

УТВЕРЖДЕНО
протоколом РУП «Могилевэнерго»
от 11 марта 2026 №1

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА
РУП «Могилевэнерго» на период до 2030 года**

Оглавление

1. ВВЕДЕНИЕ	4
2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ	5
2.1. Цель Технической политики.....	5
2.2. Основные задачи, на решение которых направлена Техническая политика.....	5
3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	6
3.1. Воздушные линии электропередачи 35-750кВ.....	6
3.2. Применение БЛА на энергетических объектах РУП «Могилевэнерго»:.....	9
3.3. Кабельные линии электропередачи 35 - 110 кВ	9
3.4. Электрические (распределительные) сети напряжением 0,4-10кВ	11
4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ 35-330 кВ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	26
4.1. Общие требования к вновь сооружаемым и реконструируемым (модернизируемым) объектам ..	26
4.2. Требования к распределительным устройствам 35-330 кВ.....	27
4.3. Требования к комплектным распределительным устройствам (КРУ) 6-10кВ, ОРУ 6-10 кВ	28
4.4. Требования к собственным нуждам и оперативному току:	29
5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ	31
6. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	35
6.1. Основные цели и задачи технической политики РУП «Могилевэнерго» по теплотехническому направлению	35
6.2. Техническая политика в области модернизации и повышения надежности теплоэнергетического оборудования	36
6.3. Повышение эффективности и надежности котельных установок.....	36
6.4. Повышение эффективности и надежности вспомогательного оборудования	37
6.5. Повышение эффективности систем химводоподготовки и водно-химического режима тепловых электростанций и тепловых сетей	37
6.6. Повышение эффективности систем теплоснабжения	38
7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ.....	41
8. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ СРЕДСТВ СВЯЗИ	42
8.1. Общие положения	42
8.2. Требования к оборудованию	42
8.3. ВЧ каналы связи	46
8.4. Средства УКВ радиосвязи	46
8.5. Средства гарантированного электроснабжения.	46

9. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ	47
9.1. Автоматизированные системы управления производственно-хозяйственной деятельностью	47
9.2. Базовые принципы построения интегрированной АСУП РУП «Могилевэнерго»	47
9.3. Структура интегрированной АСУП РУП «Могилевэнерго»	49
9.4. Геоинформационные системы	49
9.5. Автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго»	50
9.6. Корпоративная вычислительная сеть	50
9.7. Инфраструктура обработки данных	53
9.8. Информационная безопасность	54
9.9. Оснащение рабочих мест вычислительной техникой	55
10. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (АСКУЭ)	56
10.1. Цели и задачи	56
10.2. Основные направления	57
11. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (АСКУТЭ)	59
11.1. Цели и задачи	59
11.2. Перспективы развития	60
12. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЕНИЮ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	60
12.1. Общие положения.	60
12.2. Перспективы развития	62
13. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ	63

1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая Техническая политика на период до 2030 года» (далее – Техническая политика) является внутренним документом РУП «Могилёвэнерго».

Документ разработан в соответствии с действующим законодательством Республики Беларусь.

Техническую политику должен знать и применять в работе персонал РУП «Могилёвэнерго» осуществляющий деятельность:

по производству, передаче и распределению электрической и тепловой энергии;

при проектировании, возведении, реконструкции, модернизации, технической модернизации, сносе объекта, ремонтно-эксплуатационных работах и монтаже всех видов оборудования объектов Могилевской энергосистемы;

по оперативно-диспетчерскому управлению технологическими процессами производства;

по техническому надзору за состоянием электростанций и сетевых объектов;

по организации работ, обеспечивающих сбалансированное развитие Могилевской энергосистемы.

Техническая политика также имеет информационный аспект, в части описания механизма взаимодействия РУП «Могилёвэнерго» (филиалов) 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.

Технической политикой определена совокупность взаимосвязанных технических требований, дополняющих действующие нормативные документы, также типовых технических требований по унификации параметров, обеспечения взаимозаменяемости, повышения надежности объектов Могилевской энергосистемы и совершенствования закупочной деятельности в РУП «Могилёвэнерго». Сборник типовых технических требований прилагается.

Акцентируется внимание на наиболее прогрессивные технические решения, устанавливает перечень и границы применения этих решений, а также оборудования и технологий. Применение требований Технической политики должно базироваться на принципах технической целесообразности и обоснованности, экономической эффективности, разумной достаточности и подтверждаться результатами технико-экономических сравнений альтернативных технических решений: оборудования, конструкций, материалов и систем. В виде исключения допускаются обоснованные отступления от настоящей технической политики, принятые Техническим советом РУП «Могилёвэнерго».

Техническая политика подлежит пересмотру по мере необходимости, но не реже одного раза в пять лет.

2. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ

2.1. Цель Технической политики

формирование требований для создания системы унифицированных технологий, технических решений, обеспечивающих заданные уровни надёжности, безопасности и эффективности функционирования объектов электрических станций, электрических и тепловых сетей, зданий и сооружений в долгосрочной перспективе на основе инновационных принципов развития.

2.2. Основные задачи, на решение которых направлена Техническая политика

обновление основных производственных фондов за счет применения современной техники, технологий и материалов при возведении, реконструкции, модернизации, технической модернизации, ремонте, сносе объекта, ремонтно-реставрационных работах и монтаже всех видов оборудования.

оптимизация технических и технологических решений при разработке проектной документации с учетом экономической эффективности объекта на всех стадиях жизненного цикла;

применение современных технологий и видов оборудования, систем, устройств, строительных конструкций и материалов при условии их экономической эффективности, возможности унификации и тиражирования;

сокращение технологических потерь электрической и тепловой энергии, повышение пропускной способности электрических сетей;

развитие и совершенствование структуры оперативно-технологического и ситуационного управления объектами энергосистемы;

развитие и совершенствование информационной инфраструктуры, технологической сети связи, автоматизированной системы технологического управления, повышение наблюдаемости электрической и тепловой сети, внедрение цифровых двойников объектов энергосистемы;

развитие автоматизации технологических процессов управления передачи и распределения электрической энергии, внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, диагностирования и мониторинга технологического оборудования, систем защиты и автоматики, противоаварийной автоматики, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии, создание и развитие высокоавтоматизированных подстанций и электрических сетей;

обеспечение качества закупаемой продукции и материалов, предотвращение поставок контрафактной продукции;

минимизация воздействия на окружающую среду при возведении, реконструкции, модернизации, технической модернизации, ремонте, сносе объекта, ремонтно-реставрационных работах и монтаже всех видов оборудования;

обеспечение информационной безопасности, предотвращение совершения террористических актов и нейтрализация киберугроз при функционировании объектов энергосистемы.

3. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

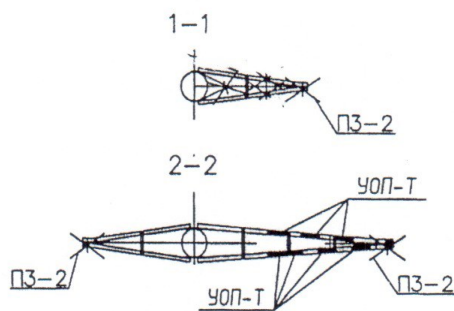
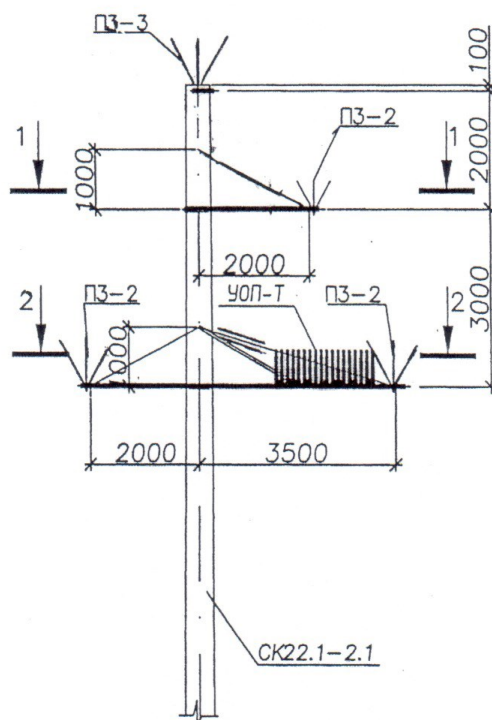
3.1. Воздушные линии электропередачи 35-750кВ

Основными направлениями технического переоснащения и развития электрических сетей 35-750кВ на предстоящий период должны стать:

- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;
- расчистка просек от древесно-кустарниковой растительности современными мульчерными установками, бульдозерами для выполнения работ в заболоченной местности;
- использование химического метода и экологически безопасных технологий по расчистке просек для снижения интенсивности роста древесно-кустарниковой растительности;
- продолжение работ по защите ВЛ от воздействия птиц путем установки ППЗ в соответствии со схемой расстановки (Рис.1);
- применение ППЗ, выполненных из электроизолирующих материалов с целью предотвращения гибели птиц типа УОП-Т, а также современных отпугивателей птиц со светоотражающими элементами;
- продолжение работ по переводу сети напряжением 220кВ на напряжение 330 и 110 кВ;
- увеличение надёжности питания важных энергоузлов райцентров Могилевской области путем расширения просек ВЛ для предотвращения аварийных отключений по причине падения деревьев на землях лесного фонда и иных землепользователей в период 2025-2028;
- вырубка опасных деревьев в полосах леса прилегающих к просекам ВЛ с целью исключения их падения на провода ВЛ на землях лесного фонда и иных землепользователей ежегодно;
- реконструкция и модернизация физически изношенных электрических сетей;
- развитие интегрированной геоинформационной системы энергетики на базе ZuluGIS в части отображения объектов электрических сетей. Внедрение новой системы управления производственными активами на платформе «1С:Предприятие», в рамках Дорожной карты по цифровой трансформации бизнес-процессов оперативно-диспетчерского управления ГПО «Белэнерго» на основе решений, построенных с использованием инфраструктурной платформы РС-20 и технологической платформы АСДУ СК11 (в редакции приказа ГПО «Белэнерго» от 10.12.2024 №269), для паспортизации, планирования и учета ремонтов электрических сетей. Паспортные данные и накопленные данные по ремонтам электрических сетей будут автоматически перенесены в новую систему управления производственными активами с действующего программного обеспечения;
- применение беспилотных летательных аппаратов (квадрокоптеры оснащенные современными средствами оптического контроля) для контроля технического состояния ВЛ 35кВ и выше;

- замена выработавшей свой ресурс подвесной фарфоровой изоляции на стеклянную или полимерную;
- проектирование и строительство электрических сетей напряжением 35-750 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;
 - железобетонных опор составного типа для улучшения доставки к месту установки без применения спецмеханизмов;
 - 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.
- рассмотрение вариантов по установке реклоузеров с функцией дистанционного управления в электрической сети 35кВ с большой протяженностью ВЛ и наличием одной и более отпаек для их отделения при необходимости;
- применение на ВЛ 35кВ покрытого провода (при обосновании);
- применение глубинных заземлителей для обеспечения проектных и нормативных значений сопротивления контуров заземления опор;
- применение современных зажимов для соединения проводов автоматического типа АСЦ и соединительных шлейфовых цанговых зажимов типа ШЦ-АС;
- обработка просек ВЛ 35 кВ и выше химическим способом, в т.ч. с применением БПЛА спустя год после расчистки просеки механизированным способом;
- при реконструкции воздушных линий 35-110 кВ в городской черте выполнять технико-экономический расчет их замены на кабельные линии с прокладкой в земле.

Установка устройств для защиты птиц
на промежуточных опорах типа ПБ110-13
ПБ110-13



Общее количество устройств для защиты от птиц
на ж-б. опору типа ПБ110-13 7-11шт.
(ПЗ-2 - 5шт., ПЗ-3 - 1шт, УОП-Т 3-7шт.)

3.2. Применение БЛА на энергетических объектах РУП «Могилевэнерго»:

Первоочередными сферами применения БЛА являются:

- выполнение обследований ВЛ 0,4-750 кВ, на которых предстоит выполнить текущий ремонт в предстоящем году, согласно утвержденных графиков;
- выполнение осмотров ВЛ 0,4-750 кВ с применением БЛА при аварийном отключении, в случаях, когда причина не установлена при визуальном осмотре с земли;
- использование БЛА для определения и уточнения фактического технического состояния отдельных строительных конструкций дымовых труб, градирен, тепловых сетей и их элементов при проведении общих плановых (весенних, осенних) технических осмотров указанных сооружений;
- использование БЛА при ликвидации последствий непогоды для поиска мест пострадавших от стихии и определения объема работ по устранению;
- использование БЛА для проведения аэрофотосъемки с обнаруженными дефектами воздушных линий электропередачи для их использования при обучении искусственного интеллекта.

При проведении процедур закупок беспилотных летательных аппаратов (далее - БЛА), разработке проектной документации и технических заданий на закупку БЛА руководствоваться типовыми техническими требованиями в соответствии с приложениями 1.1. - 1.4. к настоящей технической политике.

3.3. Кабельные линии электропередачи 35 - 110 кВ

- выбор сечения жилы кабеля 35 - 110 кВ должен проводиться исходя из расчета необходимой пропускной способности и термической устойчивости к току КЗ, глубины прокладки, температуры окружающей среды, термического сопротивления почвы, способа размещения кабелей (в плоскости или треугольнике), наличия протяженных трубных переходов, типа заземления и расчетного сечения экранов кабеля, расстояния между цепями, конструкции кабеля, наличие инженерных коммуникаций (КЛ, теплосеть и других), экономической плотности тока, падения напряжения, устойчивости работы подключенной генерации;
- пропускная способность КЛ 35 - 110 кВ должна быть определена из расчета электрических режимов в прилегающей сети для нормальных и ремонтных схем сети с учетом максимального потребления района перспективного развития электрической сети и роста нагрузок. Выбор сечения жилы кабеля следует подтверждать расчетом;
- для КЛ 35 - 110 кВ должны применяться кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, с продольной герметизацией по жиле, поперечной и продольной герметизацией по экрану от проникновения влаги, в том числе нового поколения полностью из герметизированных конструкций, непосредственно для КЛ-110 кВ со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры кабеля и передачи

технологической информации (необходимость применения оптоволокна для передачи технологической информации, мониторинга температуры должна определяться при проектировании);

- прокладку КЛ-110кВ в траншее осуществлять в железобетонных лотках с защитой плитами;

- при прокладке КЛ-35 кВ непосредственно в земле, механическую защиту осуществлять с применением ленты защитно-сигнальной вне населенной местности;

- в рамках графика планово-технического обслуживания необходимо осуществлять:

осмотр трассы, проложенной в земле - не реже одного раза в месяц;

осмотр концевых муфт - не реже двух раз в месяц, на объектах без постоянного дежурного персонала;

осмотр кабельных колодцев (переходных пунктов) – не реже одного раза в шесть месяцев;

тепловизионный контроль КЛ-110 кВ (муфты соединительные и концевые, открытые участки кабеля, транспозиционные и концевые коробки, контактные соединения ошиновки и заземлителей) – не реже одного раза в год или при выявлении развивающегося дефекта КЛ другими диагностическими методами контроля;

проверка целостности соединений заземлителей с заземляемыми элементами, заземляющего устройства с контуром подстанции (путем простукивания мест соединений молотком и осмотром для выявления обрывов и других дефектов) - один раз в 3 года;

измерение сопротивления заземляющего устройства и соединений заземлителей с заземляемыми элементами (на РУ-110 кВ электроустановки и колодцах транспозиции) измеряется переходное сопротивление заземляющего устройства, заземления концевых муфт и заделок, и также металлических конструкций кабельных колодцев и подпиточных пунктов - при текущем ремонте, но не реже одного раза в 12 лет;

измерение тока проводимости и сопротивления ограничителей перенапряжения класса напряжения (при наибольшем допустимом рабочем напряжении ОПН, ток проводимости не должен отличаться на величину + 10 % от предыдущих измерений, сопротивление - мегомметром 2500В- один раз в 4 года;

импульсная рефлектометрия жил кабеля - 1 раз в 6 лет;

испытание пластмассовой оболочки (шланга) кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена повышенным выпрямленным напряжением (при 5 кВ в течение 5 мин)- один раз в 3 года; после испытаний экран кабеля необходимо заземлить на время не менее 1 часа, а сам кабель на время не менее 3 часов;

корректировка плана местности в зоне трассы с учетом произошедших изменений - один раз в два года;

детализированный осмотр и чистка концевых муфт, измерение переходного сопротивления контактных соединений - один раз в четыре года.

3.4. Электрические (распределительные) сети напряжением 0,4-10кВ

Основными направлениями технического переоснащения и развития распределительных электрических сетей на предстоящий период должны стать:

- преодоление тенденции старения основных фондов и электрооборудования за счет увеличения масштабов работ по их реконструкции и техническому перевооружению;
- развитие методов эксплуатации с использованием современных средств диагностики (диагностическая лаборатория OWTS с использованием метода частичных разрядов), технических и информационно-измерительных устройств (квадрокоптеры, тепловизоры, пирометры и т.д.);
- обеспечение современного технического уровня сетей посредством использования новых технических решений и технологий;
- повышение эффективности функционирования сетевых объектов, снижение затрат на эксплуатацию сетей, а также потерь электроэнергии в сетях;
- использование оборудования, не требующего планово-предупредительных ремонтов на протяжении всего периода эксплуатации;
- использование оборудования, ограничивающего доступ к токоведущим частям;
- развитие интегрированной геоинформационной системы энергетики на базе ZuluGIS в части отображения объектов электрических сетей. Внедрение новой системы управления производственными активами на платформе «1С:Предприятие» для паспортизации, планирования и учета ремонтов электрических сетей. Паспортные данные и накопленные данные по ремонтам электрических сетей будут автоматически перенесены в новую систему управления производственными активами с действующего программного обеспечения.

