



**ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
«БЕЛЭНЕРГО»**

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА
В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ
ДО 2030 ГОДА**

Основные положения

**Минск
2015**

УДК 621.31

Техническая политика в сфере электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года. – Минск : ОАО «Экономэнерго», 2015. – 112 с.

Настоящая «Техническая политика в сфере электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года» является внутренним документом ГПО «Белэнерго». Документ разработан в соответствии с действующим законодательством и является основополагающим, рекомендованным для применения в работе организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Для внутриведомственного использования

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА
В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ
ДО 2030 ГОДА**

Основные положения

Ответственный за выпуск *Е.Н. Моисеева*
Редактор-корректор *М.И. Авхимович*
Компьютерная верстка *В.К. Шарковский*

Подписано в печать 30.11.2015. Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Печать цифровая. Тираж 100 экз. Заказ № 21.

Филиал «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго».
Ул. Чичерина, 19, 220029, г. Минск. Тел./факс: (017) 286-08-28.
Свидетельство о ГРИИРПИ № 1/354 от 06.06.2014

© Оформление. ОАО «Экономэнерго», 2015

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая «Техническая политика в сфере электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года» (далее – Техническая политика) является внутренним документом ГПО «Белэнерго». Документ разработан в соответствии с действующим законодательством и является основополагающим, рекомендованным для применения в работе организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго» и осуществляющих деятельность по:

- производству, передаче и распределению электрической и тепловой энергии;
- поддержанию в надлежащем состоянии электрических станций, котельных, электрических и тепловых сетей;
- оперативно-диспетчерскому управлению технологическими процессами производства и поставок электроэнергии;
- техническому надзору за состоянием электростанций и сетевых объектов;
- организации работ, обеспечивающих сбалансированное развитие энергосистемы.

Требования Технической политики носят рекомендательный характер для организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», участвующих в процессе обеспечения повышения надёжности и эффективной эксплуатации объектов электрических станций, котельных, электрических и тепловых сетей, надёжно и экономично снабжающих электрической и тепловой энергией всех потребителей, в том числе промышленность, сельское хозяйство, население страны и др.

В отношении организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», настоящая Техническая политика имеет также информационный (методологический) аспект в части общего описания механизма взаимодействия ГПО «Белэнерго» и организаций, рекомендуется к применению для них и для третьих лиц, привлекаемых на договорной основе с целью выполнения работ (услуг, поставок) на объектах электрических станций, электрических и тепловых сетей.

Настоящей Технической политикой определена совокупность взаимосвязанных технических рекомендаций, дополняющих действующие нормативные документы, акцентируется внимание на наиболее прогрессивных технических решениях, устанавливаются перечень и границы применения этих решений, а также оборудования и технологий в области производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

На основе положений настоящей Технической политики в ГПО «Белэнерго» предполагается разработать комплекс нормативно-технической документации, определяющий приоритеты и правила применения технических рекомендаций в ходе эксплуатации, комплексного технического перевооружения и реконструкции, а также нового строительства электроэнергетических объектов, в процессе инновационного и перспективного развития электроэнергетической сферы.

1. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ГПО «БЕЛЭНЕРГО» НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

1.1. Состояние объединённой энергосистемы Республики Беларусь на современном этапе

Электроэнергетика Республики Беларусь представляет собой постоянно развивающийся, высокотехнологичный комплекс с единым централизованным оперативно-диспетчерским управлением. Важнейшими задачами данного комплекса являются обеспечение энергетической безопасности и внедрение современных энергоэффективных технологий, направленных на повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Состояние Белорусской энергосистемы на 01.01.2015 г.

Установленная мощность энергосистемы	10 035 МВт
41 тепловая электростанция, в том числе:	9 298,2 МВт
12 ТЭС высокого давления	8 692,6 МВт
23 гидроэлектростанции	26,3 МВт
1 ветроэнергетическая установка	1,5 МВт
206 блок-станций	709 МВт

Структура выработки электроэнергии

Энергоисточник	Выработка электроэнергии	
	млн кВт·ч	% в общей выработке
КЭС	17 296,1	54,7
ТЭС высокого давления	12 226,4	38,7
ТЭС среднего давления и мини-ТЭС	1 976,0	6,3
ГЭС и ВЭУ	103,3	0,3
ПГУ и ГТУ	10 943,9	34,6

Основные показатели Белорусской энергосистемы за 2014 г.

Выработка электроэнергии источниками ГПО «Белэнерго»	31,602 млрд кВт·ч
Выработка электроэнергии блок-станциями	3,116 млрд кВт·ч
Отпуск тепловой энергии	34,376 млн Гкал
Импорт электроэнергии, в том числе:	3,826 млрд кВт·ч
из России	1,425 млрд кВт·ч
из Украины	2,401 млрд кВт·ч
Экспорт электроэнергии	508,2 млн кВт·ч
Потребление электроэнергии в республике	38,035 млрд кВт·ч
Удельные расходы топлива:	
на отпуск электроэнергии	246,8 г/кВт·ч
на отпуск тепла	167,55 кг/Гкал
Технологический расход энергии на её транспорт:	
в электрических сетях	9,35 %
в тепловых сетях	9,34 %
Протяжённость линий электропередачи	238,915 тыс. км
Воздушные ЛЭП напряжением 35–750 кВ, в том числе:	35,677 тыс. км
ЛЭП 220–750 кВ	6,926 тыс. км
ЛЭП 110 кВ	16,937 тыс. км
ЛЭП 35 кВ	11,814 тыс. км
Воздушные ЛЭП напряжением 0,4–10 кВ	203,238 тыс. км
Кабельные линии электропередачи	36,055 тыс. км
Протяжённость тепловых сетей в однострунном исчислении	5,952 тыс. км
Среднесписочная численность персонала	61 852 чел.

1.2. Общие задачи технической политики

Цель технической политики заключается в определении основных технических направлений, обеспечивающих повышение надёжности и эффективности функционирования объектов электрических стан-

ций, электрических и тепловых сетей в долгосрочной перспективе, при надлежащей промышленной и экологической безопасности на основе инновационных принципов развития.

Основные задачи единой технической политики:

- повышение надёжности и управляемости энергосистемы Республики Беларусь посредством использования современной высокоэффективной техники и технологий при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции, модернизации объектов генерации, электросетевых объектов, создания пиковых мощностей и высокоманевренных энергоблоков, формирования экономически обоснованного резерва мощностей, развития оперативно-диспетчерского управления и технологической инфраструктуры рынка в целом;

- преодоление тенденции физического и морального старения основных фондов и полный вывод после окончания периода эксплуатации устаревшего оборудования в условиях ввода новых генерирующих мощностей, реконструкции и строительства новых подстанций, увеличения масштабов работ по реконструкции и модернизации действующих электростанций на основе применения передовых технологий и технических решений;

- повышение наблюдаемости и автоматизации объектов ГПО «Белэнерго», внедрение и развитие современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования электростанций, тепловых и электрических сетей, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, инженерных систем, зданий и сооружений, а также систем коммерческого и технического учёта электроэнергии, тепла, топлива, переход к созданию цифровых ПС без постоянного оперативного персонала;

- развитие структуры оперативно-технологического управления объектами, а также участие в управлении режимами работы гибких элементов сетевой инфраструктуры и потребителей электрической и тепловой энергии;

- повышение готовности энергообъектов к производству, передаче и распределению электрической энергии для обеспечения надёжного снабжения потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы Белорусской энергосистемы и электроэнергетических систем иностранных государств;

- сокращение капиталовложений и эксплуатационных издержек в объекты за счёт оптимизации технических решений при разработке проектной документации, применения современных видов оборудо-

вания, строительных конструкций, сокращения площадей, занимаемых объектами энергосистемы;

- повышение энергоэффективности применяемых технологий, оборудования, материалов, систем, формирование программы энергосбережения и сокращение технологических потерь электрической (тепловой) энергии в электрических (тепловых) сетях;

- совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта; обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учётом внедрения новых технологий и инновационного оборудования;

- минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов;

- создание в ГПО «Белэнерго» единой системы нормативно-технической документации, обеспечивающей функционирование и развитие энергопредприятий.

1.3. Термины, определения и сокращения

1.3.1. Термины и определения

Автоматизированная система технологического управления

Совокупность взаимосвязанных технических и программных средств, обеспечивающих решение задач оперативно-технологического, ситуационно-аналитического и производственно-технического управления передачей и распределением электроэнергии.

Автоматизированная система управления технологическими процессами

Программно-технический комплекс средств автоматизации, интегрирующий в своём составе подсистемы сбора и передачи информации о параметрах работы оборудования, диагностики и мониторинга технологического оборудования, РЗА, инженерных систем, управления оборудованием и устройствами с целью реализации задач управления технологическими процессами в полном объёме.

Аттестация оборудования, технологий, материалов и систем

Оценка соответствия функциональных показателей предлагаемого к использованию на объектах энергетического комплекса оборудования, технологий, материалов и систем требованиям стандартов, корпоративных нормативно-технических документов, дополнительным требованиям электросетевого комплекса, а также условиям применения и возможности его использования на объектах энергетического комплекса.

Воздушная линия электропередачи	Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикреплённым при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.
Диагностика	Комплекс программно-инструментальных и организационных мероприятий по определению технического состояния объекта.
Диагностирование	Процесс определения технического состояния оборудования с поиском места и причин возникновения дефекта и вероятностным прогнозом дальнейшей работоспособности оборудования.
Диспетчерское управление энергосистемой	Централизованное оперативное управление работой энергосистемы, осуществляемое диспетчерской службой. <i>Примечание – Управление осуществляется на основе оптимизации электрических, теплоэнергетических и гидроэнергетических режимов в целях обеспечения бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией надлежащего качества, включая задание суточных графиков работы электростанций, ведение текущих режимов, вывод оборудования в ремонт и ликвидацию аварийных состояний энергосистемы</i>
Доступ к информации	Возможность получения информации и её использования.
Защита информации	Деятельность, направленная на предотвращение утечки защищаемой информации, несанкционированных и непреднамеренных воздействий на защищаемую информацию.
Инновация	Конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении бизнеса, организации рабочих мест или во внешних связях.
Информационная система	Совокупность содержащейся в базах данных информации и обеспечивающих её обработку информационных технологий и технических средств.
Информационно-телекоммуникационная сеть	Технологическая система, предназначенная для передачи по линиям связи информации, доступ к которой осуществляется с использованием средств вычислительной техники.

Информационные технологии	Процессы, методы поиска, сбора, хранения, обработки, предоставления, распространения информации и способы осуществления таких процессов и методов.
Кабельная линия электропередачи	Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, коллекторы, трубы, на кабельные конструкции.
Линия электропередачи	Электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние.
Модернизация оборудования	Комплекс мероприятий по усовершенствованию действующего электротехнического оборудования путём замены конструктивно изменённых базовых узлов основного и вспомогательного оборудования, повышающих надёжность, срок службы, мощность, производительность (пропускную способность) установок в целом.
Мониторинг	Непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени с оценкой состояния оборудования.
Новое строительство	Строительство электроэнергетических объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на специально отведённых земельных участках.
Объединённая энергосистема	Совокупность нескольких энергетических систем, объединённых общим режимом работы, имеющая общее диспетчерское управление как высшую ступень управления по отношению к диспетчерским управлениям, входящих в неё энергосистем.
Оперативно-диспетчерское управление	Система, имеющая иерархическую структуру, предназначенная для планирования и управления процессами выработки, передачи и потребления электрической и тепловой энергии.
Прибор учёта электрической энергии	Средство измерений количества электрической энергии (активной и/или реактивной), соответствующее требованиям нормативных правовых актов Республики Беларусь по учёту электрической энергии.

Противоаварийная автоматика	Совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийных режимов энергосистемы.
Реконструкция энергетических объектов капитального строительства	Работы капитального характера, проведение которых направлено на усовершенствование и переоборудование энергообъектов в соответствии с новыми, современными требованиями и действующими нормами для повышения надёжности и уровня технико-экономических показателей при эксплуатации.
Релейная защита и автоматика	Релейная защита – совокупность устройств, предназначенных для автоматического отключения повреждённого элемента с помощью силовых выключателей от источников питания и для реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов энергосистемы с последующим (при необходимости) предотвращением их.
Система обеспечения информационной безопасности	Совокупность систем защиты информации и комплекс поддерживающих её организационных и технических мер противодействия угрозам.
Средство измерений	Техническое средство, предназначенное для измерений/преобразований, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и/или хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.
Тепловая электростанция	Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или в электрическую энергию и тепло.
Техническая политика	Система целей, способов и форм воздействия, направленных на получение совокупности новых технических решений, обеспечивающих повышение эффективности, надёжности, технического уровня и промышленной безопасности, создание и освоение новых технологий, техники производства, передачи и распределения электроэнергии.

Техническое обслуживание	Комплекс работ, направленных на поддержание работоспособности или исправного состояния оборудования, конструкций и устройств, их надёжной, безопасной и экономичной эксплуатации, проводимых с определённой периодичностью и последовательностью.
Техническое перевооружение	Комплекс работ на действующих объектах электроэнергетики, направленный на повышение их технико-экономического уровня. Стоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов на новое, более совершенное, с оптимизацией схем и компоновок и внедрением автоматизированных систем управления и контроля, других современных средств управления производственным процессом, а также в совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта в пределах ранее выделенных земельных участков. Комплексное техническое перевооружение – полное или частичное обновление элементов объекта.
Эксплуатация	Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество. Включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт.
Электрическая подстанция	Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.
Электрическая сеть	Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещённых на территории района, населённого пункта, потребителя электрической энергии.
Электростанция	Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла.
Электроустановка	Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии.
Энергетическая система	Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Энергорайон	Совокупность объектов энергосистемы, расположенных на части обслуживаемой ею территории.
Энергосбережение	Реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведённой продукции, выполненных работ, оказанных услуг).
Энергоустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии.
Эффективность	Отношение затраченных ресурсов к полученным результатам. Приоритетной (основной) оценкой эффективности является снижение удельных затрат и минимизация совокупной стоимости владения в течение жизненного цикла.

1.3.2. Сокращения

АБ	–	аккумуляторная батарея;
АВР	–	автоматический ввод резерва (резервного питания);
АИС ПХД	–	автоматизированные информационные системы производственно-хозяйственной деятельности;
АПВ	–	автоматическое повторное включение;
АРМ	–	автоматизированное рабочее место;
АСД	–	автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго» и организаций, входящих в его состав;
Белэнерго		
АСДУ	–	автоматизированная система диспетчерского управления;
АСКУЭ	–	автоматизированная система контроля и учёта электроэнергии;
АСТУ	–	автоматизированные системы технологического управления;
АСУ	–	автоматизированная система управления;
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическими процессами;
АТ	–	автотрансформатор;

АТ/Т	–	автотрансформатор/трансформатор;
БЗОВ	–	бак запаса обессоленной воды;
БЗК	–	бак запаса конденсата;
ВИЭ	–	возобновляемый источник энергии;
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи;
ВОК	–	волоконно-оптический кабель;
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи;
ВПУ	–	водоподготовительная установка;
ВЧВЛ	–	высокочастотная сеть связи по воздушным линиям электропередачи;
ВЭУ	–	ветровая электрическая установка;
ГИ	–	генерирующий источник;
ГПА	–	газопоршневой агрегат;
ГТУ	–	газотурбинная установка;
ГЦУ	–	главный центр управления;
ДГР	–	дугогасящий реактор;
ДГУ	–	дизель-генераторная установка;
ДЗШ	–	дифференциальная защита шин;
ДМЗ	–	модуль внешней демилитаризованной зоны;
ЕПТССЭ	–	единая производственно-технологическая сеть связи электроэнергетики;
ЗПА	–	зарядно-подзарядный агрегат;
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство;
ЗУ	–	заземляющее устройство;
ИАСУ	–	интегрированная автоматизированная система
Белэнерго	–	управления ГПО «Белэнерго»;
ИБ	–	информационная безопасность;
ИБП	–	источник бесперебойного питания;
ИКИ	–	информационно-коммуникационная инфраструктура;
ИТ	–	информационные технологии;
ИТН	–	измерительный трансформатор напряжения;
ИТТ	–	измерительный трансформатор тока;
КА	–	коммутационный аппарат;
КВОИ	–	критически важный объект информатизации;

КВОУ	– комплексная воздухоочистительная установка;
КЗ	– короткое замыкание;
КИСУ	– корпоративная информационная система управления;
КЛ	– кабельная линия электропередачи;
КЛС	– кабельная линия связи;
КРУ	– комплектное распределительное устройство;
КРУЭ	– комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КСПД	– корпоративный сегмент передачи данных;
КТП	– комплектное стационарное распределительное устройство одностороннего обслуживания;
КЭС	– конденсационная электростанция;
ЛВС	– локальная вычислительная сеть;
ЛЭП	– линия электропередачи;
ММПГ	– межсистемные и межгосударственные перетоки и генерации электроэнергии;
МСЭ	– модуль междоменного экранирования;
МЦУ	– местный (территориальный) центр управления;
НКУ	– низковольтное комплектное устройство;
НПА	– нормативный правовой акт;
НТД	– нормативно-технический документ;
ОБР	– оперативная блокировка разъединителей;
ОДК	– оперативно-диспетчерский контроль;
ОДУ	– оперативное диспетчерское управление в электроэнергетике;
ОИК	– оперативно-информационный комплекс;
ОКГТ	– оптический кабель, встроенный в грозозащитный трос;
ОКНН	– оптический кабель, навиваемый на фазный провод или грозозащитный трос ВЛ;
ОКСН	– оптический самонесущий кабель;
ОКФП	– оптический кабель, встроенный в фазный провод ВЛ;
ОМП	– определение места повреждения;
ОПН	– ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОРУ	– открытое распределительное устройство;
ОСИ	– опорно-стержневой изолятор;

ОЭС	– объединённая энергетическая система;
ПА	– противоаварийная автоматика;
ПБВ	– переключение ответвлений без возбуждения;
ПГУ	– парогазовая установка;
ППТ	– потребитель постоянного тока;
ПС	– подстанция;
ПТЭ	– правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
ПУЭ	– правила устройства электроустановок;
ПХБ	– полихлорированные бифенилы;
РАС	– регистратор аварийных событий;
РВП	– регенеративный воздухоподогреватель;
РГ	– ротор генератора;
РД	– руководящий документ;
РЗА	– релейная защита и автоматика;
РЗА и ПА	– релейная защита, автоматика и противоаварийная автоматика;
РНД	– ротор низкого давления;
РП	– распределительный пункт;
РПН	– регулирование под нагрузкой;
РРЛ	– радиорелейная линия связи;
РСД	– ротор среднего давления;
РУ	– распределительное устройство;
РУСН	– распределительное устройство собственных нужд;
РЦУ	– региональный (областной) центр управления;
РЭС	– район электрических сетей;
СБП	– система бесперебойного питания;
СМ	– система мониторинга;
СМДО	– система межведомственного документооборота;
СМР	– строительно-монтажные работы;
СОПТ	– система оперативного постоянного тока;
СУ	– система управления;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТНПА	– технический нормативный правовой акт;

ТОиР	–	техническое обслуживание и ремонт;
ТП	–	трансформаторная подстанция;
ТП	–	тепловой пункт;
ТПиР	–	техническое перевооружение и реконструкция;
ТСН	–	трансформатор собственных нужд;
ТСПД	–	технологический сегмент передачи данных;
ТСС	–	сеть тактовой сетевой синхронизации;
ТТ	–	трансформатор тока;
ТЭО	–	техничко-экономическое обоснование;
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль;
УКВ	–	ультракороткие волны;
УПАТС	–	учрежденческо-производственная автоматическая телефонная станция;
УПП	–	устройство плавного пуска;
УРОВ	–	устройство резервирования отказа выключателя;
УСПД	–	устройство сбора и передачи данных;
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор;
ФЭС	–	филиал электрических сетей;
ЦВД	–	цилиндр высокого давления;
ЦНД	–	цилиндр низкого давления;
ЦСД	–	цилиндр среднего давления;
ЦСОД	–	центр сбора и обработки данных;
ЧНД	–	часть низкого давления;
ЧР	–	частичный разряд;
ЧРЭП	–	частотно-регулируемый электропривод;
ШР	–	шунтирующий реактор;
ЩКА	–	щёточно-контактный аппарат;
ЩПТ	–	щит постоянного тока;
ЭМО	–	электромагнитная обстановка;
ЭМС	–	электромагнитная совместимость;
ЭХЗ	–	электрохимическая защита;
ЭЭС	–	электроэнергетическая система;

OSS	– система поддержки эксплуатационных процессов оператора связи (Operations Support System);
PDH	– цифровая технология передачи методом TDM мультиплексирования с ИКМ кодированием, требующая синхронизации скоростей цифровых потоков на входе оборудования группообразования (Plesiochronous Digital Hierarchy);
SDH	– цифровой метод передачи данных методом TDM мультиплексирования, основанный на синхронизации по времени передающего и принимающего устройства (Synchronous Digital Hierarchy);
WDM	– технология мультиплексирования и передачи сигналов различных длин волн по общему оптическому волокну (Wavelength Division Multiplexing);
DWDM	– технология плотного мультиплексирования и передачи сигналов различных длин волн по общему оптическому волокну (Dense Wave Division Multiplexing);
TDM	– технология мультиплексирования и передачи сигналов данных и голоса в отведённых интервалах времени (Time Division Multiplexing);
VoIP	– технология, которая обеспечивает передачу голоса в сетях с пакетной коммутацией по протоколу IP (Voice over Internet Protocol).

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГПО «БЕЛЭНЕРГО»

2.1. Общие требования к развитию объединённой энергосистемы

Общие требования к развитию объединённой энергетической системы направлены на обеспечение:

- сбалансированности и экономической обоснованности размещения генерирующих мощностей с учётом изменения уровня тепло- и электропотребления;
- достаточной пропускной способности системообразующей сети;
- создание зон эффективного управления энергосистемой.

Кроме того, требования включают комплекс мер, повышающих надёжность энергосистемы с последующим достижением определённых целей. Особое внимание акцентировано на обеспечении режимной надёжности энергосистемы с выделением конкретных мероприятий.

2.2. Оперативно-диспетчерское управление режимом объединённой энергосистемы

2.2.1. Планирование режима

В части планирования режимов работы Белорусской энергосистемы в качестве приоритетных необходимо рассматривать следующие задачи:

- прогнозирование электропотребления;
- обеспечение требуемого резерва мощности;
- оптимизация распределения электрических нагрузок между электростанциями энергосистемы;
- обеспечение баланса электрических мощностей;
- оптимизация режимов работы электрической сети;
- планирование ремонтных работ.

Качественное решение данных задач позволит обеспечить надёжное и эффективное тепло- и электроснабжение потребителей республики и создать условия для успешной интеграции Белорусской АЭС.

