрению СДКЭ в операционных зонах Центра и Востока. Цели внедрения СДКЭ во всех зданиях филиалов АО «СО ЕЭС», находящихся в собственности:
  + повышение надежности электроснабжения Зданий ДЦ;
  + автоматический контроль и анализ организации эксплуатации систем электроснабжения в Зданиях ДЦ;
  + оперативное информирование о технологических нарушениях и авариях в системах электроснабжения зданий ДЦ;
  + накопление статистики по нарушениям в системах электроснабжения зданий ДЦ;
  + повышение уровня подготовки оперативного персонала филиалов в части оперативного управления оборудованием и устройствами систем электроснабжения зданий ДЦ;
  + контроль полноты и своевременности выполнения плановопредупредительных ремонтов и технического обслуживания в отношении основного оборудования и устройств систем

электроснабжения зданий ДЦ;

* Введен в промышленную эксплуатацию ПАК «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии АО «СО ЕЭС» (АИИСКУЭ) на базе ПК «Энергосфера®», позволяющий по каждому ДЦ централизованно выполнять опрос приборов учета электроэнергии, выдачу и прием данных макетов XML

80020, информационный обмен по CRQ-интерфейсу и другие функции;

* Введена в промышленную эксплуатацию ПО «Автоматизированная система экономического анализа и планирования потребления электрической энергии (мощности) ЭнергоВизор» (АС ЭнергоВизор). Обеспечена совместимость АС ЭнергоВизор с АИИСКУЭ для автоматической загрузки исходных данных о потреблении электроэнергии. На базе АС ЭнергоВизор с 2015 года осуществляются расчеты и анализ электропотребления, анализ условий договоров, обеспечение взаимодействия с энергоснабжающими организациями.

Все функционирующие информационно-управляющие системы должны эксплуатироваться и обслуживаться собственным высококвалифицированным персоналом. В случаях, обусловленных специальными требованиями по эксплуатации, могут привлекаться специализированные компании.

#### 8.4.5. Требования к организации приобретения

###### энергетических ресурсов

В АО «СО ЕЭС» реализована децентрализованная модель организации приобретения энергоресурсов для собственных нужд и ведения договорных отношений с ресурсоснабжающими организациями. Это обусловлено объективными условиями функционирования АО «СО ЕЭС», размещением в различных субъектах Российской Федерации и региональными особенностями политики ресурсоснабжения территорий.

В целях обеспечения технически грамотного и экономически эффективного поведения АО «СО ЕЭС» как потребителя на розничных рынках электроэнергии (мощности) и исключения возможных рисков в Обществе централизованно реализуются следующие функции:

* техническое администрирование АИИСКУЭ;
* анализ объемов и стоимости электропотребления, условий договоров с энергоснабжающими организациями;
* формирование локальных нормативных актов по вопросам технически грамотного и экономически обоснованного поведения АО «СО ЕЭС» как потребителя электрической энергии.

Задачи до 2020 года

* Проведение реконструкции зданий и сооружений АО «СО ЕЭС» и/или их конструктивных элементов, не удовлетворяющих требованиям нормативных документов АО «СО ЕЭС»;
* Проведение реконструкции и модернизации систем инженернотехнического обеспечения зданий и сооружений АО «СО ЕЭС»;
* Реализация политики импортозамещения в отношении оборудования инженерных систем зданий и сооружений АО «СО ЕЭС»;
* Внедрение СДКЭ в собственных зданиях, филиалов операционной зоны ОДУ Сибири и вновь построенных зданиях филиалов, других операционных зон. Расширение функционала СДКЭ в части организации контроля за системами технологического кондиционирования. Организация проверок совместимости СДКЭ с иными информационноуправляющими системами АО «СО ЕЭС», применяемыми для эксплуатации оборудования систем инженерно-технического обеспечения;
* Поэтапный переход на осуществление круглосуточного оперативного обслуживания систем инженерно-технического обеспечения ДЦ АО «СО ЕЭС» силами собственного высококвалифицированного персонала, обладающего необходимыми практическими знаниями и навыками.

# 9. Развитие системы стандартизации и добровольной сертификации

## 9.1. Развитие системы стандартизации

АО «СО ЕЭС» осуществляет дальнейшее развитие системы стандартизации для поддержки функциональных направлений деятельности и проведения единой технической политики по вопросам, указанным в разделах 1 -8 Технической политики.