3.4.1. Воздушные линии электропередачи напряжением 10(6) кВ

- реконструкцию и модернизацию ВЛ-10 кВ, проходящих по лесным массивам, населенным пунктам, в местах пересечения с автомобильными, железными дорогами и водоемами преимущественно осуществлять с применением кабельных линий;
- при возведении, реконструкции и модернизации ВЛ 10кВ исключить применение неизолированного провода. Расположение проводов ВЛ, проходящих по лесным массивам, должно обеспечивать срыв всех трех проводов («обратный треугольник») при внешнем воздействии на них. На опорах предусматривать установку пластиковых информационных табличек;
- применять разъединители с заземляющими ножами в обе стороны, кроме отпаек ВЛ (где достаточна установка заземляющих ножей в одну сторону отпайки);
- применять ограничители перенапряжения в качестве устройств грозозащиты и защиты от перенапряжений;

- при текущем ремонте нулевые пролеты на ТП, КТП (МТП) выполнять покрытым (защищенным) проводом;
- при текущем ремонте предусматривать установку пластиковых информационных табличек на первых опорах возле подстанций и коммутационных аппаратах с учетом перспективности ВЛ;
- выполнять расчистку просек ВЛ-10кВ в основном механизированным способом с применением фрезерных (мульчерных) установок, косилок ИКП-2,5 (КРС);
- при проектировании реклоузеров установку РЛНД 10кВ выполнять с одной стороны. При наличии в обе стороны от реклоузера по трассе ВЛ-10кВ значительного количества отпаек (ответвлений) и увеличения, в связи с этим времени вывода в ремонт, допускается установка РЛНД-10кВ с двух сторон реклоузера;
- все проектируемые и устанавливаемые реклоузеры должны интегрироваться в действующие оперативно-информационные комплексы (системы телемеханики) на уровне РЭС с применением стандартизированных протоколов МЭК - 101, 104, Modbus. При наличии приборов учета в шкафу управления реклоузером, должна быть реализована возможность опроса показаний приборов учета реклоузера действующей АСКУЭ-РЭС. Установка учета в реклоузере возможна на границе РЭСов, а также в случае организации коммерческого учета потребителя по 10кВ;
- при выполнении текущих ремонтов ВЛ в 2028 году обеспечить завершение установки стационарных заземлителей из расчета, чтобы каждый участок ВЛ-10кВ имел как минимум один стационарный заземлитель; на первых опорах ВЛ 6-10кВ, отходящих от подстанций 35 кВ и выше должны устанавливаться разъединители с двумя заземляющими ножами;
- при прохождении участков ВЛ-10 кВ протяженностью менее 0,5 км по лесным массивам, установку разъединителей с двух сторон не предусматривать;
- на тупиковых участках ВЛ при выполнении текущих ремонтов выполнять установку разъединителей с заземляющими ножами для выделения потребителей запитываемых путем обратной трансформации.

При проведении процедур закупок для оборудования электрических сетей, разработке проектной документации и технических заданий на закупку руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике, в части:

- комплектного распределительного устройства мачтового (реклоузер) – 10кВ (пункт секционирования сети) - **Приложение 1.4.;**
- комбинированных трансформаторов напряжения и трансформаторов тока наружной установки - **Приложение 1.5.;**
- аккумуляторной батареи для производства реклоузеров и ячеек КСО - **Приложение 1.6.;**
- на разъединители РЛНД 6-10 кВ (группа 4.7.1) - **Приложение 1.7;**
- на разъединители РВ, РВЗ, РВФЗ (группа 4.7.2) - **Приложение 1.8;**
- на ограничители перенапряжения 6-10 кВ (группа 4.10) - **Приложение 1.9.**

3.4.2. Кабельные линии напряжением 10(6) кВ

3.4.2.1 Технические решения при проектировании, возведении и реконструкции КЛ-10(6) кВ. Общее положение.

- обязательным условием для начала проектирования КЛ является наличие разрешения землепользователей/правообладателей на ее размещение, условия занятия земельных участков, а также согласование с собственником инженерных коммуникаций на пересечение, сближение с проектируемыми КЛ, а при пересечении КЛ с судоходными реками и другими водными пространствами - владельцев инженерных сооружений и организаций, осуществляющих хозяйственное использование водного объекта;
- при проектировании КЛ рекомендуется применять унифицированные или типовые конструкции кабельных колодцев, кабельных сооружений и других элементов, соответствующих действующим НПА и ЛНА;
- при разработке проектной документации по КЛ следует применять технологии, направленные на сокращение производства земляных работ, в том числе за счёт применения бестраншейного способа прокладки КЛ (горизонтально - направленное бурение) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов и мест, насыщенных инженерными коммуникациями и объектами инфраструктуры;
- в стесненных или заполненных подземными коммуникациями участках трассы, при пересечении шоссе, железных дорог, рек, каналов и других водоемов, широких улиц и улиц с интенсивным движением рекомендуется производить прокладку КЛ закрытым способом;
- на участках пересечений при прокладке КЛ в трубах следует предусматривать одну резервную трубу, выполненную однофазными кабелями и одну резервную трубу, выполненную трехфазными кабелями;
- трубы для прокладки кабеля должны быть специализированными термостойкими для защиты силовых кабелей, в том числе с возможностью определения места повреждения кабеля в трубе, выполненными из немагнитных материалов. При этом расчёт допустимой токовой нагрузки должен быть выполнен с учётом дополнительных потерь в трубе;
- проектирование КЛ должно осуществляться по принципу минимизации количества соединительных муфт, унификации применяемого оборудования;
- при проектировании, возведении, реконструкции КЛ-10(6) кВ, а также при замене ячеек (модернизация), вводы кабелей в строительную часть ПС, РП, ТП, КТПБ должны быть выполнены однофазным кабелем из сшитого полиэтилена, с установкой переходной соединительной муфты на расстоянии не менее пяти метров от строительной части РУ-10(6) кВ. Крепление кабеля, концевых термоусаживаемых муфт в ячейке 10(6) кВ должно осуществляться посредством использования композитных кабельных креплений с силиконовой прокладкой;

- при проектировании, вводы кабелей в строительную часть ПС, РП, ТП, КТПБ должны быть выполнены в асбоцементных, бетонных, керамических, полимерных трубах или посредством применения кабельных проходок, при этом должна быть выполнена их герметизация, обеспечивающими надежную гидроизоляцию от поступления грунтовых вод;
- при проектировании кабеленесущей системы, металлоконструкция с болтовыми соединениями конструктивных элементов, должна быть с антикоррозийным покрытием, выполненным в заводских условиях методом горячего или термодиффузионного оцинкования. Фиксация кабелей к металлоконструкциям должна осуществляться посредством использования композитных кабельных креплений с силиконовой прокладкой;
- крепление кабеля, концевых термоусаживаемых муфт при подъеме на опору должно осуществляться посредством использования композитных кабельных креплений;
- подключение КЛ к ВЛ осуществлять только с использованием РЛНД-10кВ с установкой дополнительной опоры;
- осуществлять поэтапное обновление и модернизацию передвижных электротехнических лабораторий, отвечающих современным тенденциям по поиску, точной локализации повреждений в кабельных сетях;
- в соответствии с «Положением по проведению входного контроля кабельно-проводниковой продукции с номинальным напряжением 6 – 15 кВ, приобретаемой РУП «Могилевэнерго», а также предлагаемой к монтажу строительно-монтажными организациями на объектах РУП «Могилевэнерго» осуществлять контрольную проверку геометрических параметров кабельно-проводниковой продукции (КПП) на участке входного контроля филиала «Могилёвские электрические сети». Без наличия Протокола входного контроля кабельной продукции 6 – 15 кВ применение кабельной продукции запрещается.

3.4.2.2 Требования к кабельной арматуре

- необходимо применять кабельные муфты, включающие термоусаживаемые или эластомерные элементы с пластичной памятью форм;
- муфты должны предусматривать эксплуатацию при температуре окружающей среды от – 50 С до +50 С. Соединительные муфты должны комплектоваться механическими соединителями со срывающимися винтовыми головками. Соединители должны быть универсального применения для различных конструкций жил кабеля: круглых, секторных, сплошных и многопроволочных; из алюминия и меди. Изготовитель (поставщик) кабельной арматуры обязан предоставить протоколы типовых испытаний в соответствии с ГОСТ 34839-2022 в комплектации с заявленными контактными соединениями;
- в качестве соединительных муфт при монтаже силовых кабелей, проложенных в инженерных сооружениях, следует использовать кабельные муфты из материалов, не распространяющих горение и имеющих

обозначение «НГ», что должно быть подтверждено сертификатом пожарной безопасности. При применении такой арматуры на силовых кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена с показателем пожарной безопасности ПРГП1, установка стальных кожухов не требуется;

- в целях идентификации кабельной арматуры персоналом сетей, маркировка муфт и разъемных соединителей должна соответствовать требованиям ГОСТ 18690-2012 с дополнениями, изложенными в ГОСТ 34839-2022;
- муфты на кабель с бумажной пропитанной изоляцией должны поставляться с паяной системой заземления;
- срок службы кабельной арматуры должен быть не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации муфт и разъемных соединителей — 5 лет, но не ниже гарантийных обязательств завода-изготовителя. Гарантийный срок исчисляется с даты ввода арматуры в эксплуатацию, с учетом соблюдения условий и сроков хранения основных материалов муфт, разъемных соединителей;

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования руководствоваться типовыми техническими требованиями в части кабельных муфт 04-10 кВ - Приложение 1.10. к настоящей технической политике.

3.4.2.3 Технические решения применения КЛ-10(6) кВ.

- применение резистивного заземления нейтрали при возведении новых и реконструкции (модернизации) ПС-35-110кВ с преимущественно кабельной сетью;
- при наличии на питающих источниках (подстанциях) резистивного заземления нейтрали при возведении и реконструкции применять силовые кабели из сшитого полиэтилена, марки АПвПу2г, ПвПу2г с номинальным напряжением 10 кВ, с нормативным сроком службы не менее 30 лет. При выборе данного типа кабеля проектом должно быть определено сечение кабеля, сечение экрана кабеля, способ заземления экрана и необходимость его транспозиции (для однофазных КЛ);
- при отсутствии на питающих источниках (подстанциях) резистивного заземления нейтрали при возведении и реконструкции принимать эксплуатационный режим системы категории С, при котором максимальное линейное напряжение составляет 12 кВ (СТБ ИЕС 60502-2-2018).

При данном режиме применять силовые кабели из сшитого полиэтилена, марки АПвПу2г, ПвПу2г с номинальным напряжением 15 кВ, с нормативным сроком службы не менее 30 лет. При выборе данного типа кабеля проектом должно быть определено сечение кабеля, сечение экрана кабеля, способ заземления экрана и необходимость его транспозиции (для однофазных КЛ);

- применение при возведении и реконструкции силовых кабелей, с бумажной пропитанной нестекающим составом изоляцией, марки ЦАСБл,

ЦСБл осуществляется в обоснованных случаях (по решению первого заместителя генерального директора – главного инженера (заместителя главного инженера предприятия), с нормативным сроком службы не менее 30 лет;

- с целью унификации сечения жил и экрана кабеля из сшитого полиэтилена напряжением 10(6) кВ, снижения номенклатуры и стоимости, при возведении и реконструкции применять:

кабель марки АПвПу2г, ПвПу2г 3×95/25 преимущественно для электроснабжения сельских н.п. Увеличение сечения жил или экрана кабеля применять только при обосновании;

кабель марки АПвПу2г, ПвПу2г 3×120/25, 3×150/25, 3×185/25, 3×240/25 для электроснабжения городов и райцентров. Увеличение сечения экрана кабеля применять только при обосновании;

в обоснованных случаях (незначительная протяженность КЛ) допускается применение однофазных КЛ.

- марка однофазных кабелей, используемых для ввода в строительную часть ПС, РП, ТП, КТПБ, а также располагаемых на кабеленесущей системе должна быть определена проектом, с учетом требований к кабельным сооружениям и производственным помещениям по пожарной безопасности.

Как правило, должны использоваться кабели с оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности (в обозначении марки – индекс «нг»), не распространяющей горение, с показателем пожарной безопасности (категории А и А F/R) исполнения «нг(А)» и «нг(А)-LS» по ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

В обоснованных случаях, как исключение, допускается использовать для прокладки в кабельных сооружениях кабели, имеющие показатель (категория В), исполнения «нг(В)» и «нг(В)-LS» с применением дополнительных мер пассивной огнезащиты (например, применение огнезащитного покрытия кабелей).

при прокладке КЛ-35 кВ непосредственно в земле вне населенной местности механическую защиту осуществлять с применением ленты защитно – сигнальной;

3.4.2.4 Технические решения по замене изношенных КЛ-10(6) кВ.

- планирование реконструкции (замены изношенных участков) кабельных линий 10(6) кВ осуществлять на основании результатов аналитической информации по количеству аварийных отключений, количеству мест повреждений, марки кабеля, анализа фактического состояния КЛ, ее срока эксплуатации, данных, полученных диагностической установкой, основанной на методе регистрации частичных разрядов;
- принятие решений о включении кабельных линий 6-10 кВ в план реконструкции (замены изношенных участков) осуществлять на основании комиссионного, с обязательным участием представителя службы

электрических сетей РУП «Могилевэнерго», рассмотрения аналитической информации по каждому объекту с оформлением соответствующих решений;

- реконструкцию кабельных линий 6-10 кВ выполнять исходя из 100% замены всей протяженности трассы;
- мероприятия по плановой частичной замене изношенных участков кабельных линий 10(6) кВ должны выполняться преимущественно с учетом их 100% замены.

Решение о частичной, без последующей полной замены, кабельной линии может быть выполнена только при достаточной аргументации (ранее выполненная замена участка КЛ, отсутствие статистики по повреждениям на участке) при обязательном согласовании со службой электрических сетей РУП «Могилевэнерго». При наличии на питающих источниках (подстанциях) резистивного заземления нейтрали, при решении о замене КЛ по всей длине, выполнение плановой замены изношенных участков выполнять кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена.

3.4.2.5 Технические решения по снижению количества аварийных отключений, связанных с повреждением кабельной арматуры на КЛ-10(6) кВ.

- при осуществлении текущих ремонтов (далее - ТР) выполнять осмотр концевых кабельных муфт 10(6) кВ с привлечением квалифицированного персонала. Данный вид работ должен быть отражен в Акте приемки объекта с ТР. Фотоматериалы каждой концевой кабельной муфты 10(6) кВ должны быть включены в общий фотоотчет после проведения ТР и размещены в электронном виде в ПО «1С: Комплексные текущие ремонты объектов электрических сетей»;
- при ТР, выполнять фиксацию КЛ-10(6) кВ в ячейке РУ-10 кВ посредством установки композитных кабельных креплений с силиконовой прокладкой;
- в целях исключения механического воздействия на установленные концевые муфты обеспечить:

соблюдение фазировки при выполнении монтажа соединительных «термоусаживаемых» муфт на КЛ-10(6) кВ;

предварительный прогрев кабеля с бумажной пропитанной изоляцией 10(6) кВ, при температуре ниже 0оС, перед осуществлением фазировки.

- обеспечить контроль со стороны руководства района электрических сетей (далее - РЭС) по соблюдению данных мероприятий с ведением накопительного учета фактов несовпадения фазировки;
- при повреждении концевых кабельных муфт:

в РУ-10(6) кВ РП, ТП и др., осуществлять замену участка преимущественно с выходом за пределы строительной части посредством применения однофазного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с установкой переходной соединительной муфты (за исключением КЛ, находящихся на гарантийном обслуживании). Крепление кабеля, концевых термоусаживаемых муфт должно осуществляться посредством

использования композитных кабельных креплений с силиконовой прокладкой;

на опоре ВЛ-10(6) кВ, осуществлять замену вертикального участка по телу опоры посредством применения кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с установкой переходной соединительной муфты (за исключением КЛ, находящихся на гарантийном обслуживании). Крепление кабеля, концевых термоусаживаемых муфт должно осуществляться посредством использования композитных кабельных креплений;

в исключительных (обоснованных) случаях данные работы разрешается не выполнять. Причина невыполнения указанных мероприятий должна быть отражена в акте расследования. При этом акт расследования должен быть подписан первым заместителем директора – главным инженером ФЭС.

- с целью установления объективных причин аварийных отключений, при повреждении кабельной арматуры (концевых и соединительных муфт), а также КЛ-10(6) кВ с процентом износа 35% и менее, вне зависимости от причины повреждения, обеспечивается разборка поврежденного элемента с оформлением акта разборки и приложением фотоотчета к нему.

3.4.2.6 Технические решения по проведению испытаний и диагностики КЛ-10(6) кВ.

Кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена.

- проведение испытаний пластмассовой оболочки (шланга) кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена, при вводе в эксплуатацию, выполнять повышенным выпрямленным напряжением 10 кВ в течение 10 мин;
- проведение профилактических испытаний пластмассовой оболочки (шланга) кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена выполнять повышенным выпрямленным напряжением 5 кВ в течение 5 мин со следующей периодичностью:

через 1 год после ввода в эксплуатацию;

в последующем 1 раз в 4 года*

** выполнение до окончания гарантийного периода.*

- после проведения испытаний, вне зависимости от причины испытания, экран кабеля необходимо заземлить на время не менее 1 часа, а сам кабель на время не менее 3 часов (рекомендуется отсоединять заземление перед вводом в эксплуатацию);
- проведение испытания токопроводящих жил (далее – ТПЖ) кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена, переменным испытательным напряжением сверхнизкой частоты (СНЧ, VLF) 0,1 Гц, при вводе в эксплуатацию, при проведении профилактических испытаний, а также между ремонтами выполнять для:

ТПЖ кабеля из СПЭ напряжением 6 кВ: 18 кВ/15 мин., 15 кВ/30 мин., 11 кВ/60 мин.;

ТПЖ кабеля из СПЭ напряжением 10 кВ: 30 кВ/15 мин., 25 кВ/30 мин., 18 кВ/60 мин.

- по решению первого заместителя директора - главного инженера филиала при вводе в эксплуатацию, при проведении профилактических испытаний, а также между ремонтами, допускается проведение испытаний выпрямленным напряжением. При этом значения выпрямленного испытательного напряжения принимаются:

для ТПЖ кабеля из СПЭ напряжением 6 кВ: 15 кВ/15 мин.;

для ТПЖ кабеля из СПЭ напряжением 10 кВ: 24 кВ/15 мин.