2.2.1.1. Прогнозирование электропотребления

Основным направлением повышения качества прогнозирования электропотребления является реализация подходов, основанных на

планировании почасовых графиков нагрузки крупных промышленных потребителей, почасовых графиков генерации блок-станций и установлении экономических мер ответственности за несоблюдение указанных графиков со стороны потребителя.

Данная работа должна основываться на эффективном взаимодействии сбытовых подразделений энергоснабжающих организаций с потребителями.

Необходимо обеспечить возможность контроля и анализа за согласованными величинами потребления электрической энергии и мощности. Основным инструментом здесь является система АСКУЭ. Оснащение потребителей приборами учёта позволит осуществить мониторинг отклонений фактического уровня электропотребления от запланированного в разрезе конкретного потребителя.

2.2.1.2. Обеспечение требуемого резерва мощности

С учётом ввода Белорусской АЭС включённый резерв мощности позволит компенсировать небаланс мощности при отключении энергоблока АЭС 1200 МВт, а величина холодного резерва обеспечит замещение энергоблока мощностью 1200 МВт при его отключении в ремонт или для плановой загрузки топлива.

С целью минимизации затрат на поддержание вращающегося резерва мощности и повышения эффективности работы оборудования электростанций целесообразно рассматривать вариант комбинированного размещения включённого резерва на недогруженном оборудовании КЭС и резервных пиковых источниках.

2.2.1.3. Оптимизация распределения электрических нагрузок между электростанциями энергосистемы

Целью оптимизации распределения электрических нагрузок между работающими энергоблоками является минимизация расхода топлива на производство электроэнергии в целом по энергосистеме.

Для этого необходимо создание математического аппарата, позволяющего выполнять распределение нагрузки между энергоблоками энергосистемы в зависимости от характеристик относительных приростов расхода топлива.

Данный математический аппарат должен представлять собой комплекс компьютерных программ с соответствующими математическими моделями, позволяющий оптимизировать распределение электрических нагрузок между основными электростанциями ОЭС Беларуси.

2.2.1.4. Обеспечение баланса электрических мощностей

Введение в эксплуатацию атомной электростанции кардинальным образом изменит структуру и режим работы генерирующих мощностей, установленных в энергосистеме.

Главными требованиями по интеграции АЭС станут резервирование отключения энергоблоков большой единичной мощности и прохождение ночных провалов нагрузок, сложности которого обуславливаются базовым режимом работы энергоблоков АЭС.

Для интеграции АЭС в работу Белорусской энергосистемы необходимо выполнение следующих мероприятий:

- установка электродвигателей на ТЭЦ и применение электродвигательных – для обеспечения роста электропотребления в ночные часы с сохранением отпуска тепловой энергии;
- организация теплоснабжения вновь вводимых жилых районов за счёт электрифицированного обогрева – для обеспечения роста электропотребления, а также создания группы абонентов, подключённых к противоаварийной автоматике на время реализации резерва;
- строительство пиковых мощностей (ГТУ либо ГПА) на нескольких площадках – для создания высокоманевренных мощностей, позволяющих быстро восстанавливать баланс, а также обеспечивать снижение избыточности энергосистемы в часы минимальных нагрузок;
- обеспечение возможности работы конденсационных станций при минимальных составах включённого оборудования; обеспечение обогрева главного корпуса электростанций; обеспечение и резервирование системы теплоснабжения городов; создание условий для пуска данных энергоисточников «с нуля»;
- разработка автоматики для мгновенного восстановления баланса, направленной на кратковременное (на период загрузки генерирующих мощностей) отключение потребителей.

2.2.1.5. Оптимизация режимов работы электрической сети

Оптимизация режимов работы энергосистемы представляет собой сложную комплексную задачу, которая должна решаться в условиях непрерывно меняющихся нагрузок с помощью вычислительной техники на основании математических моделей энергосистемы.

Данный процесс подразумевает:

- поддержание требуемого баланса реактивной мощности;
- поддержание уровней напряжения в допустимых пределах;
- поддержание оптимальных уровней напряжения у потребителей;
- оптимальное распределение потоков реактивной мощности в сетях, обеспечивающее минимум потерь активной и реактивной мощности;
- поддержание максимально возможного, с учётом технических ограничений, уровня напряжения в сетях 35–220 кВ и оптимального в сетях 330 кВ и 750 кВ.

Решение данной задачи энергосистемы должно базироваться на показателях оптимизации режимов работы сети 0,4–110 кВ, которые являются исходными данными для основной сети ОЭС Беларуси.

Оптимизация режимов работы основной сети ОЭС Беларуси производится РУП «ОДУ», а в остальной сети – РУП-облэнерго и филиалами электрических сетей РУП-облэнерго.

Повышения качества планирования и оптимизации режимов работы Белорусской энергосистемы можно достигнуть за счёт использования единого программного обеспечения (комплекса) при проведении расчётов установившихся и переходных режимов.

Применение единого программного продукта диспетчерскими центрами на всех уровнях позволит наиболее эффективно производить расчёты установившихся и переходных режимов с минимальными трудовыми затратами на создание и поддержание расчётной схемы.

2.2.1.6. Планирование ремонтных режимов работы энергосистемы

Гарантией обеспечения надёжности энергосистемы является повышение эффективности планирования ремонтов основного оборудования электростанций и сетей и ремонтных режимов в части:

- обеспечения необходимых рабочих мощностей с учётом требуемых оперативных резервов активной мощности;
- контроля поддержания характеристик оборудования, обеспечивающих необходимые регулировочные диапазоны и манёвренность;
- разработки и контроля выполнения графиков ремонтов генерирующего и сетевого оборудования;
- установления заданий по поддержанию напряжений и резервов реактивной мощности;
- контроля перетоков мощности в различных сечениях сети;
- соблюдения критерия $n-1$;
- расчётов токов КЗ, устойчивости работы сетей и режимов по условиям надёжности, определения и выдачи уставок РЗА;
- обеспечения регулирования частоты и мощности.

При планировании ремонтов электросетей обязательно предусматривается процедура разработки планов действий при аварийных ситуациях. Выбор возмущающих факторов при разработке таких планов должен зависеть от особенностей конкретных схем, состава оборудования, готовности персонала к действиям и условий энергоснабжения потребителей. При этом не должно возникать не предусмотренного договорами на электроснабжение ограничений энергопотребления, недопустимых перегрузок оборудования электростанций, подстанций и сетей.

2.2.2. Ведение режима

Для ведения оптимального режима необходимы:

- на каждом уровне диспетчерского управления – наличие в качестве «советчика» дежурного диспетчера программного модуля, обеспечивающего указанную функцию;
- создание системы автоматического регулирования частоты и мощности с действием на блочное оборудование основных электростанций;
- расширение использования автоматизированных систем управления и сбора информации о параметрах работы энергосистемы и происходящих в ней нарушениях;
- оптимизация потоков реактивной мощности для более эффективного регулирования напряжения, повышения пределов устойчивости энергосистемы и снижения потерь электроэнергии путём установки средств регулирования (компенсации);
- повышение эффективности использования сетевой инфраструктуры и создание инструмента для ликвидации аварийной ситуации путём установки на межгосударственных сечениях ОЭС Беларуси средств принудительного распределения потоков активной мощности;
- разработка специальных схем заземления линий электропередачи, позволяющих максимально сократить время ремонтных работ на ВЛ за счёт совместного их выполнения несколькими РУП-облэнерго или электросетевыми филиалами;
- автоматизация процесса оперативных переключений с использованием телеуправления.

В области обеспечения эффективности противоаварийного управления, особенно с вводом Белорусской АЭС в баланс энергосистемы, важное значение приобретают способы оперативного восстановления баланса с использованием дискретных воздействий на уровень потребления в узлах нагрузок и энергосистеме в целом.

2.3. Электрические сети (системообразующие)

2.3.1. Воздушные линии электропередачи 220–330–750 кВ

Основными направлениями технического переоснащения и развития системообразующей сети 220–330–750 кВ на предстоящий период должны стать:

- обеспечение выдачи мощности вновь вводимых генерирующих мощностей;

- продолжение работ по переводу сети напряжением 220 кВ на напряжение 330 и 110 кВ;
- увеличение надёжности питания важных энергоузлов;
- реконструкция физически изношенных электрических сетей;
- оснащение системообразующих сетей интеллектуальными системами противоаварийной и режимной автоматики;
- внедрение геоинформационных систем на основе систем спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС).

2.3.2. Воздушные линии электропередачи 110 кВ

Приоритетными направлениями развития сетей 110 кВ являются:

- строительство, реконструкция, расширение и модернизация сетей;
- поэтапный вывод из эксплуатации линий электропередачи напряжением 35 кВ с переводом сети 35 кВ на напряжение 110 кВ или 10 кВ с подключением нагрузки по сети 10 кВ к ближайшей ПС 110 кВ.

Также в сетях 110 кВ необходимо продолжить работы:

- по изменению схем внешнего энергоснабжения в соответствии с требованиями по резервированию основного электропитания ответственных потребителей;
- по замене выработавшей свой ресурс подвесной фарфоровой изоляции на стеклянную или полимерную.

В целом строительство (реконструкцию) электрических сетей напряжением 110, 330, 750 кВ следует осуществлять с применением следующих перспективных технических решений:

- облегчённых опор повышенного типа с расположением проводов над лесным массивом (при прохождении ВЛ по землям лесного фонда);
- стальных оцинкованных многогранных или композитных опор (на основе технико-экономического сравнения вариантов, в том числе традиционных конструкций железобетонных и металлических решетчатых опор), а также многоцепных (двухцепных) для улучшения экологической обстановки вблизи ВЛ и сокращения ширины полосы, занимаемой трассой ВЛ;
- сталеалюминиевых проводов повышенной пропускной способности (на основе технико-экономического сравнения вариантов с традиционными конструкциями проводов);
- грозозащитных тросов со встроенным оптоволоконном для организации по ним современных высокоскоростных каналов связи;
- полимерной изоляции последнего поколения, надёжность работы которой подтверждена безотказной эксплуатацией в течение нормативного срока службы;

– линейной арматуры повышенной износостойкости и прочности, в том числе:

- грузов-ограничителей закручивания проводов и снегоотталкивающих колец для защиты проводов от налипания мокрого снега;
- многорезонансных гасителей вибрации, предназначенных для эффективного ограничения на ВЛ вибрации фазных проводов и грозозащитных тросов;
- подвесных ограничителей перенапряжений для повышения грозоупорности ВЛ 330 кВ и выше (на основе технико-экономического сравнения вариантов с традиционными техническими решениями по тросовой грозозащите ВЛ).

2.3.3. Кабельные линии электропередачи 35–330 кВ

В кабельных линиях 35–330 кВ рекомендуется применять преимущественно силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, в том числе при переводе воздушных линий электропередачи в кабельное исполнение, а также в схемах выдачи мощности электрических станций (с учётом соответствующего технико-экономического обоснования).

Приоритетно использование кабельных муфт, выполненных по технологии поперечно-сшитых полимеров с пластичной памятью формы. Материалы, применяемые для кабельной полимерной арматуры, должны быть устойчивыми к воздействию солнечной радиации, обладать высокими диэлектрическими свойствами и предназначаться для прокладки в любых климатических и производственных условиях.

2.4. Распределительные электрические сети

Сети 0,4–10 кВ. Наиболее перспективными направлениями развития электрических сетей 0,4–10 кВ являются:

- внедрение современных или новейших технических решений по секционированию и автоматизации, а также максимальное приближение пунктов трансформации 10/0,4 кВ к потребителям и уменьшение длины линий электропередачи 0,4 кВ;
- увеличение объёмов строительства (реконструкции) с применением изолированных (ВЛИ 0,4 кВ) и защищённых (покрытых) проводов (ВЛП 10 кВ), а также применение мачтовых трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, быстромонтируемых закрытых ТП, столбовых ТП, блочных комплектных ТП в бетонной оболочке и др.;

- применение только самонесущих изолированных проводов на ВЛ до 1 кВ, а также только покрытых проводов на ВЛ 10 кВ, проходящих по населённой местности, лесным массивам, лесопарковым зонам и вблизи водоёмов;

- планомерная реконструкция (замена) кабельных сетей 6–10 кВ, имеющих изношенные кабельные линии, в областных, районных городах Республики Беларусь и в г. Минске с учётом их полного износа и выработки расчётного ресурса;

- организация работ под напряжением на воздушных линиях электропередачи до 1000 В;

- совершенствование нормативно-технической и правовой базы, методического обеспечения;

- внедрение интегрированных автоматизированных систем (ИАСУ РЭС), обеспечивающих комплексное решение эксплуатационных, оперативных, режимных и других задач.

Кроме того, при строительстве (реконструкции) электрических сетей 0,4–10 кВ должны применяться следующие перспективные технические решения:

- вольтодобавочные трансформаторы 10 кВ и бустеры 0,4 кВ, монтируемые на опорах ВЛ, для повышения пропускной способности распределительных сетей;

- автоматизированные микропроцессорные системы дистанционного управления оборудованием;

- кабели 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена или с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом (индекс «Ц»);

- кабели с водоблокирующими, герметизирующими экран слоями, то есть кабели, в маркировке которых присутствует индекс «2г» – при прокладке КЛ непосредственно в земле, независимо от текущей влажности грунта; кабели с дополнительной герметизацией жилы с индексом «гж» – при прокладке в грунтах с высокой степенью водонасыщения;

- кабели, в маркировке которых присутствует индекс «у» (оболочка увеличенной толщины), – в городских условиях при прокладке КЛ непосредственно в земле. Данные типы кабелей имеют повышенную стойкость к механическим воздействиям;

- универсальные кабели для воздушно-подземной прокладки без использования переходной кабельной арматуры либо с термоусаживаемой арматурой.

Строительство КЛ должно выполняться с учётом следующих требований:

- допуск к монтажу КЛ только аттестованных специализированных организаций, имеющих квалифицированный персонал, обученный монтажу кабельной арматуры конкретного производителя;
- применение кабельной продукции, прошедшей входной контроль и изготовленной в соответствии с техническими условиями, гармонизированными с ГОСТ (МЭК), с подтверждением заявленных характеристик протоколами типовых испытаний;
- осуществление прокладки КЛ с использованием оборудования, контролирующего и регистрирующего усилие тяжения кабеля;
- использование песка или песчано-гравийной смеси в качестве подсыпки и засыпки кабеля (применение просеянного грунта обратной засыпки исключить);
- внедрение новых типовых конструкций кабельных колодцев, позволяющих производить монтаж КЛ с соблюдением минимально допустимых радиусов изгиба;
- подключение КЛ к оборудованию с соблюдением минимально допустимых радиусов изгиба; крепление кабеля в кабельном отсеке (габариты кабельного отсека должны обеспечивать выполнение данного требования);
- использование герметизированных адаптеров при присоединении к малогабаритному оборудованию;
- расширение внедрения трассомаркирующих систем;
- перевод электрической сети в режим резистивного заземления нейтрали с построением релейной защиты с действием на отключения при возникновении однофазных коротких замыканий на землю.

2.5. Электрооборудование электрических станций и подстанций

2.5.1. Генераторы и их системы возбуждения

2.5.1.1. Основным направлением при техническом перевооружении и новом строительстве является внедрение генераторов, обладающих наименьшими материальными и трудовыми затратами на техническое обслуживание и ремонт.

Новые машины должны характеризоваться простотой в эксплуатации, надёжностью и безотказностью, экологической безопасностью, ремонтнопригодностью в условиях электростанций, а их вспомога-

ные системы (охлаждения, маслоснабжения и др.) – простотой технологической схемы и эксплуатации.

Для машин до 350 МВт включительно рекомендуется применение воздушной системы охлаждения.

2.5.1.2. При техническом перевооружении и новом строительстве должны внедряться генераторы, оснащённые системой контроля и диагностики (обмоток статора и ротора, в том числе на отсутствие витковых замыканий, вибрации подшипников и сердечника статора, контроля воздушного зазора, подстуловой изоляции, измерения напряжения по концам вала и других эксплуатационных параметров), позволяющие предотвращать повреждения во время работы и планировать ремонты «по техническому состоянию».

2.5.1.3. Рекомендуется применять следующие технологии и системы:

- термореактивную изоляцию с вакуумно-нагнетательной пропиткой полностью уложенной обмотки или изоляцию из пропитанных лент;
- материал и конструктивное исполнение бандажных колец, обеспечивающих оптимальный период контроля (не менее 8–10 лет) и совпадающих с ремонтным циклом турбогенератора;
- для генераторов, работающих в режимах недовозбуждения, – запечённые крайние пакеты сердечника статора;
- подшипники с принудительной системой смазки, самоустанавливающимися вкладышами, изолированные от фундамента и от всех маслопроводов;
- эффективные системы вентиляции и охлаждения, позволяющие уменьшить массогабаритные размеры машины и увеличить её КПД, а также осуществлять подпитку воздухом и влагоудаление в рабочем режиме, влагоудаление (осушение) во время останова;
- упругую подвеску сердечника статора для уменьшения влияния вибраций машины;
- шумозащитные кожухи, в том числе для ЩКА;
- гидropодъём ротора;
- встроенные датчики контроля температуры нагрева обмоток статора, ротора, подшипников и охлаждающей среды;
- встроенные датчики контроля вибрации подшипников и сердечника статора;
- системы, обеспечивающие контроль сопротивления обмотки ротора и подстуловой изоляции подшипников на работающей машине;
- системы контроля технологических параметров маслоснабжения подшипников (давление, расход, температура);

– системы контроля технологических параметров охлаждения генератора (температура на входе и сливе охладителей, давление и расход воды);

– современные системы диагностики, позволяющие заранее планировать объёмы ремонтов и предотвращать технологические нарушения.

2.5.1.4. Применять ЩКА с пружинами постоянного давления и щёткодержателями со съёмными блоками. ЩКА должен быть оснащён системой мониторинга значимых текущих параметров (температура холодного и горячего воздуха, разность температур).

2.5.1.5. Основные требования к эксплуатационным показателям включают применение:

- генераторов с полным назначенным сроком службы менее 40 лет;
- генераторов с наработкой на отказ менее 22 тыс. ч.;
- генераторов со сроком эксплуатации между капитальными ремонтами менее 8 лет;
- бандажных колец ротора из коррозионно-нестойких материалов;
- компаундированной обмотки статора и ротора;
- генераторов с номинальным коэффициентом мощности менее 0,85 для турбогенераторов мощностью 110 МВт и выше и 0,8 для генераторов меньшей мощности;
- генераторов, имеющих КПД ниже 98 %.

2.5.1.6. Рекомендуется применять системы возбуждения генераторов:

- прошедшие комплексные испытания на электродинамических моделях;
- с автоматическими микропроцессорными регуляторами и 100 %-ным резервированием.

2.5.1.7. При техническом перевооружении и новом строительстве рекомендуется не применять водяное охлаждение тиристорных преобразователей.

2.5.1.8. Рекомендуемые характеристики систем возбуждения:

Тип системы возбуждения	<i>Тиристорная</i>
Схема возбуждения	<i>Самовозбуждение или независимое возбуждение</i>
Срок эксплуатации	<i>Не менее 30 лет</i>
Кратность форсировки по току	<i>Не менее 2,0</i>
Кратность форсировки по напряжению	<i>Не менее 2,0</i>
Срок эксплуатации между капитальными ремонтами	<i>Не менее 8 лет</i>

2.5.2. Генераторные выключатели

2.5.2.1. При техническом перевооружении и новом строительстве рекомендуется применять:

- элегазовые выключатели (для генераторов небольшой мощности допускается применение вакуумных выключателей, специально предназначенных для коммутации генераторной цепи) или элегазовые генераторные комплексы со встроенным разъединителем и измерительными трансформаторами тока и напряжения.

2.5.2.2. Выключатель должен быть снабжён:

- указателем положения контактов;
- счётчиком операций;
- устройством контроля ресурса;
- указателем состояния зарядки пружин;
- сигнализацией и манометром состояния элегаза с блокировкой при утечке элегаза;
- разъёмами автономной герметизации элегаза.

2.5.2.3. Для генераторных комплексов в конструкции должна быть реализована визуализация включённого-отключённого положения разъединителя (видимый разрыв).

2.5.3. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы

2.5.3.1. На автотрансформаторах, трансформаторах (в том числе линейно-регулируемых), шунтирующих управляемых и неуправляемых и компенсационных реакторах с целью повышения надёжности и снижения эксплуатационных затрат, как правило, должны использоваться следующие передовые технические и технологические решения:

- магнитопроводы со сниженными потерями за счёт применения высококачественной электротехнической стали с уровнем удельных потерь 0,8 Вт/кг при индукции 1,5 Тл; применение сталей толщиной 0,23–0,3 мм; сборка магнитопроводов по технологии с полным косым стыком;
- обмотки из транспонированного провода со склейкой; прессующая система из электрокартона, не подверженного усадке;
- вводы 110–330 кВ герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка, с твёрдой RIP изоляцией;
- комплектация специальной уплотняющей резиной на весь срок службы оборудования;
- системы пожаротушения и предотвращения взрывов и пожаров;

- расширенная система мониторинга (диагностики) для мощности 63 МВт и выше;
- конструкция охлаждающих устройств (радиаторов) – пластинчатая (плоскоштампованные радиаторы, оцинкованные методом горячего погружения);
- пониженный уровень шума;
- шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора, оцинкованные или изготовленные из нержавеющей стали, обеспечивающие контроль доступа в шкаф с сигнализацией, плавный пуск и токовую защиту электродвигателей маслонасосов и вентиляторов, контроль состояния (исправности) коммутационных аппаратов, управляющих двигателями, наличие панели дистанционного управления, устанавливаемой в ОПУ, для оперативного управления и визуализации состояния системы охлаждения, наличие канала связи для передачи в систему мониторинга или АСУ ТП информации о состоянии системы охлаждения, самодиагностики шкафа.

2.5.3.2. Основными функциями системы управления охлаждением являются:

- управление системой охлаждения по показателям нагрузочной способности и контроль состояния каждого электродвигателя системы охлаждения в отдельности;
- возможность плавного пуска и уменьшения пусковых токов;
- защита электродвигателей от перегрузки и короткого замыкания;
- защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
- индикация нагрузки электродвигателей;
- обнаружение ненагруженного двигателя или работающего с повышенным моментом нагрузки.

2.5.3.3. При техническом перевооружении рекомендуется применять силовые трансформаторы, АТ и реакторы:

- не предусматривающие проведения капитальных ремонтов в период гарантированного ресурсного срока эксплуатации либо оборудованные системами диагностики, позволяющими планировать ремонты «по техническому состоянию»;
- с уровнем динамической стойкости, превышающим максимально возможный сквозной ток короткого замыкания в месте установки;
- оснащённые устройствами регулирования под напряжением, исключающими останов переключающего устройства в промежуточном положении;

- оснащённые устройствами автоматической подпрессовки обмотки;

- обеспечивающие взрывобезопасность за счёт применения систем предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях (клапаны, системы предотвращения взрывов и пожаров).