В целом развиваемая система стандартизации охватывает следующие иерархические уровни деятельности и соответствующие задачи:

* национальный уровень, в том числе межотраслевой – взаимодействие с техническими комитетами по стандартизации с целью согласования технических требований к оборудованию и объектам электроэнергетики, информационным системам и средствам связи, и обеспечения

технологической совместимости;

* межгосударственный уровень – проведение технической политики в электроэнергетике стран СНГ и Евразийского экономического союза через систему межгосударственной стандартизации, с учетом необходимости обеспечения надежной работы ЕЭС России в рамках синхронной зоны ЕЭС/ОЭС;
* международный уровень – непосредственное участие в работе технических органов международных организаций по стандартизации (МЭК, ИСО).

С этой целью АО «СО ЕЭС» поддерживает развитие отраслевого центра компетенции по стандартизации в области электроэнергетики – Технического комитета по стандартизации 016 «Электроэнергетика» (Т 016), созданного в 2014 году при поддержке Минэнерго России под эгидой Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт).

АО «СО ЕЭС» выполняет функции базовой организации ТК 016 «Электроэнергетика», ведущей секретариат ТК 016, и обеспечивает деятельность подкомитета ПК-1 «Электроэнергетические системы» в части стандартизации технологических процессов в ЕЭС России.

В первую очередь, механизмы национальной стандартизации используются для решения задач:

* стандартизации технических требований к новому оборудованию объектов электроэнергетики, в том числе зарубежного, и обеспечение его технологической совместимости;
* создания нормативно-технической базы для производства современного энергетического и электротехнического оборудования с учетом проблем импортозамещения;
* стандартизация информационных систем и средств связи и др.

АО «СО ЕЭС» осуществляет координации деятельности подкомитетов и совместных рабочих групп ТК 016 и обеспечивает участие своих полномочных представителей в структуре ТК 016:

* ПК-1 «Электроэнергетические системы»;
* ПК-2 «Электрические сети (магистральные и распределительные)»;
* ПК-3 «Тепловые электрические станции»;
* ПК-4 «Гидроэлектростанции»;
* ПК-5 «Распределенная генерация (включая ВИЭ)»;
* ПК-6 «Силовая электроника в электроэнергетике»;  СРГ «Энергетическое строительство»;  СРГ «Токи короткого замыкания».

В процессе дальнейшего развития деятельности по стандартизации прорабатывается задача расширения области деятельности и структуры ТК 016 с включением инновационных направлений в технике и технологиях. Наряду с этим, для проведения подходов, принятых в Технической политике, обсуждения проектов стандартов и иных нормативно-технических документов используются площадки НП «НТС ЕЭС» и секции технического регулирования в электроэнергетике.

Также проводится работа, направленная на учет правил и требований, применяемых в электроэнергетике, при формировании нормативнотехнической базы смежных отраслей. Первоочередными в данном направлении являются следующие совместные работы ТК 016:

* совместно с ТК 030 «Электромагнитная совместимость» – уточнение состава требований к параметрам электроэнергетического режима в электрических сетях высокого напряжения, в том числе исключение требований по отклонению напряжения в точках электрической сети напряжением 110 кВ и выше, а также уточнение параметров нормируемых характеристик, с учетом специфики регулирования частоты и напряжения электрического тока в энергосистемах, входящих в состав ЕЭС России;
* совместно с ТК 046 «Кабельные изделия» – уточнение норм и требований к кабельным линиям электропередачи в части применяемых классов напряжения и наибольших рабочих значений напряжения;
* совместно с ТК 244 «Оборудование энергетическое стационарное» – приведение методик и расчетов на прочность (малоцикловую усталость) котельного оборудования ТЭС в соответствие с действующими в РФ нормами;
* совместно с ТК 333 «Вращающиеся электрические машины» – согласование и учет системных требований к АРВ синхронных генераторов;
* совместно с ТК 414 «Газовые турбины» – установление требований к допустимому диапазону работы газовых турбин в аварийных ситуациях, связанных со значительным снижением частоты в энергосистеме.

Такого же рода совместные отношения ТК 016 необходимо выработать с ТК 045 «Железнодорожный транспорт», ТК 400 «Производство работ в строительстве», ТК 465 «Строительство» и другими техническими комитетами по стандартизации в сфере общих интересов.