- профилактические испытания токопроводящих жил (далее – ТПЖ) кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена разрешается не проводить. Вместо профилактических испытаний выполнять диагностику, основанную на методе регистрации частичных разрядов;
- периодичность проведения профилактических испытаний ТПЖ или выполнения диагностики ТПЖ кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена совместить с выполнением профилактических испытаний оболочки (шланга) кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- уменьшение периода проведения, количества профилактических испытаний пластмассовой оболочки (шланга), ТПЖ кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена с использованием переменного испытательного напряжения сверхнизкой частоты 0,1 Гц, выпрямленного напряжения, а также с использованием метода регистрации частичных разрядов может осуществляться:

по решению первого заместителя директора - главного инженера филиала с учетом анализа надежности работы КЛ, срока эксплуатации и категоричности схемы электроснабжения потребителей;

при наличии развивающихся дефектов или критических уровней частичных разрядов, отраженных в заключение проведенной диагностики.

Требования данного раздела относятся к кабельным линиям 100% выполненных из кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Кабельные линии с бумажной пропитанной изоляцией (далее - БПИ).

- Проведение испытания кабельных линий с БПИ испытательным напряжением сверхнизкой частоты (СНЧ, VLF) 0,1 Гц, при вводе в эксплуатацию, при проведении профилактических испытаний, а также между ремонтами выполнять для:

кабеля БПИ напряжением 6 кВ:18 кВ/15 мин.,15 кВ/30 мин.,11 кВ/60 мин.;

кабеля БПИ напряжением 10 кВ:30 кВ/15 мин., 25 кВ/30 мин.,18 кВ/60 мин.

Проведение испытания кабельных линий с БПИ испытательным выпрямленным напряжением выполнять в соответствии с таблицей:

Категория испытания	Напряжение, кВ / Время, мин.
---------------------	------------------------------

	БПИ-6 кВ	БПИ-10 кВ
При вводе в эксплуатацию - П	40 кВ/10 мин.	60 кВ/10 мин.
При текущем ремонте - К	36 кВ/5 мин.	50 кВ/5 мин.
Между ремонтами – М (срок эксплуатации до 15 лет)	36 кВ/5 мин.	50 кВ/5 мин.
Между ремонтами – М (с 15 до 25 лет)	24-36* кВ/5 мин.	40-50* кВ/5 мин.
Между ремонтами – М (25 лет и более)	18-24* кВ/5 мин.	30-40* кВ/5 мин.
* Минимально допустимое значение испытательного напряжения устанавливается первым заместителем директора - главным инженером филиала, в зависимости от местных условий эксплуатации.		

- формирование ежегодных графиков профилактических испытаний, диагностики по подразделениям электросетевых филиалов, осуществляется посредством использования ПО «1С: «Паспортизация и учет статистической информации по кабельным линиям 10(6) кВ» и в срок до 25 марта, за подписью первого заместителя директора - главного инженера филиала, предоставляется в РУП «Могилевэнерго»;
- занесение информации в ПО «1С: «Паспортизация и учет статистической информации по кабельным линиям 10(6) кВ», о фактически выполненных работах по профилактическому испытанию КЛ-10(6) кВ, осуществляется непосредственно подразделениями электросетевых филиалов РУП «Могилевэнерго»;
- занесение информации в ПО «1С: «Паспортизация и учет статистической информации по кабельным линиям 10(6) кВ», о фактически выполненных работах по диагностике КЛ-10(6) кВ, осуществляется непосредственно службой изоляции и защиты от перенапряжений (далее - СИЗП) филиала «Могилевские электрические сети» РУП «Могилевэнерго», с указанием:
 - максимальной величины ЧР в локальном месте;
 - оценка технического состояния кабельной линии;
 - измеренная фактическая протяженность;
 - рекомендации по дальнейшему техническому обслуживанию с указанием года проведения следующей диагностики;
 - рекомендации при техническом обслуживании в системе планово-профилактических испытаний (необходимость испытания КЛ-10(6) кВ).
- включение объектов КЛ-10(6) кВ в ежегодный график профилактических испытаний, диагностики осуществляется с учетом следующих подходов:
 - оценка технического состояния КЛ-10(6) кВ после реконструкции, полной замены участка по ремонтам или нового строительства выполненных кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена (в течение первого года после ввода в эксплуатацию и через четыре года);
 - оценка часто повреждаемых КЛ-10(6) (свыше 3-х и более раз за последнее 4-5 лет);

повторная оценка технического состояния КЛ-10(6) кВ по результатам диагностики прошлых лет (при наличии рекомендаций, отраженных в протоколе диагностики);

оценка технического состояния КЛ-10(6) кВ не проходивших диагностику и испытание более 5 лет.

КЛ-10(6) кВ с БПИ большой протяженностью (более 2 км) и КЛ-10(6) кВ марки ААШв, на которых проведение диагностики не позволяет в должной мере провести правильную оценку технического состояния и не проходивших диагностику и испытание более 5 лет.

3.4.2.7. Исполнительная съемка

- обеспечить ежегодное заключение договоров на выполнения исполнительных съемок по всем объектам реконструкции (строительства) КЛ 0,4-10 кВ, с обязательным выполнением следующих требований:

исполнительный чертеж масштаба 1:500 (тип файла DXF, DWG, PDF)

координаты трассы прохождения кабельных линий в системе WGS 84 с отражением глубины её прокладки.

Формат предоставления: табличный вид Excel, с разграничением значений по горизонтальным и вертикальным ячейкам (без объединения).

Name	Lat	Lon	Ht	Depth	Name fail
1	53,856039	30,431266	148,95	0,68	ТП563 (1СШ) - ТП451 (1СШ)

Где:

Name – номер точки (цифровое значение, начиная 1), при этом последовательность регистрируемых точек должна быть, сформирована от начала присоединения кабельной линии (от РП, ТП, КТП и др.) и до конца присоединения кабельной линии (к РП, ТП, КТП и др.).

Справочное: Регистрация точек (значений) хаотично - не допускается!

Lat – широта, формат записи в градусах в виде десятичной дроби (Пример: 53,856039)

Справочное: предоставление значений широты в другом формате - не допускается!

Lon – долгота, формат записи в градусах в виде десятичной дроби (Пример: 30,431266)

Справочное: предоставление значений долготы в другом формате - не допускается

Ht – высота над уровнем моря, м (Пример: 148,95)

Depth – глубина залегания кабельной линии в регистрируемой точке, м (Пример: 0,74)

Name_fail – наименование объекта, для идентификации файла и определения принадлежности к объекту.

вся информация передается как в электронном, так и в бумажном варианте.

- в течение месяца после фактического завершения объекта реконструкции (строительства) КЛ 0,4-10 кВ обеспечить предоставление в службу электрических сетей РУП «Могилевэнерго», исполнительных съемок с

отображением согласований со структурными подразделениями исполнительных комитетов свидетельствующих о внесении материалов съемок на планшеты топографических планов в границах работ строительства объекта, а также GPRS координат.

- в течение месяца после фактического завершения объекта реконструкции (строительства) КЛ 0,4-10 кВ обеспечить визуализацию трасс прохождения КЛ-0,4-10 кВ в геоинформационной системе ZuluGIS, а также заполнение связанной с ними необходимой базы данных.

3.4.3. Линии электропередачи напряжением 0,4 кВ

При возведении, реконструкции и модернизации ВЛ-0,4кВ должны применяться:

- изолированные провода (типа СИП-4) с учетом существующей нагрузки и планируемой к использованию для целей эл. нагрева согласно проведенного опроса потребителей, в том числе для целей эл. нагрева;
- цепная и подвесная арматура с использованием элементов ограниченной прочности;
- в городах, райцентрах, агрогородках и сельских населенных пунктах светодиодные светильники;
- на опорах предусматривать установку пластиковых информационных табличек. Сети 0,4кВ должны обеспечивать снижение коммерческих потерь электроэнергии за счет применения выносных шкафов учета электроэнергии с микропроцессорными приборами учета или SPLIT-учетов. ВШУ должны быть выполнены из полимерных материалов, включая трубную обвязку;
- по объектам, где ранее была создана система АСКУЭ, ВШУ устанавливать без электросчетчика, при этом:
 - ВШУ должен иметь размеры, обеспечивающие возможность установки электронного электросчетчика с конструктивным исполнением корпуса, аналогичным индукционному;
 - внутри ВШУ должно быть смонтировано все электрооборудование, за исключением электросчетчика. Вместо электросчетчика должны быть смонтированы шунтирующие провода. В комплекте должны находиться провода (с опрессовкой) для подключения электросчетчика в ВШУ, а также клеммные коробки для установки в домовладении абонента, вместо электросчетчика;
- по результатам проведенных опросов и заявления гражданина на выдачу ТУ для использования электроэнергии на цели электроотопления в разрабатываемой ПСД предусматривать установку ящика ВШУ для двух учетов с однофазным учетом под бытовую нагрузку и возможностью установки трехфазного учета под электроотопление (учет устанавливает потребитель в рамках реализации ТУ);
- ВШУ должны быть выполнены из полимерных материалов, включая трубную обвязку;

- УЗ ВЛИ на первых и последних опорах, а также в местах переходов под ВЛ-10кВ;
- с целью обеспечения населения дополнительными мощностями электрической энергии, а также обеспечению норм качества электрической энергии, приоритетно рассматривать вариант разукрупнения с помощью установки дополнительных МТП, СТП, без реконструкции всей ВЛ-0,4;
- при реконструкции и модернизации ВЛ-0,4кВ под электроотопление рассматривать вариант применения совместной подвески проводов ВЛ 0,4-10кВ;
- при выполнении модернизации ВЛ допускается применять голый провод только в исключительных случаях при соответствующих обоснованиях (при довеске провода уличного освещения, в целях выравнивания нагрузки неполнофазных участков линий и т.п.);
- в случае размещения на существующих опорах ВЛ-0,4/10 кВ гнезд белых аистов предусмотреть необходимые металлоконструкции на проектируемых опорах гнездообразующего типа, согласно СТП 33240.20.119-20 «Конструкторская документация на стойки 0,4 кВ и 10 кВ для гнездования птиц с платформой» либо конструкций антиприсадочного типа. Допускается проектирование отдельностоящих опор с конструкцией гнездообразующего типа;

При текущем ремонте:

выполнять установку УЗВЛИ на первых опорах ВЛ;
нулевые пролеты на ТП, КТП (МТП) выполнять изолированным проводом;
в городах и агрогородках, а также на объектах, для которых предъявляются повышенные требования в части эстетического вида (расположенных вдоль магистральных автомобильных дорог, объекты посещения делегаций и проведения различных мероприятий) на опорах предусматривать установку пластиковых информационных табличек с учетом перспективности ВЛ;

- в случае размещения на существующих опорах ВЛ-0,4/10 кВ гнезд белых аистов предусмотреть установку конструкций антиприсадочного либо гнездообразующего типа;
- при выдаче технических условий на подключение электрических приборов мощностью более 12 кВт для равномерной загрузки сетей 0,4 кВ предусматривать трехфазное исполнение приборов.

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования руководствоваться типовыми техническими требованиями в части щитков учета электрической энергии выносного шкафа Приложение 1.11 к настоящей технической политике.

При новом строительстве ВЛ-0,4кВ в районах индивидуальной жилой застройки должно осуществляться строительство АСКУЭ-быт в соответствии с подпунктом 10.2 настоящей технической политики.

3.4.4. Трансформаторные подстанции 10/0,4кВ

- при проектировании и строительстве, объектов сетей городов и районных центров, преимущественно применять малогабаритные, вписывающиеся в архитектуру города, блочные комплектные ТП нового поколения – КТПБ с коридором обслуживания (допускается применение КТПБ без коридора обслуживания, КТП киоскового типа, СТП, МТП только в обоснованных случаях), совмещенными РУ 0,4-10 кВ и применением комплектных малогабаритных распределительных устройств. При обоснованной необходимости дистанционного управления оборудованием и передачи сигналов диспетчеру о его состоянии (в том числе индикаторов короткого замыкания), как правило, применять малогабаритные элегазовые либо вакуумные выключатели (определяется проектным решением) в КТПБ с коридором обслуживания и совмещенными РУ0,4-10кВ. Применяемое оборудование должно иметь повышенные уровни электробезопасности, отвечать требованиям функциональной и эксплуатационной надежности, сертификацию;
- в электрических сетях сельской местности, как правило, применять СТП, МТП мощностью 10-250кВА на железобетонной стойке ВЛ 10 кВ типа СВ 110/49 и стойке 8 типа СВ-105 (для МТП 10 кВА); при мощности трансформатора более 250кВА, двухтрансформаторных ТП допускается применять КТП киоскового типа, при соответствующем обосновании применять КТПБ. В стесненных условиях в обоснованных случаях допускается применение КТП киоскового типа;
- продолжить установку КТПМ собственного производства в рамках разрабатываемых программ;
- КТПБ должны быть оборудованы системой удаленного контроля доступа либо телемеханикой, как правило, производства филиала ЭРМ;
- Шкафы РУНН СТП, МТП должны быть выполнены из полимерных материалов;
- новые конструкции малогабаритных быстровозводимых комплектных трансформаторных подстанций закрытого исполнения должны выполняться:
 - в бетонной оболочке;
 - модульного типа;
 - в городах и районах со щитами наружного освещения, вынесенными наружу, позволяющими обслуживать другими организациями без проникновения в помещение подстанции;
 - с современными энергоэффективными трансформаторами при электроснабжении потребителей с несимметричными нагрузками. При мощности трансформаторов 25-40кВА - ТМГ11 со схемой соединения обмоток У/Зн-11; 63-160 кВА - ТМГ33 со схемой соединения обмоток У/Зн-11; при мощности 250кВА и более - Д/Ун-11.

Технические характеристики представлены в таблице 1.

Применение схемы соединения обмоток Y/Y-0 возможно только при соответствующем обосновании (замена трансформатора в двухтрансформаторном ТП в случае замены (доустановки) одного трансформатора либо установка на симметричную трехфазную нагрузку (насосы скважин и т.д.).

Таблица 1.

Технические характеристики закупаемых силовых масляных трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ для распределительных сетей

п/п	Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Схема соединения обмоток	Потери ХХ не более, Вт	Потери КЗ не более, Вт
1.	25	Y/Z _H -11	95	680
2.	40	Y/Z _H -11	120	950
3.	63	Y/Z _H -11	150	1265
4.	100	Y/Z _H -11	210	1580
5.	160	Y/Z _H -11	295	2135
6.	250	Д/Y _H -11	420	2950
7.	400	Д/Y _H -11	565	4175
8.	630	Д/Y _H -11	680	6135
9.	1000	Д/Y _H -11	955	9540
10.	1250	Д/Y _H -11	1330	13100
11.	1600	Д/Y _H -11	1460	14000
12.	2500	Д/Y _H -11	2130	23180

Примечание: Способ, диапазон и ступени регулирования напряжения на стороне ВН ПБВ, $\pm 2 \times 2.50\%$

- на ТП, КТП, питающих объекты жизнеобеспечения (водозаборы, КНС, котельные, учреждения образования, объекты здравоохранения и др.), а также используемые в схеме питания путем обратной трансформации, предусматривать стационарное устройство для оперативного подключения передвижной ДЭС;
- при реконструкции РП 10(6) кВ применять ячейки, позволяющие безопасное и удобное производство работ при фазировке и испытании КЛ-10кВ, осмотре и монтаже концевой заделки. Габаритный размер кабельного отсека должен позволять выполнять действия с КЛ-10кВ с учетом допустимой кратности радиуса внутренней кривой изгиба кабеля по отношению к наружному диаметру кабеля 10кВ не менее 25 диаметров кабеля. Установка трансформаторов тока 10кВ должна позволять их замену и прогрузку без демонтажа части конструкции, оборудования ячейки. Конкретные параметры по габаритам и др. параметрам определяются в технических требованиях;

- при реконструкции, модернизации и технической модернизации РП, расположенных в сельской местности, применять ячейки производства филиала «Энергоремонт»;
- при реконструкции, модернизации и технической модернизации ТП, РП 10 (6) кВ в случае наличия присоединений ВЛ (КВЛ) 10 (6) кВ, трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ в составе распреустройства 10 (6) кВ обязательна установка ограничителей перенапряжения (ОПН).

При проведении процедур закупок для оборудования электрических сетей, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике в части:

- комплектных трансформаторных подстанций в железобетонной оболочке (КТПБ) - **Приложение 1.12;**
- комплектных трансформаторных подстанций в железобетонной оболочке (КТПБ) для электроснабжения объектов жилой застройки - **Приложение 1.13;**
- силовых масляных трансформаторов 6-20 кВ номинальной мощностью до 2500 кВ·А - **Приложение 1.15.**
- силовых масляных трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ для распределительных сетей мощностью от 25 до 1000 кВ·А - **Приложение 1.16.**

При новом строительстве и реконструкции ТП (КТП) 10/0,4кВ должно осуществляться строительство АСКУЭ-РЭС в соответствии с подпунктом 10.2 настоящей технической политики.

4. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ПОДСТАНЦИЙ 35-330 кВ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

4.1. Общие требования к вновь сооружаемым и реконструируемым (модернизируемым) объектам

- номинальные напряжения величиной 330, 110, 35, 10, 6,3 и 0,4 кВ. Применение других классов напряжения допускается в исключительных случаях при технико-экономическом обосновании;
- металлоконструкции (порталы, стойки и т.п.) с защитой от коррозии методом горячего оцинкования;
- применение на объектах РУП «Могилёвэнерго» оборудования, имеющего положительный опыт эксплуатации на предприятиях ГПО «Белэнерго» (РУП-облэнерго);
- внедрение систем видеонаблюдения или фотофиксации объектов для предотвращения проникновения сторонних лиц и контроля за состоянием оборудования;
- применение генераторов с воздушным охлаждением;
- применение в РУ 0,4-10кВ стационарных систем автоматизированного контроля нагрева контактных соединений с учётом технико-экономических

- обоснований;
- применение неавтоматизированных термоиндикаторов в РУ 0,4-330кВ при условии обеспечения надёжности и низкой удельной стоимости;
 - модернизация, техническая модернизация однострансформаторных подстанций 110-35кВ, имеющих 4 и менее отходящих линий 6-10кВ с использованием оборудования производства филиала ЭРМ в следующем объёме:
 - замена КРУН-10 на ОРУ-10кВ (ОРУ-10 выполняется на единой металлической раме, на которой находится оборудование отходящих присоединений и ввода 10кВ);
 - ячейки ТСН-10, ТН-10 выполнять в виде МТП или с использованием ячеек КРУН-10;
 - по стороне 35кВ в цепи силового трансформатора устанавливать вакуумный выключатель с трансформаторами тока 35кВ;
 - организация защит трансформатора, релейная защита и автоматика выполняется на оперативном постоянном токе 220В, для питания защит устанавливается шкаф оперативного постоянного тока с аккумуляторной батареей.
 - установка колючей проволоки «Егоза» поверх ограждений подстанций 35-330кВ;
 - применение опорно-стержневых изоляторов наружной установки фарфоровых или полимерных с цельнолитой внешней изоляцией из кремнийорганической резины;
 - в качестве защитных аппаратов от воздействия грозовых и коммутационных перенапряжений электрооборудования применять ограничители перенапряжений (ОПН). Предусматривать установку ОПН на всех КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена (с двух сторон);
 - применение аппаратных зажимов без сварного шва;
 - наличие дистанционного управления выключателями 6-330 кВ;
 - выполнять модернизацию систем частотного регулирования, с заменой преобразователей частоты.