2.5.3.4. При техническом перевооружении и новом строительстве рекомендуется не применять трансформаторы и автотрансформаторы с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 30 лет.

2.5.4. Распределительные устройства

2.5.4.1. Перспективным направлением является строительство ПС без обслуживающего персонала, а также переход на более высокие классы напряжений:

- с 35 кВ на 110 кВ;
- с 220 кВ на 330 кВ.

2.5.4.2. В городах в местах плотной застройки при техническом перевооружении и новом строительстве предпочтительно применение комплектных элегазовых распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше, располагаемых в закрытых (подземных) помещениях.

2.5.4.3. На ПС с закрытыми РУ рекомендуется использование тепловых трансформаторов и АТ для обогрева помещений.

2.5.4.4. На ПС напряжением 330–750 кВ питание сторонних потребителей 6–35 кВ рекомендуется осуществлять от отдельных трансформаторов 110 кВ.

2.5.4.5. При техническом перевооружении и реконструкции, а также новом строительстве распределительных устройств рекомендуется применять следующее оборудование:

- элегазовые КРУЭ 110–750 кВ;
- компактные ячейки 110–330 кВ (конструкции, объединяющие высоковольтные выключатели, разъединители и заземлители в одно компактное устройство);
- малообслуживаемые разъединители 110–750 кВ;
- жёсткую ошиновку ОРУ 110–330 кВ с максимальным использованием блочной заводской комплектации;
- ОПН, в том числе подвесные на основе оксидно-цинковых варисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоёмкостью и защитным уровнем;
- трансформаторы тока с классом точности обмоток, используемых для коммерческого учёта, в соответствии с требованиями ТНПА, обеспечивающие повышенную надёжность и пожаробезопасность;

- однотипные трансформаторы тока на разных присоединениях одного РУ для обеспечения надёжной работы дифференциальной защиты шин;
- комбинированные трансформаторы тока и напряжения в одном корпусе;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения, предотвращающие возникновение феррорезонансных перенапряжений в силовой сети;
- однотипное оборудование для каждого класса напряжения;
- опорную и подвесную изоляцию для оборудования ОРУ с гарантированным сроком службы не менее 30 лет;
- вакуумные выключатели 110 кВ как одно из перспективных направлений развития коммутационной техники.

2.5.4.6. На всех типах открытых распределительных устройств рекомендуется применять следующие прогрессивные строительные решения:

- стальные порталы, опоры под оборудование, шкафы наружной установки, элементы внешней системы молниезащиты, ограждения территории подстанции и т.д., а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование, защищённые от коррозии на заводах-изготовителях с применением технологии горячего или холодного оцинкования;
- высокоэффективные материалы для защиты от коррозии строительных конструкций;
- облегчённые предварительно-напряжённые железобетонные стойки, лежни и железобетонные сваи под оборудование;
- сталеалюминиевые провода со стальным сердечником, заполненным смазкой;
- стеклянные изоляторы со сниженным уровнем радиопомех и с уплотнениями из кремнийорганической резины;
- полимерные подвесные и опорные изоляторы.

2.5.4.7. При техническом перевооружении и новом строительстве не рекомендуется применять:

- выключатели и разъединители с гарантированным ресурсным сроком эксплуатации менее 30 лет;
- разъединители с фарфоровой опорно-стержневой изоляцией без электродвигательного привода 110 кВ и выше;
- чёрную сталь без покрытия для заземлителей и заземляющих проводников.

2.5.5. Электрооборудование собственных нужд

2.5.5.1. При техническом перевооружении, реконструкции и новом строительстве в системах СН напряжением выше 1 кВ рекомендуется применять:

- распределительные устройства, соответствующие современным требованиям по безопасности, удобству обслуживания, ремонтно-пригодности, эргономичности;
- токоограничивающие реакторы с полимерной изоляцией;
- кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, коррозионно-стойкие, пожаробезопасные (не поддерживающие горение);
- кабельную арматуру на основе термоусаживаемых элементов;
- безмасляные (сухие) трансформаторы в ЗТП и во внутренних помещениях электроустановок;
- системы контроля температуры разъёмных контактов в шкафах ввода КРУ и КСО 10 кВ, секционных выключателей, отходящих присоединений наиболее важных потребителей;
- устройства плавного пуска и частотно-регулируемый электропривод для электродвигателей СН, оснащённые системами контроля и диагностики; при этом электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, должно полностью удовлетворять требованиям электромагнитной совместимости.

Для обеспечения надёжности работы механизмов СН при использовании ЧРЭП проектные решения должны учитывать специфику его эксплуатации, в том числе:

- унификацию оборудования ЧРЭП по типу, схеме построения, напряжению и мощности;
- обеспечение требуемого времени самозапуска;
- необходимость резервирования оборудования, обеспечение быстрого восстановления, возможности работы механизма в обход ЧРЭП;
- обеспечение комплексного подхода при модернизации оборудования (необходимость замены при внедрении ЧРЭП электродвигателя, питающей ячейки и т.д.).

2.5.5.2. Распределительные устройства собственных нужд 6–10 кВ должны характеризоваться надёжностью, безопасностью при работе и техническом обслуживании, ремонтнопригодностью и удобством при обслуживании. В этих целях рекомендуется применять:

- РУСН повышенной заводской готовности;
- ячейки распределительных устройств, оснащённые указателями наличия напряжения, устройствами блокировки и замками, предотвращающими ошибочные действия обслуживающего персонала;

- операции вката и выката, возможные только при закрытой передней панели и осуществляющиеся при помощи специальных рукояток;

- ячейки, обладающие стойкостью к воздействию внутренней электрической дуги, имеющие быстродействующую дуговую защиту, конструкция которых обеспечивает выброс продуктов горения дуги преимущественно в необслуживаемую зону;

- заземляющий разъединитель, обладающий стойкостью к включению на КЗ;

- техническое обслуживание, сведённое к простым плановым проверкам во время эксплуатации, очистке и смазыванию с наименьшей периодичностью;

- компоновочные решения, позволяющие расширение РУСН с установкой дополнительных ячеек.

2.5.5.3. При техническом перевооружении, реконструкции и новом строительстве в системах СН напряжением до 1 кВ рекомендуется применять:

- распределительные устройства, низковольтные комплектные устройства, щиты и силовые сборки, отвечающие современным требованиям по безопасности, удобству обслуживания, ремонтпригодности, эргономичности (РУСН модульной конструкции с выдвижными функциональными блоками);

- автоматические выключатели 0,4 кВ в комплекте с микропроцессорными блоками защит или оснащённые электронными расцепителями;

- электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, полностью удовлетворяющее требованиям по защите и излучению электромагнитных помех;

- асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором с коэффициентом полезного действия не менее значений, установленных для класса энергоэффективности IE2;

- УПП и ЧРЭП для электродвигателей механизмов СН мощностью 50 кВт и более;

- конструкции шкафов и сборок 0,4 кВ, обеспечивающие удобство и безопасность обслуживания;

- защитные экраны из прозрачного электроизоляционного материала;

- дизельные генераторы и/или системы бесперебойного питания – как резервные устройства питания ответственных потребителей собственных нужд. В качестве резервного источника питания для

СБП (инверторов) рекомендуется применять только малообслуживаемые стационарные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи третьей группы.

2.5.6. Электродвигатели собственных нужд

Электродвигатели механизмов собственных нужд должны удовлетворять следующим требованиям:

- соответствовать классам энергоэффективности IE 2–IE 4, иметь степень защиты не ниже IP 44 в машинных залах и в наружных электроустановках – IP 55;
- иметь термореактивную изоляцию класса нагревостойкости F для электродвигателей напряжением выше 1 кВ, изготовленную с применением вакуумно-нагнетательного процесса;
- конструкция электродвигателей должна обеспечивать удобство обслуживания, ремонтпригодность в условиях эксплуатирующего предприятия (в случае сложных ремонтов – на специализированном предприятии);
- необходимо применять моноблочные конструкции или установку на одной раме заводского исполнения электродвигателя и приводимого механизма;
- подшипники крупных электродвигателей должны оснащаться системами замены и пополнения смазки через ниппель, на работающем электродвигателе;
- для двигателей ответственных механизмов необходимо использовать подшипники с повышенными сроками службы;
- конструкция двигателя обязана обеспечивать низкий уровень шума и вибрации;
- электродвигатели ответственных механизмов должны быть оснащены системами контроля температуры обмотки, сердечника статора, подшипниковых узлов, датчиками вибрации;
- электродвигатели ответственных механизмов на напряжение 0,4 кВ должны иметь встроенную температурную защиту;
- для электродвигателей, работающих в составе частотно-регулируемого привода, требуется специальная усиленная изоляция, а для двигателей мощностью свыше 100 кВт – изолированный подшипник;
- импульсная прочность изоляции электродвигателя призвана обеспечивать надёжную работу при возникающих в эксплуатации перенапряжениях;
- предпочтительным условием при приобретении электродвигателей собственных нужд является наличие технического центра по оказанию помощи при проектировании, монтаже, наладке, ремонту

и эксплуатации, гарантии поставки необходимых запчастей, технической (сервисной) поддержки в течение всего периода эксплуатации.

2.5.7. Системы оперативного тока

2.5.7.1. Системы оперативного постоянного тока электрических станций, преимущественно используют постоянный ток. Переменный ток допускается только для питания объектов типа ПТК АСУ, использующих очень низкое напряжение (от 5 до 30 В) и имеющих достаточно большую протяжённость, не допускающую организации сетей питания на таких напряжениях. Для данных объектов, имеющих двойное питание (от АБ и сети надёжного питания 0,4 кВ) и внутренний генератор 50 Гц, рекомендовано применение автоматического бесперебойного питания.

Вся прочая вторичная коммутация на электростанциях должна работать на постоянном оперативном токе 220 В.

Допускается организация переменного оперативного тока на РП, ТП 6–10 кВ и ПС 35 кВ. При этом система выполняется с учётом питания от двух секций СН 0,4 кВ через отдельные трансформаторы с АВР между линиями питания.

2.5.7.2. СОПТ отвечает следующим основным требованиям:

- расчётная длительность разряда аккумуляторной батареи должна учитывать её способность отдавать расчётную ёмкость в аварийной ситуации в течение всего срока службы, время прибытия персонала и выявления им неисправности в СОПТ и принятия мер по восстановлению нормального режима работы АБ и СОПТ в целом;

- необходимо применять малообслуживаемые свинцово-кислотные АБ III группы, с использованием на ПС батарей, оснащённых фильтр-пробками для рекомбинации газов, со сроком службы не менее 20 лет и способностью обеспечивать максимальные расчётные толчковые токи после гарантированного не менее чем двухчасового разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд) в течение всего срока службы;

- селективную работу защитных устройств при КЗ необходимо осуществлять в сети оперативного постоянного тока, сопровождающегося снижением напряжения на нагрузке ниже допустимой, с минимальным временем, исключаящим перезагрузку микропроцессорных терминалов устройств РЗА;

- должно быть обеспечено выполнение требований к электромагнитной совместимости;

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

- выявляется снижение изоляции каждого полюса и одновременно – на обоих полюсах СОПТ;

- защита сети оперативного постоянного тока осуществляется с использованием предохранителей электробезопасного исполнения наряду с автоматическими выключателями;

- учитывается технологическая совместимость зарядно-подзарядных агрегатов и АБ.

2.5.7.3. СОПТ интегрирует в единое целое:

- а) источники питания в виде аккумуляторных батарей и ЗПА, работающих в режиме постоянного подзаряда АБ и питания нагрузки;

- б) приёмно-распределительные щиты постоянного тока, причём у каждой АБ должен быть отдельный ЩПТ;

- в) силовые и контрольные кабели;

- г) потребителей постоянного тока, в том числе:

- устройства релейной защиты и автоматики;

- цепи управления высоковольтными аппаратами;

- оперативную блокировку разъединителями (резерв);

- устройства противоаварийной автоматики;

- АСУ ТП и ТМ (резерв);

- аварийное освещение;

- устройства связи (резерв).

СОПТ может иметь следующую структуру:

- централизованную – применяются одна или две АБ для питания ППТ;

- децентрализованную – применяются две и более АБ для питания ППТ одного или нескольких присоединений, расположенных в помещениях релейных щитов, приближённых к первичному оборудованию.

2.5.7.4. ЗПА должны обеспечивать:

- возможность автоматического трехступенчатого режима заряда (режим ограничения тока, режим уравнительного заряда, режим постоянного подзаряда);

- стабилизирующее напряжение в режиме постоянного подзаряда (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация), соответствующее техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа, но не хуже чем $\pm 0,5\%$;

- качество напряжения, соответствующее техническим условиям электроприемников постоянного оперативного тока (например, устройства РЗА) в режимах как постоянного подзаряда, так и уравнительного заряда;

- электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (в частности, устройств РЗА), соответствующее их техническим условиям при нарушении связи с аккумуляторной батареей по любой причине;

- автоматический полный заряд аккумуляторной батареи за минимально возможное время с учётом ограничений, определённых техническими условиями на аккумуляторную батарею;

- питание нагрузки от ЗПА при отключении АБ по любой причине;

- подачу команды на запуск системы вентиляции при напряжении более 2,3 В/эл, а также блокировку для отключения режимов с напряжением более 2,3 В/эл при отключённой вентиляции.

2.5.7.5. При техническом перевооружении и новом строительстве рекомендуется применять:

- в РП 6(10) кВ и на ПС 35 кВ в составе СОПТ – герметизированные необслуживаемые АБ; срок службы оборудования должен составлять не менее 12 лет;

- для ПС без постоянного дежурного персонала – системы мониторинга, контролирующие основные параметры элементов АБ (напряжение, уровень электролита) и передачи информации в АСУ для удалённого доступа к ней;

- систему регистрации событий и состояния коммутационных аппаратов, устройств защиты и автоматики, зарядно-подзарядных агрегатов, адаптируемую в АСУ ТП энергообъекта;

- автоматику обогрева в помещениях аккумуляторных батарей;

- распределённые системы оперативного постоянного тока с раздельным питанием цепей защиты и управления, оснащённые устройствами автоматического отыскания замыкания на землю без отключения нагрузки;

- две АБ на ПС 220 кВ и выше, на ПС 110 кВ с количеством линий более трёх либо при суммарной мощности трансформаторов более 40 МВА;

- на электростанциях – одну аккумуляторную батарею на каждый блок.

Допускается установка АБ в модулях (контейнерах), соответствующих требованиям к взрывоопасным помещениям класса В-1а, оборудованных принудительной приточно-вытяжной вентиляцией (кондиционированием) и автоматикой для соблюдения температурного режима.

2.5.7.6. При техническом перевооружении и новом строительстве систем оперативного тока не рекомендуется применять на ПС 110 кВ и выше аккумуляторные батареи открытого и необслуживаемого,

герметичного исполнения (АБ-и I, IV и V групп) со сроком эксплуатации менее 20 лет.

2.5.8. Рекомендуемые требования к производителю выбираемого оборудования

От производителя выбираемого оборудования требуются:

- соответствие нормам ISO 9001, наличие сертификатов;
- наличие технического центра по оказанию помощи при проектировании, монтаже, наладке, ремонту и эксплуатации оборудования; гарантии поставки необходимых запчастей, технической (сервисной) поддержки в течение всего периода эксплуатации.

Рекомендуется отдавать предпочтение оборудованию, прошедшему испытания в лабораториях, входящих в состав независимых испытательных организаций.

2.6. Организация технического обслуживания и ремонта электрооборудования

В целях дальнейшей оптимизации периодичности ремонтов электрооборудования, повышения надёжности его работы и снижения затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание необходимо учитывать следующее:

- техническое обслуживание и ремонт осуществляются по смешанной стратегии, то есть ремонт выполняется с периодичностью, установленной в нормативно-технической документации, а объём операций восстановления формируется на основе требований эксплуатационной документации с учётом технического состояния основных частей оборудования;
- предпочтение отдаётся централизованной форме организации ремонта как наиболее эффективной, при которой текущий, средний и капитальный ремонты осуществляются специализированными подразделениями самого предприятия или подрядной организации;
- уровень развития современных средств диагностики и оценки технического состояния;
- степень внедрения автоматизированных систем планирования и контроля проведения ТОиР;
- совершенствование системы контроля качества ремонта путём внедрения современных способов контроля с применением передовых технических средств и методик;
- возможность заключения договоров сервисного обслуживания с заводами-изготовителями основного электротехническо-

го оборудования и специализированными сервисно-ремонтными предприятиями.

2.7. Рекомендации по модернизации некоторых видов электрооборудования ТЭС

2.7.1. Электротехническое силовое оборудование должно преимущественно заменяться в процессе технического перевооружения и реконструкции.

Допускается модернизация старого электрооборудования с целью продления срока его эксплуатации с меньшими, чем при замене, затратами или с целью сокращения эксплуатационных расходов на его ТОиР.

2.7.2. Рекомендуются следующие виды модернизации электрооборудования:

- модернизация турбогенераторов (особенно при выполнении модернизации или реконструкции турбин с увеличением мощности) по типовым программам предприятий-изготовителей, разработанным для конкретных типов машин, включающих перемотку обмотки статора генератора, ремонт или замену части пакетов сердечника, замену крайних пакетов (в том числе на запечённые), модернизацию системы охлаждения, перемотку и переклиновку обмотки ротора, модернизацию узла бандажных колец, замену торцевых типов уплотнений ротора на кольцевые, установку современных систем возбуждения и ЩКА;

- замена выключателей (рекомендуется для всех масляных и маломасляных выключателей в комплексе с РЗА и ПА);

- замена силовых кабелей (рекомендуется замена бумажно-масляных кабелей);

- замена оборудования собственных нужд (в основном текущая замена электродвигателей, которые регулярно ремонтируются в порядке ТОиР на эксплуатирующем предприятии или на специализированных ремонтных предприятиях и, как следствие, теряют показатели эффективности и надёжности);

- работы по выполнению требований ТНПА, предписаний, циркуляров, информационных писем;

- переоснащение электротехнических лабораторий с заменой приборного парка и аппаратуры для проверок, испытаний и диагностики электрооборудования.

2.7.3. Если на ТЭС планируется ТПиР основного оборудования, например энергоблока, одновременно должно планироваться ТПиР (полная замена) всего вспомогательного оборудования, контрольных кабелей

и аппаратуры, обслуживающих это основное оборудование, включая замену существующей или внедрение, если таковой не было, полномасштабной АСУ ТП.

2.8. Диагностика и мониторинг технического состояния электрооборудования

На вновь строящихся и реконструируемых энергообъектах рекомендуется применять электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность организации мониторинга технического состояния под рабочим напряжением без его отключения.

Применение средств и систем автоматической диагностики может быть преимущественно реализовано с функцией удалённого доступа к оперативной информации о техническом состоянии оборудования, возможности передачи оперативной информации в АСУ ТП.

Переоснащение электротехнических лабораторий производится с заменой приборного парка и аппаратуры для проверок, испытаний и диагностики электрооборудования.

Для электрооборудования, находящегося под рабочим напряжением, должен быть обеспечен непрерывный (автоматический) контроль состояния.

2.8.1. Генераторы

Диагностика и мониторинг технического состояния генераторов предполагают:

- оснащение генераторов автоматическими системами контроля и диагностики технического состояния, в том числе теплового и вибрационного состояния;
- внедрение современных методов контроля состояния конструктивных узлов и ремонта на месте установки генераторов (в том числе контроля состояния бандажей, активной стали, элементов подвески сердечника статора);
- применение тепловизионных методов анализа теплового состояния зоны выводов, щёточно-контактных узлов, элементов конструкции комплектных экранированных токопроводов.

2.8.2. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы

Для повышения безопасности и надёжности эксплуатации силовые трансформаторы и автотрансформаторы мощностью 63 МВА

и выше рекомендуется оснащать системами, позволяющими реализовать функции управления, мониторинга и диагностики, а именно:

- контроля состояния охладителей и эффективности системы охлаждения;
- расчёта времени, отработанного каждым маслонасосом и вентилятором;
- контроля температуры масла на входе и выходе системы охлаждения;
- контроля влажности масла;
- анализа газов, растворённых в масле;
- контроля текущего положения РПН с помощью аналоговых датчиков или по углу поворота привода;
- формирования и контроля исполнения команд на переключение отпаяк в режиме ручного управления РПН;
- контроля тока привода РПН;
- определения реального ресурса РПН в зависимости от нагрузки трансформатора и времени проведения ревизий;
- выявления отказов типа «самоход», «отказ в переключение», «застревание», «потеря синхронизации»;
- контроля температуры обмоток и оценки теплового износа изоляции;
- контроля температуры масла в баке РПН;
- контроля частичных разрядов.

Система мониторинга трансформатора, как правило, должна комплектоваться датчиками измерения первичных параметров, блоками обработки первичных параметров, блоками архивирования и визуализации, управления, обмена с системой верхнего уровня, интеграцией в АСУ.

Необходимо обеспечивать проведение периодического обследования технического состояния силовых трансформаторов, в том числе выработавших нормативные сроки эксплуатации, с применением методов тепловизионного контроля, оценки уровня частичных разрядов, выполнением расширенных анализов масла.

2.8.3. Оборудование открытых распределительных устройств

В ОРУ для их надёжности рекомендуется внедрять:

- тепловизионные методы обследования теплового состояния элементов конструкции электрооборудования и ошиновки ОРУ;
- системы видеонаблюдения, в том числе за положением коммутационной аппаратуры.

При периодическом диагностировании целесообразно применять:

- для опорной и подвесной изоляции:
 - оптический контроль фарфоровых и полимерных опорно-стержневых изоляторов;
 - звуковой и ультразвуковой контроль микротрещин в фарфоровых ОСИ;
- для ограничителей перенапряжения нелинейных:
 - измерение активной составляющей тока;
- при осуществлении диагностики ОПН предпочтение имеют средства дистанционной диагностики, беспроводные датчики, системы, позволяющие проводить измерения в on-line режиме;
- для шинопровода (закрытые, с литой изоляцией):
 - акустический контроль;
 - контроль по интенсивности частичных разрядов.

Периодическое диагностирование шин, высокочастотных заградителей, контактных соединений и аппаратных зажимов осуществляется тепловизионным, оптическим и другими современными методами контроля.

2.8.4. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией

Эксплуатируемые и вновь вводимые КРУЭ рекомендуется оборудовать системами мониторинга технического состояния под рабочим напряжением.

Система мониторинга КРУЭ предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции КРУЭ на наличие частичных и искровых разрядов.

СМ может обеспечивать контроль следующих модулей КРУЭ:

- коммутационных аппаратов – выключателей и разъединителей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- ограничителей перенапряжений;
- соединительных элементов – сборных шин, кабельных вводов, проходных вводов, элегазовых токопроводов.

