ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «РОССЕТИ»

СТО 34.01-3.1-002-2016

«ТИПОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ 6-110 кВ»

Стандарт организации

Дата введения: 19.09.2016

ПАО «Россети»

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН:

(АО «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ») при участии Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети» (Петров С.А.)

2. ВНЕСЕН:

ПАО «МРСК Сибири»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети» от 19.09.2016 № 397р

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой по адресу: nto@rosseti.ru. Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети».

Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему Стандарту и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к настоящему Стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Содержание

Введение 4
1.Область применения 4
2.Нормативные ссылки 4
3. Термины и определения 6
4. Обозначения и сокращения 6
5.Основные нормативные положения 10
5.1. Технические решения по выбору схемы электрических соединений ПС.. 10
5.2. Технические решения по размещению зданий и сооружений и план ПС . 14
5.3. Электротехнические решения по ПС 15
5.4. Технические решения по прокладке силовых и контрольных кабелей 17
5.5. Технические решения по организации собственных нужд 20
5.6. Технические решения по релейной защите и автоматике 24
5.7. Технические решения по противоаварийной автоматике 31
5.8. Технические решения по объектным системам сбора и передачи информации (телемеханики) и АСУ ТП 34
5.9. Технические решения по автоматизированным системам учета электроэнергии 37
5.10. Технические решения по созданию средств связи 49
5.11. Технические решения по обеспечению пожарной безопасности и системам инженерной защиты 54
Приложение А (обязательное) Альбом принципиальных электрических схем подстанций и ведомости оборудования 58
Приложение Б (обязательное) Альбом схем размещения оборудования, зданий и сооружений на плане подстанций 119
Приложение В (обязательное) Альбом схем распределения устройств ИТС по ТТ и ТН и ведомости оборудования 146
Приложение Г (обязательное) Альбом структурных схем телемеханики и АСУ ТП подстанций, ведомости оборудования 215
Приложение Д (обязательное) Альбом структурных схем систем учета электроэнергии и ведомости оборудования 243
Приложение Е (обязательное) Альбом структурных схем средств связи и ведомости оборудования 281
Приложение Ж (справочное) Компоновочные решения по ПС 6-110 кВ заводов-производителей 287
Библиография 343

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Введение

Настоящий Стандарт разработан для применения при выборе основных технических решений при описании объекта строительства, технического перевооружения и реконструкции (ТПиР) на стадии формирования инвестиционной составляющей как типовых технических решений объектов электросетевого строительства.

Типовые технические решения - основные технологические узлы электросетевых объектов, оборудование и технологические связи, которые присущи всем электросетевым объектам, в объеме, определяемом их функциональным предназначением, без которого невозможно функционирование объекта, и являются определяющими в стоимостном измерении всего объекта и определяющие функционал объекта.

1.Область применения

Настоящий Стандарт устанавливает типовые технические решения на строительство, ТПиР подстанций 6-110 кВ и распределительных пунктов 6(10) кВ. Типовые технические решения для ПС 110 кВ могут быть распространены на ПС 150 кВ.

Типовые технические решения, представленные в настоящем Стандарте, определяют по каждому варианту базовый набор оборудования, отвечающий условию минимальной и достаточной комплектации.

Варианты технических решений, представленные в настоящем Стандарте, предназначены для принятия основных технических решений на этапе разработки проектно-сметной документации и укрупненной оценки объема инвестиций в строительство подстанций 6-110 кВ, распределительных пунктов 6(10) кВ.

Типовые технические решения могут быть изменены в случае применения нестандартных, инновационных и иных технически обоснованных решений.

2.Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие документы:

Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Приказ Росстандарта от 16.04.2014 № 474 «Об утверждении перечня документов в области стандартизации, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

ГОСТ 1.1-2002. Межгосударственная система стандартизации. Термины и определения.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ГОСТ Р 1.5-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ 31819.11-2012 (IEC 62053-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2.

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии.

ГОСТ IEC 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными.

ГОСТ IEC 61038-2011 Учет электроэнергии. Тарификация и управление нагрузкой. Особые требования к переключателям по времени.

СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности.

СП 4.13130 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.

СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

СП 6.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности.

СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности.

СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности.

СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений.

СТО 56947007-29.240.55.192-2014 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ.

СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35-750 кВ. Типовые решения.

СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.

СТО 56947007-29.130.15.114-2012 Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ.

СТО 56947007-29.240.021-2009 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению.

СТО 56947007-29.240.55.159-2013 Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

СТО 56947007-29.240.034-2009 Руководящие указаниями по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управлениями электрическими сетями.

СТО 56947007-29.240.036-2009 Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.

СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14) Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Общие технические требования.

СТО 34.01-27.3-002-2014 (ВНПБ 29-14) Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети». Общие технические требования.

РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95*) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.

3. Термины и определения

Термины, применяемые в настоящем Стандарте, и соответствующие им определения приняты по ГОСТ 24291-90, ГОСТ Р 52565-2006, ГОСТ Р 52719-2007, ГОСТ 30830-2002, ГОСТ 14695-80, СТО 56947007- 29.240.25.161-2014, ГОСТ Р 54827-2011 (МЭК 60076-11:2004).