4.2. Требования к распределительным устройствам 35-330 кВ

- силовые трансформаторы и автотрансформаторы 35кВ и выше должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения, вводами с твердой внутренней изоляцией и фарфоровой крышкой, обмотки и активная сталь не должны требовать подпрессовки в течении всего срока службы, система охлаждения должна быть М или Д на мощности до 200МВА включительно;
- силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы мощностью 40МВА и выше, а также все силовые трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы напряжением 220-330кВ должны оснащаться системой мониторинга основных параметров; объём системы мониторинга определяется на стадии проектирования в зависимости от важности объекта;

- выключатели (выключатели-разъединители) на напряжения 110-330кВ должны быть элегазовые с пружинно-моторными приводами;
- при реконструкции ОРУ с заменой всего оборудования или при новом строительстве с целью минимизации количества разъединителей 110-330кВ должны применяться выключатели-разъединители;
- выключатели на напряжение 35кВ должны быть вакуумные с пружинно-моторными приводами;
- трансформаторы напряжения должны быть антирезонансного исполнения (в том числе ёмкостные). Трансформаторы напряжения 35кВ применять с литой или масляной изоляцией, 110кВ и выше – с масляной изоляцией;
- применение разъединителей 110-330кВ с двигательными приводами, необслуживаемыми шарикоподшипниками в опорах изоляционных колонн, контактами главных ножей типа «кулак-пальцы»;
- преимущественное применение жесткой ошиновки на ОРУ 110-330кВ;
- вводы для баковых масляных выключателей 35-220кВ, а также вводы 110-330кВ для силовых трансформаторов и реакторов с фарфоровой внешней изоляцией и внутренней твёрдой изоляцией; линейные вводы 110кВ с внутренней твёрдой изоляцией и внешней фарфоровой или полимерной изоляцией из кремнийорганической резины;
- в городах Могилёв, Бобруйск новые подстанции 110-35кВ строить закрытого типа с элегазовым КРУЭ-110 кВ, кабельными вводами 110-10 кВ;
- создание минерализованных противопожарных полос вокруг подстанций 35-330кВ, расположенных в лесистой местности или рядом с сельхозугодиями;
- усиление закладных деталей железобетонных перемычек порталов подстанций с установкой металлических хомутов, охватывающих перемычку по периметру со сварным соединением к закладным;
- подвеска ВЧ-заградителей V-образная, рессорное крепление проводов, присоединяемых к ВЧ-заградителям;
- изоляторы для выключателей ВМТ-110 должны быть фарфоровые, изготовленные из высокопрочной глинозёмистой массы марки С-130.

4.3. Требования к комплектным распределительным устройствам (КРУ) 6-10кВ, ОРУ 6-10 кВ

- КРУ(Н) закрытого исполнения с вакуумными выключателями на выкатных элементах, с изолированными отсеками (выключателя, сборных шин, трансформаторов тока), с двухсторонним обслуживанием;
- в ячейках с трансформаторами напряжения должны быть предусмотрены меры по предотвращению резонансных повышений напряжения; применять антирезонансные трансформаторы напряжения литые, изготовленные в одном корпусе;
- трансформаторы собственных нужд для внутренней установки сухие или маслонаполненные герметичные, наружной установки - маслонаполненные герметичные;

- для кабельных сетей 6-10кВ предусматривать низкоомное резистивное заземление нейтрали;
- наличие в ячейках электромагнитных и механических блокировок, предотвращающих ошибочные операции;
- шторки ячеек должны закрываться на замок;
- шинные мосты 6-10 кВ, наружная ошиновка 6-10кВ, нулевые пролёты ВЛ 6-10кВ до 1-ой опоры включительно при новом строительстве и при выполнении комплексных капитальных ремонтов подстанций должны выполняться в изоляции с использованием самонесущих изолированных проводов, сборные шины внутри ячеек – в полимерной изоляции;
- кабельные вставки 6-10кВ на территории РУ подстанций (секционные переключатели, кабели до ТСН наружной установки и т.п.), а также входы кабелей в ячейки выполнять кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена однофазного исполнения. При этом использовать одностороннее заземление экрана. На втором конце КЛ металлические экраны различных фаз не соединяются, а заземляются через ОПН.

4.4. Требования к собственным нуждам и оперативному току:

- осуществлять питание электроприёмников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330кВ – от трех);
- шкафы низковольтных комплектных устройств должны иметь отдельные отсеки: шинные, аппаратные, присоединений; шины в полимерной изоляции; выключатели выкатного или втычного исполнения;
- предусмотреть отдельную работу секций 0,4кВ собственных нужд с АВР;
- оперативный ток – постоянный 220В;
- при установке на подстанции одной аккумуляторной батареи применять 2 шт. зарядно-подзарядных устройства, при установке двух аккумуляторных батарей – 3 или 4 шт. зарядно-подзарядных устройств;
- аккумуляторные батареи оперативного постоянного тока применять свинцово-кислотные открытого исполнения с жидким электролитом (при возможности обеспечения соответствующими помещениями, вентиляцией и т.п.) или герметизированные с адсорбированным в стекловолокно электролитом; срок службы аккумуляторных батарей должен быть не менее 10 лет. Технические требования для АКБ должны быть составлены в соответствии с СТП 33240.50.500-21 (Приложение В);
- при технической модернизации ПС 35-110кВ системы оперативного тока подключать к ПО «Система мониторинга АКБ», для организации постоянного дистанционного контроля за техническим состоянием АКБ с целью раннего выявления дефектов и повышения надёжности работы объектов;
- при эксплуатации аккумуляторных батарей с адсорбированным электролитом применять климат-контроль с поддержанием температуры в пределах +10...+30°С. На подстанциях с оперативным постоянным током за год до комплексного ремонта ПС проводить диагностику АКБ для принятия

решения о необходимости ее замены при комплексном капитальном ремонте;

- на однострансформаторных подстанциях, а также на подстанциях с одним находящемся в работе трансформатором при отсутствии аккумуляторных батарей оперативного тока выполнять автоматическое резервирование собственных нужд подстанции от ВЛ 6-10 кВ с установкой дополнительных МТП (КТП) или однофазных трансформаторов 6-10/0,4кВ.
- при проектировании подстанций с отходящими кабельными линиями 6-10кВ, предусматривать в ЗРУ (КРУН)-10кВ наличие шкафа 0,4кВ для обеспечения питания передвижной лаборатории при испытании и поиске повреждения КЛ.

При проведении процедур закупок электротехнического оборудования, разработке проектной документации и технических заданий руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике, в части:

- Типовые технические требования на выключатели вакуумные 6÷10 кВ (кроме генераторных выключателей) - **Приложение 2.1.**
- Типовые технические требования на выключатели вакуумные 35 кВ в комплекте с трансформаторами тока - **Приложение 2.2.**
- Типовые технические требования на выключатели элегазовые 110 кВ (колонковые) - **Приложение 2.3.**
- Типовые технические требования на разъединители 35кВ - приложение 2.4.
- Типовые технические требования на разъединители 110 и 330 кВ - **Приложение 2.5.**
- Типовые технические требования на заземлитель нейтрали силового трансформатора - **Приложение 2.6.**
- Типовые технические требования на ограничители перенапряжений 110кВ - **Приложение 2.7.**
- Типовые технические требования на ограничители перенапряжений 110кВ для защиты нейтрали трансформатора 110кВ - **Приложение 2.8.**
- Типовые технические требования на ограничители перенапряжений 35 кВ - **Приложение 2.9.**
- Типовые технические требования на трансформаторы тока 110 кВ - **Приложение 2.10.**
- Типовые технические требования на трансформаторы тока 35 кВ. - **Приложение 2.11.**
- Типовые технические требования на трансформаторы тока 6-10 кВ - **Приложение 2.12.**
- Типовые технические требования на трансформаторы напряжения 110 кВ - **Приложение 2.13.**
- Типовые технические требования на трансформаторы напряжения 35 кВ - **Приложение 2.14.**
- Типовые технические требования на трансформаторы напряжения 10 кВ - **Приложение 2.15.**
- Типовые технические требования на опорные керамические изоляторы

- напряжением свыше 1000 В - **Приложение 2.16.**
- Типовые технические требования на опорные полимерные стержневые изоляторы напряжением 6-220 кВ - **Приложение 2.17.**
- Типовые технические требования на низковольтный щит собственных нужд - **Приложение 2.18.**
- Типовые технические требования на низковольтный щит постоянного тока - **Приложение 2.19.**
- Типовые технические требования на герметизированную аккумуляторную батарею - **Приложение 2.20.**
- Типовые технические требования на аккумуляторную батарею открытого типа (с жидким электролитом) - **Приложение 2.21.**
- Типовые технические требования на низкоомные резисторы заземления нейтрали 6÷10 кВ - **Приложение 2.22.**
- Типовые технические требования на выпрямительные зарядно-подзарядные агрегаты - **Приложение 2.23.**
- Типовые технические требования на ячейки КРУ(Н) 6-10 кВ - **Приложение 3.5.**

5. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Техническая политика РУП «Могилевэнерго» в области РЗА и ПА направлена на решение следующих задач:

- приоритетной замене, реконструкции, модернизации, технической модернизации подвергаются физические устаревшие системы (отдельные устройства) РЗА и ПА, дальнейшая эксплуатация которых может привести к неправильным действиям в части РЗА;
- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств релейной защиты. Данное требование реализуется путем внедрения дифференциальных защит линий, применения схем ускорения команд РЗА (в т.ч. с использованием протокола GOOSE по стандарту МЭК 61850) по оптическим, мультиплексированным и высокочастотным каналам связи; выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности защит;
- снижение эксплуатационных затрат за счет применения современных устройств РЗА и ПА, обеспечивающих непрерывную самодиагностику, а также современных программно-аппаратных средств диагностики;
- использование для передачи сигналов и команд РЗА и ПА современных каналов связи, включая волоконно-оптические и мультиплексированные;
- внедрение современных устройств релейной защиты и автоматики ведущих белорусских и российских производителей (ОАО «БЭМН», ООО НПП «ЭКРА», ООО «Релематика», НПП «Бреслер» и др.);
- реконструкция, модернизация, техническая модернизация первичного электрооборудования станций и подстанций осуществляется только

- совместно с реконструкцией, модернизацией, технической модернизацией вторичных цепей, в том числе цепей релейной защиты и автоматики присоединения;
- для выполнения функций РЗА и ПА применяются специализированные микропроцессорные устройства, оснащенные стандартными портами и протоколами для интеграции в информационно-контролирующие системы энергообъектов;
 - в рамках одного объекта в сети одного напряжения при строительстве не допускается применение микропроцессорных устройств РЗА более двух производителей;
 - при проектировании устройств РЗА в обязательном порядке выполняется требование обеспечения каждого элемента электроустановки основной и резервной защитой. Состав и построение защит обеспечивает ближнее и дальнее резервирование. Силовые трансформаторы оснащаются независимой резервной токовой защитой;
 - на новых и реконструируемых (модернизируемых) подстанциях питание устройств РЗА и ПА выполняется от оперативного постоянного тока напряжением 220 В. Комплексы РЗА и ПА одного присоединения в нормальном режиме питаются от разных аккумуляторных батарей или разных секций щита оперативного постоянного тока (ЩПТ);
 - ЩПТ оснащаются устройствами контроля состояния системы оперативного постоянного тока: микропроцессорными контроллерами, устройствами автоматического контроля изоляции, системами автоматизированного поиска присоединения с «землей», устройствами контроля уровней напряжения, пульсаций и другими. Для оценки правильности выбора защитных аппаратов сети постоянного оперативного тока подстанций проводятся натурные опыты короткого замыкания в указанной сети;
 - для новых и реконструируемых (модернизируемых) РП, ТП 6-10 кВ допускается применение выпрямленного или переменного оперативного тока. Решение о применении таких схем оперативного тока принимается для каждого объекта отдельно и при наличии соответствующего обоснования;
 - при реконструкции и модернизации систем возбуждения генераторов электростанций применяются современные системы возбуждения с микропроцессорными терминалами, с обязательной организацией двух полностью независимых взаимозаменяемых каналов возбуждения;
 - постепенное внедрение на энергообъектах технологии «цифровая подстанция»: возведение новых, реконструкция и модернизация существующих подстанций с применением технологии «цифровая подстанция» по второй (протоколы GOOSE, MMS) либо третьей (протоколы Sampled Values (SV), GOOSE, MMS) архитектуре. Для подстанций третьей архитектуры – в том числе с применением оптических трансформаторов тока;
 - установке новых микропроцессорных устройств предшествуют специальные испытания для оценки ЭМО на энергообъекте. Выполняются при необходимости мероприятия, обеспечивающие помехозащищенность

- устройств РЗА и ПА. Аналогичные испытания проводятся на действующих подстанциях силами филиала «Инженерный центр» согласно утвержденному графику;
- для оснащения объектов реконструкции, модернизации устройствами ступенчатых защит и автоматики ВЛ-110 кВ, дифференциальной защиты силовых трансформаторов, независимой защиты силовых трансформаторов, дифференциальной защиты шин 6-110 кВ, защит присоединений 6-35 кВ, защиты от дуговых замыканий, ОБР, центральной сигнализации в РУП «Могилевэнерго» рекомендуется применять микропроцессорные терминалы производства ОАО «БЭМН». Применение устройств РЗА отечественного производителя облегчает в дальнейшем их ремонт и обслуживание, а также экономит финансовые средства;
 - для сетей 6-10 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью – проведение опытной эксплуатации устройств РЗА различных производителей с целью определения оптимального варианта, обеспечивающего селективное выявление поврежденного присоединения с действием на отключение либо сигнал;
 - ПС 220-330 кВ, а также узловые ПС 110 кВ с тремя и более отходящими ВЛ-110 кВ оснащаются цифровыми регистраторами аварийных процессов (ЦРАП), имеющими функцию ОМП. Для ВЛ-330 кВ возможно применение устройств волнового ОМП. Для остальных ПС 110 кВ, ПС 35 кВ для определения места повреждения используется функция ОМП терминалов защит, либо устанавливаются индивидуальные устройства ОМП присоединения. Для считывания осциллограмм и получения расчетного места повреждения с рабочих мест персонала РЗА и диспетчерских служб должен быть организован удаленный доступ к ЦРАП, терминалам защит (для персонала РЗА), другим устройствам ОМП подстанций;
 - на панелях и шкафах РЗА, а также на панелях управления на лицевой и оборотной сторонах должны быть нанесены поясняющие надписи, указывающие назначение устройств в соответствии с диспетчерскими наименованиями. Под установленной на панелях и в шкафах аппаратурой с обеих сторон должны быть нанесены поясняющие надписи, маркировка согласно исполнительным схемам. Расположение надписей, маркировки должно однозначно определять соответствующий аппарат;
 - на панелях (в шкафах, отсеках) РЗА должны располагаться таблицы переключающих устройств с указаниями положений переключающих устройств для различных режимов работы первичного оборудования и устройств РЗА. Для простых устройств РЗА, в цепях которых переключающие устройства используются только для ввода/вывода из работы данного устройства РЗА без привязки к какому-либо режиму работы первичного оборудования, устройств РЗА и действие которых предусмотрено только на отключение защищаемого присоединения без действия на другие устройства РЗА, допускается не использовать таблицы положения переключающих устройств.

В целом, РУП «Могилевэнерго» в части устройств релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики руководствуется требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы эксплуатации, модернизации, внедрения новых устройств РЗА и ПА.

При проведении процедур закупок устройств РЗА ВЛ и силовых трансформаторов, разработке проектной документации и технических заданий руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике, в части:

- Типовые технические требования на защиты линий 110, 35 кВ - **Приложение 3.1**
- Типовые технические требования на защиты силового трансформатора – **Приложение 3.2.**
- Типовые технические требования на защиты присоединений 6-35кВ – **Приложение 3.3.**
- Типовые технические требования на дифференциальную защиту шин 110, 10 кВ – **Приложение 3.4.**

6. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

6.1. Основные цели и задачи технической политики РУП «Могилевэнерго» по теплотехническому направлению

- преодоление тенденции физического и морального старения основных фондов за счет выполнения ремонтов, замены изношенных узлов и механизмов, ввода нового оборудования, работ по реконструкции, модернизации, технической модернизации действующих электростанций и тепловых сетей на основе применения передовых технологий, технических решений;
- снижение удельного расхода первичных энергоресурсов в теплоэнергетике за счет широкого применения новейших высокоэффективных технологий при производстве электроэнергии и тепла на газе и твёрдом топливе за счет модернизации к/а КЕ-10-24-300 ОГМВ ст.№2 Осиповичской мини-ТЭЦ; реконструкции турбины ПТ-60-130/22 ст.№1 Бобруйской ТЭЦ-2;
- реконструкции насосного оборудования с применением ЧРЭП;
- повышение эффективности топливоиспользования за счет увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении за счет уменьшения пропуска пара в конденсатор, выполнения ремонтов и реконструкций котлоагрегатов, турбоагрегатов;
- повышение надежности, живучести, управляемости и эффективности систем централизованного теплоснабжения на основе оптимизации схем тепловых сетей, замены устаревших теплопроводов за счет реконструкции, модернизации и ремонта тепловых сетей, использования систем дистанционного контроля повреждения трубопроводов;
- совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта электростанций, котельных и тепловых сетей за счет применения АСУТП котлоагрегатов и турбоагрегатов, новейших методов отыскания повреждений трубопроводов, внедрения системы диспетчеризации тепловых сетей, использования программного комплекса для расчетов режима работы тепловых сетей;
- снижение потерь тепла в тепловых сетях, за счет скорейшего отыскания мест повреждения и снижения подпитки тепловых сетей, уменьшения тепловых потерь при использовании высокоэффективных современных изолирующих материалов, внедрения системы АСКУТЭ и определения фактических потерь в тепловых сетях балансом отпущенной и потребленной тепловой энергии;
- внедрение и развитие современных систем диагностики и мониторинга технологического оборудования электростанций, тепловых сетей, за счет внедрения полномасштабных АСУ ТП оборудования.
- выполнение мероприятий по результатам проведенных энергетических обследований;
- снижение экологического воздействия энергетики на окружающую среду, в

- том числе внедрение автоматизированных систем контроля выбросов;
- повышения технико-экономической эффективности и надежности работы ВПУ, водно-химического режима теплотехнического оборудования и системы оборотного охлаждения за счет:

перехода на экологически совершенные мембранные технологии и термообессоливающие технологии, применение которых позволит безреагентно решить проблему солевых стоков ТЭЦ;

внедрения систем химико-технологического мониторинга и автоматизированных систем управления технологическими процессами;

сокращения затрат на реагенты за счет перевода технологии подготовки обессоленной и химочищенной воды с использование современных мембранных технологий на Могилевской ТЭЦ-3, Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2.