СМ КРУЭ необходимо удовлетворять следующим требованиям:

- измерять интенсивность частичных разрядов в изоляции (в том числе в элегазовой среде) с чувствительностью, обеспечивающей определение дефекта на ранней стадии;
- обеспечивать локализацию места нахождения дефекта;
- формировать и обеспечивать визуализацию заключения о техническом состоянии контролируемых модулей КРУЭ.

СМ КРУЭ должна обеспечивать полную технологическую безопасность для оборудования и эксплуатационную безопасность для персонала, а также безопасную для оборудования и персонала передачу диагностических данных от первичных датчиков.

Вновь монтируемые и принимаемые из ремонта элегазовые комплектные устройства и отдельно стоящие элегазовые аппараты должны испытываться повышенным напряжением от постороннего источника с измерением и локацией частичных разрядов.

2.8.5. Оборудование собственных нужд

Электродвигатели ответственных механизмов СН на напряжение 6 кВ и выше необходимо оснащать системами контроля вибросостояния, температуры обмотки, сердечника статора, подшипников.

2.8.6. Рекомендации по диагностированию и мониторингу ВЛ

Диагностирование и мониторинг необходимо обеспечивать на всех стадиях технологического развития оборудования ВЛ (проектирования, строительства, реконструкции, модернизации и реновации). При этом диагностика и мониторинг технического состояния ВЛ могут быть проблемно ориентированы и достоверны. Надёжность систем мониторинга, устанавливаемых на опорах и проводах ВЛ, предпочтительно выше надёжности диагностируемого оборудования ВЛ.

Комплексная диагностика ВЛ включает следующие основные виды диагностических работ:

- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта;
- автоматизированные системы мониторинга грозовой активности, гололёда и пожаров в районах магистральных линий;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- контроль проявления высоковольтного пробоя.

2.8.7. Диагностирование и мониторинг КЛ

Рекомендуется переход от испытания повышенным выпрямленным напряжением к испытанию синусоидальным переменным напряжением сверхнизкой частоты (0,1 Гц) для силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и бумажно-пропитанной изоляцией.

Помимо испытаний повышенным напряжением для диагностики КЛ рекомендуются следующие методы неразрушающего контроля:

- измерение частичных разрядов и локализация их источника при подаче синусоидального переменного напряжения;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции кабеля.

Возможность применения данных методов должна быть учтена при приобретении новых или модернизации передвижных электротехнических лабораторий.

Названные методы неразрушающего контроля позволяют выявить участки КЛ с низкими изоляционными характеристиками и обеспечить планирование замены кабелей по их фактическому состоянию.

Система автоматического диагностирования (мониторинга) КЛ применяется для сбора, обработки, отображения и хранения информации, характеризующая рабочее (текущее) состояние основной изоляции, концевых и соединительных муфт КЛ в процессе эксплуатации.

Система предназначена для непрерывного мониторинга состояния изоляции концевых муфт КЛ на наличие частичных и искровых разрядов.

Основной целью оснащения КЛ системами автоматической диагностики (мониторинга) является обеспечение достоверной оценки текущего технического состояния КЛ, в том числе муфт КЛ, и возможности прогнозирования развития дефектов на основе базы данных по динамике развития разрядных процессов в изоляции, выявления дефектов в изоляции на ранних стадиях их развития.

Диагностика концевых кабельных муфт осуществляется с применением радиочастотной и/или акустической аппаратуры.

Система мониторинга КЛ регистрирует:

- параметры возникающих частичных разрядов, в том числе в кабельных муфтах;
- температуру муфт, токопроводящих жил и экранов КЛ.

Мониторинг рекомендуется осуществлять для КЛ 110 кВ и выше и/или КЛ, питающих ответственных потребителей.

2.8.8. Электромагнитная совместимость и молниезащита

Система заземления должна обеспечивать такую электромагнитную обстановку, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства, а электронное оборудование, встраиваемое в устройства распределения, управления и защиты, полностью удовлетворяет требованиям по электромагнитной совместимости.

2.9. Релейная защита и противоаварийная автоматика объектов электроэнергетической системы. Технические требования к устройствам и оборудованию релейной защиты и автоматики

2.9.1. Техническая политика ГПО «Белэнерго» в области РЗА и ПА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих устройств РЗА и ПА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем (отдельных устройств) РЗА и ПА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- внедрение устройств РЗА и ПА, отвечающих современным требованиям;
- снижение времени отключения коротких замыканий за счёт повышения быстродействия устройств релейной защиты;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счёт повышения чувствительности;
- сокращение времени принятия решений диспетчерским персоналом в аварийных ситуациях на основе полноты информации и оперативности её предоставления;
- снижение эксплуатационных затрат за счёт применения современных устройств РЗА и ПА, обеспечивающих непрерывную самодиагностику, и современных программно-аппаратных инструментальных средств диагностики;
- использование цифровых каналов связи, включая волоконно-оптические, и дублирующих каналов связи для передачи аварийных сигналов и команд;
- внедрение современных устройств релейной защиты и автоматики.

2.9.2. Реконструкция первичного электрооборудования станций и подстанций осуществляется только совместно с реконструкцией вторичных цепей, в том числе цепей релейной защиты и автоматики присоединения.

2.9.3. Для выполнения функций РЗА и ПА должны применяться специализированные микропроцессорные устройства, оснащённые стандартными портами и протоколами для интеграции в информационно-контролирующую систему РЗА.

В качестве стандартного протокола применяется МЭК 61850; использование других стандартных открытых протоколов допускается при соответствующем обосновании.

Использование нестандартных и закрытых протоколов не допускается.

Использование устройств РЗА на электромеханической элементной базе допускается при отсутствии аналогов на микропроцессорной базе. Не допускается выполнение РЗА и ПА с использованием микропроцессорных контроллеров.

2.9.4. Не рекомендуется эксплуатировать устройства РЗА и ПА сверх нормативного срока, который для устройств на электромеханической элементной базе составляет 25 лет, на микроэлектронной и микропроцессорной базах – 12 лет.

2.9.5. Устройства РЗА и ПА должны быть заменены в рекомендованном порядке, если установлено следующее:

- невозможность восстановления требуемых характеристик устройства при проведении технического обслуживания;
- фактический износ механической части электромеханического устройства до состояния, требующего его замены;
- неудовлетворительное состояние изоляции монтажных проводов по механической (высыхание, трещины, хрупкость) или электрической (сопротивление изоляции) прочности;
- рост числа случаев изменения характеристик и/или повреждений элементов устройства, выявленных при проведении технического обслуживания и при анализе случаев неправильной работы;
- рост числа случаев неправильного функционирования (процента неправильной работы устройства).

2.9.6. Не рекомендуется допускать к наладке, эксплуатации и расчёту уставок (в том числе и для проектных организаций) устройства РЗА и ПА без предварительного обучения персонала.

2.9.7. Рекомендовать к установке устройства РЗА и ПА специалистов компаний ABB, Alstom, General Electric, Schneider Electric, SIEMENS и ОАО «Белэлектромонтажналадка».

При установке устройств РЗА и ПА следует иметь:

- официально согласованные ГПО «Белэнерго» методики расчёта уставок для устройств РЗА и ПА, не имеющиеся в эксплуатации в РУП-облэнерго, который закупает данные устройства;
- качественный комплект документации, изложенной на технически грамотном русском (белорусском) языке;
- оперативную и качественную русско- или белорусскоязычную инжиниринговую поддержку для устройств РЗА и ПА.

2.9.8. В рамках одного объекта в сети одного напряжения при реконструкции или новом строительстве не допускается, как правило, приме-

нение микропроцессорных устройств РЗА более двух производителей. Модернизация (реконструкция) энергообъекта должна, по возможности, производиться комплексно, с полной заменой РЗА всего объекта. В случае поэтапной замены устройств РЗА по присоединениям следует обеспечить последующую возможность объединения и включения всех устройств РЗА в единую информационно-контролирующую управляющую систему РЗА.

2.9.9. При проектировании необходимо разрабатывать функциональную логическую конфигурацию микропроцессорного устройства для всех используемых функций с расчётом уставок устройств РЗА и ПА (на основании расчётов аварийных режимов), которая должна реализовываться в процессе наладки. Также в проекте следует представить расчёт токов аварийных режимов, расчёт сети постоянного тока, расчёт сети собственных нужд, в том числе с учётом нагрузок кабелей, расчёт нагрузки цепей тока и напряжения для оценки правильности выбора трансформаторов тока и напряжения и сечения жил вторичных кабелей, с учётом влияния насыщения трансформаторов тока от апериодической составляющей тока в переходных процессах.

2.9.10. Все функции релейной защиты и автоматики, являющиеся жизненно важными для предотвращения разрушения электрооборудования и обеспечения устойчивости и надёжности работы энергосистемы, выполняются децентрализованно, то есть на уровне одного присоединения (линия, трансформатор, генератор, электродвигатель и т.п.) или одной функции для нескольких присоединений (например, защита шин) в виде автономных микропроцессорных устройств. При выборе микропроцессорных устройств релейной защиты необходимо учитывать, что они должны отвечать требованиям быстродействия, селективности, чувствительности и надёжности отключения повреждённого электрооборудования.

2.9.11. Каждый элемент электроустановки должен иметь основную и резервную защиту. Основная защита предназначена для действия с временем меньшим, чем у других защит при повреждениях в пределах защищаемого элемента. Резервная защита предназначена для обеспечения дальнего резервирования, но может также выполнять функцию ближнего резервирования. Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети должны отвечать требованиям ближнего и дальнего резервирования.

2.9.12. При проектировании систем РЗА обеспечивается дальнейшее резервирование для сети 35 кВ и выше, для генераторов мощностью 1 МВт, для трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов

10 МВА. Допускается невыполнение дальнего резервирования в отдельных случаях, подтверждённых соответствующими расчётами. Для надёжной работы электрооборудования используются дополнительные меры по обеспечению ближнего резервирования, такие как установка второй аккумуляторной батареи, применение защит с абсолютной селективностью и т.д.

2.9.13. Для линий электропередачи 110 кВ и выше, блоков генератор-трансформатор с генератором напряжением 1 МВт и выше, шин напряжением 110 кВ и выше, реакторов, автотрансформаторов и трансформаторов мощностью 10 МВА и выше количество терминалов (устройств) РЗА и организация их цепей вторичной коммутации обуславливаются требованием обеспечивать выполнение техобслуживания устройств РЗА без отключения защищаемого оборудования и без ввода в работу неселективных защит.

2.9.14. Устройства резервирования отказа выключателей предусматриваются в необходимом порядке для электроустановок 110 кВ и выше с количеством присоединений на данном напряжении не менее четырёх (включительно). Рекомендуется на выключателях 110–220 кВ в качестве устройства использовать ДЗШ с функцией УРОВ.

2.9.15. При разработке проектов не допускается подключение более одного комплекта дифференциальной защиты шин на один kern трансформатора тока.

2.9.16. Устройства РЗА и ПА, устанавливаемые на одной ВЛ со всех сторон, призваны удовлетворять требованию функциональной совместимости, устройства релейной защиты смежных ВЛ – требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ВЛ для обеспечения селективности действия при дальнем резервировании.

2.9.17. Для присоединений линий 220 кВ и выше применяются отдельные терминалы управления; на присоединениях 35–110 кВ возможно совмещение функций защиты и управления в одном устройстве.

2.9.18. Рекомендуется предусматривать установку переключающих устройств (накладки, переключатели, испытательные блоки) в цепях отключения; УРОВ; оперативного ускорения, АПВ; тока и напряжения. Организация цепей РЗА и ПА присоединений 110 кВ и выше должна обеспечивать вывод комплексов РЗА и ПА без отсоединения жил контрольных кабелей.

2.9.19. На новых и реконструируемых подстанциях 110 кВ и выше питание микропроцессорных устройств выполняется от оперативного постоянного тока напряжением 220 В. Комплексы РЗА и ПА одного присоединения в нормальном режиме должны питаться, как правило,

от разных аккумуляторных батарей или разных секций оперативного постоянного тока при соответствующем обосновании обеспечения надёжности.

2.9.20. Для генераторов мощностью 10 МВт и выше и распределительных устройств 110 кВ и выше с количеством присоединений на данном напряжении не менее четырёх (включительно) применяются автономные РАС, в том числе для функций ОМП на отходящих линиях электропередач.

2.9.21. Надёжность функционирования релейной защиты обеспечивается применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению.

2.9.22. Для организации оперативной блокировки разъединителей используются отдельные микропроцессорные устройства либо данная функция интегрируется в информационно-контрольную систему РЗА. Не допускается организация цепей ОБР на строящихся объектах только с помощью релейно-контактной схемы.

2.9.23. Рекомендуется внедрение ВОЛС для напряжения 110 кВ и выше – как для организации защит с абсолютной селективностью, телеускорения защит, так и для возможности организации цепей связи, управления, в том числе для переключения групп уставок при изменении топологии сети и скачивания осциллограмм и результатов ОМП.

2.9.24. Использованию микропроцессорных устройств должны предшествовать специальные испытания для оценки ЭМО на энергообъекте и выполняться при необходимости мероприятия, обеспечивающие помехозащищённость устройств РЗА и ПА.

2.9.25. С целью повышения надёжности работы энергетических объектов выполняется оценка ЭМС применяемых на объектах микропроцессорных устройств РЗА и ПА в сравнении с уровнями электромагнитных помех.

2.9.26. При строительстве и реконструкции существующих энергообъектов осуществляются мероприятия по обеспечению информационной безопасности.

2.9.27. Не рекомендуется:

- применение ИБП для питания цепей РЗА;
- отсутствие 100 %-ного резерва системы регулирования возбуждения генераторов;
- применение шкафов с установкой более трёх независимых терминалов РЗА.

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

3.1. Основные направления технической политики при строительстве, реконструкции и модернизации ТЭС

Развитие электроэнергетического комплекса Республики Беларусь определено рядом действующих государственных программ, основополагающей из которых является Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года.

Реализация мероприятий данной программы, в том числе по вводу новых высокоэффективных генерирующих мощностей и выводу неэффективных, позволит значительно повысить эффективность работы Белорусской энергетической системы и сэкономить порядка 1265 тыс. т у.т.

В ближайшее время планируется продолжить разработку новой Отраслевой программы развития Белорусской энергетической системы на период с 2016 по 2020 год, в которой дальнейшие этапы развития будут определены с учётом интеграции в систему Белорусской АЭС (ввод первого её блока намечен в 2018 году).

Общее развитие Белорусской энергосистемы необходимо определять, исходя из прогноза потребления в республике электрической и тепловой энергии.

В условиях избытка установленной мощности и отсутствия роста потребления энергии новое строительство когенерационных установок и блок-станций является нецелесообразным.

Для дальнейшего повышения технико-экономических показателей работы Белорусской энергетической системы следует сосредоточиться на действующих энергоисточниках путём реализации комплекса мероприятий по следующим направлениям.

1. Развитие и модернизация теплоисточников. Мероприятия в данном направлении должны осуществляться в соответствии с утверждёнными в установленном порядке схемами теплоснабжения с созданием преимущественно комбинированного производства тепловой и электрической энергии и с учётом ввода в эксплуатацию мощностей атомной электростанции. При выборе основного оборудования ТЭЦ необходимо отдавать предпочтение устройствам, позволяющим обеспечить максимальную выработку электроэнергии

по теплофикационному циклу с учётом неравномерности загрузки в отопительный и межотопительный периоды, рабочие и выходные дни, рабочие и нерабочие смены. При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции ТЭС, использующих в качестве топлива газ, следует применять преимущественно парогазовые и газотурбинные технологии с утилизацией тепла.

2. Реконструкция (модернизация) имеющихся турбинных установок:

- замена роторов ЦВД и ЦНД с более эффективным сопловым и лопаточным аппаратами;
- применение современных типов уплотнений турбин;
- модернизация систем регулирования и парораспределения турбин;
- применение современных теплоизоляционных материалов.

3. Реконструкция (модернизация) котельных установок:

- снижение температуры уходящих газов;
- газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты;
- снижение гидравлического сопротивления первичного тракта и промышленного перегрева;
- применение технологий бесплакового сжигания твёрдого топлива;

- применение эффективных горелочных устройств;

- применение более эффективных РВП.

4. Реконструкция (модернизация) вспомогательного оборудования:

- применение частотного регулирования и гидромукт для тягодутьевых машин, питательных электронасосов, сетевых насосов;
- использование теплообменных установок, обеспечивающих более низкие температурные напоры, высокую надёжность и минимально возможную площадь для монтажа и эксплуатации теплообменного оборудования с учётом технико-экономических показателей;

- внедрение автоматических диагностических систем, контролирующих эксплуатационное состояние стационарных теплофикационных установок (в том числе температурный напор).

5. Все энергетические объекты при техническом перевооружении должны оснащаться полномасштабной АСУ ТП, обеспечивающей выполнение всех технических функций, включая:

- диагностику оборудования;

- регулирование нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности;
- организацию современных каналов телеизмерения и телеуправления для осуществления мониторинга и управления энергоблоками и электростанциями.

6. Снижение выбросов в атмосферу NO_x .

7. Переход на экологически совершенные мембранные технологии и термообессоливающие технологии в условиях вакуума, применение которых позволяет безреагентно на 95 % решить проблему солевых стоков ТЭС и в значительной мере упростить проблему сточных вод ТЭС в целом.

3.2. Типовые решения по основному теплоэнергетическому оборудованию

Основными направлениями технической политики в области теплоэнергетики являются:

- модернизация ТЭС с максимальным использованием резервов повышения экономичности и мощности действующего оборудования, в том числе модернизация ТЭЦ путём установки приключённых турбин мягкого пара по бесконденсаторной схеме;
- техническое перевооружение и реконструкция действующих мощностей с внедрением новой техники и современных передовых технологий;
- повышение эффективности топливоиспользования;
- снижение негативного воздействия ТЭС на окружающую среду;
- обеспечение промышленной безопасности;
- повышение производительности труда и улучшение условий труда;
- повышение эффективности использования существующих производственных площадей и, соответственно, занимаемых земельных участков за счёт установки более производительного оборудования (большой мощности);
- снижение затрат на ремонтно-восстановительные работы.

При техническом перевооружении и реконструкции с заменой физически изношенного и морально устаревшего оборудования рекомендуются следующие требования к замещению оборудования действующего конденсационного и теплофикационного оборудования (таблица 3.2.1).

Таблица 3.2.1 – Требования к замещению действующего конденсационного и теплофикационного оборудования тепловых электростанций

Действующее оборудование	Требования к замещающему оборудованию
Тепловые электростанции на природном газе	
ТЭС с турбинами К-300-23,5; К-160-12,8.	ПГУ мощностью 325 МВт и более с КПД 52–58 %
ТЭЦ с параметрами пара 12,8 МПа	Теплофикационные ПГУ с КПД >50 % при конденсационном режиме. В исключительных случаях, исходя из площадочных условий, допускается установка модернизированного оборудования
ТЭЦ с параметрами пара 8,8 МПа и ниже	Теплофикационные ПГУ с КПД > 50 % в конденсационном режиме, или ГТУ+КУ соответствующей тепловой мощности, или ГПА

В отдельных случаях, при конкретных компоновочных условиях действующих ТЭС, возможно внедрение ПГУ со сбросом газов в котёл или ПГУ с подогревом конденсата и питательной воды в автономных газовыводящих подогревателях (параллельная схема) с повышением КПД на 3–6 %.

3.2.1. Паровые и водогрейные котельные установки

Для повышения эффективности работы котельных установок рекомендуются следующие мероприятия:

- газоплотное исполнение топочной камеры и конвективной шахты;
- снижение гидравлического сопротивления первичного тракта и промперегрева;
- организация двух- и трёхступенчатого сжигания топлива;
- установка современных средств очистки поверхностей нагрева котлов на МВТ от наружных золовых отложений;
- реконструкция поверхностей нагрева регеративных воздухоподогревателей для повышения эффективности теплообмена;
- совершенствование тепловой схемы котельной установки (энергоблока);
- применение систем рециркуляции дымовых газов;

- применение модернизированных линий солевой кратности и линий выравнивания концентраций солей в схемах ступенчатого испарения (для котлов с естественной циркуляцией);
- реконструкция поверхностей нагрева регенеративных воздухоподогревателей для повышения надёжности и эффективности теплообмена;
- применение малотоксичных горелочных устройств для снижения выбросов NO_x ;
- монтаж системы автоматического розжига горелок с приведением газопровода в соответствие с требованиями правил безопасности систем газораспределения и газопотребления;
- применение оребренных поверхностей нагрева водяных экономайзеров;
- применение обводных воздухопроводов энергетических паровых калориферов;
- реконструкция установок собственного конденсата с заменой на конденсаторы без трубных досок или применение бесконденсаторной схемы;
- установка систем шумоглушения на трубопроводах продувки пароперегревателя;
- применение современных марок сталей при реконструкции поверхностей нагрева котлов;
- применение регулирующей арматуры с многоступенчатым дросселированием, работающей с перепадами по транспортируемой среде более 20 кг/см^2 ;
- организация сжигания топлива с предельно низкими избытками воздуха;
- внедрение турбоприводов питательных насосов котлов;
- максимально полное использование тепла уходящих газов, в том числе за счёт внедрения газоводяных теплообменников, с сохранением требований к надёжности газоходов и дымовых труб;
- замена устаревших регулирующих клапанов игольчатого типа (регуляторы питания котла, регуляторы впрысков) на современные дисковые клапаны (автоматизация технологического процесса, снижение количества инцидентов).

Техническая политика относительно котлов и котельного оборудования включает следующие направления:

- организация поддержания параметров технического состояния котельного оборудования на уровне, близком к проектным либо превосходящем проектные показатели;

- сокращение количества с последующим исключением использования газа для подсветки факела к/а на МВТ;
- применение инновационных подходов при проведении ремонтов и реконструкций котлов;
- внедрение передовых технологий при проведении ремонтов, реконструкций и технического перевооружения;
- продление паркового ресурса котельного оборудования;
- непрерывное совершенствование технологии ремонтов, внедрение новых подходов в проведении технического обслуживания и ремонтов;
- оптимизация расходов, связанных с эксплуатацией и ремонтом котлов;
- достижение установленных норм экологической безопасности по выбросам в атмосферу;
- непрерывное повышение технического и технологического уровня надёжности и безопасности котельного оборудования.