4. Обозначения и сокращения

АБ - аккумуляторная батарея

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

АВР - автоматика включения резерва

АЛАР - автоматика ликвидации асинхронного режима

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

АОПН - автоматика ограничения повышения напряжения
АОПО - автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН - автоматика ограничения снижения напряжения
АОСЧ - автоматика ограничения снижения частоты
АПВ - автоматическое повторное включение
АПНУ - автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРКТ - автоматика регулирования коэффициента трансформации трансформатора
АРМ - автоматизированное рабочее место
АПТС - аварийно-предупредительная телесигнализация
АСДУ - автоматизированная система диспетчерского управления
АСУТП - автоматизированная система управления технологическими процессами
АУАПТ - автоматическая установка аэрозольного пожаротушения
АУВ - автоматика управления выключателем
АУАПТ - автоматическая установка аэрозольного пожаротушения
АУВП - автоматическая установка водяного пожаротушения
АУГПТ - автоматическая установка газового пожаротушения
АУППТ - автоматическая установка порошкового пожаротушения
АУПС - автоматическая установка пожарной сигнализации
АУПТ - автоматическая установка пожаротушения
АЧР - автоматическая частотная разгрузка
БВЗГ - блок высокой заводской готовности
БВП - блок выносных предохранителей
БСК - батарея статических конденсаторов
ВВ - выключатель ввода
ВЛ - воздушная линия электропередачи
ВН - высшее напряжение
ВОЛС - волоконно-оптическая линия связи
ВПВ - внутренний противопожарный водопровод
ВЧ-связь - высокочастотная связь
ГЗТ - газовая защита трансформатора
ГЗРПНТ - газовая защита устройства РПН трансформатора
ГОТВ - газовое огнетушащее вещество
ДГР - дугогасящий реактор
ДЗО - дочернее зависимое общество
ДЗО ВН - дифференциальная защита ошиновки стороны высшего напряжения трансформатора
ДЗО НН - дифференциальная защита ошиновки стороны низшего напряжения трансформатора
ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора
ДЗШ (1к,2к) - дифференциальная защита шин (первый, второй комплекты)
ЕНЭС - единая национальная электрическая сеть

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ЕЭС - единая энергетическая система
ЗДЗ - защита от дуговых замыканий
ЗМН - защита минимального напряжения
ЗОЗЗ - защита от однофазных замыканий на землю
ЗП - защита от перегрузки
ЗПУ - зарядно-подзарядное устройство
ЗРУ - закрытое распределительное устройство
ИБП - источник бесперебойного питания
ИВК - информационно-вычислительный комплекс
ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИИК - измерительно-информационный комплекс
ИТС - информационно-технологическая система
КИ НН - контроль изоляции на стороне низшего напряжения
КИ ТН - контроль исправности трансформатора напряжения
КЛ - кабельная линия
КНН - контроль наличия напряжения
КРУ - комплектное распределительное устройство
КРУН - комплектное распределительное устройство наружное
КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое
КСЗ (1к,2к) - комплект ступенчатых защит (первый, второй комплекты)
ЛЗШ - логическая защита шин
ЛЭП - линия электропередачи
МТЗ - максимальная токовая защита
МТЗ НН/U - максимальная токовая защита с пуском по напряжению стороны низшего напряжения трансформатора
МТЗ ВН/U - максимальная токовая защита с пуском по напряжению стороны высшего напряжения трансформатора
МТЗ СН - максимальная токовая защита стороны среднего напряжения трансформатора
НН - низшее напряжение
НП - некоммерческое партнерство
НПА - нормативно-правовой акт
НТД - нормативно-техническая документация
НТИ - неоперативная технологическая информация
ОВБ - оперативно-выездная бригада
ОН - отключение нагрузки
ОМП - определение места повреждения
ОП - оперативный персонал
ОПН - ограничитель перенапряжений нелинейный
ОПТ - оперативный постоянный ток
ОПУ - общеподстанционный пункт управления
ОРУ - открытое распределительное устройство
ОРЭМ - оптовый рынок электроэнергии и мощности

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ОФП - опасный фактор пожара
ПА - противоаварийная автоматика
ПАО - публичное акционерное общество
ПГ - плавка гололеда
ПС - подстанция
ПТК - программно-технический комплекс
РАС - регистратор аварийных событий
РАСП - регистрация аварийных событий и процессов
РЗ - релейная защита
РЗА - релейная защита и автоматика
РСК - распределительная сетевая компания
РП - распределительный пункт
РПН - регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой
РУ - распределительное устройство
РЩ - распределительный щит
РЭС - район электрических сетей
СА - сетевая автоматика
СВ - секционный выключатель
СЗ - ступенчатые защиты
СЗЗ - сигнализация замыкания на землю
СИ - средства измерения
СКРМ - средство компенсации реактивной мощности
СН - собственные нужды
СОЕВ - система обеспечения единого времени
СОПТ - система оперативного постоянного тока
СПЗ - система противопожарной защиты
ССПИ - система сбора и передачи информации
СТК - статический тиристорный компенсатор
ТИ - телеизмерение
ТЗНП - токовая защита нулевой последовательности
ТМ - телемеханика
ТН - трансформатор напряжения
ТО - токовая отсечка
ТОР - токоограничивающий реактор
ТП - трансформаторная подстанция
ТПиР - техническое перевооружение и реконструкция
ТС - телесигнализация
ТСН - трансформатор собственных нужд
ТТ - трансформатор тока
ТУ - телеуправление
УЗО - устройство защитного отключения
УПАСК - устройство передачи/приема аварийных сигналов и команд
УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя
УСПД - устройство сбора и передачи данных

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

УССВ - устройство синхронизации системного времени
УШР - управляемый шунтирующий реактор
ЦСОД - центр сбора и обработки данных
ЧАПВ - частотное автоматическое повторное включение
ШОУТ - шкаф управления оперативным током
ШПТТ - шкаф питания с автоматическими выключателями и трансформаторами тока
ШР - шунтирующий реактор
ШРОТ - шкаф распределения оперативного тока
ЩПТ - щит постоянного тока
ЩСН - щит собственных нужд
ЭМС - электромагнитная совместимость

5.Основные нормативные положения

Варианты базовых типовых технических решений подстанций 6-110 кВ для разработки предпроектной стадии инвестиционной программы ПАО «Россети» выбраны на основании анализа норм законодательства Российской Федерации, требований технических регламентов, национальных и межгосударственных стандартов, нормативных правовых документов федеральных органов исполнительной власти Российской Федерации; анализа требований стандартов организации ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети», а также анализа проектной документации на строительство в период с 2010 года подстанций 6-110 кВ ДЗО ПАО «Россети». Кроме того, проведен анализ лучших типовых технических решений по строительству подстанций 6-110 кВ, предлагаемых производителями оборудования, прошедшего в установленном порядке аттестацию в ПАО «Россети».

5.1. Технические решения по выбору схемы электрических соединений ПС

В качестве базовых вариантов настоящим Стандартом предусматриваются подстанции с двумя трансформаторами, обеспечивающие возможность резервирования электроснабжения потребителей.