Продвижением интересов АО «СО ЕЭС» на наднациональном уровне является создание межгосударственного технического комитета в сфере электроэнергетики (МТК 541) на базе национального ТК 016, с вовлечением Республики Беларусь, Республики Армения, Республики Узбекистан, Азербайджанской и Кыргызской Республик. АО «СО ЕЭС» обеспечивает деятельность секретариата МТК 541 на ряду с секретариатом ТК 016. Важной задачей является координация деятельности МТК 541 с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ по вопросам обновления нормативно-технической базы электроэнергетики стран СНГ.

Организация деятельности технического комитета позволяет АО «СО

ЕЭС» использовать потенциал международной стандартизации в сферах опережающего технологического развития и передовых практик. Особенно это актуально при интеграции зарубежного оборудования и технологий в ЕЭС России. Задачей предстоящего периода является активизация участия российских экспертов от ТК 016 в рабочих органах МЭК и ИСО и выстраивание работы по координации их деятельности, в том числе совместно с Российскими национальными комитетами МЭК, ИСО и СИГРЭ.

Развитие системы стандартизации в перспективном периоде должно быть направлено на организацию совместного применения стандартов и нормативноправовых актов в соответствии с действующим законодательством и, в первую очередь, с Федеральным законом от 29.06.2015г. №162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Это новое направление требует развития нормативного обеспечения и формирования соответствующей правоприменительной практики.

## 9.2. Развитие системы добровольной сертификации

СДС «СО ЕЭС» создана в соответствии с Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» и предназначена для добровольного подтверждения соответствия объектов сертификации требованиям, которые установлены стандартами и иными нормативнотехническими документами, и требованиями АО «СО ЕЭС», национальными стандартами, нормативно-правовыми актами и нормативно-техническими документами в области электроэнергетики. СДС «СО ЕЭС» дополняет действующие механизмы обязательного подтверждения соответствия, предусмотренные законодательством Российской Федерации, и государственного контроля (надзора) в сфере электроэнергетики, осуществляемого соответствующими органами исполнительной власти.

СДС «СО ЕЭС» зарегистрирована Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) в едином реестре систем добровольной сертификации 21.03.2013 за рег. № РОСС RU.31034.04ЕЭ01. СДС «СО ЕЭС» соответствует основным требованиям руководств ИСО и МЭК. Правила функционирования СДС «СО ЕЭС» были утверждены приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475 и обновлены в 2013-2015 гг. Актуальный перечень объектов сертификации, добровольное подтверждение соответствия которых осуществляется в СДС «СО ЕЭС», и документов, устанавливающих соответствующие требования, размещается в открытом доступе на официальном сайте АО «СО ЕЭС» в сети Интернет.

За период 2012–2015 гг. система СДС «СО ЕЭС» получила развитие в соответствии с задачами Технической политики ОАО «СО ЕЭС» до 2016 года в части расширения состава сертифицируемых объектов. В настоящее время объектами сертификации в СДС «СО ЕЭС» являются:

1. Энергоблоки тепловых электростанций;
2. Парогазовые установки;
3. Энергоблоки атомных электростанций;
4. Гидроагрегаты гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций;
5. Генерирующее оборудование тепловых электростанций с поперечными связями;
6. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов;
7. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима.

С учетом расширения состава сертифицируемых объектов за указанный период получила соответствующее развитие нормативно-методическая база

СДС «СО ЕЭС». Разработаны и введены в действие для применения в СДС «СО ЕЭС» новые стандарты организации АО «СО ЕЭС, устанавливающие требования по регулированию частоты и перетоков активной мощности, а также напряжения и реактивной мощности в Единой энергетической системе России:

* нормы участия энергоблоков тепловых электростанций, генерирующего оборудования тепловых электростанций с поперечными связями, парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
* нормы участия энергоблоков атомных электростанций, гидроагрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций в

нормированном первичном регулировании частоты;

* требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов;
* требования к автоматике ликвидации асинхронного режима.

Кроме того, с 2015 года при проведении сертификационных испытаний систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов в качестве средств сертификации могут применяться как физическая, так и математическая модели энергосистемы.

Органы по добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» допускаются к проведению сертификации объектов электроэнергетики в соответствии с Правилами функционирования СДС «СО ЕЭС». За период 2012-2015 гг. к проведению добровольной сертификации было допущено 7 организаций (ООО «Энерготест», ОАО «ВТИ», ЭНЕКС (ОАО), ОАО «Фирма ОРГРЭС», ОАО «НТЦ ЕЭС», ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», АО

«Сибтехэнерго»).