3.2.2. Паротурбинные установки

Основными направлениями повышения эффективности работы паротурбинных установок являются:

- реактивное облопачивание ЦВД турбины;
- применение радиально-осевого или тангенциального подвода пара в ЦВД, ЦСД, ЦНД турбины;
- применение цельнофрезерованных бандажей в ЦСД и ЦНД, ЦВД;
- меридиальное профилирование в ЦВД и ЦСД, ЦНД;
- применение многомерного расчёта и саблевидных (банановидных) лопаток;
- внедрение установок для полнопоточной очистки масла в системе смазки и регулирования турбины;
- восстановление и упрочнение входных и выходных кромок рабочих лопаток и поверхностей элементов турбины, подверженных эрозионному износу;
- внедрение систем шариковой очистки трубок конденсаторов;
- внедрение систем контроля и диагностики температурных расширений цилиндров;
- внедрение комплекса мероприятий по снижению вентиляционного пропуска пара в ЦНД турбин;
- повышение мощности турбин типа ПТ сверх номинальной при снижении отпуска пара из П-отбора;
- оптимизация распределения тепловой и электрической нагрузок между турбоустановками;

- замена регулирующих клапанов цилиндров высокого давления с использованием высокотемпературных герметичных уплотнений;
- нанесение защитного покрытия на кромки рабочих лопаток, работающих в зоне фазового перехода, последних ступеней ЦНД (электроискровое легирование и другие технологии);
- нормализация тепловых расширений турбины;
- использование легкосъёмного крепежа для сбалчивания муфт РСД-РНД, РНД-РГ;
- модернизация системы обогрева фланцев и шпилек ЦВД, ЦСД;
- установка влагоулавливающих устройств и систем охлаждения выхлопа ЦНД;
- внедрение технических мероприятий по повышению плотности диафрагм ЦНД (на турбинах типа Т и ПТ);
- установка модернизированных каминных уплотнений, концевых сотовых уплотнений ЦВД, ЦСД, ЦНД;
- проведение эндоскопического обследования проточной части турбины;
- реновация паровых турбин с заменой ЦВД и РВД турбины на модернизированные при отработке назначенного ресурса и заключении экспертной организации о запрещении эксплуатации;
- замена группы подогревателей высокого и низкого давления на модернизированные (с исключением анкерных связей, с организованным отводом конденсата, с устройством гидрозатвора для предотвращения проскока пара, устройством воздухоохладителя смешивающего типа для полной конденсации пара путём направления его в струйный отсек);
- модернизация пароперепускных паропроводов турбин с исключением фланцевых разъемов.

3.2.3. Газотурбинные установки (автономные и работающие в составе ПГУ)

Рекомендуются следующие направления повышения эффективности работы газотурбинных установок:

- применение ГТУ и ПГУ с высокими техническими характеристиками (назначенный ресурс – 100 тыс. ч; возможность длительной работы без технического обслуживания – не менее 25 тыс. ч; возможность автоматизации всех технологических процессов; минимальный штат обслуживающего персонала; комплектация системой утилизации тепла; простота вспомогательных средств и технологического процесса; быстрота ввода в эксплуатацию, компактность и блочность поставки, быстрота строительства зданий и монтажа оборудования);

- применение трехступенчатой системы очистки КВОУ с фильтрами высокого класса очистки;
- определение ведущих производителей ГТУ (ПГУ), оборудование которых хорошо себя зарекомендовало в энергосистеме;
- установка стационарных энергетических ГТУ с КПД на клеммах генератора не менее 38 %;
- интеграция ГТУ в существующую технологическую схему ТЭС, нацеленная на работу технологической системы по парогазовому циклу.

3.2.4. Водоподготовка и водно-химический режим тепловых электростанций и тепловых сетей

Технология подготовки воды и водно-химический режим должны обеспечить работу электростанций и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также образования накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций.

Изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанции, предусматривают технико-экономическое обоснование.

Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов должно быть обосновано химико-технологическими решениями, экологическим эффектом применения и экономической целесообразностью. Техническое перевооружение и реконструкция водоподготовительных установок осуществляются на основе технико-экономического обоснования с внедрением систем химико-технологического мониторинга и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Применяемый водно-химический режим и используемые для коррекционной обработки питательной и котловой воды химические реагенты должны быть неагрессивными по отношению к конструкционным материалам, обеспечивать ингибирование коррозионных процессов в стационарных и переменных режимах эксплуатации, а также не вызывать роста внутренних отложений по тракту и в теплонапряжённых участках поверхностей нагрева, отложений в проточной части турбин.

Направления повышения эффективности ВПУ:

- технология ультрафильтрации;
- обратноосмотические установки, состоящие из модулей с мембранными рулонными элементами;
- технология электродеионизации для финишной очистки воды (после мембран);
- внедрение современных систем управления и контроля на ВПУ и приводной арматуры.

3.2.5. Вспомогательное оборудование электростанций и котельных

Для повышения эффективности работы вспомогательного оборудования электростанций и котельных рекомендуются следующие мероприятия:

- замена быстродействующих редуциционно-охладительных установок при отработке назначенного ресурса на современные;
- установка торцевых уплотнений на сетевые, питательные, конденсатные насосы;
- внедрение бессальниковых насосов в схемах подпитки тепло-сети;
- замена изношенного насосного оборудования на насосное оборудование с КПД более 76 %;
- планомерная замена устаревших электродвигателей дымососов и вентиляторов на новые (повышение надёжности работы оборудования);
- планомерная замена редукторов РВП на новые (повышение надёжности работы оборудования);
- внедрение частотно-регулируемого привода на вспомогательные насосы (плавное регулирование производительности насосов, снижение потребления электроэнергии на собственные нужды);
- планомерная замена нижних обечаек, днищ и кровли бакового хозяйства БЗОВ, БЗК (повышение надёжности работы станции);
- проведение ремонтно-восстановительных работ с применением современных технологий на дымовых трубах и прилегающих к ним газоходах;
- планомерная замена калориферов энергетических котлов на новые, модернизированные;
- оснащение котлов современными приборами химического контроля контейнерного исполнения.

3.2.6. Трубопроводы и арматура

Основными направлениями технической политики ГПО «Белэнерго» при проектировании, строительстве, эксплуатации и ремонте трубопроводов являются:

- определение эффективных путей сокращения потерь в трубопроводах;
- усовершенствование учёта поступления и расхода среды;
- внедрение энергосберегающих технологий (современные теплоизоляционные материалы и др.);
- обеспечение производственной безопасности при эксплуатации и ремонте трубопроводных систем.

Трубопроводную арматуру и трубопроводы рекомендуется приобретать только у известных производителей, имеющих положительный опыт эксплуатации в Белорусской энергосистеме, а также специальное разрешение Госпромнадзора и документы, соответствующие действующим правилам и регламентам Таможенного союза.

Замену запорной и регулирующей арматуры следует производить на малообслуживаемую.

Предпочтение отдается трубопроводной арматуре, обеспеченной надёжными концевыми выключателями и указателями положения, в том числе бесконтактными.

Для трубопроводов горячей и холодной воды рекомендуется запорная арматура преимущественно шарового типа, для паропроводов – стальная.

В целях максимальной автоматизации технологических процессов на вновь строящихся энергообъектах устанавливаются электроприводы на запорную и запорно-регулирующую арматуру с применением современных технологий.

Для технологических схем вспомогательного назначения применяются неметаллические трубы при наличии технико-экономического обоснования и обеспечении высокого уровня надёжности узлов.

Конденсатопроводы и дренажные трубопроводы выполняются из коррозионно-стойких материалов.

Паропроводы выполняются из качественной углеродистой стали в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

3.2.7. Станционные теплофикационные установки

Для повышения эффективности работы станционных теплофикационных установок рекомендуются:

- максимальное использование теплообменных установок при модернизации и техническом перевооружении, обеспечивающих более низкие температурные напоры, высокую надёжность и минимально возможную площадь для монтажа и эксплуатации теплообменного оборудования с учётом технико-экономических показателей;
- внедрение автоматических диагностических систем, контролирующих эксплуатационное состояние (в том числе температурный напор);
- внедрение антинакипинной обработки воды специальными реагентами;
- использование теплообменных аппаратов пластинчатого типа с учётом качественного состояния сетевой воды;
- применение частотного регулирования либо гидромuft для изменения производительности сетевых насосов;
- установка торцевых уплотнений на сетевые и конденсатные насосы;
- замена изношенного насосного оборудования на оборудование с КПД более 76 %.

3.2.8. Тепловые сети

Для повышения эффективности работы тепловых сетей рекомендуются следующие направления:

- строительство тепловых сетей с использованием высокоэффективной теплоизоляции;
- оснащение зданий индивидуальными тепловыми пунктами (при технической возможности и обеспечении температурных параметров теплоносителя), оборудованными средствами автоматического регулирования и учёта потребления тепловой энергии, по независимой схеме;
- развитие существующих и проектирование новых автоматизированных систем управления технологическими процессами тепловых сетей.

Кроме того, в области теплоснабжения важными являются мероприятия, направленные на максимально возможную нагрузку теплофикационных турбин по теплу, для чего требуется сооружение магистральных тепловых сетей-перемычек, соединяющих ТЭЦ, крупные котельные и магистральные тепловые сети города в единую теплофикационную систему.

Присоединение к общегородским тепловым сетям котельных, переводимых в пиково-резервный режим, необходимо осуществлять по независимой схеме с использованием теплообменных аппаратов пластинчатого типа.

При модернизации и техническом перевооружении ТЭЦ и тепловых сетей предусматривается замена теплообменных аппаратов кожухотрубчатого типа на пластинчатые, обеспечивающие более низкие температурные напоры, высокую надёжность и минимально возможную площадь для монтажа и эксплуатации теплообменного оборудования.

Подключение новых и существующих теплопотребляющих систем следует осуществлять только с помощью полностью автоматизированных (включая коммерческие средства измерений) тепловых пунктов на базе теплообменных аппаратов пластинчатого типа.

По мере оснащения тепловых пунктов у потребителей средствами автоматического регулирования и коммерческими средствами измерений при центральном (на ТЭЦ) качественно-количественном регулировании теплофикационных систем необходимо учитывать возрастание количественной компоненты при поставках тепла потребителям и предусматривать возможность перехода на количественно-качественное регулирование тепла путём установки частотно-регулируемых приводов сетевых насосов.

При ремонте, реконструкции и новом строительстве тепловых сетей применяются трубы с высокой заводской готовностью в пенополиуретановой (ППУ) и пенополиминеральной (ППМ) изоляции со сроком эксплуатации 30 лет. Трубы с пенополиуретановой изоляцией типа «труба в трубе» должны иметь систему оперативно-дистанционного контроля увлажнения изоляции. .

В тепловых сетях с высокой коррозионной повреждаемостью трубопроводов для увеличения их технического ресурса, при соответствующем технико-экономическом обосновании применяются трубы из коррозионно-стойких сталей. При этом рассматриваются все варианты прокладки с выносом подземных трубопроводов на поверхность или с организацией попутного дренажа.

При реконструкции и новом строительстве тепловых сетей должны устанавливаться приборы автоматизации, контроля и учёта тепловой энергии с модемами связи. Целесообразно внедрение оборудования связи на базе микропроцессорной техники.

При модернизации и техническом перевооружении максимально используются теплообменные аппараты, обеспечивающие более низкие температурные напоры, высокую надёжность и минимально возможную площадь для монтажа и эксплуатации теплообменного оборудования с учётом технико-экономических показателей.

При останове насосной для повышения надёжности работы оборудования следует применять схемы защиты от повышения давления в обратной магистрали.

Не рекомендуется применение при новом строительстве и реконструкции:

- трубопроводов в ППУ-изоляции без системы оперативно-диспетчерского контроля увлажнения изоляции при подземной прокладке;
- опор всех видов без диэлектрических прокладок, допускающих контакт металла труб с грунтом;
- установку арматуры и приборов автоматики, предусматривающих технологические протечки теплоносителя.

3.2.8.1. Перспективное оборудование и технологии.

В области теплоснабжения перспективными являются следующие технологии и оборудование:

- сильфонные компенсаторы, обеспечивающие полную герметичность компенсационных устройств и уменьшающие эксплуатационные затраты;
- шаровая запорная арматура повышенной плотности и шаровая запорно-регулирующая арматура с гидроприводом, применяемая в качестве клапанов «рассечки», которая позволяет коренным образом изменить существующие схемы защит систем отопления от повышения давления;
- внедрение новых схем регулирования производительности насосно-перекачивающих и насосной станций с применением частотно-регулируемых приводов;
- использование схем защиты от повышения давления в обратной магистрали при останове насосной;
- вентиляция каналов и камер, снижающая скорость коррозии трубопроводов;
- повышение значения pH сетевой воды – надёжный способ борьбы с внутренней коррозией при условии поддержания в воде нормируемого содержания кислорода. Высокая степень защиты трубопроводов при $\text{pH} > 9,25$ определяется изменением свойств железоокисных плёнок. Уровень повышения pH существенно зависит от содержания сульфатов

и хлоридов в сетевой воде: при больших их концентрациях значение pH должно быть выше;

- нанесение антикоррозионных покрытий – один из способов продления расчётного срока службы тепловых сетей, прокладываемых стандартным способом (исключая трубопроводы в ППУ изоляции);

- устройство комплексов электрохимической защиты – единственный метод, кардинально повышающий срок службы действующих тепловых сетей на подтопленных и заиленных трассах. Для трубопроводов тепловых сетей с ППУ изоляцией и аналогичной теплоизоляционной конструкцией, имеющих систему ОДК изоляции, ЭХЗ не применяется.

В качестве средств защиты трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии применяется ЭХЗ путём катодной поляризации труб с помощью установок катодной, электродренажной защиты (поляризованных или усиленных электродренажей) или протекторов.

Внедрение антикоррозионных покрытий и гидроизоляции труб, вентиляции камер и каналов, электрохимзащиты увеличивает срок службы теплопроводов с 12–16 до 25 лет.

3.2.9. Техническая политика в области зданий и сооружений ТЭС

При строительстве, реконструкции и техническом перевооружении зданий и сооружений должны соблюдаться следующие основные требования:

- оптимизация капитальных затрат за счёт применения передовых строительных технологий и материалов, а также типовых и унифицированных строительных решений;

- применение конструкций, материалов и технологий, сохраняющих расчётные и проектные параметры в течение всего срока службы объекта;

- использование безопасных методов строительства и эксплуатации;

- экологическая и пожарная безопасность в соответствии с действующим законодательством Республики Беларусь и нормативными документами;

- создание в технологических помещениях микроклимата, снижающего возможность негативного воздействия на оборудование (особенно при наличии агрессивных сред) и персонал (шум, вибрация и др.);

- возможность проведения обследования сооружений без отключения оборудования;

- сокращение площадей зданий и сооружений путём оптимизации схемно-компоновочных решений при условии сохранения надёжности и безопасности.

Также необходимо применять основные новейшие технологии и материалы, в том числе:

- гидроизолирующие, теплоизолирующие, антикоррозионные и другие материалы с увеличенными сроками межремонтного периода;
- полимерные материалы взамен металлических, работающих во влажных и агрессивных средах;
- защиты внутренней поверхности оболочек градилен тепловлагозащитными экранами;
- материалы и технологии, снижающие гидравлическое сопротивление в системах технического водоснабжения, уменьшающие льдообразование, биообрастание;
- методы и системы постоянного мониторинга технического состояния (диагностики) зданий и сооружений, информационные системы технического обслуживания и ремонта.

Ограничения по применению технологий:

- отказ от материалов, оказывающих вредное воздействие на окружающую среду и организм человека;
- отказ от материалов, увеличивающих пожароопасность зданий и сооружений;
- отказ от материалов и конструкций, требующих при ремонте больших материальных и технических средств, а также сложных технологий.

3.2.10. Ремонт основного и вспомогательного теплотехнического оборудования

Обеспечение ремонтной деятельности осуществляется на основе:

- планирования и организации ремонта электростанций и котельных в соответствии с действующими нормативными документами, инструкциями заводов-изготовителей, а также опыта эксплуатации, ресурса основных элементов оборудования, установленного производителем;
- планирования и организации ремонта тепловых сетей в соответствии с требованиями нормативных документов на современные энергоэффективные материалы и технологии прокладки, с учётом применения высокотехнологичного оборудования, материалов и элементов трубопроводов высокой заводской готовности (в частности, ремонтная деятельность в тепловых сетях осуществляется в планово-предупредительном порядке);

- внедрения системы планирования ремонтов на основе оценки надёжности и экономичности работы оборудования;
 - проведения диагностического обследования и анализа повреждаемости оборудования и установления на основании этих данных оптимальных сроков ремонтов;
 - разработки предложений по техническому перевооружению, совершенствованию проектных решений;
 - разработки предложений по повышению эффективности топливоиспользования;
 - снижения издержек и потерь при техническом обслуживании и ремонтах;
 - оптимизации применяемых технологий ремонта;
 - анализа продолжительности капитальных и средних ремонтов основного оборудования, оптимизации технологических цепочек.
- Комплексы работ, направленные на обеспечение надёжности:
- внедрение современных методов и средств диагностики оборудования, в том числе без вывода из работы;
 - использование преимуществ специализации при проведении ремонтных работ;
 - применение новых технологий ремонта оборудования и новых материалов, обеспечивающих высокое качество и снижение затрат;
 - разработка и совершенствование нормативно-технической документации, технологических карт на выполнение технического обслуживания и ремонта;
 - развитие и совершенствование диагностических обследований оборудования;
 - внедрение современных приспособлений, оснастки, средств механизации работ по ремонту оборудования;
 - мотивация персонала с целью уменьшения сроков ремонта электрогенерирующего оборудования.

4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ (НЕТРАДИЦИОННОЙ) ЭНЕРГЕТИКИ

4.1. Подключение установок по использованию возобновляемых источников энергии к государственным электрическим сетям

Подключение установок по использованию возобновляемых источников энергии осуществляется к ближайшей точке государственных электрических сетей.

В качестве такой точки следует принимать точку электрической сети, пропускная способность которой позволяет принять и передать произведённую установками по использованию ВИЭ электроэнергию с учётом соблюдения требований технических нормативных правовых актов по нормам качества электрической энергии.

Для оптимизации затрат государственных энергоснабжающих организаций и производителей энергии из ВИЭ, связанных с подключением установок по использованию ВИЭ к государственным электрическим сетям, точки подключения следует стандартизировать в зависимости от суммарной установленной мощности установок по использованию ВИЭ.

Стандартизированные точки подключения призваны обеспечивать минимизацию затрат государственных энергоснабжающих организаций при подключении установок по использованию ВИЭ к государственным электрическим сетям и стимулировать создание установок небольшой установленной мощности (до 300 кВт).

4.2. Создание установок по использованию ВИЭ

В связи с ориентированностью организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», на традиционную энергетику, в ближайшие годы создание крупных установок по использованию ВИЭ запланировано только в сфере гидроэнергетики.

В частности, планируется завершить строительство двух гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью 61,75 МВт и ветропарка установленной мощностью 7,5 МВт, а также создать солнечную электростанцию установленной мощностью 3,75 МВт.

При создании установок по использованию ВИЭ следует применять оборудование только известных фирм-изготовителей, гарантирующих его работоспособность и необходимые эксплуатационные характеристики.

4.2.1. Гидроэнергетика

С учётом опыта строительства и эксплуатации гидроэлектростанций рекомендуемая техническая политика для малых и микро-ГЭС должна быть направлена на:

- применение ограниченного набора внедряемых типов оборудования (типизация видов оборудования), а для каждой ГЭС – унифицированного и однотипного оборудования;
- применение типовых проектных решений;
- повышение экологической и промышленной безопасности за счёт применения сертифицированных и современных материалов и перспективных технических решений, предотвращающих негативное воздействие на окружающую среду;
- снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования;

- повышение уровня автоматизации;
- повышение эффективности функционирования оборудования.

Технические требования к малым гидроэлектростанциям:

- возможность длительной работы без технического обслуживания;
- использование горизонтальных шахтных гидроагрегатов;
- ремонтпригодность маслonaполненного оборудования;
- полная автоматизация всех технологических процессов с возможностью ручного управления;
- быстрота пуска, возможность гибкого маневрирования;
- блочная поставка, компактность;
- минимальный штат обслуживающего персонала.

4.2.2. Ветроэнергетика

Техническая политика в области ветроэнергетики направлена на разработку технических нормативных правовых актов, регламентирующих требования по безопасности при эксплуатации ветроэлектростанций.

Технические требования к ветроэнергетическим установкам:

- возможность длительной работы без технического обслуживания;
- быстрота пуска, полная автоматизация всех технологических процессов;

- низкая шумность;
- работоспособность при низких ветровых нагрузках;
- минимальный штат обслуживающего персонала;
- блочная поставка и компактность.

4.2.3. Солнечная энергетика

Техническая политика в области солнечной энергетики должна быть направлена на разработку технических нормативных правовых актов, регламентирующих требования по безопасности при эксплуатации солнечных электростанций.

Строительство солнечных электростанций рекомендуется осуществлять по технологии фотоэлектрических систем.

Технические требования к солнечным электростанциям:

- коэффициент деградации солнечных батарей – не более 0,5 % в год;
- диапазон рабочих температур – от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+75\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- работоспособность при атмосферном давлении – до 84–106,7 кПа;
- работоспособность при относительной влажности – до 100 %;
- работоспособность при интенсивности дождя – до 5 мм/мин;
- устойчивость к снеговой или гололёдно-ветровой нагрузке – до 2000 Па.

5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ УЧЁТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

5.1. Техническая политика в области учёта электрической энергии

Целью технической политики в данной области является развитие систем учёта электроэнергии с использованием современных средств сбора и передачи данных учёта, каналов связи и программных комплексов.

Организация учёта электрической энергии позволяет эффективно контролировать прохождение энергии как товара по всему технологическому циклу, оперативно решать задачи составления балансов электроэнергии и мощности для выявления потерь по всем объектам энергетической системы, обеспечивать оперативные расчёты и платежи за потреблённую энергию и мощность, оптимизировать и прогнозировать энергопотребление, эффективно управлять режимами энергопотребления.

Основными принципами организации систем учёта электроэнергии являются:

- применение электронных цифровых программируемых многотарифных multifunctional приборов учёта электроэнергии;
- автоматизация сбора данных и управления нагрузкой;
- организация расчётных систем учёта электроэнергии потребителей на границах балансовой принадлежности.

Системы учёта электроэнергии включают следующие функции:

- информационное обеспечение при проведении взаимных расчётов между энергоснабжающими организациями и потребителями в части измерения величин электроэнергии и мощности на границах балансовой принадлежности;
- формирование балансов электроэнергии в сетях;
- определение потерь электроэнергии в сетях;
- контроль достоверности информации об электропотреблении;
- энергомониторинг с использованием приборов учёта в качестве первичных датчиков оперативной информации;
- мониторинг параметров качества электроэнергии с телесигнализацией в случае снижения значений показателей качества ниже допустимых пределов;

- дистанционное управление режимом полного и/или частичного ограничения потребления электрической энергии;
- возможность прогнозирования электропотребления и управления режимами электропотребления.

5.2. Техническая политика в области учёта электрической энергии предприятий электроэнергетики

Объединённая энергосистема Республики Беларусь граничит с энергосистемами пяти соседних государств (России, Литвы, Латвии, Польши, Украины), имея с ними межгосударственные перетоки электроэнергии (с Латвией – по одной линии 110 кВ, с Литвой – по 15 линиям 35–330 кВ, с Россией – по 11 линиям 35–750 кВ, с Украиной – по восьми линиям 10–330 кВ и Польшей – по трем линиям 110–220 кВ). Таким образом, уровень межгосударственных перетоков электроэнергии включает 38 линий и 152 точки учёта (по четыре точки на каждую линию: основной и резервный учёт на каждом конце линии).