Схемы распределительных устройств приняты в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008 с учетом положений СТО 56947007-29.240.30.047-2010.

5.1.1. В качестве основных схем электрических соединений РУ 110 кВ применены схемы: два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, мостик, четырехугольник, одна рабочая секционированная выключателем и две рабочие системы шин.

Схема «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» применяется, как правило, для ПС с присоединением до пяти ВЛ на одну секцию, с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.

Схема «Две рабочие системы шин» применяется при 5 и более присоединениях, более двух нерезервируемых ВЛ и необходимости сохранения их в работе при плановом отключении системы шин, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерю напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую систему шин; при необходимости деления сети.

Схема мостика в РУ 110 кВ применяется в основном на ответвительных ПС 110 кВ.

Схема четырехугольника применяется в РУ 110 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ВЛ.

В случае, если на ПС заходит одна ВЛ 110 кВ, то схема РУ выполняется, как правило по блочному принципу. Это в основном относится к ответвительным и тупиковым ПС 110 кВ.

5.1.2. В качестве основных схем на ПС 35 кВ применяются, как правило, одна рабочая секционированная система шин, схемы мостика.

5.1.3. В качестве основных схем на ТП 6-10 кВ в зависимости от числа присоединений применяются одна система шин, одна рабочая секционированная система шин и две рабочие секционированные системы шин.

Приведенные в таблицах 5.1.1 - 5.1.5 схемы приняты в качестве базовых для типовых технических решений по ПС 6-110 кВ и могут применяться при оценке инвестиций в строительство новых, расширении действующих и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС. Названия схем РУ даны с соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008.

Таблица 5.1.1 Варианты ТП и РП 10(6) кВ

№ варианта	ТП/РП	Состав ТП/РП
1	ТП 10(6)/0,4 кВ	РУ 10(6) кВ - два моноблока, трансформаторы мощностью 250-1600 кВА
2	ТП 10(6)/0,4 кВ	РУ 10(6) кВ - четыре моноблока, трансформаторы мощностью 250-1600 кВА
3	ТП 10(6)/0,4 кВ	РУ 10(6) кВ - четыре моноблока, трансформаторы мощностью 2500-3150 кВА
4	РП 10(6)/0,4 кВ	РУ 10(6) кВ с выключателями
5	РП 10(6)/0,4 кВ	РУ 10(6) кВ с выключателями нагрузки

Таблица 5.1.2 Варианты ПС 35/10(6) кВ

№ варианта	Тип и класс напряжения РУ	Схема РУ
1	ОРУ 35 кВ	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (БВЗГ)

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

	КРУ 10(6) кВ	(№ 35-5АН) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (модульное здание) (№ 10(6)-1)
2	ОРУ 35 кВ КРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (БВЗГ) (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (модульное здание) (№ 10(6)-1)
3	ЗРУ 35 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
4	КРУ 35 кВ КРУ 10(6) кВ	Мостик с выключателями в цепях трансформаторов (модульное здание) (№ 35-5АН) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (модульное здание) (№ 10(6)-1)
5	КРУ 35 кВ КРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (модульное здание) (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (модульное здание) (№ 10(6)-1)
6	ОРУ 35 кВ КРУ 10(6) кВ	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (БВЗГ) (№ 35-4Н) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (модульное здание) (№ 10(6)-1)

Таблица 5.1.3 Варианты ПС 110/10(6) кВ

№ варианта	Тип и класс напряжения РУ	Схема РУ
1	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (№ 110-5Н) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
2	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
3	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Две рабочие системы шин (№ 110-13) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
4	КРУЭ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
5	КРУЭ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Две рабочие системы шин (№ 110-13) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
6	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (№ 110-4Н) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Таблица 5.1.4 Варианты ПС 110/10(6)-10(6) кВ

№ варианта	Тип и класс напряжения РУ	Схема РУ
1	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии (№ 110-5Н) Две секционированные выключателями системы шин (№ 10(6)-2)
2	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9) Две секционированные выключателями системы шин (№ 10(6)-2)
3	ОРУ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Две рабочие системы шин (№ 110-13) Две секционированные выключателями системы шин (№ 10(6)-2)
4	КРУЭ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9) Две секционированные выключателями системы шин (№ 10(6)-2)
5	КРУЭ 110 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Две рабочие системы шин (№ 110-13) Две секционированные выключателями системы шин (№ 10(6)-2)

Таблица 5.1.5 Варианты ПС 110/35/10(6) кВ

№ варианта	Тип и класс напряжения РУ	Схема РУ
1	ОРУ 110 кВ ОРУ 35 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (БВЗГ) (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
2	ОРУ 110 кВ ОРУ 35 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Две рабочие системы шин (№ 110-13) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (БВЗГ) (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
3	КРУЭ 110 кВ ЗРУ 35 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
4	КРУЭ 110 кВ ОРУ 35 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Две рабочие системы шин (№ 110-13) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)
5	ОРУ 110 кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 110-9)

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

	ЗРУ 35 кВ ЗРУ 10(6) кВ	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 35-9) Одна рабочая секционированная выключателем система шин (№ 10(6)-1)

Альбом принципиальных электрических схем ПС и ведомости оборудования приведены в приложении А.

5.2. Технические решения по размещению зданий и сооружений и план ПС

5.2.1. Технические решения по размещению зданий и сооружений ПС должны учитывать требования, изложенные в СТО 56947007- 29.240.10.028-2009.

5.2.2. Технические решения по планировке ПС должны быть увязаны со схемой разводки ЛЭП всех напряжений.

5.2.3. Размещение зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей должно учитывать перспективное расширение ПС.

5.2.4. Взаимное размещение распределительных устройств должно обеспечивать минимальное количество пересечений и углов поворота на подходах ВЛ к ПС, минимальную протяженность внутриплощадочных дорог и инженерных сетей, а также токопроводов, связывающих РУ с трансформаторами.

5.2.5. Покрытие проезжей части подъездных основных внутриплощадочных автомобильных дорог выполняется, как правило, асфальтово-бетонного типа.