6.2.Техническая политика в области модернизации и повышения надежности теплоэнергетического оборудования

Повышение эффективности турбинных установок:

- восстановление и упрочнение входных и выходных кромок рабочих лопаток и поверхностей элементов турбины, подверженных эрозионному износу;
- проведение эндоскопического обследования проточной части турбины;
- продление паркового ресурса турбинного оборудования;
- оптимизация распределения тепловой и электрической нагрузок между турбоустановками;
- выполнение технической консервации неработающих турбин;
- внедрение систем бесперебойного питания валоповоротных устройств турбин с применением дизель- генераторов.

6.3.Повышение эффективности и надежности котельных установок

- снижение температуры уходящих газов, и применение технологий сжигания твердого топлива с минимальным возможным образованием шлака;
- улучшение ТЭП работы котельного оборудования проведением режимно-наладочных испытаний, в т.ч. при использовании новых видов топлива;
- применение систем рециркуляции дымовых газов с модернизацией оборудования;
- монтаж системы автоматического розжига горелок с приведением газопровода в соответствие с требованиями правил безопасности систем газораспределения и газопотребления;
- реконструкция, модернизация, техническая модернизация с заменой физически и морально устаревшего газового оборудования (арматуры, регуляторов, запальников, предохранительных клапанов и др.);
- максимально полное использование тепла уходящих газов, в том числе за счёт внедрения газодынных теплообменников с сохранением требований к

- надёжности газоходов и дымовых труб;
- внедрение передовых технологий при проведении ремонтов, реконструкции, модернизации, технической модернизации;
 - продление паркового ресурса котельного оборудования;
 - выполнение технической консервации неработающих котлов;
 - оптимизация расходов, связанных с эксплуатацией и ремонтом котлов;
 - улучшение экологической обстановки путем снижения выбросов в атмосферу в том числе за счет внедрения систем контроля выбросов и установки электрофильтров на котлоагрегатах, работающих на твердых видах топлива;
 - повышение технического и технологического уровня надёжности и безопасности котельного оборудования за счет применения АСУ ТП;
 - проведение входного контроля закупаемой газовой арматуры в соответствии с Указанием РУП «Могилевэнерго» от 11.11.2021 №507, а также проведение испытаний газовой арматуры, отработавшей нормативный срок службы, на опрессовочном стенде филиала «Энергоремонт» с целью продления срока эксплуатации по результатам технического диагностирования.

6.4.Повышение эффективности и надежности вспомогательного оборудования

- применение частотного регулирования (или гидромурфт) для насосного оборудования. При определении технического решения учитывать технологические режимы работы насосного оборудования (при работе насоса с практически постоянной производительностью и минимальным регулированием экономическая эффективность применения ЧРЭП может быть отрицательной). Для насосов, работающих в продолжительных режимах с редкими включениями, но требующих плавного пуска по условиям технологии или необходимости устранения просадок уровня напряжения в питающей электросети из-за высоких пусковых токов электродвигателя насосного агрегата, помимо возможности применения ЧРЭП, следует рассматривать применение устройств плавного пуска;
- замена изношенного насосного оборудования на насосное оборудование с КПД более 76%;
- планомерная замена нижних обечаек, днищ и кровли бакового хозяйства;
- организация контроля герметичности запорной арматуры на испытательном стенде.

6.5.Повышение эффективности систем химводоподготовки и водно-химического режима тепловых электростанций и тепловых сетей

- применение безреагентных обратноосмотических установок, состоящих из модулей с мембранными рулонными элементами;
- внедрение современных систем управления и контроля на ВПУ и приводной арматуры;

- установка узлов соле-щелочных промывок анионитов;
- использование современных ресурсосберегающих технологий при подготовке химочищенной воды для подпитки теплосети;
- автоматизация химконтроля водного режима паровых котлов и систем управления технологическими процессами.

6.6.Повышение эффективности систем теплоснабжения

- проектирование и строительство тепловых сетей с применением пи-труб и пенополиминеральной (ППМ) изоляции, арматуры и других конструктивных элементов теплопроводов, гарантирующих срок эксплуатации 30 лет;
- внедрение автоматизированных систем диспетчерского управления тепловыми сетями и информационно-графических систем теплоснабжающих предприятий за счет модернизации оперативно-диспетчерского комплекса на базе современного программного обеспечения верхнего уровня типа SCADA;
- создание автоматизированной системы контроля и учета тепловой энергии (АСКУТЭ);
- выполнение мероприятий по продлению срока службы действующих трубопроводов тепловых сетей;
- выполнение ремонта тепловых сетей в объеме, необходимом для поддержания их в надлежащем состоянии. Проведение шурфовки для точного определения необходимости ремонта участков тепловой сети;
- выполнение требуемых эксплуатационных испытаний тепловых сетей;
- при разработке мер по повышению эффективности систем теплоснабжения, учитывать необходимость сохранения либо увеличения существующей надежности технологического оборудования. Не допускать внедрения таких мероприятий по повышению эффективности (необоснованное снижение установленной мощности оборудования, снижение количества оборудования), которые приводят к снижению надежности теплоснабжения;
- преодоление тенденции физического и морального старения оборудования ЧРЭП (в части преобразователей частоты) за счет выполнения ремонтов, работ по реконструкции, модернизации и технической модернизации с учетом совместимости с существующими техническими решениями;
- при определении приоритетности внедрения новых ЧРЭП, ремонта, реконструкции эксплуатируемых на энергетических объектах ЧРЭП, в первую очередь уделять внимание на критичность с точки зрения поддержания заданных параметров тепловой сети, надежности работы ЧРЭП, в том числе за счет наличия обоснованного резерва, обеспечения технической возможности использования насосов в режиме «прямого подключения к электрической сети» (в обход преобразователя частоты), а также работы механизмов собственных нужд, оснащенных ЧРЭП (СН, ПН), с реализацией функции АВР и с учетом экономического эффекта от

- внедрения;
- при внедрении новых частотно-регулируемых приводов учитывать принципы унификации, бесшовной интеграции в существующие системы контроля и управления, предусматривать возможность одновременной работы группы из 2-х и более насосов, как оснащенных частотным регулированием, так и работающих напрямую от электрической сети для обеспечения бесперебойности работы тепловой сети, как при отказах отдельных единиц оборудования, так и при кратковременных нарушениях в питающей электросети. При этом поддержание необходимой минимальной нагрузки тепловой сети может обеспечиваться насосом, работающим напрямую от электрической сети (максимальная надежность, в том числе при нарушениях в питающей сети), а требуемые свыше этого значения нагрузки обеспечиваться регулируемым насосом, запитанным от ЧРЭП;
 - в области повышения эффективности систем теплоснабжения с применением ЧРЭП на всех стадиях оснащения и использования технологических механизмов ЧРЭП, начиная с момента проработки и принятия решения о необходимости оснащения ЧРЭП технологического механизма и последующей эксплуатации ЧРЭП (при разработке проектной документации, разработке документации для приобретения оборудования, при проведении процедуры закупки и внедрении оборудования, а также в ходе эксплуатации) следует руководствоваться существующими в отрасли, на предприятии ТНПА и ЛНПА в области внедрения и эксплуатации ЧРЭП:
 - СТП 33240.47.400-24 «Частотно-регулируемый электропривод. Технические требования»;
 - СТП 09110.47.619-08 «Методические указания по эксплуатации и техническому обслуживанию частотно-регулируемых электроприводов Белорусской энергосистемы»;
 - «Концепция применения частотно-регулируемых электроприводов и гидромурфт до 4000 кВт в Белорусской энергосистеме»;
 - ежегодный, утверждаемый первым заместителем директора – главным инженером предприятия, график проведения средних и капитальных ремонтов ПЧ по РУП «Могилевэнерго»;
 - усилить акцент на поддержании надежности и работоспособности эксплуатируемых ЧРЭП за счет их планово-предупредительных ремонтов и обслуживания собственными силами, в соответствии с ежегодно разрабатываемыми графиками технического обслуживания;
 - проводить плановую диагностику состояния трубопроводов тепловых сетей с помощью акустического томографа, в обязательном порядке выполнять анализ сходимости результатов проведенной диагностики с реальным состоянием трубопроводов по результатам выполнения контрольных шурфовок;
 - проводить анализ реального места расположения повреждения трубопровода с результатами (в части расположения мест критических дефектов) предшествовавшей диагностики методом акустической томографии;

- результаты трассировки, диагностики состояния трубопроводов тепловых сетей с помощью акустического томографа, поиска повреждений трубопроводов вносить в информационную систему Zulu-GIS РУП «Могилевэнерго».

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике, в части:

- Технические требования к элементам трубопроводов (отводы, штуцера, тройники, переходы и другие фасонные изделия) - **Приложение 4.1;**
- Технические требования на кварцевый песок - **Приложение 4.2;**
- Технические требования на антрацит, гидроантрацит - **Приложение 4.3;**
- Технические требования на гидразин - **Приложение 4.4;**
- Технические требования на соду каустическую - **Приложение 4.5;**
- Технические требования на сульфоугль - **Приложение 4.6;**
- Технические требования для тринатрийфосфата - **Приложение 4.7;**
- Технические требования на уголь активированный марки ДАК (или аналог) - **Приложение 4.8;**
- Технические требования к ионно-обменным материалам (ИОМ) - **Приложение 4.9;**
- Технические требования к маслам - **Приложение 4.10:**
 - Масло Mobil Glygoyle 11 - **Приложение 4.10.1;**
 - Масло Mobil - rarus 425 - **Приложение 4.10.2;**
 - Масло турбинное ТП-22 С ТУ38.10.821-2013 - **Приложение 4.10.3;**
 - Масло для утилизационной турбины МТЭЦ-2 и БТЭЦ-2 TURBINE POWER46 (требования Siemens) - **Приложение 4.10.4;**
 - Масло Aeroshell Turbine Oil 560 ГТУ МТЭЦ-1 - **Приложение 4.10.5;**
 - Масло для гидромурфты СН-9 Mobil Fluid 424 - **Приложение 4.10.6;**
- Технические требования к запасным частям турбин - **Приложение 4.10.7;**
- Технические требования к стальным трубам - **Приложение 4.10.8;**
- Технические требования для теплообменного оборудования и сосудов, работающих под избыточным давлением - **Приложение 4.10.9;**
 - Опросный лист на теплообменник пластинчатый - **Приложение 4.10.9.1;**
 - Опросный лист на теплообменник на теплообменник кожухотрубный - **Приложение 4.10.9.2;**
- Технические требования для насосов - **Приложение 4.10.10;**
 - Опросный лист на насосное оборудование - **Приложение 4.10.10.1;**
- Технические требования к ПИ-трубам и их комплектующим, ПИ-арматуре - **Приложение 4.10.11;**
- Технические требования к трубопроводной арматуре - **Приложение 4.10.12;**
 - Опросный лист на задвижку - **Приложение 4.10.12.1;**
 - Опросный лист на затвор дисковый - **Приложение 4.10.12.2;**
 - Опросный лист на клапан (вентиль) запорный - **Приложение 4.10.12.3;**

Опросный лист на клапан (затвор) обратный - **Приложение 4.10.12.4;**
Опросный лист на клапан предохранительный - **Приложение 4.10.12.5;**
Опросный лист на регуливающую арматуру - **Приложение 4.10.12.6;**
Опросный лист на кран шаровой - **Приложение 4.10.12.7.**

7. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

При возведении, реконструкции, модернизации и технической модернизации зданий и сооружений предприятия должны соблюдаться следующие основные направления и 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.);
- определение и оценка технического состояния строительных конструкций ТП (РП) путем проведения их комиссионных осмотров;
- возможность проведения обследования сооружений без отключения оборудования;
- сокращение площадей зданий и сооружений путём оптимизации схемно-компоновочных решений при условии сохранения надёжности и безопасности;
- замена лифтов, отслуживших свой парковый ресурс.

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.

8. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ СРЕДСТВ СВЯЗИ

8.1. Общие положения

8.1.1. Единая технологическая сеть связи Могилевской энергосистемы

В целях обеспечения функционирования и развития Могилевской энергосистемы, осуществления централизованного технологического управления предприятием, необходимо создание современной телекоммуникационной инфраструктуры, базирующейся на внедрении новых прогрессивных видов техники и технологий. Основой такой телекоммуникационной инфраструктуры должна стать Единая технологическая сеть связи Могилевской энергосистемы (ЕТССМЭ) с единым центром контроля и управления (на базе центрального узла связи РУП «Могилевэнерго»).

ЕТССМЭ является технологической сетью связи, предназначенной для обеспечения производственной деятельности филиалов предприятия, управления технологическими процессами в производстве.

8.1.2. Структура и состав сетей ЕТССМЭ

В состав ЕТССМЭ входят линии и сети связи, включая средства предоставления услуг и управления. В иерархической структуре ЕТССМЭ выделяются:

магистральная сеть (транспортная): «РУП «Могилевэнерго» - филиал - системообразующий энергообъект (подстанции класса напряжения 330 кВ и выше);

местная сеть (сеть доступа) «ФЭС - РЭС, ФТС – РК (ТЭЦ)», «РЭС – ПС», «последняя миля»);

объектовая сеть.

8.2. Требования к оборудованию

8.2.1. ВОЛС

Развитие волоконно-оптических сетей, как наиболее перспективных, обеспечивающих передачу всех видов трафиков данных и речи с необходимой

скоростью, неподверженных электромагнитному воздействию природного и техногенного характера. ВОЛС должны топологически совпадать с электрической сетью с максимально возможным охватом объектов электроэнергетики (в первую очередь ГИ и системообразующих ПС).

В городах ВОЛС (по возможности физические кольца) должны объединить узлы связи ФЭС, ФТС и их подразделений, а также РЭС, генерирующих источников (межсистемных и внутрисистемных) и системообразующих ПС, находящихся в черте города, а также других филиалов предприятия.

8.2.2. Оборудование транспортной сети связи синхронной цифровой иерархии.

На магистральных участках сетей связи в качестве направляющих систем следует применять волоконно-оптические кабели и для задач мультиплексирования – оборудование синхронной цифровой иерархии (SDH).

Уровень SDH должен соответствовать:

- STM-1 – для таких объектов как транзитная ПС, РК, РТС, ТЭЦ, РЭС;
- до STM-16 – для таких объектов как узловые (в части транспортной сети связи) подстанции, филиалы предприятия (при необходимости);
- при проектировании ВОЛС с использованием технологии SDH в обязательном порядке применять кольцевые распределенные структуры, а где это невозможно – уплотненные кольца. При дальнейшем развитии сети следует переводить уплотненные кольца в кольцевые распределенные структуры;
- минимальное количество пользовательских интерфейсов и скорость передачи определять исходя из существующей потребности сегмента сети и перспективы его расширения;
- синхронизация транзитных узлов должна осуществляться от ведущих станций, которые в свою очередь должны синхронизироваться от сети связи РУП «Белтелеком»;
- учитывать наличие необходимого ЗИПа для поддержания высокой степени готовности работы сети;
- * *Применение оборудования других технологий для организации транспортных сетей по ВОК возможно использовать после дополнительного рассмотрения и принятия соответствующих решений.*
- * *Считать пользовательские (трибутарные) интерфейсы оборудования транспортной сети связи – порты E1 на медных кроссах и порты Ethernet RJ-45 плат GFP мультиплексоров SDH – границей разграничения зон эксплуатационной ответственности между ССДТУ и структурами, эксплуатирующими сети доступа (access network).*

8.2.3. Оборудование передачи данных с использованием технологии Ethernet должно соответствовать следующим требованиям:

- оборудование Ethernet должно образовывать транспортную сеть связи и

присутствовать на всех узлах связи, дополняя сеть SDH в части пакетной передачи данных;

- работа в ячеистой и кольцевой топологиях, наличие функций резервирования и автоматического восстановления целостности связи;
- промышленное исполнение (класс оборудования – Industrial), безвентиляторное охлаждение, наличие резервируемого электропитания;
- поддержка функции маршрутизации (L3) вновь устанавливаемого оборудования передачи данных Ethernet;
- пропускная способность линейных (магистральных, оптических) интерфейсов – не менее 10Gbps;
- последовательный переход от L2 1Gbps коммутаторов Ethernet, действующих на транспортных участках сетей передачи данных к L3 10Gbps коммутаторам Ethernet;
- наличие ЗИПа – сменных оптических модулей (SFP) и блоков питания.

8.2.4. Оборудование сети доступа плезиохронной цифровой иерархии (PDH)

- для обеспечения подразделений предприятия аналоговыми и низкоскоростными цифровыми интерфейсами для передачи голоса и данных, узлы связи должны оснащаться мультиплексорами PDH;
- работа мультиплексоров PDH должна осуществляться по ВОЛС, КЛС и РРЛ по стыку G.703 (E1);
- мультиплексоры PDH должны обладать функцией цифрового соединения на уровне E1 и мультиплексирования $n \times 64k$;
- крупные узлы связи, где имеется не менее 5-ти входящих потоков E1 с различных направлений, должны комплектоваться кросс-коннекторами в составе мультиплексоров PDH либо, как самостоятельными изделиями;
- программное обеспечение мультиплексоров должно обеспечивать возможность удаленного мониторинга и управления;
- при проектировании каналов ТЧ рассматривать возможность передачи их через Ethernet сеть.