За время функционирования СДС «СО ЕЭС» в реестре сертифицированных объектов зарегистрировано более 250 сертификатов соответствия.

Задачи до 2020 года

Развитие СДС «СО ЕЭС» в направлении дальнейшего расширения состава объектов сертификации, включая:

* устройства противоаварийной автоматики:
  + автоматики разгрузки при коротких замыканиях,
  + автоматики частотной разгрузки,
  + локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости,
  + автоматики ограничения повышения частоты,
  + автоматики разгрузки при перегрузке по мощности;
* устройства синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима.

Соответствующая нормативно-методическая база должна быть обеспечена стандартами организации АО «СО ЕЭС», которые необходимо разработать и ввести в действие для применения в СДС «СО ЕЭС», а также документами, определяющими количественные и качественные характеристики критериев допуска к проведению добровольной сертификации, и перечнем документов и информации, представляемой претендентами для осуществления указанного допуска.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения ....................................................................................... 2
2. Термины и сокращения .................................................................................. 4
3. Технологии оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и

сопровождения рынков ................................................................................... 9

* 1. Планирование развития ЕЭС России и долгосрочное планирование

электроэнергетического режима ЕЭС России ......................................... 9

* + 1. Разработка прогноза потребления и балансов электрической энергии и мощности на месяц, год и перспективный период

до семи лет ....................................................................................... 9

* + 1. Формирование перспективной математической модели

ЕЭС России .................................................................................... 12

* + 1. Разработка прогнозов потребления, балансов электрической энергии и мощности на предстоящий месяц, год и особые периоды года – период экстремально низких и экстремально

высоких температур наружного воздуха .................................... 12

* + 1. Рассмотрение технической возможности технологического присоединения к электрическим сетям. Согласование

технических условий на технологическое присоединение ...... 14

* + 1. Подготовка заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, относящихся к

объектам диспетчеризации .......................................................... 15

* + 1. Проведение конкурентных отборов мощности на предстоящий период ..................................................................... 15
    2. Проведение конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов .............................................................. 17
    3. Проведение конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, находящихся в долгосрочном

резерве ............................................................................................ 18

* + 1. Обеспечение функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности) на территориях, присоединяемых к ценовым и неценовым зонам оптового

рынка .............................................................................................. 18

* + 1. Обеспечение участия покупателей с ценозависимым снижением потребления в торговле электроэнергией

(мощностью) на оптовом рынке .................................................. 19

* 1. Краткосрочное планирование электроэнергетического режима

ЕЭС России ................................................................................................ 20

* + 1. Планирование электроэнергетического режима ЕЭС России на предстоящие сутки. Выбор состава включенного

генерирующего оборудования. .................................................... 20

* + 1. Оперативное планирование электроэнергетического режима внутри текущих суток, формирование планов

балансирующего рынка ................................................................ 21

* 1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в

реальном времени ..................................................................................... 23

* + 1. Развитие технологий, обеспечивающих поддержку диспетчерского персонала при принятии решений в

реальном времени ......................................................................... 23

* + 1. Автоматизированное дистанционное (теле-) управление ЛЭП и оборудованием объектов электроэнергетики из ДЦ .............. 29
    2. Автоматическое управление электроэнергетическим

режимом ЕЭС России средствами режимной автоматики ....... 31

* 1. Развитие технологий расчета и анализа электроэнергетических

режимов ...................................................................................................... 34

* + 1. Расчет установившихся режимов и статической

устойчивости ................................................................................. 34

* + 1. Расчет переходных режимов и динамической устойчивости .. 35
    2. Оценивание состояния энергосистем ......................................... 36
    3. Исследования статических характеристик нагрузки по

напряжению ................................................................................... 36

* 1. Автоматическое противоаварийное управление ................................... 37
  2. Релейная защита и сетевая автоматика ................................................... 39
  3. Система мониторинга переходных электрических режимов ............... 40
  4. Проведение натурных системных испытаний ....................................... 42
  5. Совершенствование обмена технологической информацией с

субъектами электроэнергетики ................................................................ 43

* 1. Совершенствование структуры оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и организация присоединения

технологически изолированных энергосистем к ЕЭС России ............. 44

1. Технологии технического аудита и технического контроля .................... 46
   1. Совершенствование анализа причин аварийности в ЕЭС России ....... 46
   2. Совершенствование технологий технического аудита ......................... 48
      1. Совершенствование деятельности по контролю соблюдения