5.2.6. ПС 35-110 кВ преимущественно выполняются комплектными, заводского изготовления. РУ 6 и 10 кВ для комплектных трансформаторных ПС выполняются в виде КРУ, устанавливаемых в закрытом помещении. В ЗРУ 6 и 10 кВ устанавливаются шкафы КРУ заводского изготовления.

5.2.7. Здания и сооружения подстанций без постоянного обслуживающего персонала выполняются в блочно-модульном исполнении.

5.2.8. Территория ПС 35-110 кВ должна ограждаться. Ограда должна быть сплошной (за исключением районов со снежными заносами) или просматриваемой высотой не менее 2,5 м. Сплошное ограждение может быть:

- железобетонным (толщина не менее 100 миллиметров);
- каменным, кирпичным (толщина не менее 250 миллиметров);
- сплошным металлическим (толщина листа на менее 2 миллиметров).

Полотно просматриваемого ограждения может быть изготовлено из:

- сварной металлической (стальной) сетки или решетки с диметром прута не менее 5 мм, имеющей антикоррозийную защиту;
- объемной или плоской спирали из колючей оцинкованной проволоки (ленты);
- сварной решетки, изготовленной из прямоугольного профиля сечением от 25х25 до 30х30 мм;
- композиции двух элементов (сварная сетчатая панель и плоская АКЛ).

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Не рекомендуется применение сетчатых ограждений на основе витой сетки ввиду ее пониженных эксплуатационных характеристик.

В соответствии со степенью защиты объекта от проникновения по верху ограждения устанавливается спиральный барьер безопасности «Егоза», по низу выполняются противоподкопные заграждения.

Проволока может не предусматриваться, если вместо нее монтируются элементы периметральной охранной сигнализации.

5.2.9. Общеподстанционные пункты управления (ОПУ) должны предусматриваться на подстанциях 35-110 кВ:

- при необходимости размещения устройств релейной защиты, автоматики, АСУ ТП и связи;
- оборудованных аккумуляторными батареями;
- имеющих ЗРУ 35-110 кВ;
- с постоянным дежурством персонала на щите управления.

5.2.10. Здание ЗРУ выполняется, как правило, отдельно стоящим либо объединенным со зданием ОПУ.

5.2.11. Строительные конструкции зданий и инженерных сооружений электрических подстанций, закрытых ПС и РП должны обеспечивать требуемую надежность при их сроке эксплуатации не менее 50 лет.

5.2.12. Оформление фасадов зданий и сооружений должно быть выполнено в соответствии с Корпоративным стандартом.

5.2.13. Компоновка ПС 35-110 кВ определяется при конкретном проектировании и согласовывается со всеми заинтересованными лицами.

Альбом схем размещения оборудования, зданий и сооружений на плане приведен в приложении Б.

5.3. Электротехнические решения по ПС

5.3.1. Типовые технические решения по РУ 35-110 кВ могут предусматривать применение комплектных ячеек повышенной заводской готовности и комбинированных газонаполненных или вакуумных аппаратов открытого исполнения, компактных ячеек и, как правило, жесткой ошиновки блочной заводской комплектации.

5.3.2. Открытое распределительное устройство 35-110 кВ, как правило, состоит из ячеек и блоков высокой заводской готовности. В качестве токоведущих частей используется комбинированная ошиновка: жесткая и гибкая на разных участках ОРУ.

Монтаж элементов ОРУ производится на подготовленные фундаменты, выполненные заглубленными железобетонными стойками, стальными стойками на сборном железобетоне (сваях), винтовыми сваями или незаглубленными железобетонными лежнями.

5.3.3. Элегазовые комплектные распределительные устройства КРУЭ напряжением 110 кВ, как правило, применяются в районах с высокой плотностью застройки, с суровыми климатическими условиями (при этом

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

должны быть выполнены условия, обеспечивающие электрическую прочность элегазовой изоляции в области температур ниже - 45 С°), в труднодоступных районах и в районах с высокой степенью загрязнения окружающего воздуха при соответствующем технико-экономическом обосновании.

5.3.4. КРУЭ наружной установки (типа PASS или аналоги) рекомендуются к сооружению при технико-экономическом обосновании в случае дефицита площади, необходимости сокращения технического обслуживания ПС и при недостатке средств на сооружение КРУЭ в здании, например, при реконструкции ОРУ и подстанции в целом, при сооружении ответвительных ПС вблизи населенных пунктов и в других случаях.

5.3.5. В конструкции РУ 6-10 кВ в качестве типовых технических решений могут применяться:

- модульные ячейки с воздушной комбинированной или элегазовой изоляцией и необслуживаемыми выключателями, разъединителями, выключателями нагрузки;
- моноблоки комплектных РУ с электрооборудованием (сборными шинами, ошиновкой, выключателями нагрузки, заземляющими разъединителями и др.).

5.3.6. На подстанциях 35-110 кВ РУ 6-10 кВ должны быть оснащены устройствами релейной защиты и автоматики, аппаратами телеуправления, телесигнализации и приборами для определения мест междуфазных коротких замыканий, однофазных замыканий на землю в линиях 6-10 кВ и оборудованием резистивного заземления нейтрали, необходимость установки которого определяется при конкретном проектировании.

5.3.7. Трансформаторы 35-110 кВ, как правило, устанавливаются на открытом воздухе.

Закрытая установка трансформаторов 35-110 кВ применяется:

- когда усиление изоляции не дает должного эффекта;
- когда в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты не рационально;
- при необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами

5.3.8. В зависимости от класса напряжения подстанции могут содержать одно или несколько устройств для обеспечения напряжения в электрической сети в допустимых пределах - БСК, ШР, УШР, СТК.

При необходимости ограничения токов короткого замыкания на подстанциях всех типов могут дополнительно устанавливаться токоограничивающие реакторы и иные токоограничивающие устройства.

При необходимости компенсации емкостных токов в сетях 35, 10, 6 кВ на ПС устанавливаются дугогасящие заземляющие реакторы (ДГР) с плавным регулированием индуктивности. Количество, мощность и диапазон регулирования дугогосящих реакторов определяются при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

5.3.9. Для молниезащиты ПС 35-110 кВ, как правило, используются молниеотводы, установленные на прожекторных мачтах, на опорах ВЛ и порталах ОРУ. Расчет молниезащиты ПС выполняется при конкретном проектировании после выбора и привязки концевых опор ВЛ 35-110 кВ.