Областные энергосистемы имеют как межгосударственные перетоки электроэнергии, так и перетоки друг с другом (межсистемные): РУП «Брестэнерго» – 29, РУП «Витебскэнерго» – 27, РУП «Гомельэнерго» – 30, РУП «Гродноэнерго» – 31, РУП «Минскэнерго» – 52 и РУП «Могилевэнерго» – 31 переток (межсистемные перетоки в цифрах учтены дважды). Общее количество составляет 119 межгосударственных и межсистемных перетоков. Уровень межсистемных перетоков АСКУЭ включает 162 точки учёта электроэнергии (по каждой линии одна точка учёта на каждом конце линии).

Внутри каждой областной энергосистемы существуют помимо указанных перетоки между её филиалами. В среднем на один филиал приходится 7–10 перетоков. Таким образом, уровень межфилиальных перетоков в АСКУЭ объединённой энергосистемы содержит около 240 точек учёта.

Внутри каждого филиала имеются перетоки между районами электросетей. В среднем на один РЭС приходится 10–13 перетоков. Поэтому уровень межрайонных перетоков в АСКУЭ объединённой энергосистемы содержит около 1800 точек учёта.

В объединённой энергосистеме действует около 1300 подстанций напряжением 35–750 кВ. В среднем на одну подстанцию приходится 12–14 точек учёта (80 % всех подстанций имеют менее 16 точек учёта). Уровень подстанционного учёта в АСКУЭ энергетической систе-

мы Республики Беларусь содержит около 18 000 точек учёта (в это количество входят и все перечисленные).

Планируемая в перспективе реструктуризация энергосистемы может повлиять на соотношение различных типов точек учёта, но мало изменит их общее количество. В отдалённой перспективе при создании различных типов энергокомпаний, образовании оптового и розничного рынков электроэнергии и его новых субъектов ожидается существенное увеличение числа точек учёта в АСКУЭ.

На объектах Белорусской энергосистемы создана и введена в эксплуатацию АСКУЭ ММПГ, обеспечивающая сбор информации АСКУЭ по межгосударственным линиям электропередачи, межсистемным перетокам электроэнергии и крупным генерирующим источникам. Созданы семь центров сбора и обработки информации АСКУЭ, которые являются базисом для становления полномасштабной АСКУЭ Республики Беларусь.

Продолжается работа по проектированию и созданию региональных АСКУЭ (учёт перетоков электроэнергии в пределах областных энергосистем, ФЭС, РЭС).

АСКУЭ объединённой энергосистемы позволит эффективно решать задачи расчётов за электроэнергию с энергосистемами соседних государств, а также между всеми субъектами внутри энергосистемы, контролировать прохождение электроэнергии по всем технологическим цепочкам, оперативно составлять балансы по субъектам и объектам энергосистемы (вплоть до подстанции, её секций и фидеров), выявляя все потери. Дальнейшее развитие структуры и функций АСКУЭ энергосистемы связаны с созданием АСКУЭ потребителей (в перспективе АСКУЭ субъектов рынка электроэнергии), взаимодействующих по каналам связи с АСКУЭ энергосистемы.

5.3. Техническая политика в области учёта электрической энергии потребителей

В соответствии с принятой ГПО «Белэнерго» технической политикой осуществляется внедрение у потребителей электроэнергии электронных цифровых программируемых многотарифных многофункциональных счётчиков электрической энергии, объединяемых в системы АСКУЭ, с последующим включением их в информационное пространство энергоснабжающих организаций.

В Республике Беларусь создана и усовершенствована и нормативная база, позволяющая реализовывать АСКУЭ для любых категорий

потребителей электрической энергии с современными функциональными и техническими требованиями.

В соответствии с нормативными документами к организации расчётного учёта электрической энергии предъявляются следующие основные технические требования.

5.3.1. Приборный учёт электроэнергии потребителя необходимо осуществлять, как правило, в виде автоматизированных систем контроля и учёта электроэнергии.

В зависимости от вида учёта АСКУЭ подразделяются на системы расчётного (коммерческого) учёта предназначенные для денежных расчётов за потреблённую электроэнергию, и системы технического учёта электроэнергии.

5.3.2. Расчётные приборы учёта активной электроэнергии для коммерческих расчётов за потреблённую активную электроэнергию (мощность) устанавливаются на границе балансовой принадлежности сетей энергоснабжающей организации и потребителей.

По соглашению между энергоснабжающей организацией и потребителем допускается устанавливать расчётные счётчики в других точках измерения электроэнергии. В этих случаях потери определяются расчётным путём и относятся на:

- потребителя – при прохождении границы балансового раздела по подстанции энергоснабжающей организации и установке расчётных счётчиков на подстанции потребителя;
- энергоснабжающую организацию – при прохождении границы балансового раздела по подстанции потребителя и установке расчётных счётчиков на подстанции энергоснабжающей организации.

Присоединение к сетям энергоснабжающей организации электроустановок потребителей, не оснащённых средствами расчётного учёта, запрещается.

Средства технического учёта рекомендуется устанавливать в отдельных зданиях, цехах, участках, на энергоёмких электроустановках и других объектах с целью повышения уровня контроля за электропотреблением.

5.3.3. Системы учёта объектов или субъектов учёта строятся в виде единого иерархического многоуровневого комплекса первичных и вторичных (специализированных и универсальных) средств приборного учёта электроэнергии. Оптимальное количество уровней в системах учёта определяется особенностями объектов учёта и их информационной транспортной инфраструктурой.

Рекомендуется создавать системы учёта на объектах потребителей на основе типовой трехуровневой структурной схемы, содержащей:

- на нижнем (первом) уровне – первичные средства приборного учёта (измерительные трансформаторы и счётчики);
- на среднем (втором, промежуточном) уровне – специализированные вторичные;
- на верхнем (третьем) уровне – универсальные вторичные средства приборного учёта (компьютеры или компьютерные сети).

Уровни сообщаются друг с другом с помощью соответствующих каналов связи, которые стыкуются со средствами приборного учёта по цифровым интерфейсам.

По согласованию с энергоснабжающей организацией для конкретных систем учёта субъектов или объектов учёта допускается иметь количество уровней, отличающееся от трех: например, два (без среднего, промежуточного уровня, то есть без УСПД), четыре (два средних уровня, содержащих ведомые и ведущие УСПД).

5.3.4. Основными элементами нижнего (первого) уровня систем учёта являются электронные счётчики с цифровыми интерфейсами.

Базы данных учёта, длительно хранимые в энергонезависимой памяти электронных счётчиков, служат основой всех последующих расчётов и вычислений во вторичных средствах приборного учёта систем учёта.

Данное требование носит обязательный характер для систем расчётного учёта и рекомендательный – для систем технического учёта.

Счётчики должны иметь электрические параметры, соответствующие требованиям ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012.

Трехфазные электронные электросчётчики коммерческого учёта обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение активной и реактивной электроэнергии и мощности в двух направлениях (по необходимости);
- отображение измеряемых величин и служебных параметров (время, дата, номер тарифа) с помощью дисплея с числом десятичных разрядов показаний электроэнергии не менее 8;
- вычисление и запоминание графика средней мощности одно-временно по всем каналам измерений счётчика с глубиной хранения при 30-минутном интервале усреднения мощности не менее 60 сут. каждого канала. Интервал усреднения графика мощности задаётся при программировании счётчика с возможностью выбора из ряда 3, 15, 30, 60 мин.;
- хранение потреблённой месячной энергии с разбивкой по тарифным зонам – не менее 13 месяцев;

- хранение максимальной мощности в часы пикового потребления – не менее 13 месяцев;
- синхронизацию встроенных часов счётчика по сигналам точно времени от внешнего источника;
- выполнение самодиагностики в штатном режиме работы;
- ведение «журнала событий» с фиксацией общего количества и длительности перерывов питания, отключения фаз, времени и даты перепрограммирования, коррекции времени;
- ведение пофазной регистрации времени отсутствия напряжения;
- контроль параметров качества электрической энергии (по необходимости);
- количество тарифов – не менее 4;
- количество тарифных зон – не менее 8;
- непрерывный ход встроенных часов (с погрешностью хода не более ± 1 с/сут.) при отключении питания в течение межповерочного интервала счётчика;
- настройку и параметризацию счётчика с помощью оптического порта (МЭК 1107), ИК порта или радиоканала;
- сохранность данных в энергонезависимой памяти не менее 8 лет;
- защиту от несанкционированного доступа с помощью пломбирования, паролей (не менее двух) и программно-аппаратной блокировки.

Для подключения счётчиков в точки учёта сети с напряжением выше 0,4 кВ дополнительно используются измерительные трансформаторы напряжения, а в точки учёта сети любого класса напряжения с рабочим первичным током, больше номинального (или максимального) тока счётчика, – измерительные трансформаторы тока.

Для подключения счётчиков в точки учёта через измерительные ТТ и/или ТН используются счётчики трансформаторного включения по току и/или напряжению.

В точках расчётного учёта в однофазных и трехфазных сетях напряжением 0,4 кВ с максимальными первичными токами до 100 А устанавливаются расчётные счётчики непосредственного включения по току и напряжению соответствующих номиналов.

5.3.5. Основными элементами среднего (второго, промежуточного) уровня систем учёта являются приборы группового учёта – УСПД. Эти приборы обеспечивают круглосуточный автоматический, с программируемой дискретностью дистанционный сбор данных учёта с групп счётчиков, подключённых к УСПД через каналы связи по цифровым интерфейсам, хранение и накопление этих данных в собственных базах данных УСПД, их обработку (при не-

обходимости) и передачу на верхний (третий) уровень системы учёта, а также приём управляющей информации с верхнего уровня и её передачу счётчикам.

Основные цели использования УСПД:

- оперативная интеграция данных отдельных точек учёта по объекту учёта в целом (группирование данных);
- синхронизация встроенных часов счётчиков;
- снижение требований по быстродействию и пропускной способности к каналам связи, используемым для передачи данных учёта на верхний уровень систем учёта.

Необходимость установки УСПД на объектах учёта и их число определяются особенностями объектов, количеством точек учёта, характеристиками используемых каналов связи для передачи данных учёта на верхний уровень систем учёта. Не требуется организовывать средний (промежуточный) уровень и устанавливать УСПД в том случае, если на объектах используется только одна точка учёта или функции УСПД по групповому сбору данных дополнительно обеспечивает по своим цифровым интерфейсам один из группы счётчиков, установленных на объектах.

5.3.6. Основными элементами верхнего (третьего) уровня системы учёта являются вторичные универсальные средства приборного учёта, оснащённые специализированным программным обеспечением (компьютеры и компьютерные сети).

Их задачи:

- сбор данных с нижних уровней систем учёта и управление этими уровнями;
- хранение, накопление, обработка, отображение и документирование всех данных в форме, наиболее приемлемой для автоматизированных расчётов по электроэнергии.

5.3.7. Дистанционный сбор данных на верхние уровни систем учёта выполняется в интерактивном протоколе «запрос-ответ», то есть передачу данных учёта или других (служебных, управляющих) данных с нижних уровней систем учёта на верхние следует производить по запросу этих данных с верхних уровней.

При реализации дистанционного сбора данных с верхних уровней систем учёта необходимо обеспечить возможность общего доступа ко всем средствам учёта нижнего уровня и индивидуального доступа к выделенному средству учёта нижнего уровня, автоматического сбора данных по меткам времени и по регламентируемым событиям со стороны верхнего уровня, а также сбор данных по от-

дельным разовым запросам к тому или иному средству приборного учёта нижнего уровня с указанием конкретного типа запрашиваемых данных.

5.3.8. Все первичные и вторичные средства приборного учёта расчётных систем учёта предусматривают работу в едином масштабе реального поясного (или директивного) времени с допустимым расхождением времени между встроенными часами отдельных средств учёта, не превышающим в рабочих условиях эксплуатации ± 5 сек. от носительно точного времени.

Синхронизация часов средств приборного учёта электроэнергии обеспечивается от аттестованного источника точного времени. Рекомендуется использовать для этой цели сигналы точного времени, транслируемые соответствующими радиостанциями на территории республики, а также сервер точного времени Госстандарта. По согласованию с Госстандартом в качестве источника точного времени могут быть использованы спутниковые системы GPS и ГЛОНАСС.

5.3.9. Технические решения в отношении создаваемых систем учёта субъектов или объектов учёта призваны удовлетворять принципам модульности, унификации, масштабируемости по точкам и структурам (группам) учёта, использования серийных цифровых интерфейсов и открытых протоколов, серийных технических средств, быстродействующих цифровых каналов связи, применения цифровой микропроцессорной и программной обработки данных, стандартизированных баз данных.

Детальные требования к системам расчётного учёта потребителей устанавливаются в технических условиях и технических заданиях на проекты конкретных систем учёта, утверждённые или согласованные энергоснабжающими организациями.

5.4. Дополнительные требования к приборам учёта электрической энергии

Требования к счётчикам электрической энергии устанавливаются следующими ТНПА: ГОСТ 31818.11-2012 (МЭК 62052-11:2003); ГОСТ 31819.21-2012 (МЭК 62053-21:2003); ГОСТ 31819.22-2012 (МЭК 62053-22:2003); ГОСТ 31819.23-2012 (МЭК 62053-23:2003).

Данные стандарты идентичны соответствующим национальным стандартам Российской Федерации (ГОСТ РФ) и модифицированным по отношению к соответствующим международным стандартам (МЭК). В связи с этим проведение корректировки данных националь-

ных стандартов не представляется возможным без согласования с Госстандартом РФ.

Учитывая то, что указанные стандарты не предъявляют требований к функциональным возможностям счётчиков, ГПО «Белэнерго» инициирует разработку национального стандарта, устанавливающего:

- требования к функциональным возможностям счётчиков, методам контроля, к отображению измеряемых величин, в том числе по тарифам;
- единый для всех вновь вносимых в Государственный реестр средств измерения протокол обмена данными по цифровым интерфейсам; требования к обеспечению защиты (уровням защиты) от непреднамеренных и преднамеренных изменений; требования к внесению идентификационных данных программного обеспечения счётчиков в описание типа средства измерения (по аналогии с требованиями к кассовым аппаратам).

Кроме того, по результатам эксплуатации энергоснабжающие организации предъявляют дополнительные требования к приборам учёта электрической энергии, такие как:

- наличие шунта в токовой измерительной цепи;
- наличие измерителя тока не только в «фазе», но и в «нуле»;
- вывод на индикацию и фиксирование в журнале событий факта наличия разности токов в «фазе» и «нуле»;
- использование защиты, реагирующей на воздействие магнитных полей;
- наличие управления нагрузкой;
- наличие прозрачной клеммной крышки;
- унификация габаритных размеров счётчиков и клеммных колодок;
- размещение элементов питания не внутри, а под клеммной крышкой;
- размещение кнопки сброса данных под клеммной крышкой;
- исключение механического повреждения проводов в самой конструкции клемм счётчика.

Выполнение указанных требований позволит повысить защищённость приборов учёта электрической энергии от вмешательства в его работу с целью искажения показаний.

Производители приборов учёта несут ответственность за надёжность выпускаемой продукции, поскольку выход из строя данных приборов влечёт дополнительные затраты энергоснабжающих организаций на их замену и ремонт.

Срок службы прибора учёта, его межповерочный интервал и гарантийный срок должны быть идентичны и составлять не менее 12 лет. В этом случае по истечении срока службы прибор заменяется на новый и часть эксплуатационных расходов (ремонт) в период эксплуатации несёт производитель.

Реализация указанных подходов позволит снизить эксплуатационные издержки энергоснабжающих организаций, повысить надёжность и защищённость приборов учёта электрической энергии.

6. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1. Информационные системы

6.1.1. Интегрированная автоматизированная система управления ГПО «Белэнерго»

6.1.1.1. Цели и задачи ИАСУ Белэнерго

Основной целью создания ИАСУ Белэнерго является обеспечение высокого уровня надёжности и эффективности энергетической отрасли посредством своевременного и качественного решения задач с помощью бизнес-приложений и сервисов.

Для достижения указанной цели необходимо реализовать следующие задачи:

- создание единого информационного пространства;
- автоматизация бизнес-процессов с учётом унификации и горизонтальной интеграции процессов;
- поддержка унифицированных бизнес-процессов с заданным показателем надёжности;
- обеспечение необходимого уровня безопасности ИАСУ Белэнерго.

6.1.1.2. Базовые принципы построения ИАСУ Белэнерго

Для достижения поставленных целей и задач необходимо учитывать следующие базовые принципы построения ИАСУ Белэнерго:

- минимизация общего числа используемых приложений – архитектура с наибольшим количеством процессов, охваченных одним приложением, будет иметь приоритет перед архитектурой, предполагающей использование набора лучших в своём классе решений. Таким образом, при выборе решения для автоматизации каждого нового процесса в первую очередь должна рассматриваться возможность автоматизации в существующих приложениях и лишь затем проводиться поиск дополнительных решений;
- минимизация количества используемых платформ – при определении приложения или технологической системы для автоматизации определённой процессной области предпочтение следует отдавать решениям вендоров, чьи продукты уже имеются в архитектуре, а

при первичном планировании архитектуры – тем вендорам, решения которых в совокупности охватывают большую часть процессных областей, нуждающихся в автоматизации;

- использование централизованных ИТ-решений – при выборе решения для автоматизации сквозных вертикальных бизнес-процессов предпочтение следует отдавать централизованным решениям, охватывающим весь бизнес-процесс от подразделений и филиалов организаций до аппарата управления ГПО «Белэнерго»;

- разработка единой архитектуры технологических систем и бизнес-приложений – архитектура приложений разрабатывается с учётом развития технологических систем, требований к интерфейсам взаимодействия и типам получаемых и обрабатываемых данных, предоставляемых технологическими системами;

- использование минимально коробочных продуктов – при проектировании будущих ИТ-решений для нужд объединения следует минимизировать реализацию функционала, отличающегося от стандартного в данном решении, осуществлять кастомизацию системы и интерфейсов взаимодействия с другими системами только при необходимости;

- замена унаследованных систем – приложения и технологические системы, являющиеся технологически и морально устаревшими, должны выводиться из эксплуатации и при необходимости заменяться на современные решения как можно раньше, не допуская отказа системы или окончания расчётного срока её службы;

- максимальное использование собственных решений – при наличии вариантов использования готовых решений на аутсорсинге ввиду требований конфиденциальности предпочтение должно отдаваться реализации необходимой функциональности в решениях, находящихся в собственности энергетических компаний.

6.1.1.3. Состав ИАСУ Белэнерго

Интегрированная автоматизированная система управления Белэнерго состоит из следующих модулей:

- управление финансами (управление финансами и бухгалтерский учёт);

- управленческий учёт;

- управление закупками и материальными потоками;

- техническое обслуживание и ремонты, эксплуатация оборудования;

- стратегическое управление;

- управление бюджетом (управление имуществом, статистическая отчётность, стратегическое планирование);

- управление инвестициями и капитальное строительство;
- управление персоналом;
- управление генерацией, передачей и распределением электроэнергии («Сбыт»);
- управление процессом технологического присоединения к электрическим сетям.

6.1.2. Автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго»

Автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго» и организаций, входящих в его состав, строится на базе программного обеспечения «Канцлер».

АСД Белэнерго представляет собой комплекс подсистем электронного документооборота организаций, взаимодействующих между собой через подсистему распределённого документооборота, обеспечивающую обмен электронной корреспонденцией.

Программно-технический комплекс, размещённый в ГПО «Белэнерго» (РУП «ОДУ»), обеспечивает централизованную поддержку подсистем автоматизации документооборота аппарата управления ГПО «Белэнерго» и организаций, входящих в его состав, за исключением организаций, имеющих собственные инсталляции АСД Белэнерго.

Взаимодействие АСД Белэнерго с государственной системой межведомственного документооборота осуществляется через систему централизованных дублированных каналов передачи данных.

В информационной системе, установленной в ГПО «Белэнерго» (РУП «ОДУ»), осуществляется централизованная обработка (фиксация и хранение):

- локальных нормативных документов общего назначения аппарата управления ГПО «Белэнерго» и в перспективе организаций, входящих в его состав;
- договоров и сопутствующих документов аппарата управления ГПО «Белэнерго» и в перспективе организаций, входящих в состав.

АСД Белэнерго должна иметь возможность обмена информацией с модулями ИАСУ Белэнерго.

6.2. Автоматизированная система технологического управления

Автоматизированная система технологического управления – комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-технологического управления сетевыми и производствен-

ными объектами, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов управления, сбора и передачи технологической информации с объекта электроэнергетики, её обработки и хранения, производства оперативных переключений, проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту, анализу технического состояния оборудования и т.д., на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Среди всех бизнес-процессов АСТУ охватывает множество процессов, непосредственно относящихся к сбору, обработке, анализу и использованию информации о режимах и состоянии электрических сетей и технологического оборудования. В этом смысле АСТУ – часть единой корпоративной информационной системы управления, в рамках которой интегрируются все средства поддержки основных бизнес-процессов компании, в том числе информационно-технологические и управляющие системы.

6.2.1. Информационные системы диспетчерского управления ГПО «Белэнерго»

6.2.1.1. Внедрение типовых решений для информационных систем диспетчерского управления

При внедрении/замене диспетчерских оперативно-информационных комплексов верхнего и среднего уровней диспетчерского управления (РУП «ОДУ» и РУП-облэнерго) применяются унифицированные решения для автоматизации вертикальных бизнес-процессов диспетчерского управления Белорусской энергосистемы.

6.2.1.2. Обеспечение надёжности работы инфраструктуры системы оперативно-диспетчерского управления

Для обеспечения надёжности работы инфраструктуры системы оперативно-диспетчерского управления и снижения рисков нарушения её работоспособности внимание в первую очередь уделяется следующим направлениям развития:

- организация резервных центров управления для РУП «ОДУ» и РУП-облэнерго:

- создание дублирующих ОИК для резервных центров управления с подключением их непосредственно к существующим основным ОИК РУП «ОДУ» (РУП-облэнерго). Их размещение возможно как в резервных центрах управления, так и на мобильных компьютерах, которые находятся в РУП «ОДУ» (РУП-облэнерго). В случае возникновения чрезвычайной ситуации дежурная смена (диспетчер, специалисты по связи и АСУ) перемещается в резервный центр управления для восстановления функционирования АСДУ;

- подключение резервных ОИК к технологическому сегменту КС ENERGO и настройка их на взаимодействие с ОИК РУП «ОДУ» (РУП-облэнерго). Это позволит при отсутствии прямых каналов связи до объектов и в случае выхода из строя основного ОИК подключаться к ОИК диспетчерских центров управления других энергосистем и получать данные через них;

- создание высокоскоростной сети передачи данных, объединяющей все центры управления, при которой:

- включены все центры диспетчерского управления (основные и резервные) в качестве узлов;

- каждое соединение выполнено по двум каналам передачи данных, идущих по разным маршрутам;

- каждый резервный центр управления соединён не менее чем с двумя другими резервными центрами;

- резервный центр управления РУП «ОДУ» соединён со всеми резервными центрами управления;

- каждый основной центр управления соединён со своим резервным центром;

- выход из строя любого узла или любой пары «основной и резервный центры управления» не чреват отказом в работе сети.