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку мультиплексора абонентского доступа плезиохронной цифровой иерархии (PDH) руководствоваться типовыми техническими требованиями в соответствии с Приложением 5.1. к настоящей технической политике.

8.2.5. Радиорелейные линии связи (РРЛ)

- радиорелейные линии связи следует применять в качестве участков транспортной сети, когда невозможно, либо нецелесообразно возведение ВОЛС в среднесрочной перспективе;
- радиорелейные линии малой емкости могут применяться в качестве "последней мили", в частности, от района электрических сетей до удаленных подстанций;

- магистральные радиорелейные линии должны обеспечивать эффективную скорость передачи не менее 180 Мбит/сек с возможностью ее увеличения;
- оборудование магистральных РРЛ должно обеспечивать:
 - пользовательские интерфейсы E1 и Ethernet; STM (при необходимости);
 - иметь встроенную систему диагностики и настройки;
 - возможность удаленного сетевого администрирования с различными уровнями доступа;
 - автоматический выбор модуляции, максимально подходящий к конкретным условиям прохождения;
- основное применение РРЛ – организация транспортной сети на участке РЭС - ФЭС.

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку цифровой радиорелейной станции руководствоваться типовыми техническими требованиями в соответствии с Приложением 5.2 к настоящей технической политике.

8.2.6. Оборудование автоматической коммутации.

- при проектировании и строительстве действующих объектов производить поэтапное внедрение и замену квазиэлектронных УПАТС, а также релейных диспетчерских коммутаторов на электронные УПАТС с функциями диспетчерского коммутатора;
- оснащению УПАТС подлежат: подстанции класса напряжения 330 кВ и выше, районные котельные, теплоэлектроцентрали, районы электрических сетей, районы тепловых сетей, филиалы предприятия, управление РУП "Могилевэнерго";
- телефонизации других объектов, не указанных выше, а также мини-ТЭЦ, мини-ГЭС, может осуществляться комплексно в виде выносов номерной емкости от других УПАТС либо установкой малоемкостных офисных АТС;
- количество и тип интерфейсов устанавливается в процессе проектирования для каждого объекта индивидуально и должно обеспечивать потребности объекта с возможностью расширения;
- УПАТС, установленные на объектах без постоянного обслуживающего персонала СДТУ должны по возможности обеспечиваться автоматическим резервированием основных блоков, влияющих на работу всей станции;
- должно быть предусмотрено удаленное управление УПАТС для объектов без обслуживающего персонала;
- осуществлять поэтапный уход от аналоговых соединительных линий между УПАТС энергосистемы с переходом на проколы ISDN (PRI) и SIP-транки.

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования учрежденческо-производственной автоматической телефонной станции (УПАТС) с функциями диспетчерского коммутатора для объектов уровня РЭС (РТС), подстанции, теплоисточника (станции

низкого давления) руководствоваться типовыми техническими требованиями в соответствии с Приложение 5.3 к настоящей технической политике.

8.3. ВЧ каналы связи

ВЧ каналы связи на объекты организуются в случае технической невозможности или экономической нецелесообразности строительства современных, высокоскоростных каналов связи, но при этом должны обеспечивать необходимость передачи следующего трафика:

голос (диспетчерская, технологическая, селекторная связь);
телемеханика (протоколы МЭК-60870-5-101, -104);
АСКУЭ;

При реконструкции и модернизации действующих объектов рассматривать перспективу замены каналов ВЧ связи на средства оптической и радиосвязи.

8.4. Средства УКВ радиосвязи

- производство полного перехода на единый стандарт цифровой УКВ-радиосвязи (DMR) и обеспечение максимального покрытия территории районов электрических сетей сетью цифровой радиосвязи с установкой требуемого количества ретрансляторов. Для обеспечения роуминга необходимо объединять ретрансляторы в сеть, применяя действующие каналы связи СДТУ, либо, при отсутствии таковых, арендовать каналы связи (инфраструктуру) сторонних организаций. Средства УКВ-радиосвязи считать основным средством технологической связи для оперативного и оперативно-ремонтного персонала электрических сетей, тепловых сетей и теплоисточников;
- применение средства УКВ-радиосвязи (УКВ-радиомодемы) в качестве сети доступа для передачи сигналов телемеханики, СКУД с удаленных подстанций, не охваченных высокоскоростной сетью передачи данных других технологий;
- допустимо использование систем широкополосного беспроводного доступа (ШБД) в сетях связи уровня доступа (access network), исключая применение ШБД на уровне транспортных сетей.

8.5. Средства гарантированного электроснабжения.

Гарантированному электроснабжению подлежат средства ДТУ, служащие для обеспечения передачи всех видов трафика, используемого в оперативном управлении, узлы электросвязи филиалов ЭС, РЭС, ПС 220 - 330 кВ, узловые ПС, ТС, ТЭЦ, других филиалов предприятия.

К устройствам гарантийного электроснабжения относятся панели АВР, распределительные панели электропитания, источники бесперебойного питания (ИБП), дизельные генераторные установки (ДГУ). ИБП должны комплектоваться все узлы связи, вне зависимости от уровня управления.

ДГУ должны устанавливаться для питания узлов связи в районах электрических сетей, филиалах электрических сетей, на системообразующих подстанциях класса напряжения 330кВ и выше, на узловых подстанциях класса напряжения ниже 330кВ и на центральном узле связи предприятия.

Требования к ИБП: с целью обеспечения высокой степени надежности на крупных узлах связи должны применяться модульные конструкции ИБП (либо параллельная работа нескольких ИБП) по принципу N+1, при этом аккумуляторные батареи должны состоять из нескольких самостоятельных цепочек, срок службы аккумуляторных батарей должен составлять не менее 10-ти лет. При этом должна быть обеспечена возможность подачи питания минуя ИБП при выходе его из строя, посредством схемы байпас или АВР. ИБП должны быть оснащены системой мониторинга с возможностью удаленного контроля за основными параметрами ИБП и микроклимата в помещении.

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку трехфазного источника бесперебойного электропитания (ИБП) для оборудования СДТУ руководствоваться типовыми техническими требованиями в соответствии с Приложением 5.4 к настоящей технической политике.

9. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ

9.1. Автоматизированные системы управления производственно-хозяйственной деятельностью

Целями автоматизации бизнес-процессов предприятия по управлению производственно-хозяйственной деятельностью являются:

повышение эффективности работы предприятия за счет предоставления руководителям всех уровней достоверной и оперативной информации для принятия управленческих решений;

создание единого информационного пространства;

унификация и обеспечение прозрачности бизнес-процессов;

снижение трудоемкости и сроков обработки информации, уменьшение количества ошибок;

выполнение норм действующего законодательства по ведению бухгалтерского, налогового учета и др.

9.2. Базовые принципы построения интегрированной АСУП РУП «Могилевэнерго»

Достижение данных целей осуществляется посредством поэтапного построения и развития интегрированной автоматизированной системы управления предприятием (АСУП) РУП «Могилевэнерго» в соответствии с концепцией ERP.

Построение интегрированной АСУП РУП «Могилевэнерго» осуществляется в соответствии со следующими принципами:

- унификация бизнес-процессов и прикладных решений, то есть во всех филиалах для автоматизации одинаковых функций используется одно и то же программное обеспечение, которое централизованно сопровождается отделом АСУ предприятия;

- разработка и сопровождение программного обеспечения преимущественно собственными силами, то есть силами персонала АСУ предприятия. Это дает возможность снизить затраты на разработку и последующее сопровождение АСУ, повысить оперативность внесения корректировок и наилучшим образом удовлетворить потребности пользователей;

- минимизация количества используемых платформ: при приобретении новой АСУ для автоматизации определённой прикладной области предпочтение следует отдавать решениям разработчиков, чьи программные продукты уже имеются в архитектуре;

- минимизация общего числа используемых приложений: архитектура с наибольшим количеством процессов, охваченных одним приложением, будет иметь приоритет перед архитектурой, предполагающей использование набора лучших в своем классе решений сторонних разработчиков;

- использование централизованных ИТ-решений: при проектировании решения для автоматизации сквозных вертикальных бизнес-процессов предпочтение следует отдавать централизованным решениям, охватывающим весь бизнес-процесс от подразделений филиалов до аппарата управления предприятия;

- централизованная архитектура, то есть установка приложения и базы данных на центральном сервере предприятия. Доступ работников филиалов осуществляется по технологии тонкий клиент или web-клиент;

- замена унаследованных систем: программы, являющиеся технологически и морально устаревшими, должны выводиться из эксплуатации и при необходимости заменяться на современные решения как можно раньше, не допуская отказа системы;

- активное участие функциональных подразделений в проектировании и внедрении АСУП. Так, согласно положениям о структурных подразделениях, работники подразделений обеспечивают проведение анализа выполняемых функций и подготовку предложений по автоматизации выполняемых функций в виде постановок задач в целях повышения эффективности деятельности предприятия по закрепленным функциям;

- рациональный подход к выбору новых систем автоматизации по соотношению цена-качество.

В соответствии с изложенными принципами в качестве технологической платформы для разработки программного обеспечения по различным направлениям деятельности предприятия принята платформа «1С:Предприятие».

В соответствии с решением заседания секции «Производственная, научно-техническая, техническая и информационная политика» Технико-экономического совета ГПО «Белэнерго» 30.04.2025 программный комплекс «Система управления

производственными активами SoftIT-Pass» утвержден в качестве типовой отраслевой платформы (типового решения) уровня энергоснабжающей организации и РУП «Белорусская атомная станция» для автоматизации широкого спектра задач, в том числе: ведение учета и паспортизации материальных активов предприятия (оборудования, зданий, транспорта), управление техническим обслуживанием и ремонтами данных активов, метрологический учет и др. (протокол от 02.05.2025 №9-ТЭС).

В соответствии со Стратегией информатизации и цифровой трансформации ГПО «Белэнерго» и в целях выполнения мероприятий Дорожной карты по цифровой трансформации бизнес-процессов оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) ГПО «Белэнерго» (в редакции приказа ГПО «Белэнерго» от 10.12.2024 №269) в качестве интеграционной платформы будут использоваться решения, построенные на основе инфраструктурной платформы на базе ПО РС-20. Интеграционная платформа позволит настроить обмен данными между автоматизированной системой диспетчерского управления и системой управления производственными активами, а также между другими информационными системами.

9.3. Структура интегрированной АСУП РУП «Могилевэнерго»

Интегрированная АСУП РУП «Могилевэнерго» состоит из следующих модулей:

- бухгалтерский учет;
- управление финансами;
- управление персоналом;
- управление сбытом электрической и тепловой энергии;
- планово-экономическая деятельность;
- управление производственными активами (паспортизация, управление техническим обслуживанием и ремонтами оборудования, зданий, сооружений);
- управление охраной труда;
- перспективное развитие энергосистемы;
- управление инвестиционной деятельностью;
- управление закупками и материальным потоками;
- управление транспортом;
- информационное обеспечение управленческой деятельности;

Количество пользователей различного программного обеспечения на платформе «1С: Предприятие» составляет более 1000 человек.

9.4. Геоинформационные системы

В целях повышения качества и оперативности принятия решений в различных сферах управления энергетикой в РУП «Могилевэнерго» осуществляется построение интегрированной геоинформационной системы на базе геоинформационной системы ZuluGIS компании «Политерм» (РФ).

Основной задачей данной работы является создание единой карты генерирующих источников, электрических и тепловых сетей, автотранспорта, мобильных сотрудников и др. объектов, привязанных к местности и снабженных данными из различных информационных систем.

На данный момент проводится работа по отображению на карте местности информации о расположении следующих объектов:

- энергетические объекты – из систем паспортизации электрических и тепловых сетей;
- кабельные линии электропередачи – на основе данных трассоискателей;
- технологический автотранспорт – из систем мониторинга автотранспорта;
- линии связи;
- сотрудники, имеющие мобильный характер работы – на основе данных GPS-датчиков мобильных устройств;
- ветроэнергетические установки;
- показатели аварийных отключений;
- данные Геопортала земельной информационной системы РБ и др.

В соответствии с решением заседания секции научной и научно-технической политики технико-экономического совета ГПО «Белэнерго» (протокол от 26.11.2019 №ПС_173), программный комплекс ZuluGIS утвержден как единый программный комплекс для построения географических информационных систем на уровне ГПО «Белэнерго» и РУП-облэнерго.

В соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 16 января 2024 г. №32 «О создании и функционировании национальной инфраструктуры пространственных данных», организации, входящие в систему Министерства энергетики РБ, определены поставщиком сведений об инженерных коммуникациях в Национальный геопортал.

9.5. Автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго»

Автоматизированная система электронного документооборота ГПО «Белэнерго» и организаций, входящих в его состав, строится на базе программного обеспечения «Канцлер» и представляет собой комплекс подсистем электронного документооборота организаций, взаимодействующих между собой через подсистему распределённого документооборота, обеспечивающую обмен электронной корреспонденцией.

В целях повышения эффективности электронного документооборота Министерством энергетики РБ организована работа по разработке ведомственной автоматизированной информационной системы электронного документооборота с учетом современных подходов и требований нормативных актов (приказ Министерства энергетики РБ от 20.03.2023 №52).

9.6. Корпоративная вычислительная сеть

Техническая политика РУП «Могилевэнерго» в области корпоративной вычислительной сети (КВС) определяется следующими принципами и задачами:

1. КВС РУП «Могилевэнерго» является частью корпоративной сети ГПО «Белэнерго» (КС ENERGO) и регулируется Регламентом корпоративной сети ГПО «Белэнерго» (КС ENERGO).

2. Основными задачами КВС РУП «Могилевэнерго» в рамках КС ENERGO являются:

повышение оперативности управления организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго»;

обеспечение обмена производственно-технологической, плановой, экономической, финансовой, эксплуатационной и иной информацией в электронном виде между участниками КС ENERGO, подразделениями РУП «Могилевэнерго», их информационными системами;

повышение уровня информатизации участников КВС РУП «Могилевэнерго» и создание условий для внедрения новых информационных технологий.

На транспортном уровне КВС РУП «Могилевэнерго» базируется на «Единой технологической сети связи Могилевской энергосистемы» (ЕТССМЭ) и использует ее магистральные и абонентские каналы передачи данных для построения единой корпоративной сети.

ЕТССМЭ строится и обслуживается силами ССДТУ РУП «Могилевэнерго» и филиалов.

Структура КВС представляет собой схему «звезда» с центральным узлом в управлении РУП «Могилевэнерго». Каждый филиал представляет собой узел 2-го уровня и объединяет свои подразделения тоже по схеме «звезда». КВС РУП «Могилевэнерго» подключена к корпоративной сети «Белэнерго» линией передачи данных 20 Мбит/с и имеет резервную связь через VPN сеть АСКУЭ.

Корпоративная сеть РУП «Могилевэнерго» объединяет 11 филиалов и управление предприятием, а также обособленные подразделения, в том числе:

21 РЭС (Бобруйский ГРЭС и Бобруйский СРЭС находятся на базе филиала БЭС);

районы тепловых сетей, подстанции, теплоисточники и пр.

Логически КВС РУП «Могилевэнерго» делится на сегменты: корпоративный сегмент передачи данных (далее - КСПД), технологический сегмент передачи данных (далее - ТСПД).

Логическое деление на КСПД и ТСПД реализуется путем выделения и использования непересекающихся диапазонов адресных пространств из диапазона адресов КС ENERGO.

В состав КСПД включаются:

информационные системы и информационные сети, предназначенные для автоматизации организационно-экономической и производственно-хозяйственной деятельности, а также сегменты сетей передачи данных, обеспечивающих их функционирование;

сети видеоконференцсвязи;

сети пакетной телефонии;

сети видеонаблюдения и контроля управления доступом.

В состав ТСПД включаются:

автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (далее - АСКУЭ), а также сегменты сетей передачи данных, обеспечивающих их функционирование;

автоматизированные системы управления технологическими процессами (далее - АСУ ТП), включая автоматизированные системы контроля, защиты и управления (РЗА), а также сегменты сетей передачи данных, обеспечивающих их функционирование;

автоматизированные системы диспетчерского управления (далее АСДУ), а также сегменты сетей передачи данных, обеспечивающих их функционирование.

КВС РУП «Могилевэнерго» строится на основе открытых международных стандартов и сетевых протоколов. Использование уникальных стандартов допускается в случаях, когда применение открытых стандартов невозможно либо применяемое техническое решение на основе открытых стандартов отсутствует.

Базовым стеком протоколов КВС РУП «Могилевэнерго» является стек ТСП/ИР.

КВС РУП «Могилевэнерго» использует адресные диапазоны, выделенные ГПО «Белэнерго» в рамках построения КС ENERGO. Использование адресов не из выделенных диапазонов запрещено.

Дальнейшее распределение выделенных диапазонов адресов по сетям филиалов и объектов РУП «Могилевэнерго» осуществляется в соответствии с Планом распределения адресного пространства КВС РУП «Могилевэнерго».

Основным протоколом обмена маршрутной информацией в КВС РУП «Могилевэнерго» является протокол EIGRP.

При организации обмена маршрутной информацией между маршрутизаторами используется аутентификация маршрутизаторов при установлении соединений.

Информационное взаимодействие КСПД и ТСПД осуществляется только через межсетевые экраны с базовым правилом "запрещено все, что явно не разрешено" и разрешением взаимодействия хостов и портов по определенному списку.

Разрешаются следующие виды взаимодействия:

передача из ТСПД в КСПД информации из АСУ ТП, АСДУ, АСКУЭ;

передача из КСПД в ТСПД информации с целью проведения обновлений средств защиты от вредоносного программного обеспечения, операционных систем и прикладного обеспечения.

Запрещено присоединение любых сегментов ТСПД, а также отдельных хостов, расположенных в ТСПД, к любым внешним сетям.

Запрещено информационное взаимодействие между КСПД и ТСПД в целях выполнения функций управления энергетическим оборудованием напрямую либо опосредованно, путем получения доступа к управляющим энергетическим оборудованием информационным системам.

При входе в сеть каждый пользователь КВС должен пройти процедуру идентификации и аутентификации. Запрещаются любые попытки обхода или

отключения существующей системы идентификации и аутентификации пользователей. Вход в сеть каждого пользователя КВС РУП «Могилевэнерго» должен отслеживаться с помощью системы аудита и мониторинга и протоколироваться.