5.3.10. Заземляющие устройства (контур заземления) должны соответствовать требованиям СТО 56947007-29.130.15.114-2012.

Заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с нормированием по допустимому напряжению прикосновения либо по допустимому сопротивлению растекания, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Для обеспечения в эксплуатации контроля соответствия действительных значений сопротивления растекания и напряжений прикосновения принятым значениям исходные данные, расчетные значения напряжений прикосновения, места расположения расчетных точек и сезонные коэффициенты должны быть указаны в проекте.

5.4. Технические решения по прокладке силовых и контрольных кабелей

5.4.1. Контрольные и силовые кабели до 1 кВ

5.4.1.1. Решения по ПС 35-110 кВ

На ПС 35-110 кВ прокладка кабельных трасс должна осуществляться наземным или надземным способом.

Замена силовых и контрольных кабелей, находящихся в неудовлетворительном состоянии осуществляется с учетом фактического состояния и результатов профилактических испытаний.

Кабели должны применяться с изоляцией, не распространяющей горение (с индексом НГ (…)* -LS, где * - буквенное обозначение соответствующей категории).

На ОРУ кабели должны прокладываться, как правило, в наземных заглубленных железобетонных и надземных металлических лотках. Применение кабельных каналов и тоннелей должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда и подъезда к оборудованию. При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимый для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ. Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться переезды с сохранением расположения лотков на одном уровне.

На территории ОРУ, при применении кабельных лотков не допускается прокладка кабелей под дорогами и переездами в трубах, каналах и траншеях, расположенных ниже лотков. За территорией ОРУ данное требование не применимо.

Одиночные кабели от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения, прокладываемые в земле, должны иметь специальную защиту от механических повреждений. Во всех кабельных конструкциях, сооружениях, трубах следует предусматривать запас емкости для

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

дополнительной прокладки кабелей не менее 15% от количества, предусмотренного на расчетный период. При прокладке в кабельных блоках каждый блок должен иметь не менее одного резервного канала.

Взаиморезервируемые кабельные линии, по которым питаются потребители 1-й категории, необходимо прокладывать по разным трассам.

Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по электромагнитной совместимости.

При проходе кабелей через стены и фундаменты следует использовать огнестойкие блоки из разных элементов противопожарных преград огнестойкостью не менее 0,75 часа.

На ПС 110 кВ, на которых установлены два трансформатора, компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его вероятность выхода из строя двух трансформаторов была бы минимальной.

При замене устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики, АСУТП и связи на новые устройства, выполненные на микропроцессорной или микроэлектронной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, необходимо руководствоваться рекомендациями по защите вторичных цепей от импульсных помех.

В целях повышения надежности и полноценного дублирования основные и резервные защиты (либо два комплекта защит) должны быть разделены по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также, по возможности, по разным трассам.

Прокладку контрольных и силовых кабелей по общей трассе следует выполнять на определенном расстоянии в соответствии с требованиями [1]. Силовые кабели и вторичные кабели с цепями управления, измерения и сигнализации рекомендуется прокладывать по разным трассам.

Для измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения должны применяться кабели с металлической оболочкой (экраном) или металлической оболочкой (экраном) и броней. Для указанных целей допускается применять неэкранированные кабели, если результаты расчетов показывают, что снижение уровней помех до нормируемых значений может быть достигнуто путем соответствующего выбора кабельной трассы, прокладкой вдоль кабеля экранирующих проводников и применением других вспомогательных защитных мероприятий.

В одном контрольном кабеле не допускается объединение цепей различных классов по уровню испытательного напряжения измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения, цепей управления и сигнализации с цепями измерения, цепей управления, измерения и сигнализации с силовыми цепями переменного тока 0,23/0,4 кВ. Цепи управления и сигнализации объединять допускается.

Трассы кабелей с цепями управления, измерения и сигнализации должны прокладываться на расстоянии не менее 10 метров в свету

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

от основания фундаментов (стоек) с разрядниками и молниеотводами. Допускается в стесненных условиях уменьшать это расстояние до 5 м, но при этом между фундаментом (стойкой) и кабелями должен прокладываться дополнительный продольный заземлитель длиной не менее 15 метров на расстоянии 0,5 метра от кабельной трассы. Этот продольный заземлитель должен располагаться симметрично относительно фундамента (стойки) и соединяться с заземляющим устройством по концам и в точках пересечения с другими горизонтальными заземлителями.

Геометрия трасс прокладки цепей управления и измерения при проектировании должна выбираться так, чтобы расчетный уровень помех имел минимально возможное значение. Эти трассы должны располагаться на возможно большей длине в непосредственной близости от горизонтальных заземлителей. При необходимости вдоль кабельных трасс могут прокладываться дополнительные горизонтальные заземлители.

Металлические оболочки (экраны) и броня кабелей цепей управления, измерения и сигнализации должны заземляться в ОРУ и в ОПУ или РЩ. При этом присоединение металлических оболочек (экранов) и броневого покрытия к заземляющему устройству должно выполняться в месте их ввода в здание РЩ или ОПУ, а также в местах концевой разделки кабелей. Экраны типа фольги заземляются только в местах концевой разделки кабелей. Для заземления экранов рекомендуется использовать специальные зажимы или разъемы. При заземлении металлических экранов с двух сторон необходимо выполнять их проверку на термическую стойкость при коротких замыканиях в сети напряжением 110 кВ.

Металлические корпуса коробов, используемых для прокладки кабелей в ОРУ и в помещениях РЩ или ОПУ заземляются по концам и в промежуточных точках с шагом 5-10 метров.

5.4.1.2. Решения по ТП и РП 10(6) кВ

В ТП и РП 10(6) кВ, в общем случае, кабели вводятся из траншеи в кабельное сооружение (кабельный приямок) через хризотилцементные трубы. После ввода кабелей необходимо восстановить гидроизоляцию.

От силовых трансформаторов до РУ 0,4 кВ прокладка кабеля выполняется открытым методом по стенам и потолку здания с помощью скоб и кронштейнов. РУ 0,4 кВ к трансформаторам номинальной мощностью 2500 кВА и более целесообразно подключать с использованием токопроводов, шинопроводов и шинных мостов.