ДЦ параметров надежного управления

электроэнергетическим режимом ЕЭС России ......................... 48

* + 1. Организация и проведение проверок технологической деятельности ДЦ АО «СО ЕЭС» ................................................. 49
    2. Расследование постоянно действующими комиссиями ДЦ АО «СО ЕЭС» аварий и иных нарушений при осуществлении ДЦ функций оперативно-диспетчерского

управления ..................................................................................... 49

* + 1. Контроль топливообеспечения ТЭС ЕЭС России ..................... 50

1. Технологии, обеспечивающие устойчивость ДЦ и системы

оперативно-диспетчерского управления .................................................... 51

* 1. Система физической защиты ДЦ ............................................................ 51
  2. Обеспечение информационной безопасности ....................................... 54 5.3. Развитие резервной системы диспетчерского управления ................... 58
     1. Основные требования к созданию резервных помещений и

оснащению их оборудованием .................................................... 59

* + 1. Состояние и дальнейшее развитие РСДУ в АО «СО ЕЭС» ..... 60

1. Профессиональная подготовка персонала .................................................. 61
   1. Подготовка диспетчерского персонала .................................................. 61
      1. Развитие тренажерных комплексов ............................................ 61
      2. Развитие методов подготовки ...................................................... 63 6.2. Совершенствование методов обучения .................................................. 63
2. Технологии автоматизации, информационное обеспечение и

телекоммуникации ........................................................................................ 64

* 1. Развитие систем автоматизированного диспетчерского управления .. 64
     1. Развитие методов и технологий интеграции технологических

приложений ................................................................................... 64

* + 1. Развитие ОИК ................................................................................ 65
    2. Развитие программно-технических комплексов EMS и MMS . 66 7.1.4. Расширение единой информационной модели для

управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России ..... 66

* + 1. Развитие корпоративных технологических систем для замены локальных средств автоматизации. ............................... 67
    2. Совершенствование системы планирования и реализации

мероприятий по развитию АСДУ. .............................................. 68

* 1. Развитие процессов управления ИТ ........................................................ 68
     1. Повышение качества предоставляемых ИТ-сервисов .............. 68
  2. Развитие ИТ-инфраструктуры ................................................................. 69
     1. Совершенствование организации ИТ-инфраструктуры ........... 69
     2. Серверное оборудование и системы хранения данных ............ 71
     3. Клиентское оборудование, в том числе системы

коллективного отображения информации ................................. 73

* + 1. Локальные вычислительные сети ............................................... 74
    2. Системное ПО ............................................................................... 75
    3. Технологическое и прикладное программное обеспечение ..... 76
  1. Развитие телекоммуникаций .................................................................... 76
     1. Развитие и совершенствование корпоративной системы

телекоммуникаций ........................................................................ 76

* + 1. Пакетные сети передачи данных ................................................. 77
    2. Диспетчерская телефонная связь, IP-телефония, ВКС ............. 78
    3. Системы регистрации диспетчерских переговоров .................. 79
    4. Оборудование последней мили и гибкого мультиплексирования ................................................................... 80
    5. Развитие и совершенствование системы телекоммуникаций между диспетчерскими центрами, внешними организациями

и объектами электроэнергетики .................................................. 81

* + 1. «Развитие и совершенствование системы телекоммуникаций между ДЦ АО «СО ЕЭС» и национальными диспетчерскими центрами государств – участников параллельной работы с

ЕЭС России. ................................................................................... 81

1. Имущественный комплекс и инженерная инфраструктура, обеспечивающие функционирование системы оперативно-

диспетчерского управления ......................................................................... 82

* 1. Общие требования .................................................................................... 82
  2. Требования к размещению ДЦ ................................................................ 82
  3. Состав и требования к инженерной инфраструктуре ДЦ ..................... 83
  4. Требования к организации эксплуатации систем инженерно-

технического обеспечения ....................................................................... 83

* + 1. Общие требования ........................................................................ 83
    2. Техническое обслуживание и ремонт оборудования ................ 84
    3. Оперативное обслуживание оборудования ................................ 84
    4. Требования к контролю за обеспечением энергетическими ресурсами и состоянием систем инженерно-технического

обеспечения ................................................................................... 85

* + 1. Требования к организации приобретения энергетических

ресурсов ......................................................................................... 86

1. Развитие системы стандартизации и добровольной сертификации ........ 87
   1. Развитие системы стандартизации .......................................................... 87
   2. Развитие системы добровольной сертификации ................................... 90