6.2.1.3. Точность измерений и параметры передачи телеметрической информации

Для обеспечения управляемости энергосистемы и повышения качества энергоснабжения потребителей к точности измерений и параметрам передачи телеметрической информации предъявляются следующие требования:

- в тракте телеметрической информации используются многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0,5, подключаемые к ядрам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1 (при замене измерительных трансформаторов – не хуже 0,5);

- суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигналов) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и находится в пределах 1–2 сек.;

- вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88;

- протокол передачи телеметрической информации оформляется в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104);
- передача телеметрической информации в диспетчерский центр осуществляется без промежуточного изменения в информационных системах нижестоящего уровня;
- информационный обмен между отдельными ОИК, установленными в центрах управления, осуществляется с использованием протокола ICCP (IEC 60870-6-503, TASE.2).

6.2.1.4. *Переход на описание энергосистемы (в информационных системах), базирующееся на единой системе классификации, кодирования и идентификации*

Цель перехода – облегчить интеграцию приложений и систем управления энергетикой, разработанных независимо друг от друга разными производителями, в рамках единой системы для эффективного управления генерацией и распределением электроэнергии.

Во все вновь внедряемые информационные системы рекомендуется включать функционалы (интерфейсы), обеспечивающие взаимодействие на основе стандартов Международной электротехнической комиссии.

Общая информационная модель позволяет построить модель энергетического предприятия или группы предприятий на основе описания всех объектов электроэнергетики (электростанции, ЛЭП, подстанции, трансформаторы, измерения и т.п.), а также организационно-технологических и других связей между ними. Каждому объекту присваивается уникальный идентификатор ресурса. В результате формируется общее представление о предприятиях электроэнергетики, элементах их инфраструктуры и оборудовании, а также создаётся стандартизованное, не зависящее от поставщиков программных продуктов описание инфраструктуры энергетической фирмы или группы компаний.

6.2.2. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии

Обеспечение учёта перетоков электроэнергии в пределах областных энергосистем, ФЭС, РЭС возможно после завершения работы по созданию региональных АСКУЭ с применением общих технических и программных решений, выработанных при создании АСКУЭ ММПГ.

В каждом РУП-облэнерго необходимо использовать единый центр сбора и обработки данных АСКУЭ, созданный в рамках стро-

ительства АСКУЭ ММПГ, в который должна поступать информация, в том числе:

- из систем учёта электроэнергии промышленных потребителей;
- из систем учёта электроэнергии бытовых потребителей и мелкомоторного сектора.

Должен быть осуществлён переход на сбор данных АСКУЭ по высокоскоростным каналам связи.

6.2.3. Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций, тепловых сетей, электрических сетей

При внедрении автоматизированных систем управления технологическими процессами электростанций, тепловых и электрических сетей осуществляется переход на современные технические решения, включающие цифровые контроллеры для регулирования технологических параметров; промышленные интерфейсы, позволяющие обеспечить прозрачный транспорт данных между подсистемами АСУ ТП различных групп оборудования; алгоритмы управления, основанные на детальных математических моделях управляемых объектов, обеспечивающих эффективные управляющие воздействия для поддержания стабильности заданных эксплуатационных параметров и гарантирующих соблюдение пределов безопасной эксплуатации во всех режимах работы оборудования.

Таким образом обеспечивается возможность интеграции (защищённого взаимодействия с учётом требований по защите информации в АСУ ТП) АСУ ТП на верхнем уровне с другими информационными системами предприятия с целью обеспечения сбора, хранения и предоставления необходимых данных для принятия решений как по оперативному управлению оборудованием, так и по управлению экономической эффективностью основных фондов на всём жизненном цикле.

6.3. Единая производственно-технологическая сеть связи электроэнергетики

Основой телекоммуникационной инфраструктуры ГПО «Белэнерго», обеспечивающей предоставление различных сервисов, является Единая производственно-технологическая сеть связи электроэнергетики.

ЕПТССЭ предназначена для обеспечения производственной деятельности организаций ОЭС, управления технологическими процессами в производстве.

В ЕПТССЭ предусмотрены две составляющие:

- технологическая – для обеспечения управления технологическими процессами в производстве и передачи электро- и теплоэнергии;
- корпоративная – для обеспечения производственной (финансовой, коммерческой и административно-хозяйственной) деятельности электроэнергетики.

Основные задачи:

- обеспечение информационного обмена между объектами электроэнергетики для осуществления оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления;
- обеспечение информационного обмена между структурными подразделениями организаций электроэнергетики для осуществления корпоративного управления;
- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и технологической связи;
- обеспечение сетевой информационной безопасности;
- обеспечение интеграции ИТ-систем предприятий электроэнергетики в единое инфокоммуникационное пространство.

6.3.1. Принципы создания и развития ЕПТССЭ

ЕПТССЭ должна создаваться и развиваться, исходя из следующих основных принципов:

- цифровизация сети и внедрение оборудования перспективных технологий;
- широкополосность – возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в широком диапазоне в зависимости от текущих потребностей;
- масштабируемость сети – возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов её построения;
- инвариантность доступа – возможность организации доступа к службам независимо от используемой технологии;
- организация полного набора традиционных служб связи и новых информационных служб с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- мультисервисность – независимость технологических и корпоративных служб обеспечения связи от транспортных технологий;
- интеллектуальность – возможность управления службой, вызовом и соединением со стороны пользователя и возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность использования создаваемой сети;

- учёт потребностей в каналах и трактах связи других взаимодействующих сетей электросвязи и потребностей спецпотребителей в случаях чрезвычайных ситуаций;

- учёт прогнозов потенциальных потребностей электроэнергетики в телекоммуникационных и информационных службах на перспективу до 2030 года;

- обязательное соответствие телекоммуникационного оборудования, используемого в системе ГПО «Белэнерго», требованиям действующих НПА и ТНПА Республики Беларусь и Таможенного союза, наличие сертификатов соответствия, выданных уполномоченными органами.

6.3.2. Структура и состав сетей

В состав ЕПТССЭ входят существующие и строящиеся линии и сети связи, включая средства предоставления услуг и управления.

В иерархической структуре ЕПТССЭ выделяются:

- магистральная сеть (транспортная): «РУП «ОДУ» – РУП-облэнерго – системообразующий энергообъект (генерирующий источник или подстанция), между РУП-облэнерго, между системообразующими энергообъектами;

- местная сеть (внутрисистемная сеть «РУП-облэнерго – филиал электрических сетей – район электрических сетей» и сеть доступа «РУП – ТС – РК (ТЭЦ)», «РЭС – энергообъект», «последняя миля»);

- объектовая сеть.

С целью повышения уровня обеспечения услугами связи бизнес-процессов оперативно-диспетчерского управления стратегический приоритет следует отдавать цифровизации магистральных и местных сетей.

В зависимости от задач сети подразделяются на:

- первичные (транспортная и доступа) сети связи, представляющие собой совокупность линий связи и трактов, обеспечивающих транспорт для различных видов информации, и включающие все существующие и строящиеся сети и линии связи:

- проводные сети и линии связи:
 - ✓ кабельные линии связи;
 - ✓ волоконно-оптическая сеть и линии связи;
 - ✓ высокочастотная сеть связи по воздушным линиям электропередачи;
- сети и каналы беспроводной радиосвязи (в том числе подвижной):
 - ✓ радиорелейные линии и каналы связи;
 - ✓ сети УКВ радиосвязи;
- арендованные тракты и каналы связи;

– вторичные сети связи, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию и распределение информации определённого вида, и включающие:

- телефонную сеть (производственно-технологическую, оперативно-диспетчерскую, факсимильную связь);
- сеть конференц-связи (аудио и видео);
- сети передачи данных.

Первичная сеть связи Белорусской энергосистемы включает:

- систему цифровых каналов передачи и групповых трактов;
- систему сетевой синхронизации;
- систему поддержки эксплуатационных процессов оператора связи (OSS – Operations Support System), в которую входит, в частности, система управления электросвязью;
- систему защиты цифровых сигналов от несанкционированного доступа.

На магистральной сети применяется оборудование систем передачи не более четырёх производителей.

6.3.3. Сети и линии связи КЛС и РРЛ

В целях развития сети и линии связи КЛС и РРЛ в ГПО «Белэнерго» планируются:

- постепенный вывод КЛС из эксплуатации с заменой на ВОЛС, в обоснованных случаях – цифровизация существующих КЛС;
- применение цифровых РРЛ при необходимости резервирования и быстрого развертывания сетей связи.

6.3.4. Сеть ВОЛС

Основное направление развития ЕПТССЭ – создание волоконно-оптической сети связи по воздушным линиям электропередачи или в пределах охранных зон ВЛ (сеть ВОЛС).

Сеть ВОЛС позволит интегрировать все объекты электроэнергетики в единое инфокоммуникационное пространство и обеспечит возможность информационного взаимодействия не только систем диспетчерского и технологического управления, но и систем РЗА и ПА, критичных ко времени распространения и обработки сигналов.

Планируется создание магистральной и внутрисистемных сетей на базе ВОЛС, топологически совпадающей с электрической сетью, с максимально возможным охватом объектов электроэнергетики (в первую очередь ГИ и системообразующих ПС).

В городах ВОЛС (по возможности физические кольца) призваны объединить узлы связи РУП-облэнерго, генерирующих источников,

ФЭС, головных предприятий тепловых сетей и их филиалов, кабельных сетей, энергосбыта, энергонadzора, а также РЭС и системообразующих ПС, находящихся в черте города, с обязательным выходом ВОЛС на узел связи, предпочтительно РУП «Белтелеком». Для остальных городских энергообъектов технология доступа определяется в индивидуальном порядке.

Ёмкость вводимых систем определяется с учётом существующих потребностей в передаче технологической и корпоративной информации (в том числе для целей АСУ, АСДУ, АСКУЭ, РЗА и ПА) и прогнозных показателей на ближайшие 3–5 лет, а их масштабируемость – с учётом роста трафика на перспективу до 10–15 лет.

Создание сети ВОЛС осуществляется в основном подвеской на ВЛ 35 кВ и выше оптического кабеля, встроенного в грозозащитный трос, и организацией систем передачи с использованием технологий PDH, SDH, IP поверх SDH, спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM). Кроме того, при строительстве ВОЛС допускается использование оптического самонесущего кабеля, оптического кабеля, встроенного в фазный провод ВЛ (ОКФП) или навиваемого на фазный провод или грозозащитный трос ВЛ (ОКНН).

Технология построения ВОЛС с использованием ВЛ оптимальна для электроэнергетики, так как магистральные участки электрической сети ЛЭП и телекоммуникационных сетей могут сооружаться как единое целое. Такая комбинированная инфраструктура максимально эффективно связывает источники информации и электрической энергии с их потребителями. Кроме того, избыточные мощности ВОЛС (оптические волокна) могут использоваться сторонними операторами связи.

По сравнению с другими сетями связи ВОЛС по ВЛ обеспечивает передачу любого вида трафика, обладает повышенными характеристиками по скорости и ёмкости, не подвержена внешним электромагнитным влияниям, обладает более высокой отказоустойчивостью, нежели оптические кабели, проложенные в грунте.

Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС по ВЛ осуществляются в соответствии с ПУЭ (действующая редакция) и другими НТД отрасли.

При решении вопроса о размещении ВОЛС на ВЛ одним из основных условий монтажа ВОЛС является проверка ВЛ на несущую способность и возможность отключения для проведения работ.

При строительстве, реконструкции и капитальном ремонте ВЛ с грозотросом необходимо предусматривать грозотрос со встроенным оптическим кабелем.

Число оптических волокон в оптическом кабеле и ёмкость систем передачи определяются на этапе разработки задания на проектирование с учётом текущей и перспективной потребности. Оптические волокна на магистральных направлениях в количестве не менее четырёх выполняются по технологии, максимально отвечающей последним разработкам в области систем передачи плотной WDM, в том числе с когерентным детектированием.

Для ОКГТ, ОКСН, ОКФП, на ВЛ 35 кВ и выше следует применять спиральную поддерживающую и натяжную арматуру. В отдельных случаях для ОКСН, срок эксплуатации которых на ВЛ 35 кВ не превышает 10 лет, допускается применение болтовой и клиновой натяжной поддерживающей арматуры.

Наиболее пригодными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, передачи команд/сигналов РЗА и ПА являются волоконно-оптические системы передачи с резервированием системами ВЧ связи (для передачи сигналов РЗА и ПА).

Организация каналов связи в ВОЛС осуществляется, как правило, с применением оборудования мультиплексирования SDH/PDH, с возможностью организации между объектами кольцевой топологии, позволяющей обеспечить резервирование или дублирование каналов диспетчерско-технологического управления, РЗА и ПА.

При организации каналов связи в цифровых системах передачи по ВОЛС устройства РЗА подключаются по стандартным канальным интерфейсам (в том числе оптическим) либо через специализированную аппаратуру для передачи сигналов и команд РЗА.

В специализированной аппаратуре для передачи сигналов и команд РЗА должен быть обеспечен автоматический контроль исправности каналов связи, действующий на сигнал и блокировку прохождения сигналов и команд с возможностью ручной деблокировки.

Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих оптический интерфейс, приоритетной является организация их работы по отдельным выделенным волокнам волоконно-оптического кабеля, протяжённость которых определяется характеристиками оптических интерфейсов устройств РЗА.

Основными принципами и направлениями развития ВОЛС являются:

- повышение функциональности и надёжности:
 - обеспечение привязки электросетевых объектов к узлам доступа по разнесённым трассам;
 - обеспечение стандартных механизмов резервирования SDH, в том числе кольцевого;

- создание единой системы управления и системы тактовой сетевой синхронизации;
- внедрение на магистральных направлениях цифровых систем передачи на основе спектрального уплотнения (DWDM – Dense Wave Division Multiplexing);
 - оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию;
- унификация применяемых средств связи и технических решений;
- обеспечение аварийно-восстановительных бригад техникой и материалами для восстановления работоспособности ВОЛС.

Техническое обслуживание и ремонт ВОЛС-ВЛ выполняются комплексно совместно с персоналом линейных бригад, обслуживающим ЛЭП.

Комплексные бригады по обслуживанию и ремонту ЛЭП и ВОЛС на ВЛ укомплектовываются специалистами по связи.

Для производства аварийных и ремонтно-восстановительных работ комплексными бригадами (ЛЭП, ВОЛС на ВЛ) используются специальные машины и оборудование, включая измерительные приборы, оборудование и материалы для временного и постоянного восстановления ЛЭП, ВОЛС на ВЛ.

В целях унификации технической эксплуатации и для обеспечения возможности проведения паспортизации, плановых измерений и измерений в процессе аварийно-восстановительных работ любое смонтированное оптическое волокно, проходящее по ВЛ, предусматривает наличие не менее одного свободного окончания (разъёмного соединителя) на оптическом кроссе, установленном на территории объекта (ПС, другие объекты электроэнергетики), куда гарантирован круглосуточный допуск обслуживающего персонала линейных бригад в течение всего срока службы ВОЛС.

6.3.5. Сети ВЧ связи

Перспективное развитие высокочастотной сети связи включает следующие компоненты:

- технологическую сеть диспетчерской связи, РЗА и ПА с дублированием по ВОЛС;
- модернизацию систем ВЧ, осуществляемую в рамках реконструкции, технического перевооружения и нового строительства электросетевых объектов. При этом предусматриваются:
 - рациональное использование частотного ресурса;
 - применение ВЧ аппаратуры комплексного использования для передачи речи, данных, сигналов-команд;

- повышение функциональности, надёжности и качества ВЧ связи на базе её цифровизации;
- создание и поддержание единой базы данных частотного ресурса.

6.3.6. Сеть арендованных трактов и каналов связи

Основными задачами применения арендованных трактов и каналов связи являются:

- необходимость резервирования каналов связи при нецелесообразности по технико-экономическим причинам строительства ведомственных сетей связи, а также быстрого развёртывания сетей связи;
- переход к построению виртуальных сетей с пакетной коммутацией;
- формирование единой централизованной системы управления оборудованием узлов сети арендованных трактов и каналов.

6.3.7. Сеть подвижной радиосвязи

В задачи сети подвижной радиосвязи входит обеспечение:

- сбора информации с удалённых и изолированных энергообъектов, в том числе с использованием систем широкополосного радиодоступа;
- интенсивного использования полосы частот 403–430 МГц;
- связью эксплуатационных служб и аварийно-восстановительных бригад;
- резервирования каналов оперативно-диспетчерского управления.

6.3.8. Система управления ЕПТССЭ

Система управления формируется на базе центров управления трех уровней:

- главный центр управления;
- региональные (областные) центры управления;
- местные (территориальные) центры управления.

Архитектура СУ ЕПТССЭ и СУ сетями связи, входящими в состав ЕПТССЭ, предполагает наличие:

- уровня управления элементами сети;
- уровня управления сетью;
- уровня управления услугами;
- уровня управления бизнесом.

На различных уровнях управления СУ реализует следующие группы функций:

- управление устранением неисправностей;
- управление конфигурацией;
- управление качеством передачи;

- управление безопасностью (защитой информации);
- управление расчётами (реализуется в основном на уровне управления бизнесом).

Центры управления размещаются на территориях и производственных площадях организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Для безотказной работы СУ предусмотрено дублирование основных критичных для функционирования системы компонент – баз данных, серверов, каналов управления.

Техническая структура СУ обеспечивается на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики и рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

6.3.9. Сеть тактовой сетевой синхронизации

Основной задачей сети тактовой сетевой синхронизации является обеспечение установки и поддержания определённой тактовой частоты цифровых сигналов, предназначенных для цифровой коммутации и цифрового транзита, с тем чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определённые пределы.

Для организации сети ТСС используется специальная аппаратура синхронизации:

- формирующая эталонные сигналы синхронизации;
- восстанавливающая и поддерживающая качество сигналов синхронизации;
- распределяющая синхросигналы и вспомогательные преобразования.

При необходимости дополнительного распределения сигналов синхронизации на узлах связи используется аппаратура размножения сигналов синхронизации.

Сигналам синхронизации присваиваются качественные показатели, определяемые источником этих сигналов. Качественные показатели сети ТСС должны соответствовать рекомендациям МСЭ-Т 6.811, 6.812, 6.813 и стандартам ЕСЭ 300 462-1 .23.4.5.6.

В качестве источников сигналов синхронизации используются эталонные генераторы ведомственной сети синхронизации энергосистемы, а на период её создания – сигналы от базовой сети ТСС РУП «Бел-телеком» или сетей ТСС альтернативных операторов сети.

6.3.10. Сеть телефонной связи

Основным направлением модернизации сети телефонной связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики и внедрение цифровых УПАТС на объектах электроэнергетики.

Сеть телефонной связи строится с учётом логической структуры ЕПТССЭ на базе узлов связи различных уровней иерархии.

Основной задачей сети является обеспечение абонентов всех объектов энергосистемы бесперебойной качественной связью, включая:

- предоставление широкого спектра базовых и дополнительных услуг с гарантированным качеством;
- предоставление технологической, местной городской, междугородной и международной автоматической связи абонентам пользовательских сетей;
- осуществление централизованного мониторинга и управления, установленных в сети УПАТС;
- предоставление новых коммуникационных услуг связи;
- повышение качества работы действующей в электроэнергетике системы телефонной связи.

Главным направлением развития сети телефонной связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики на основе технологии коммутации каналов (TDM) для организации оперативно-диспетчерской связи и технологии пакетной коммутации (VoIP) и их взаимного резервирования. Переход к сети с полной пакетной коммутацией осуществляется постепенно, по мере развития технологии VoIP и повышения её качественных показателей, для удовлетворения требований к оперативно-диспетчерской связи.

Стратегия развития телефонной сети предусматривает:

- внедрение на всех её уровнях новых программно-управляемых цифровых телефонных станций в координации с планами по цифровизации первичных сетей;
- замену на всех её уровнях аналоговых станций на цифровые с условием включения в них преимущественно цифровых каналов и линий связи;
- постепенный переход от аналого-цифровой к полностью цифровой сети;
- унификацию цифровых УПАТС;
- внедрение технологии пакетной коммутации VIP с нормированным сжатием;
- внедрение новых принципов управления и мониторинга;
- повышение устойчивости и надёжности всех элементов сети, и в первую очередь узлов коммутации;
- внедрение единого плана нумерации и системы маршрутизации;
- расширение сервисов;
- использование современных протоколов сигнализации;

- внедрение биллинговых систем;
- конвергенцию с другими видами коммуникаций (внедрение технологий unified communications).

6.3.11. Сеть конференц-связи

Сеть конференц-связи предназначена для одновременного проведения в обусловленное время переговоров, селекторных совещаний между руководящим персоналом различных уровней управления и обеспечения приёма и передачи видео и голосовой информации в режиме реального времени (громкоговорящий приём и передачу выступлений участников в режиме конференции).

Сеть конференц-связи развивается в рамках мультисервисной сети с применением цифровых устройств обработки голоса и видеоизображения.

6.3.12. Внутриобъектовый комплекс связи

Внутриобъектовый комплекс связи предназначен для взаимодействия штатного персонала объекта, в том числе предоставления ему выхода на абонентов сети общего пользования Республики Беларусь, обеспечения взаимодействия с персоналом центров управления и ремонтно-эксплуатационного обслуживания, а также для обмена информацией автоматических и автоматизированных систем управления в нормальных и аварийных режимах работы энергосистем.

Развитие внутриобъектового комплекса связи направлено на повышение качества и надёжности его функционирования, полную цифровизацию, структурное оформление, внедрение перспективных технологий, расширение объёма телекоммуникационных услуг (речь, видео, данные), обеспечение возможности передачи возрастающего объёма информации на другие объекты электроэнергетики.

Перспективный внутриобъектовый комплекс предусматривает в своём составе:

- современное оборудование внешней связи (ВОЛС, беспроводной и ВЧ связи);
- системы внутренней связи (видео, компьютерной, телефонной, радиодоступа и громкоговорящей связи).

Обеспечение возможности связи (речь, видео-данные) с абонентами сети общего пользования Республики Беларусь через ЕПТССЭ предусматривает мероприятия по информационной безопасности, в том числе повышенные требования к инфраструктуре и конструктивному исполнению внутриобъектового комплекса связи в части микроклимата помещения, размещения оборудования связи в соот-

вестии с нормами, структурированной кабельной сети, заземления, независимой системы электропитания, возможности дистанционного управления и функционирования с минимальным участием эксплуатационного персонала.