В помещениях ТП и РП 10(6) кВ контрольные и силовые кабели прокладываются, максимально используя кабельный приямок с минимизацией прокладки в лотках, коробах и трубах по стенам.

5.4.2. Силовые кабели свыше 1 кВ

Силовые кабели, в том числе с изоляцией из сшитого полиэтилена, для классов напряжений свыше 1 кВ по конструктивному исполнению, техническим характеристикам и эксплуатационным параметрам должны

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

соответствовать нормативной документации на промышленный выпуск кабелей.

Вводы кабелей в здания, кабельные сооружения и другие помещения должны быть выполнены в асбоцементных, бетонных, керамических или пластмассовых трубах.

При проходе кабелей через стены и фундаменты должны использоваться огнестойкие блоки из разных элементов противопожарных преград.

Проходы кабелей через стены, перегородки и перекрытия в производственных помещениях и кабельных сооружениях должны быть осуществлены через отрезки неметаллических труб (асбоцементных безнапорных, пластмассовых и т.п.), отфактурованные отверстия в железобетонных конструкциях или открытые проемы.

Не допускается прокладка кабеля без труб в строительных основаниях.

Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и т.п.) до ее внешнего ограждения.

Кабельные конструкции, на которых прокладываются кабели, должны быть заземлены.

При заземлении металлических экранов кабелей на подстанциях и переходных пунктах экраны должны подключаться к контуру заземления через ящик заземления. В случае, если концевая муфта устанавливается на открытом переходном пункте или ОРУ подстанции, конструкция ящика заземления должна предусматривать его наружную установку. Ящик заземления должен обеспечивать возможность разземления экранов кабелей для проведения испытаний.

При заземлении металлических экранов силовых кабелей, экран (и броня) должны быть соединены гибким медным проводом между собой и с корпусами муфт (концевых и соединительных). Сечение заземляющего проводника экрана определяется при конкретном проектировании.

При наличии технико-экономического обоснования в конструкции концевых кабельных муфт может быть предусмотрена возможность контроля частичных разрядов в изоляции при приемо-сдаточных испытаниях и в процессе эксплуатации.

При наличии технико-экономического обоснования может быть предусмотрен контроль температуры кабелей через устройство мониторинга, подключенного к оптоволоконным проводникам, встроенным в кабель.

Окончательно, типы и направления кабельных трасс определяются при конкретном проектировании.

5.5. Технические решения по организации собственных нужд

5.5.1. Трансформаторы собственных нужд и их подключение

Питание СН ПС 6-110 кВ должно выполняться от 2-х независимых источников (вводов разных трансформаторов, различных секций РУ и др.).

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

На стороне НН трансформаторы собственных нужд должны работать раздельно с АВР.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ к обмотке НН основных трансформаторов. На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током трансформаторы собственных нужд должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем. В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от трансформаторов напряжения, присоединенных к питающим ВЛ, трансформаторы собственных нужд допускается присоединять к шинам НН ПС. При питании оперативных цепей переменного тока от трансформаторов собственных нужд последние следует присоединять к ВЛ, питающим ПС.

На ПС 6-110 кВ, в РП 10 (6) кВ в системах СН должны применяться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток Δ/Yн или Y/Zн (допускается использование схемы соединения обмоток силовых трансформаторов Y/Yн при наличии соответствующего обоснования, например, замена вышедшего из строя трансформатора на двухтрансформаторной ТП).

Мощность трансформаторов собственных нужд, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности. Мощность трансформаторов СН с НН 0,4 кВ должна быть для ПС 110 кВ и ниже не более 630 кВА, при обосновании допускается использовать трансформаторы большей мощности.

Запрещается применение:

- гибких изолированных проводников для присоединения автоматических выключателей отходящих линий к шинам 0,4 кВ;
- открытых шкафов 0,4 кВ и шкафов с открытыми токопроводящими шинами, где не обеспечена защита персонала от поражения электрическим током при осмотре, операциях с коммутационными аппаратами и при присоединении - отсоединении отходящих кабелей.

5.5.2. Электроснабжение собственных нужд ПС 6-110 кВ

На ПС 6-110 кВ для питания электроприемников собственных нужд устанавливаются щиты собственных нужд и силовые сборки.

Основными потребителями собственных нужд на ПС 6-110 кВ являются электроприемники I-III категории.

I категория:

- цепи оперативного питания устройств РЗА;
- зарядные устройства аккумуляторных батарей (ЩПТ);
- оборудование связи и ТМ;
- оборудование АСУТП;
- вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- электродвигатели охлаждения трансформаторов;
- электродвигатели пожаротушения;
- электродвигатели аварийной вентиляции;
- охранное и аварийное освещение;
- охранная и пожарная сигнализация;
- оборудование системы контроля управления доступом.

II категория:

- электродвигатели приводов выключателей;
- электродвигатели приводов разъединителей и устройств РПН;
- электродвигатели приводов ДГР;
- электродвигатели компрессоров;
- электрообогрев шкафов наружной установки и приводов оборудования;
- электрообогрев высоковольтного оборудования (выключателей, КРУН, релейных шкафов наружной установки);
- электрообогрев электродвигательных приводов разъединителей и устройств РПН;
- цепи оперативной блокировки разъединителей.

III категория:

- освещение помещений, территории ОРУ и ПС;
- электроотопление помещений;
- вентиляция и кондиционирование помещений;
- питание грузоподъемных устройств;
- оборудование для небольших по объему ремонтных работ;
- сварочная сеть.

В состав электроприемников собственных нужд не должны включаться потребители, относящиеся к хозяйственным нуждам.