Взаимодействие с внешними сетями (например, сеть Интернет, сети других предприятий и финансовых организаций) должно быть организовано с использованием межсетевого экранирования через основной шлюз предприятия, работающий по принципу "запрещено все, что явно не разрешено".

Пользователям КВС РУП «Могилевэнерго» запрещается использование КВС для поиска, получения, передачи, сбора, обработки, накопления, хранения, распространения и (или) предоставлении информации, не связанной со служебной деятельностью.

9.7. Инфраструктура обработки данных

В связи с постоянным ростом объема обрабатываемых данных в автоматизированных системах управления предприятием необходимо наращивать вычислительные мощности и повышать надежность хранения и обработки данных в центре обработки данных (ЦОД) и информационно-вычислительных комплексах филиалов.

Основные принципы построения ЦОД в этих условиях:

географическое распределение мощностей ЦОД.

ЦОД будет состоять из 2 площадок: основной и вспомогательной.

Основная площадка будет располагаться на базе филиала «Инженерный центр» по адресу г. Могилев, ул. Белинского, 22Б.

Вспомогательная площадка будет располагаться в управлении предприятием по адресу г. Могилев, ул. Бонч-Бруевича, 3, к. 307Б (серверная комната).

Связь между площадками будет осуществляться с помощью высокоскоростной ВОЛС не менее 10 Гбит/с;

обеспечение безопасного хранения и обработки данных. Для этого сервера должны находиться в отдельном помещении, в котором обеспечивается контроль доступа, поддержание оптимальных для техники климатических показателей, обеспечиваться надежное электропитание, обеспечиваться резервное копирование всех обрабатываемых данных на выделенное устройство резервного копирования;

виртуализация серверов и приложений. Построение вычислительной структуры, не привязанной к аппаратному обеспечению, и позволяющей гибко изменять выделяемые под задачи ресурсы;

масштабируемость. Возможность быстро нарастить вычислительную мощность без изменения принципов построения;

отказоустойчивость. Резервирование оборудования в точках отказа или наличие оборудования в производственном резерве.

Допускается аренда облачных вычислительных мощностей в случае требований законодательства и наличия экономического эффекта.

9.8. Информационная безопасность

Основными целями технической политики в области обеспечения информационной безопасности являются:

- предотвращение несанкционированного доступа к информации, обрабатываемой в автоматизированных системах управления предприятием, уничтожения такой информации, ее модификации, копирования, распространения и (или) предоставления, блокирование неправомерного доступа к информации, а также иных неправомерных действий;

- сохранение и неразглашение персональных данных работников предприятия, служебной информации ограниченного распространения, информации, составляющей иную охраняемую законом тайну, содержащейся в информационных системах предприятия;

- обеспечение конфиденциальности, целостности и доступности при осуществлении информационного взаимодействия между информационными системами;

- обеспечение безопасности управления оборудованием объектов информационной инфраструктуры предприятия;

- создание условий для устойчивого функционирования и безопасного управления объектами КВОИ и иными технологическими объектами.

Для реализации данных целей требуется:

- проектирование и ввод в эксплуатацию новых объектов информационной инфраструктуры предприятия, реконструкция, модернизация и техническая модернизация существующих, в строгом соответствии с требованиями действующего законодательства Республики Беларусь в сфере информационной безопасности с обязательным включением в проектную документацию раздела «Информационная безопасность»;

- проведение аудитов на объектах информационной инфраструктуры предприятия, руководствуясь требованиями законодательства и локальных правовых актов, с целью определения текущего уровня их защищенности и выявления уязвимых мест;

- разработка и внедрение организационных, технических и правовых мер, направленных на обеспечение выполнения требований законодательства по обеспечению информационной безопасности в информационных системах, в которых обрабатывается информация, предоставление и/или распространение которой ограничено;

- выполнение работ, направленных на создание систем информационной безопасности КВОИ и систем защиты информации информационных систем предприятия;

- централизация всех корпоративных баз данных управления бизнес-процессами, содержащих информацию ограниченного распространения и размещенных на текущий момент в инфраструктуре управления и филиалов предприятия, в информационной системе проектируемого центра обработки данных на базе нового здания филиала «Инженерный центр» (основная площадка)

и управления предприятием (резервная площадка) с выполнением всех требований и норм законодательства по обеспечению информационной безопасности при его построении;

– повышение уровня подготовки и осведомленности персонала о правилах и процедурах безопасной работы в информационных системах путем проведения периодического обучения и практических тренировок, организации повышения квалификации персонала, ответственного за обеспечение технической и криптографической защиты информации, кибербезопасности, а также специалистов, ответственных за настройку и обслуживание средств защиты информации на объектах информационной инфраструктуры;

– постоянный контроль за эффективностью технической и криптографической защиты информации на предприятии, в том числе посредством постепенного подключения объектов информационной инфраструктуры предприятия к централизованной системе мониторинга уязвимостей в используемом программном обеспечении и базовых ошибок конфигурации, а также централизованной системе мониторинга событий информационной безопасности, позволяющей выявить инциденты безопасности, осуществить реагирование на выявленные киберинциденты, согласно утвержденным Дорожным картам.

Комплекс мероприятий по обеспечению информационной безопасности информационных систем объектов информационной инфраструктуры предприятия регулируется законодательством Республики Беларусь и локальными правовыми актами предприятия в сфере информационной безопасности.

Порядок реализации комплекса мероприятий по обеспечению информационной безопасности информационных систем предприятия регулируется Концепцией обеспечения информационной безопасности объектов информационной инфраструктуры РУП «Могилевэнерго».

9.9. Оснащение рабочих мест вычислительной техникой

В целях повышения производительности труда персонала при выполнении должностных обязанностей их рабочие места оснащаются вычислительной техникой: стационарные ПЭВМ, переносные ПЭВМ (ноутбуки), планшетные компьютеры, принтеры, сканеры, плоттеры, аудиоколонки, микрофоны, web-камеры, USB-флэш-накопители и т.д.

Технические характеристики ПЭВМ должны соответствовать требованиям, предъявляемым программным обеспечением, используемом на конкретном рабочем месте, как правило: современная операционная система Windows, пакет офисных программ Microsoft Office, система для коллективной работы Lotus Notes, программы для просмотра графических, в том числе отсканированных документов (форматы JPG, PDF, многостраничный TIFF), антивирусное программное обеспечение и пр.

Стандартная конфигурация ПЭВМ и другой вычислительной техники, подлежащей закупке для оснащения рабочих мест, ежегодно пересматривается ввиду быстрого развития информационных технологий.

Типовой состав стационарных ПЭВМ: системный блок, монитор, проводная клавиатура, проводной манипулятор «мышь».

Переносные ПЭВМ (ноутбуки), планшетные компьютеры являются дополнительными устройствами, помогающими облегчить выполнение работы персонала на выезде.

Каждое рабочее место должно иметь доступ как минимум к одному многофункциональному устройству (далее МФУ), подключенному непосредственно к ПЭВМ или через локальную сеть.

Оснащение МФУ проводится из расчета одного устройства на два-три рабочих места в одном кабинете, за исключением рабочих мест, где печать и сканирование документов проводится в повышенном режиме (при наличии технической возможности).

Рабочие места руководства предприятия, начальников структурных подразделений, при наличии служебной необходимости, могут оснащаться специализированными web-камерами, микрофоном и колонками для проведения удалённых совещаний и обучения.

В целях планомерного обновления парка ПЭВМ рекомендуется расчетный срок службы ПЭВМ – 10 лет (не путать с нормативным сроком службы, применяемым для целей бухгалтерского учета).

Для продления срока службы ПЭВМ и обеспечения соответствия их технических характеристик применяемому программному обеспечению возможно проведение модернизации ПЭВМ.

10. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (АСКУЭ)

10.1. Цели и задачи

- оснащение всех расчетных и приравненных к ним технических точек учета электрической энергии в Могилевской области современными средствами и системами учета и включение их в автоматизированную систему контроля и учета электрической энергии РУП «Могилевэнерго»;
- повышение эффективности эксплуатации электрических сетей за счет выявления средствами АСКУЭ технических и коммерческих потерь;
- повышение уровня взаимодействия между структурными подразделениями предприятия на всех стадиях создания и эксплуатации систем учета;
- оптимизация (выравнивание) графика нагрузок в электрических сетях;
- обеспечение надежной и эффективной эксплуатации системы учета на всех действующих и вновь вводимых объектах АСКУЭ;
- развитие и плановая модернизация программно-технических средств, применяемых в составе АСКУЭ.

10.2. Основные направления.

АСКУЭ ММПГ РУП «Могилевэнерго» (включая генерацию блок-станций сторонних потребителей) и Региональная АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (подстанции 35кВ и выше).

- все вновь вводимые и реконструируемые (модернизированные) объекты включать в верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М»).
- при вводе новых и реконструкции (модернизации) действующих объектов АСКУЭ соблюдать принцип максимальной унификации технических и программных средств в рамках одного объекта и в целом АСКУЭ ММПГ предприятия.

АСКУЭ РЭС (ТП(КТП)10(6)/0,4кВ и РП), общественных зданий, комплексов и сооружения, сельскохозяйственных потребителей.

- организовывать учет на вводах 0,4кВ ТП (КТП) и РП для возможности расчета пофидерного баланса по каждой отходящей линии подстанций региональной АСКУЭ. Установку приборов учета электроэнергии на отходящих линиях 0,4кВ в ТП(КТП) предусматривать в исключительных случаях по обоснованному требованию РЭС.
- сбор данных с объектов АСКУЭ РЭС, общественных зданий, комплексов и сооружений осуществлять средствами верхнего уровня АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М»).
- вновь вводимые и реконструированные (модернизированные) объекты АСКУЭ РЭС, общественных зданий, комплексов и сооружений, сельскохозяйственных потребителей включать в верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М»).
- организовывать передачу данных на верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М») с объектов АСКУЭ РЭС, общественных зданий, комплексов и сооружений, сельскохозяйственных посредством 3G/4G, радио, PLC технологии.
- создавать автоматизированные рабочие места (АРМ) в каждом районе электрических сетей, обеспечивающих контроль за работоспособностью приборов и систем учета (в том числе и объектов АСКУЭ-быт).

АСКУЭ промышленных субъектов учета (АСКУЭ-Пром) и приравненных к ним потребителей.

- вновь вводимые и реконструированные (модернизированные) объекты АСКУЭ промышленных предприятий включать в верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М»).

АСКУЭ бытового субъекта учета (АСКУЭ-Быт) (многоквартирные жилые дома, индивидуальная жилая застройка)

- вновь вводимые и реконструированные (модернизированные) объекты АСКУЭ-быт включать в верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М»).

- обеспечить развитие верхнего уровня АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М») в части сбора данных об энергопотреблении бытовых абонентов для гарантированного получения достоверной информации об электропотреблении бытовых абонентов за расчетный период (месяц) с выгрузкой ее в расчетные программы;
- замену морально устаревших счётчиков электрической энергии на современные электронные проводить только с созданием АСКУЭ и включением ее в верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М»).
- при формировании ППР и ПКС на следующий год учитывать потребность модернизации приборного учета (замена морально устаревших приборов учета на современные электронные) с построением АСКУЭ.
- электронные счетчики приобретать только по разработанным проектам АСКУЭ-быт и планам МТО (для формирования и поддержания обменного фонда, а также оказания услуг населению) на основании обоснований филиалов электросетей и филиала ИЦ.
- применять счетчики со встроенными модемами, позволяющими организовывать сеть передачи данных без дополнительных физических линий (радиосвязь, в исключительных случаях PLC-технология). В обоснованных случаях допускается использование счетчиков с проводным интерфейсом RS-485 (вновь вводимое жилье, наличие кабельных каналов и пр.). При выдаче технических условий на подключение абонентов к электрическим сетям для целей отопления и горячего водоснабжения в индивидуальной жилой застройке (ИЖЗ) наряду с выше обозначенным подходом применять счетчики электрической энергии с функцией ограничения мощности (отключение мощности встроенным либо внешним контактором).
- шкаф АСКУЭ размещать в электрощитовой жилого дома, в помещении или на фасаде питающей ТП (КТП), либо на опоре линии электропередач. Создаваемая АСКУЭ должна обеспечивать возможность подключения к ней всех абонентов. Допускается вместо УСПД использовать каналобразующую аппаратуру (маршрутизатор, модем, коммутатор, преобразователь интерфейсов и пр.) для передачи данных на верхний уровень АСКУЭ-быт.
- при организации каналов связи АСКУЭ бытовых абонентов на верхний уровень АСКУЭ РУП «Могилевэнерго» (ПО «АГАТ-М») максимально использовать имеющиеся на объекте высокоскоростные каналы связи РУП «Белтелеком», а при невозможности – сети операторов сотовой связи стандартов 3G/4G и выше.
- при реконструкции и новом строительстве ВЛ-0,4кВ организовать выносной учет электроэнергии с использованием ВШУ либо SPLIT-счетчиков со встроенным контактором и радиомодемом без установки выносного шкафа (с учетом индивидуальных особенностей места проведения реконструкции). По объектам, где ранее была создана АСКУЭ, ВШУ устанавливаются без счетчика электрической энергии (существующий

счетчик электрической энергии переносится из индивидуального жилого дома в ВШУ), при этом:

ВШУ должен иметь размеры, обеспечивающие возможность установки электронного счетчика электрической энергии с конструктивным исполнением, аналогичным индукционному;

внутри ВШУ должно быть смонтировано все электрооборудование, за исключением счетчика электрической энергии. Вместо счетчика электрической энергии в ВШУ должны быть смонтированы шунтирующие провода. В комплекте ВШУ должны находиться провода (с опрессовкой) для подключения счетчика электрической энергии в ВШУ, а также клеммные колодки для установки в домовладении абонента, вместо счетчика электрической энергии.

По объектам, где ранее была создана АСКУЭ и планируется установка SPLIT-счетчиков, на месте установки счетчиков электрической энергии в домовладении абонентов должны быть предусмотрены клеммные колодки, а демонтированные счетчики – оприходованы и переданы в ЦРПУ филиала «Инженерный центр» (для поддержания обменного фонда).

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку однофазных и трехфазных счетчиков электрической энергии руководствоваться типовыми техническими требованиями в соответствии с Приложением 6 к настоящей технической политике.

11. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (АСКУТЭ)

11.1. Цели и задачи.

- оснащение всех расчетных и приравненных к ним технических точек учета тепловой энергии юридических лиц Могилевской области современными средствами и системами учета на базе контроллеров INDEL и включение их в существующие системы верхнего уровня филиалов «Могилёвские тепловые сети» и «Бобруйские тепловые сети» на базе программного обеспечения INDEL.
- повышение эффективности эксплуатации тепловых сетей за счет выявления средствами АСКУТЭ технических и коммерческих потерь.
- обеспечение надежной и эффективной эксплуатации системы учета на всех действующих и вновь вводимых объектах тепловых сетей.
- развитие и плановая модернизация программно-технических средств, применяемых в составе АСКУТЭ.
- обеспечение правильного применения средств измерений, соблюдение метрологических норм и правил, нормативных документов по обеспечению единства измерений.
- разработка механизма для оперативной передачи показаний приборов учета в программу ZULU8.0 (на базе геоинформационной системы ZuluGIS);

- реализация возможности автоматической передачи параметров узлов учёта (включая справочную информацию) в программу ZULU8.0 из ПО АСКУТЭ.

11.2. Перспективы развития

- внедрение на уровне РУП «Могилёвэнерго» нового программного обеспечения верхнего уровня АСКУТЭ на основе ПО «АГАТ-М» после завершения его разработки по договору между ГПО «Белэнерго» и ОАО «Агат-системы управления».
- перенос существующих точек учёта тепловой энергии в новое ПО АСКУТЭ.
- создание автоматизированных рабочих мест (АРМ) в филиалах тепловых сетей, обеспечивающих контроль за работоспособностью приборов и систем учёта тепла, а также рабочего места в филиале «Инженерный центр» для выполнения централизованного опроса приборов учёта тепловой энергии.
- вновь вводимые и реконструированные (модернизированные) узлы учёта тепловой энергии должны включаться в новое ПО АСКУТЭ.

12. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЕНИЮ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

12.1. Общие положения.

- автоматизированная система управления (далее – АСУ) РЭС представляет собой многоуровневую систему, сочетающую функции оперативно диспетчерского, технологического и производственно-технического управления и обеспечивающую совместное согласованное функционирование АСУ на уровне РЭС, участков электрических сетей и подстанций. АСУ РЭС создается с целью:
 - снижения недоотпуска электроэнергии;
 - снижения времени поиска (выделения) поврежденного участка сети;
 - оптимизации режимов работы распределительных электрических сетей;
 - снижения потерь электроэнергии в них;
 - повышения качества обслуживания электрических сетей, минимизации эксплуатационных затрат.
- при рассмотрении перспектив развития распределительной сети при выборе технических мероприятий приоритетным считать устойчивость элементов сети к внешним воздействиям и снижение повреждаемости, и только затем, возможность быстрого выделения поврежденного участка.
- требования, предъявляемые к автоматизации распределительной сети, к системам телемеханики (ТМ) РЭС, к используемому программному обеспечению (ПО), к средствам связи, разработаны на основании требований ТКП 609-2017 «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ».
- проекты по автоматизации РЭС должны реализовываться, как правило,

после (или одновременно) 100% телемеханизации (включая телеуправление) присоединений 6-10 кВ от подстанций в зоне обслуживания РЭС. Телемеханизация РЭС может осуществляться как первый этап автоматизации РЭС.