6.4. Сети передачи данных

Техническая политика ГПО «Белэнерго» в области корпоративной сети передачи данных определяется Регламентом корпоративной сети ГПО «Белэнерго» (КС «ENERGO»).

Для обеспечения необходимого уровня информационной безопасности и снижения затрат на создание систем защиты информации, конфигурация сетей передачи данных и средств вычислительной техники должна предусматривать максимальное разделение подсистем АСДУ, АСУ ТП и АИС ПХД:

АСДУ, АСУ ТП – в технологическом сегменте передачи данных КС ГПО «Белэнерго»;

АИС ПХД – в корпоративном сегменте передачи данных КС ГПО «Белэнерго».

6.5. Информационная безопасность

Основными целями технической политики в области обеспечения информационной безопасности являются:

- создание условий для устойчивого функционирования и безопасного управления объектами энергетического комплекса;
- повышение безопасности объектов энергетического комплекса на базе современных информационных технологий;
- защита объектов энергетического комплекса путём предотвращения возможности нанесения ущерба или причинения иного вреда субъектам информационных отношений в результате нарушения установленных режимов обработки информации ограниченного доступа, уничтожения, искажения и блокирования информации, используемой для принятия управленческих решений.

Для достижения целей обеспечения информационной безопасности энергетического комплекса требуется решение следующих задач:

- разработка критериев отнесения энергетических объектов к категории критически важных объектов информатизации;
- отнесение энергетических объектов к категории КВОИ, в том числе объектов генерации и электросетевого комплекса;

- создание вертикально интегрированной комплексной системы обеспечения информационной безопасности;
- прогнозирование, выявление и оценка угроз информационной безопасности и их источников;
- разработка и внедрение современных методов и средств обеспечения информационной безопасности;
- организация контроля состояния и оценки эффективности системы обеспечения информационной безопасности и реализация мер по её совершенствованию;
- поддержание системы обеспечения информационной безопасности в состоянии, устойчивом к существующим и вновь выявляемым угрозам в информационной сфере.

6.5.1. Защита информационно-коммуникационных и технологических систем и инфраструктуры

При построении (внесении изменений) информационно-коммуникационной инфраструктуры объектов энергетического комплекса предполагается выполнение следующих основных требований.

В качестве сетей передачи данных для ИКИ объектов энергетического комплекса используются общедоступные сети (Internet), арендованные каналы связи, собственные ВОЛС с безусловным применением средств защиты трафика вне контролируемых зон, с учётом возможности резервирования каналов связи, а также одновременного их использования.

При сегментировании ИКИ обеспечивается возможность деления локальной вычислительной сети объектов энергетического комплекса на модули. В составе ЛВС выделяются следующие сегменты:

- модуль межсетевого экранирования;
- модуль доступа в Интернет;
- модуль внешней демилитаризованной зоны;
- модуль серверной группы;
- модуль удалённого доступа;
- модуль беспроводной ЛВС;
- модули управления СОИБ и ЛВС (сегмент управления).

Модуль МСЭ обеспечивает возможность локализации защищаемой информации и разделения ИКИ на сегменты по степени ограничения доступа к защищаемой информации посредством модульной архитектуры построения ИКИ и реализацию политики информационного взаимодействия между всеми остальными модулями в соответствии с матрицей разрешённого сетевого взаимодействия.

Управление сетевым оборудованием осуществляется с использованием защищённых сетевых протоколов (SSL, TLS и т.д.) либо при обеспечении дополнительной защиты трафика средствами VPN.

Централизованная аутентификация администраторов сетевого оборудования выполняется с использованием технологий управления доступом (AD, RADIUS, TACACS+).

Модуль доступа в Интернет обеспечивает реализацию следующих функций в отношении HTTP и FTP-трафика:

- фильтрация по IP-адресу пользователя;
- фильтрация по IP-адресу сервера назначения;
- фильтрация по URL;
- фильтрация по принадлежности URL определённой категории;
- блокирование вредоносного программного кода;
- блокирование контента заданных типов;
- проверка соответствия реального и передаваемого mime-типа;
- блокирование неразрешённых взаимодействий.

Модуль доступа в Интернет обеспечивает реализацию следующих функций в отношении SMTP-трафика:

- фильтрация по E-mail отправителя;
- фильтрация по E-mail получателя;
- защита от различных атак (anti-spoofing);
- блокирование вредоносного программного кода;
- блокирование нежелательной корреспонденции;
- возможность помещения нежелательной корреспонденции в карантин и уведомление пользователя;
- возможность получения нежелательной корреспонденции пользователем из карантина;
- блокирование писем, содержащих вложения заданных типов;
- возможность проверки архивов известных типов (ARJ, ZIP, RAR, т.п.), в том числе вложенных.

6.5.2. Защита автоматизированных систем технологического управления

В целях защиты автоматизированных систем технологического управления документально определяются перечни программного обеспечения, устанавливаемого и/или используемого в АСУ ТП и необходимого для выполнения конкретных технологических процессов управления объектами энергетического комплекса. Состав установленного и используемого в автоматизированных системах технологического управления программного обеспечения должен соответствовать определённому перечню.

Результаты выполнения данных требований документируются.

Порядок обмена технологической информацией фиксируется в договорах между участниками, осуществляющими обмен технологической информацией.

Работники энергетических объектов, в том числе администраторы автоматизированных систем технологического управления и средств защиты информации, не должны обладать полномочиями для бесконтрольного создания, авторизации, уничтожения и изменения технологической информации, а также проведения несанкционированных операций по изменению состояния автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики.

Результаты операций по обработке технологической информации контролируются (проверяются) и удостоверяются лицами или автоматизированными процессами.

Обработка технологической информации и контроль (проверка) результатов обработки осуществляются уполномоченными работниками/автоматизированными процессами.

Обязанности по администрированию средств защиты технологической информации отдельными НТД возлагаются на администраторов ИБ с отражением этих обязанностей в их должностных инструкциях.

Комплекс мер по обеспечению ИБ в автоматизированных системах технологического управления предусматривает:

- защиту технологической информации (оперативной и неоперативной) от искажения, фальсификации, переадресации, несанкционированного уничтожения, ложной авторизации управляющих команд;
- доступ работника только к тем ресурсам технологического процесса, которые необходимы ему для исполнения должностных обязанностей или реализации прав, предусмотренных технологией обработки технологической информации;
- контроль (мониторинг) исполнения установленной технологии подготовки, обработки, передачи и хранения технологической информации;
- двустороннюю аутентификацию автоматизированных рабочих мест (рабочих станций и серверов), участников обмена технологической информацией;
- возможность ввода технологической информации в АСУ ТП только для авторизованных пользователей;

- контроль, направленный на исключение возможности совершения злоумышленных действий (двойной ввод, сверка, установление ограничений в зависимости от типа управляющих команд и т.д.);

- восстановление технологической информации в случае её умышленного (случайного) разрушения (искажения) или выхода из строя средств вычислительной техники.

Кроме того, организуется авторизованный ввод управляющих команд в автоматизированные системы технологического управления двумя работниками с последующей программной сверкой результатов ввода на совпадение (принцип «двойного управления»).

При проектировании, разработке и эксплуатации АСУ ТП документально определяются и выполняются процедуры, реализующие в том числе механизмы:

- снижения вероятности выполнения непреднамеренных или случайных операций авторизованными операторами;

- доведения информации о возможных рисках, связанных с выполнением операций, до ответственных за технологические процессы.

Документально определяются процедуры обслуживания средств вычислительной техники, используемых в АСУ ТП, включая замену их программных и/или аппаратных частей.

Регламентируется и осуществляется выполнение процедур периодического контроля и восстановления всех реализованных программно-техническими средствами функций (требований) по обеспечению ИБ технологической информации.

6.5.3. Управление доступом к корпоративным информационным ресурсам

С целью организации контроля, автоматизации и централизации управления доступом к информационным системам реализуется единый централизованный механизм управления аутентификационными данными и доступом пользователей и администраторов.

Для этого реализуется ролевая модель, с использованием которой на основе информации о пользователе автоматически определяются возможные права доступа к прикладным ИС. Ролевая модель представляет собой таблицу соответствия занимаемой работниками позиции в структуре энергетической организации (структурное подразделение и должность) и возможной роли, которая состоит из набора прав доступа в перечень ИС.

Ролевая модель используется при создании (в том числе автоматическом) учётных записей в соответствующих корпоративных инфор-

мационных ресурсах при отражении в АИС «Управление кадрами» факта приёма сотрудника на работу.

АИС «Управление кадрами» выступает в качестве единого достоверного источника данных о работниках для синхронного автоматизированного изменения всех данных учётных записей.

Должна быть обеспечена защита данных, передаваемых по каналам связи, от перехвата и модификации посредством криптографических преобразований передаваемой информации при подключении удалённых пользователей к корпоративным информационным ресурсам.

Виртуальные защищённые каналы (VPN-туннели) формируются с соблюдением стандарта протокола IPSec (RFC 2401 – RFC2412, RFC2451), стандарта IKE (RFC2409) с использованием сертификатов X.509 v3 (RFC2459), с поддержкой возможности подключения удалённых пользователей с использованием технологий SSL VPN.

6.5.4. Организация процесса аудита информационной безопасности

В составе информационных и автоматизированных систем объектов энергетического комплекса предусматриваются системы, позволяющие в режиме реального времени выявлять и блокировать атаки, направленные на информационные ресурсы объектов данного комплекса.

Необходимо обеспечить процесс постоянного контроля за состоянием защищённости компонентов информационных и автоматизированных систем с целью обнаружения и своевременного устранения уязвимостей. База данных существующих атак и уязвимостей поддерживается в надлежащем состоянии путём регулярного и своевременного обновления.

Для процесса постоянного мониторинга состояния информационной безопасности рекомендуется в реальном времени регистрировать, анализировать и реагировать на события, которые могут являться потенциальными нарушениями установленных требований информационной безопасности.

7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИИ

Техническая политика в области экологии предусматривает неукоснительное соблюдение рекомендаций по нормам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твёрдого, жидкого, газообразного топлива и биомассы в котельных установках различной теплопроизводительности, установленным природоохранным законодательством Республики Беларусь.

При работе энергоустановок должны приниматься своевременные меры для предупреждения или ограничения прямого и косвенного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водные объекты, звукового давления в близлежащих районах и минимального потребления воды из природных источников.

Выбросы от котельных установок и иных устройств сжигания подлежат непрерывным измерениям автоматизированными системами контроля за выбросами загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух.

Для снижения выбросов загрязняющих веществ реализуются следующие мероприятия:

- внедрение наиболее эффективных средств очистки отходящих газов от твёрдых частиц и диоксида серы, современных средств снижения выбросов оксида азота и диоксида углерода;
- использование оптимальных температурно-тепловых режимов эксплуатации котельного оборудования и совершенствование конструктивных элементов (горелочных устройств);
- применение двухстадийного (а также трёх- и многостадийного) сжигания топлива в котлах на основе режимных мероприятий или специальных горелочных устройств;
- рециркуляция продуктов сгорания в воздух, идущий на горение топлива;
- подача пара или воды в зону горения;
- использование топок с псевдосжиженным слоем при сжигании твёрдых видов топлива и отходов;
- внедрение современных низкоэмиссионных газогорелочных устройств, обеспечивающих пониженное содержание азота в дымовых газах.

Сокращение выбросов парниковых газов обеспечивается за счёт:

- совершенствования политики энергосбережения;
- повышения коэффициента полезного использования энергоносителей на всех стадиях производства (преобразования), транспортировки и потребления;
- обоснованного увеличения в топливном балансе страны возобновляемых источников энергии и вторичных энергоресурсов.

С целью получения исходных данных для расчёта удельных расходов топлива, а также расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на электростанциях сжигаемое топливо подвергается лабораторному контролю и измерению его количества (объёма).

Основными направлениями процесса рационального использования водных ресурсов и предотвращения загрязнения поверхностных и подземных вод являются:

- устранение причин загрязнения за счёт совершенствования и использования экологически чистых оборудования и технологий, применяемых в циклах энергоисточников, для сведения к минимуму объёмов стоков и их загрязнённости;
- максимальное внедрение оборотных схем водопользования и схем повторного использования очищенных стоков в технологических циклах энергоисточников;
- полное прекращение сбросов неочищенных стоков в водоёмы;
- установка приборов учёта воды;
- контроль очистки и сбросов промышленных стоков энергоисточников;
- оснащение мест сброса сточных вод автоматизированными системами контроля за сбросом загрязняющих веществ в составе сточных вод.

Техническая политика в области экологии электрических подстанций направлена на:

- проведение мероприятий по снижению негативного воздействия на атмосферу, гидросферу, растительный и животный мир;
- проведение мероприятий по предотвращению попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов;
- снижение уровня шума оборудования;
- обеспечение защиты персонала от воздействия электромагнитного поля;
- обеспечение пожаро- и взрывобезопасности оборудования;

- прекращение использования к 2025 г. оборудования, содержащего полихлорированные бифенилы, и обеспечение к 2028 г. обезвреживания отходов, содержащих ПХБ;

- восстановление нарушенных в процессе строительства и в результате эксплуатации природных условий.

Техническая политика в области экологии воздушных линий электропередачи предусматривает:

- обеспечение нормированных уровней индуцированных напряжений, электромагнитных полей, акустических шумов, радиопомех с учётом перспективного (15–20 лет) развития инфраструктуры в районе размещения ВЛ;

- применение экологически чистых технологий и материалов при строительстве и эксплуатации, в том числе очистке просек ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;

- ограничение и, по возможности, исключение негативного воздействия на окружающую среду во время проведения строительно-монтажных работ путём минимизации нарушения естественного геологического строения грунтов строительной техникой, с последующей рекультивацией земель;

- оснащение опор ВЛ и изоляторов специальными устройствами, препятствующими гнездованию и посадке птиц на конструктивных элементах опор.

Техническая политика в области обращения с отходами производства главной целью имеет сокращение объёмов их образования и внедрение безотходных (малоотходных) технологий.

Энергопредприятия, в которых образуются отходы производства, обеспечивают их обезвреживание и/или использование, а также хранение или захоронение в санкционированных местах.

При сжигании твёрдых видов топлива применяются современные технологии использования образующихся отходов золы.

8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Основное направление в данной сфере деятельности – актуализация и обновление нормативно-технической базы, реестров нормативно-технических документов, действующих в сфере электроэнергетики.

8.1. Цель и задачи

Деятельность в области совершенствования нормативно-технического обеспечения главной целью имеет создание эффективной системы технического регулирования электроэнергетики, направленной на выполнение установленных требований, повышение операционной деятельности и надёжности электроснабжения потребителей.

При этом решаются задачи:

- практической реализации в сфере электроэнергетики требований законодательства в отношении энергетических объектов, технических средств и реализуемых видов деятельности;
- гармонизации с техническими регламентами, национальными и международными стандартами, документами ЕврАзЭС и Таможенного союза;
- нормативно-технического обеспечения инновационного развития электроэнергетики;
- унификации и типизации применяемых нормативно-технических документов, введения понятной, удобной, направленной на нужды конечного пользователя единой системы НТД, обеспечивающей функционирование и развитие электроэнергетики;
- обновления и актуализации нормативно-технической базы с учётом трендов развития и достижений научно-технического прогресса в сфере электроэнергетики.

8.2. Структура нормативно-технической базы

В сфере электроэнергетики реализуется предметно-ориентированная система формирования нормативно-технической базы, в том числе:

- объектно ориентированная система стандартов ГПО «Белэнерго», содержащих требования, нормы и правила прямого применения, реализация которых обеспечивает выполнение действующего законодательства;
- пакет нормативно-технических документов, обеспечивающих выполнение требований стандартов организации (своды правил, рекомендации, руководства, методики, методические указания, инструк-

ции, карты загрязнений, климатические карты, типовые технические решения, типовые технологические карты, типовые схемы).

Стандарты организации разрабатываются в отношении объектов (технические системы, оборудование, технологии и материалы) и реализуемых видов деятельности (проектирование, строительство, эксплуатация, оперативно-технологическое управление, метрологическое обеспечение, мониторинг, диагностика, ремонт и т.д.), перечень которых утверждается и обновляется в установленном порядке.

Для каждого объекта предусматриваются следующие виды стандартов:

- технические требования (общие технические требования), область применения которых охватывает процессы подтверждения соответствия при выборе и закупке оборудования;
- требования по организации эксплуатации, технического обслуживания, диагностики и ремонта; область применения – процессы эксплуатации, технического обслуживания, мониторинга и диагностики, ремонта и утилизации объектов и оборудования;
- методы (способы) подтверждения соответствия (методы испытаний); область применения – процессы подтверждения соответствия при приёмке оборудования, приёмке объектов в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, после завершения ресурсных сроков эксплуатации, а также при сертификации;
- правила охраны труда и техники безопасности, область применения которых охватывает технические требования по обеспечению безопасности при оперативно-техническом обслуживании и ремонтно-эксплуатационных работах.

Система имеет адресный принцип построения базы нормативно-технических документов и ориентирована на конкретного участника производственно-технологического процесса в сфере электроэнергетики, которая регулярно пересматривается и дополняется с учётом новых требований.

8.3. Требования к порядку разработки и пересмотра нормативно-технических документов

Требования предусмотрены в порядке разработки, утверждения, согласования, регистрации, пересмотра, изменения и отмены соответствующими стандартами организаций.

Обновление и совершенствование нормативно-технической базы в сфере электроэнергетики осуществляются путём формирования и реализации перспективных и целевых программ, а также краткосрочных и долгосрочных планов разработки и пересмотра нормативно-технической документации.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ОСНОВНЫЕ ЦЕЛИ ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ ГПО «БЕЛЭНЕРГО» НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА	5
1.1. Состояние объединённой энергосистемы Республики Беларусь на современном этапе	5
1.2. Общие задачи технической политики	6
1.3. Термины, определения и сокращения	8
2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГПО «БЕЛЭНЕРГО»	19
2.1. Общие требования к развитию объединённой энергосистемы	19
2.2. Оперативно-диспетчерское управление режимом объединённой энергосистемы	19
2.2.1. Планирование режима	19
2.2.2. Ведение режима	23
2.3. Электрические сети (системообразующие)	23
2.3.1. Воздушные линии электропередачи 220–330–750 кВ	23
2.3.2. Воздушные линии электропередачи 110 кВ	24
2.3.3. Кабельные линии электропередачи 35–330 кВ	25
2.4. Распределительные электрические сети	25
2.5. Электрооборудование электрических станций и подстанций	27
2.5.1. Генераторы и их системы возбуждения	27
2.5.2. Генераторные выключатели	30
2.5.3. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы	30
2.5.4. Распределительные устройства	32
2.5.5. Электрооборудование собственных нужд	34
2.5.6. Электродвигатели собственных нужд	36
2.5.7. Системы оперативного тока	37
2.5.8. Рекомендуемые требования к производителю выбираемого оборудования	40
2.6. Организация технического обслуживания и ремонта электрооборудования	40

2.7. Рекомендации по модернизации некоторых видов электрооборудования ТЭС.....	41
2.8. Диагностика и мониторинг технического состояния электрооборудования	42
2.8.1. Генераторы	42
2.8.2. Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы.....	42
2.8.3. Оборудование открытых распределительных устройств.....	43
2.8.4. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией.....	44
2.8.5. Оборудование собственных нужд	45
2.8.6. Диагностирование и мониторинг ВЛ.....	45
2.8.7. Диагностирование и мониторинг КЛ.....	45
2.8.8. Электромагнитная совместимость и молниезащита	46
2.9. Релейная защита и противоаварийная автоматика объектов электроэнергетической системы. Технические требования к устройствам и оборудованию релейной защиты и автоматики	47

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

52

3.1. Основные направления технической политики при строительстве, реконструкции и модернизации ТЭС	52
3.2. Типовые решения по основному теплоэнергетическому оборудованию	54
3.2.1. Паровые и водогрейные котельные установки	55
3.2.2. Паротурбинные установки	57
3.2.3. Газотурбинные установки (автономные и работающие в составе ПГУ)	58
3.2.4. Водоподготовка и водно-химический режим тепловых электростанций и тепловых сетей.....	59
3.2.5. Вспомогательное оборудование электростанций и котельных.....	60
3.2.6. Трубопроводы и арматура	61
3.2.7. Станционные теплофикационные установки.....	62
3.2.8. Тепловые сети.....	62
3.2.9. Техническая политика в области зданий и сооружений ТЭС	65
3.2.10. Ремонт основного и вспомогательного теплотехнического оборудования.....	66

4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ (НЕТРАДИЦИОННОЙ) ЭНЕРГЕТИКИ	68
4.1. Подключение установок по использованию возобновляемых источников энергии к государственным электрическим сетям	68
4.2. Создание установок по использованию ВИЭ	68
4.2.1. Гидроэнергетика	69
4.2.2. Ветроэнергетика	69
4.2.3. Солнечная энергетика	70
5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ УЧЁТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ	71
5.1. Техническая политика в области учёта электрической энергии	71
5.2. Техническая политика в области учёта электрической энергии предприятий электроэнергетики	72
5.3. Техническая политика в области учёта электрической энергии потребителей	73
5.4. Дополнительные требования к приборам учёта электрической энергии	78
6. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ИНФОРМАЦИОННО-КОММУНИКАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ	81
6.1. Информационные системы	81
6.1.1. Интегрированная автоматизированная система управления ГПО «Белэнерго»	81
6.1.2. Автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго»	83
6.2. Автоматизированная система технологического управления	83
6.2.1. Информационные системы диспетчерского управления ГПО «Белэнерго»	84
6.2.2. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии	86

6.2.3. Автоматизированные системы управления технологическими процессами электростанций, тепловых сетей, электрических сетей	87
6.3. Единая производственно-технологическая сеть связи электроэнергетики	87
6.3.1. Принципы создания и развития ЕПТССЭ	88
6.3.2. Структура и состав сетей	89
6.3.3. Сети и линии связи КЛС и РРЛ	90
6.3.4. Сеть ВОЛС	90
6.3.5. Сети ВЧ связи	93
6.3.6. Сеть арендованных трактов и каналов связи	94
6.3.7. Сеть подвижной радиосвязи	94
6.3.8. Система управления ЕПТССЭ	94
6.3.9. Сеть тактовой сетевой синхронизации	95
6.3.10. Сеть телефонной связи	95
6.3.11. Сеть конференц-связи	97
6.3.12. Внутриобъектовый комплекс связи	97
6.4. Сети передачи данных	98
6.5. Информационная безопасность	98
6.5.1. Защита информационно-коммуникационных и технологических систем и инфраструктуры	99
6.5.2. Защита автоматизированных систем технологического управления	100
6.5.3. Управление доступом к корпоративным информационным ресурсам	102
6.5.4. Организация процесса аудита информационной безопасности	103
7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИИ	104
8. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	107
8.1. Цель и задачи	107
8.2. Структура нормативно-технической базы	107
8.3. Требования к порядку разработки и пересмотра нормативно-технических документов	108