Основные потребители хозяйственных нужд в электрических сетях:

- ремонтные, механические и столярные мастерские;
- масляное хозяйство;
- автохозяйства, базы механизации;
- учебные комбинаты и полигоны;
- склады оборудования и материалов;
- административные здания предприятий и районов электрических сетей и помещения различного назначения: учебные кабинеты, библиотека, медпункт, бытовые помещения, помещения для отдыха ремонтного персонала, помещения специализированных лабораторий, убежища, помещения пожарной и военизированной охраны и т.п.;
- монтажные, наладочные и экспериментальные работы, капитальный, средний и аварийно-восстановительный ремонты зданий и оборудования, выполняемые персоналом электросетей или персоналом энергосистемы;
- наладочные и экспериментальные работы, выполняемые подрядными организациями, если по условиям договора с подрядчиком сетевое

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

предприятие принимает на себя необходимый при выполнении этих работ расход электроэнергии;

- служебные и жилые помещения оперативного персонала подстанций с дежурством на дому.

Распределение приемников СН между щитами выполняется по признаку их территориального расположения и удобства обслуживания.

Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 0,23/0,4 кВ с заземленной нейтралью.

Для СН ПС 6-110 кВ принимается двухтрансформаторная схема СН с неявным резервированием. Шины 0,4 кВ ЩСН секционируются нормально отключенным автоматическим выключателем с устройством АВР двухстороннего действия. В нормальном режиме каждый ТСН питает приемники своей секции шин, при обесточивании которой подается питание от другой секции шин автоматическим включением секционного выключателя. На ПС без постоянного дежурства в максимальном режиме каждый из трансформаторов СН загружается не более 50% от номинальной мощности. При срабатывании устройства АВР оставшийся трансформатор в максимальном режиме загружается на 100% от номинальной мощности.

Для защиты подключаемых кабелей от перегрузки и коротких замыканий в ЩСН необходимо устанавливать автоматические выключатели.

Для замены автоматических выключателей без отключения секции СН на щите могут предусматриваться выключатели нагрузки (рубильники).

Включение и отключение нагрузок реализуется установкой контакторов или приводов выключателей.

5.5.3. Электроснабжение собственных нужд РП и ТП 10(6) кВ

В РП и ТП 10(6) кВ для питания электроприемников собственных нужд предусматривается установка шкафов питания собственных нужд. Шкафы питания подключаются к трансформаторам собственных нужд (ТСН) или к силовым трансформаторам ТП 10(6)/0,4 кВ.

Потребителями собственных нужд переменного тока в РП и ТП 10(6) кВ являются:

- цепи оперативного питания высоковольтных ячеек;
- шкафы телемеханики;
- шкафы учета;
- шкафы передачи данных по учету;
- электрические привода высоковольтных ячеек;
- освещение ячеек;
- отопление ячеек;
- освещение помещений;
- отопление помещений;
- шкафы охранно-пожарной сигнализации;
- розетки 230 В
- розетки 12 В;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- ящики собственных нужд (подключение измерительного и испытательного оборудования и переносных электроприемников).

Питание сторонних потребителей от сети СН не допускается.

Для защиты подключаемых к шкафу питания собственных нужд цепей от перегрузки и коротких замыканий в нем необходимо устанавливать автоматические выключатели. Шкаф собственных нужд обеспечивает автоматический ввод резервного питания (АВР). Резервное питание включается автоматически при исчезновении напряжения на одном из вводов.

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала розетки в шкафах и линии питания внешних розеток должны быть снабжены устройствами защитного отключения УЗО.

5.6. Технические решения по релейной защите и автоматике

5.6.1. При новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции должны применяться микропроцессорные терминалы (шкафы) согласно [2]. При выборе оборудования следует руководствоваться СТО 56947007- 29.240.10.028-2009, [1] и [3].

Предпочтительно использование аппаратуры Российского производства.

5.6.2. Проектирование комплексов РЗА должно выполняться в соответствии с действующими в Российской Федерации нормативными материалами и обеспечивать предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети 110 кВ должны отвечать требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине должны обеспечивать сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений.

Защита систем (секций) шин 110 кВ должна выполняться с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты (при соответствующем обосновании - двух комплектов). Для повышения надежности электроснабжения ответственных энергообъектов при выводе из работы или неисправности первого комплекта ДЗШ допускается при соответствующем обосновании установка второго комплекта ДЗШ. Защита шин (ошиновок) КРУЭ должна выполняться с использованием двух комплектов дифференциальной защиты.

Количество ТТ, их вторичных обмоток и классы точности должны обеспечивать раздельное подключение комплектов основных, резервных защит и систем измерений (АСУТП, системы учета электроэнергии, мониторинга оборудования и других). Для целей РЗА должны использоваться обмотки ТТ класса Р.

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Должно предусматриваться резервирование защит по цепям переменного напряжения с возможностью автоматического или ручного перевода.

5.6.3. Схемы ИТС разработаны с учетом требований СТО 56947007-29.240.021-2009 и выполнены в соответствии с базовыми вариантами электрических схем подстанций.

Особенности выполнения РЗ в части БСК, ТОР, ДГР, не отраженных на электрических схемах, содержатся в настоящем описании. Необходимость установки данного оборудования определяется при конкретном проектировании.

5.6.4. Схемы ИТС в части РЗ и СА содержат распределение функций релейной защиты и автоматики по ТТ и ТН без указания типов оборудования и фирм - производителей микропроцессорных (МП) устройств.

5.6.5. Решения по РЗА для ПС 6-110 кВ

5.6.5.1. Комплекс защит и автоматики трансформатора должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- один комплект ДЗТ. На трансформаторах мощностью 63 МВ·А и более должно быть предусмотрено два комплекта ДЗТ;
- ДЗО ВН трансформатора (только для вариантов КРУЭ 110 кВ и схем «мостик» на напряжениях 110 кВ, 35 кВ);
- ДЗО НН трансформатора (предусматривается при установке ТОР 10(6) кВ). Защита подключается к обмотке выносного (или встроенного при его наличии) ТТ класса точности 10Р (5Р) со стороны НН трансформатора и обмотке ТТ класса точности 10Р (5Р) в цепи выключателя ввода;
- ступенчатая МТЗ ВН. При необходимости для повышения чувствительности защита выполняется с пуском по напряжению - МТЗ ВН/U. При соответствующем обосновании возможно выполнение дистанционной ступенчатой защиты вместо МТЗ;
- при соответствующем обосновании возможна также установка дополнительного комплекта независимой одноступенчатой МТЗ 110 кВ в качестве устройства ближнего резервирования;
- при наличии ТОР выполняется МТЗ НН от междуфазных замыканий на стороне НН 10(6) кВ. При необходимости для повышения чувствительности защита выполняется с пуском по напряжению. При отсутствии ТОР упомянутая защита выполняется во вводе 10(6)кВ (см. п. 5.6.5.3 настоящего Стандарта);
- в качестве МТЗ СН для ПС 110/35/10(6) кВ используется защита ввода 35 кВ (см. п. 5.6.5.3 настоящего Стандарта);
- цепи газовой защиты трансформатора и РПН;
- ЗП;
- УРОВ выключателя трансформатора;
- АУВ выключателя трансформатора;
- АПВ выключателя трансформатора (может предусматриваться для автоматической сборки шин в ОРУ);

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- АРКТ;
- технологические защиты.