- проект по автоматизации РЭС должен предусматривать также на первом этапе построение верхнего уровня (SCADA ТМ) и минимально необходимое количество управляемых коммутационных аппаратов, и ИКЗ, с возможностью последующей установки дополнительных коммутационных аппаратов и индикаторов, в соответствии с долгосрочными планами.
- при автоматизации РЭС максимально широко применять продукцию собственного производства (ЭРМ).
- места установки коммутационного аппарата и его тип (функционал) определяются с учетом следующих приоритетов в указанной последовательности:
 - обеспечение устойчивой сотовой связи;
 - резервирование СН ПС;
 - возможность восстановления электроснабжения всех потребителей при погашении ПС (отключении питающей ВЛ 35-110 кВ);
 - установка ВР в местах нормальных разрывов в сети;
 - возможность оптимального деления сети при поиске повреждения, быстрого отключения наиболее повреждаемых участков (с учетом работы устройств РЗА и ОМП);
 - восстановление электроснабжения категорированных и ответственных потребителей;
 - секционирование сети.
- при оснащении ТП, РП системой передачи сигнала о несанкционированном проникновении посторонних лиц в электроустановки (по специальной программе оснащения объектов данными устройствами), в случае необходимости и при наличии технической возможности, дополнительно устанавливаются приборы фиксации факта протекания тока короткого замыкания и определения поврежденного участка для установки в сетях 6-10 кВ (ИТКЗ) с последующей интеграцией их в действующий диспетчерский комплекс РЭС.
- при оснащении ТП, РП системой телемеханики (с установкой шкафа ТМ) функции системы передачи сигналов контроля несанкционированного доступа реализовывать на оборудовании телемеханики (без установки отдельного шкафа контроля доступа).
- для минимизации времени отключения к.з. и соблюдения селективности рекомендуется на присоединении от ПС в предполагаемой цепочке протекания тока к.з. установка не более одного коммутационного аппарата с защитами. При этом должен максимально использоваться весь функционал устройства РЗА.
- для определения факта и направления повреждения линии электропередач широко использовать приборы фиксации протекания тока короткого

замыкания для установки в сетях 6-10 кВ (ИТКЗ), имеющие цифровой выход и возможность подключения к системам телемеханики, возможность квитирования и изменения конфигурации прибора дистанционно – вручную и автоматически. Рекомендуется применять приборы ИТКЗ производства ОАО «Белэлектромонтажналадка», имеющие положительный опыт эксплуатации на объектах РУП «Могилевэнерго» как на кабельных, так и на воздушных линиях.

- требования, предъявляемые к диспетчерским щитам РДС, изложены:
 - для мозаичных щитов – в «Технических требованиях к диспетчерскому щиту электрической сети 6(10) кВ и подстанций 110/35/10 кВ района электрических сетей РУП «Могилевэнерго», утвержденных главным инженером РУП «Могилевэнерго»;
 - для щитов на основе ЖК-панелей – в «Типовых технических требованиях к диспетчерскому активному щиту (видеостене) на базе ЖК-панелей для оснащения диспетчерских пунктов филиалов предприятия», утвержденных главным инженером РУП «Могилевэнерго».
- ориентировочный перечень программного обеспечения для установки на серверах в РЭС, а также требования к построению ЛВС на уровне РЭС приведены в «Технической политике РУП «Могилевэнерго» в части автоматизации и телемеханизации объектов РЭС», утвержденной главным инженером РУП «Могилевэнерго».
- выбор способа организации каналов связи, необходимость их резервирования, должна определяться требуемой надежностью и экономической целесообразностью.
- все диспетчерские пункты энергосистемы (ЦДС, ОДС, РДС) должны быть оборудованы автономным источником энергии требуемой мощности для обеспечения резерва электроснабжения оборудования связи, телемеханики и ЛВС на базе дизельно-генераторных установок.

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике, в части:

- Типовые технические требования на оборудование телемеханики в составе ТП 10/0,4кВ - **Приложение 7.1.;**
- Типовые технические требования к перечню сигналов телемеханики подстанций 35кВ и выше - **Приложение 7.2.**

12.2. Перспективы развития

- в соответствии со Стратегией информатизации и цифровой трансформации ГПО «Белэнерго» и в целях выполнения мероприятий Дорожной карты по цифровой трансформации бизнес-процессов оперативно-диспетчерского управления (ОДУ) ГПО «Белэнерго» (в редакции приказа ГПО «Белэнерго» от 10.12.2024 №269):

- на всех уровнях ОДУ должны использоваться оперативно-информационные комплексы (ОИК) на основе решений, построенных с использованием технологической платформы автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) СК-11.
- единая информационная модель (СІМ) электрической сети РУП «Могилёвэнерго», являющейся частью ОЭС Беларуси, должна быть построена с учетом требований СТП 33240.01.108-22 «Определение единой информационной модели электрической сети в сочетании с единой системой идентификации объектов модели и единой системой управления нормативно-справочной информацией».
- в качестве интеграционной платформы должны использоваться решения, построенные на основе инфраструктурной платформы на базе ПО РС-20, посредством которой должно обеспечиваться интеграционное взаимодействие между следующими информационными системами:
 - АСДУ (технологическая платформа на базе ПО СК-11);
 - СУПА (паспортизация оборудования и сетей);
 - АСКУЭ (на базе ПО «АГАТ-М»);
 - Zulu-GIS.
- для эффективного управления производственными активами на основе единой общей информационной модели электротехнического и сетевого оборудования электрических сетей должно использоваться единое программное обеспечение для РУП «Могилёвэнерго» – система управления производственными активами (СУПА).
- на первом этапе в СУПА должен быть осуществлен импорт данных электротехнического и электросетевого оборудования из существующих баз данных предприятия и через интеграционную шину (РС-20) налажено взаимодействие с программным обеспечением АСДУ (СК-11).
- в дальнейшем СУПА должна развиваться и наращивать свой функционал по таким направлениям как паспортизация теплотехнического оборудования, зданий и сооружений, автотранспорта, автоматизация бизнес-процессов технического обслуживания и ремонта оборудования (ТОиР), управления метрологическим обеспечением и ряда других отраслевых бизнес-процессов.

13. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ПО НАПРАВЛЕНИЮ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ

Техническая политика РУП «Могилёвэнерго» в области автоматизации технологических процессов тепловых сетей и теплоисточников направлена на решение следующих задач:

- обеспечение исправности и работоспособности всех существующих ПТК АСУ ТП, устройств контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА);
- осуществление перехода на современные программно-технические

решения, включающие использование программируемых логических контроллеров (ПЛК) и современное программное обеспечение (ПО) верхнего уровня типа SCADA для регулирования технологических параметров (АСР), реализации технологических защит, блокировок и сигнализации (ТЗ, ТБ, ТС), автоматического включения резерва (АВР) насосов и т.д.;

- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем управления технологическими процессами (отдельных устройств: приборов, датчиков, исполнительных механизмов и т.п.), дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- обеспечение правильного применения средств измерений, соблюдение метрологических норм и правил, нормативных документов по обеспечению единства измерений.
- автоматизация процесса управления основным теплотехническим оборудованием, вспомогательным оборудованием теплоисточников и тепловых сетей в различных режимах работы для обеспечения их эффективной эксплуатации и оптимального протекания технологического процесса;
- повышение надежности работы технологического оборудования;
- повышение уровня безопасности работы оборудования и обслуживающего персонала, уменьшение риска ошибочных действий персонала;
- улучшение условий труда эксплуатационного персонала;
- информационное обеспечение производственно-технической деятельности эксплуатационного персонала;
- снижение уровня эксплуатационных затрат.
- реконструкция, модернизация, техническая модернизация основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, объектов тепловых сетей должна осуществляться с заменой существующей системы управления на полномасштабную автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУ ТП) в соответствии с планами проектных работ и капитального строительства.
- при новом строительстве основного и вспомогательного оборудования теплоисточников, павильонов, подкачивающих насосных станций, тепловых пунктов обеспечивать полную автоматизацию управления и контроля технологическими процессами.
- при выполнении капитальных и средних ремонтов основного оборудования (котлоагрегатов, турбоагрегатов) ТЭЦ, ТС в объём ремонтных работ включать работы по замене существующего оборудования (отдельных устройств) систем автоматического регулирования, выработавшего свой технический ресурс, на современные микропроцессорные устройства на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК).
- замену систем автоматического регулирования в период капитального ремонта основного оборудования выполнять в соответствии с разработанными и утверждёнными в установленном порядке техническими решениями. При этом на паровых котлах необходимо применять

контроллер (ПЛК), на котором имеется возможность реализовать алгоритмы всех контуров регулирования котлоагрегата. На турбоагрегатах и водогрейных котлах допустимо применение отдельных однотипных контроллеров на каждый регулятор. С целью экономии ремонтных средств допускается использование существующего ЗИП ПТК АСУ ТП, включенного в состав аварийно-восстановительного резерва предприятия, после истечения гарантийного периода на оборудование, для которого ЗИП предназначен (п.5.7 «Положения по закупке, порядку учёта и использования ЗИП»), при условии наличия в резерве филиала более 1 единицы требуемого оборудования ЗИП.

- с целью исключения влияния электромагнитного излучения осуществлять замену устаревших контрольных кабелей КИПиА, неэкранированных с алюминиевыми токопроводящими жилами, на экранированные кабели с медными токопроводящими жилами с изоляцией пониженной горючести.
- в период текущих ремонтов основного и вспомогательного оборудования осуществлять замену вторичных (показывающих и регистрирующих приборов), установленных на оперативных панелях центральных и местных щитов управления, выработавших свой ресурс, на современные микропроцессорные приборы. Исключить установку бумажных регистраторов, обеспечив применение электронных безбумажных регистраторов, имеющих возможность подключения к локальной технологической сети по технологии Ethernet.
- одновременно с заменой вторичных приборов, выполнять (при необходимости) замену первичных датчиков на современные (с токовым выходом 4-20 мА) серийно-выпускаемые, внесённые в Государственный реестр средств измерений и метрологически обеспеченные на территории Республики Беларусь.
- при проектировании и внедрении АСУ ТП необходимо обеспечить выполнение проектной и наладочной организациями следующих основных требований:
- АСУ ТП должна представлять собой автоматизированную человеко-машинную систему контроля и управления, работающую в темпе технологического процесса (реальном времени), выполненную на базе современных микропроцессорных контроллеров и средствах вычислительной техники. Режим функционирования системы непрерывный, круглосуточный с плановыми периодическими осмотрами и техническим обслуживанием по регламенту.
- обеспечивать унификацию внедряемого оборудования. Учитывать имеющееся аналогичное (однотипное) оборудование в филиале, полученный опыт его эксплуатации и имеющийся ЗИП.
- для повышения надежности ПТК основного теплотехнического оборудования (паровых котлоагрегатов, турбоагрегатов мощностью более 10 МВт) рекомендуется применять два контроллера с функцией горячей замены модулей. В одном из контроллеров реализовать функции автоматического регулирования и информационно-вычислительные, в

другом – функции технологических защит, блокировок и сигнализаций. При достаточной производительности и надежности контроллеров допускается реализация информационных функций и функций регулирования на одном контроллере с функциями защит и блокировок.

- контроллер, в котором реализованы функции технологических защит и блокировок, должен быть типа «дуплекс» с резервированием следующих основных элементов:
 - модуля центрального процессорного устройства *;
 - модуля питания;
 - сетевого модуля.

** в исключительных случаях, с учетом степени важности работы объекта автоматизации и надежности применяемого оборудования, допускается использовать одно центральное процессорное устройства без его дублирования.*

- с целью повышения надёжности рекомендуется использовать контроллерное оборудование и вычислительную технику с безвентиляторной системой охлаждения, промышленного исполнения, предназначенное для круглосуточного режима работы. Все оборудование АСУ ТП должно иметь расширенный диапазон температур, учитывающий условия эксплуатации.
- внедряемая АСУ ТП должна максимально интегрироваться с имеющимися на теплоисточнике (тепловых сетях): оборудованием, вычислительной техникой, программным обеспечением, активными сетевыми устройствами технологического сегмента локально-вычислительной сети.
- операторские станции (АРМ) должны позволять использовать их как полностью взаимозаменяемые информационно-управляющие станции, имеющие однотипную сетевую структуру и программное обеспечение.
- структура построения АСУ ТП должна обеспечивать непосредственный обмен по технологическому сегменту ЛВС информацией между контроллерами и АРМ оперативного контура (АРМ ОТ), АРМ инженерной станции (АРМ ИС). При отсутствии возможности реализации данной структуры на закупаемом оборудовании ПТК АСУ ТП использовать структуры с серверами ввода-вывода, с обязательным дублированием таких серверов.
- на верхнем уровне АСУ ТП необходимо применять промышленные сети, базирующиеся на стандарте Industrial Ethernet, использующие коммуникационный протокол TCP/IP, OPC-сервер и не допускать случаев использования в составе технологической ЛВС сетевого оборудования офисного (бытового) назначения. Передачу данных от технологической ЛВС в другие информационные системы осуществлять только через шлюзы данных (физические или программные) без возможности предоставления прямого доступа к контроллерному оборудованию и серверам ввода-вывода.
- между передатчиками и приемниками ЛВС АСУ ТП должна быть организована система единого времени, предназначенная для

синхронизации времени на сетевых устройствах, ПЛК, серверах, АРМах, входящих в состав ЛВС АСУ ТП. В качестве источника точного времени рекомендуется использовать NTP-сервер филиала, подключенный к ЛВС АСУ ТП через межсетевой экран, либо источник точного времени, размещенный внутри технологического сегмента ЛВС.

- программное обеспечение (ПО) ПТК АСУ ТП должно состоять из базового ПО, не зависящего от характера технологического процесса и прикладного ПО, выполняющего все конкретные функции данной системы АСУ ТП на основе использования базового ПО. Все базовое и прикладное ПО должно иметь сертификаты, лицензионные соглашения, подтверждающие правомочность их использования. В целях обеспечения суверенитета и устойчивости в цифровой сфере необходимо учитывать политику импортозамещения, при этом рекомендуется использовать современные программные продукты белорусских и российских разработчиков как операционных систем, так и ПО верхнего уровня типа SCADA.
- после выполнения наладочных работ должны быть переданы резервные копии прикладного ПО с исходными кодами, пояснениями и комментариями, самостоятельное внесение изменений в которые в гарантийный период допускается только по согласованию с организацией-разработчиком.
- технические средства АСУ ТП должны рассматриваться как электроприёмники особой группы первой категории. Электроснабжение средств АСУ ТП (нижний и средний уровень АСУ ТП, включая датчики КИП) должно осуществляться от проектируемой системы гарантированного питания, которая должна предусматривать питание шкафов контроллеров, шкафа серверного оборудования, АРМ оперативного контура от двух отдельных секций шин 0,4 кВ через быстродействующий АВР и щита постоянного тока (ЩПТ) с применением системы инверторного питания. Инверторное устройство должно обеспечивать время переключения между основными и резервным вводами не более 5 мс. Система бесперебойного питания должна быть предусмотрена с защитами по перенапряжению, от коротких замыканий в нагрузке.
- контроллеры в своем составе должны иметь по два блока питания, питание каждого из которых осуществляется от своего распределительного щитка. Электроснабжение АРМ ОТ распределить равномерно между распределительными щитками. Кроме этого, каждый АРМ в своем составе должен иметь собственный ИБП. Должно быть предусмотрено заземление токопроводящих элементов ПТК АСУ ТП согласно действующим НТД, следует использовать отдельный контур «логического» заземления для сигнальных цепей ПТК АСУ ТП. Все электрические цепи входных и выходных сигналов контроллера должны иметь гальваническое разделение между собой и, соответственно, должны быть отделены от выходных или входных цепей и «земли».
- питание датчиков полевого уровня должно быть гальванически разделено от питания контроллерного оборудования шкафов управления.

- питание дискретных сигналов должно выполняться с использованием развязывающих реле.
- питание аналоговых сигналов должно быть гальванически развязано относительно друг друга.
- срабатывание АВР питающего напряжения с потерей напряжения менее, чем на 0,5 с, не должно приводить к ложным срабатываниям защит, отказам автоматического регулирования, ложного (самопроизвольного) закрытия запорной арматуры.
- для повышения помехозащищенности и грозозащиты использовать распределенную систему управления, объединенную оптическими каналами связи (в случае большого удаления оборудования от центрального ПЛК).
- в целях повышения надежности и безопасности работы основного теплотехнического оборудования, обеспечения возможности оперативного и достоверного выявления источников аварийных ситуаций, причин их появления и развития, возможности объективной оценки эффективности использования оборудования и действий персонала, его эксплуатирующего, предусматривать реализацию функции регистратора аварийных ситуаций (РАС) в составе полномасштабной АСУ ТП, без построения отдельной системы ПТК РАС.
- для ПТК АСУ ТП, а также оборудования КИП, должен предусматриваться необходимый и достаточный ЗИП для надёжной и безотказной эксплуатации в течение гарантийного срока, необходимо предусматривать резерв по входным сигналам программируемого логического контроллера не менее 10%, по выходным – не менее 3% для аналоговых и не менее 5% для дискретных сигналов. При формировании и согласовании перечня ЗИП, закладываемого в проектную документацию, необходимо учитывать наличие ЗИП для аналогичного оборудования, исключая создание необоснованных запасов аварийно-восстановительного резерва предприятия.
- проектируемая и внедряемая АСУ ТП должна иметь возможность интеграции на верхнем уровне с другими информационными системами предприятия, с целью обеспечения сбора, хранения и представления необходимых данных для принятия решений как по оперативному управлению оборудованием, так и по управлению экономической эффективностью основных фондов на всем жизненном цикле.
- с целью обеспечения информационной безопасности АСУ ТП предусматривать следующие мероприятия:
 - разделение локальной вычислительной сети (ЛВС) АСУ ТП на два сегмента: технологический и информационный;
 - осуществление взаимодействия технологического и информационного сегментов через межсетевые экраны, построенные на принципе «запрещено все, что явно не разрешено»;
 - использование на всей вычислительной технике в составе технологической ЛВС антивирусного программного обеспечения, имеющего сертификат

соответствия ОАЦ и ТР 2013/027/ВУ;

- организацию разграничения прав доступа пользователей с парольной защитой в прикладном ПО;
- обеспечение программной и аппаратной защиты по подключению внешних устройств к портам АРМ и серверов от умышленного и/или непреднамеренного вмешательства посторонних лиц;
- использование сетевых коммутаторов промышленного исполнения, работающих от нескольких (основного и резервного) источников питания;

При проведении процедур закупок, разработке проектной документации и технических заданий на закупку оборудования руководствоваться типовыми техническими требованиями к настоящей технической политике, в части:

- Типовые технические требования к приобретаемому оборудованию КИПиА **Приложение 8** с опросными листами:

Опросный лист измерительный преобразователь давления (разности давления) – **Приложение 8.1;**

Опросный лист термопреобразователь сопротивления (термопара) – **Приложение 8.2;**

Опросный лист регистратор видеографический – **Приложение 8.3.**