5.6.5.2. Защиты шин и ошиновок:

- в ЗРУ 10(6) кВ для каждой секции шин предусматривается ЛЗШ и ЗДЗ;
- на подстанциях 110/35/10 кВ:
- при питании элементов РУ 35 кВ и ЗРУ 10(6) кВ со стороны 110 кВ трансформатора для каждой секции шин 6-35 кВ предусматривается ЛЗШ;
- при питании элементов РУ 35 кВ как со стороны 110 кВ трансформатора, так и со стороны сети 35 кВ на каждой секции шин 35 кВ предусматривается по одному устройству ДЗШ, и ЛЗШ не выполняется;
- в ЗРУ 35 кВ дополнительно предусматривается ЗДЗ;
- в РУ 35 кВ на ПС 35/10(6) кВ, выполненном по схеме «Мостик с выключателями со стороны трансформаторов», в нормальном режиме ошиновка включается в зону защит линий, а ремонтная перемычка (при ее наличии) включается в зону ДЗО ВН трансформаторов;
- в ОРУ 110 кВ и РУ35 кВ подстанций 35/10(6) кВ, выполненных по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», и в ОРУ 110 кВ, выполненных по схеме «Две системы шин», на каждой секции (системе) шин предусматривается по одному устройству ДЗШ;
- в КРУЭ 110 кВ на каждой секции (системе) шин предусматривается по два устройства ДЗШ. Для защиты ошиновок трансформаторов предусматривается использование защиты ДЗО ВН, а также ДЗТ, включенной со стороны 110 кВ на обмотку ТТ класса точности Р в цепи выключателя. Для трансформаторов мощностью 63 МВ·А и более защита ошиновки выполняется с использованием двух комплектов ДЗТ;
- при КЗ в зоне шин (ошиновок) КРУЭ АПВ не выполняется;
- в ОРУ 110 кВ, выполненном по схеме «Мостик с выключателями со стороны линий», для защиты ошиновки в нормальном режиме используются ДЗО ВН трансформаторов Т1, Т2, а ремонтная перемычка включается в зону защит линий.

5.6.5.3. Комплекс защит и автоматики на выключателе ввода РУ 35 - 6 кВ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- ступенчатая МТЗ от междуфазных КЗ. При необходимости для повышения чувствительности защита выполняется с пуском по напряжению - МТЗ /U. На вводах 35 кВ при соответствующем обосновании возможно выполнение дистанционной защиты вместо МТЗ (например, по условию согласования с аналогичными защитами присоединений);
- ЛЗШ;
- отключение от ЗДЗ (для варианта ЗРУ);
- УРОВ;
- АУВ;
- логика пуска АВР и восстановления нормальной работы схемы после АВР;
- ЗМН.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

5.6.5.4. Комплекс защит и автоматики на секционном выключателе должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- КСЗ для СВ 110 кВ, 35 кВ, ступенчатая МТЗ от междуфазных КЗ для СВ 10 (6) кВ;
- ЛЗШ (на СВ 35 кВ для варианта питания со стороны сети 110 кВ и на СВ 10 (6) кВ);
- АУВ;
- УРОВ;
- отключение от ЗДЗ (для СВ 35 кВ в ЗРУ и СВ 10 (6) кВ);
- логика пуска АВР и восстановления нормальной работы схемы после АВР (СВ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ для варианта питания со стороны сети 110 кВ и СВ 10 (6) кВ);
- АПВ (для СВ 110 кВ всех подстанций исключая КРУЭ, для СВ 35 кВ в ОРУ ПС 35/10 (6) кВ).

5.6.5.5. Комплекс защиты и автоматики линий 110 кВ

На линиях с двухсторонним питанием предусматриваются:

- основная защита с абсолютной селективностью, дополненная ступенчатыми защитами;
- резервная защита - КСЗ;
- АПВ с контролем напряжения и/или синхронизма.

На линиях с односторонним питанием предусматриваются:

- два КСЗ;
- АПВ «слепое» без контроля напряжения и/или синхронизма.

В качестве основной защиты с абсолютной селективностью могут применяться:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита;
- направленная высокочастотная защита;
- направленная защита нулевой последовательности с ВЧ блокировкой;
- дифференциальная токовая продольная защита линии (ДЗЛ) с использованием цифровых каналов связи.

На всех линиях предусматриваются:

- УРОВ;
- АУВ;
- ОМП (для линий 110 кВ протяженностью 20 км и более). В отдельных случаях в зависимости от характера трассы, значимости ВЛ и других местных условий выполняется установка устройств ОМП и на линиях протяженностью менее 20 км в соответствии с СТО 56947007-29.240.55.159-2013.

5.6.5.6. На линиях 35 кВ должны предусматриваться:

- комплект ступенчатых защит, в составе которого должны использоваться преимущественно ТО и ступенчатая МТЗ, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, - ТО и дистанционная ступенчатая защита.

На линиях, имеющих двустороннее питание, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одним источником питания, при необходимости

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

защиты выполняются направленными. Для ускорения отключения повреждения на параллельных линиях с двухсторонним питанием может быть применена дополнительно защита с контролем направления мощности в параллельной линии;

- СЗЗ;
- ЗОЗЗ;
- УРОВ;
- АУВ;
- АПВ;
- цепи блокировки ЛЗШ (для вариантов выполнения ЛЗШ);
- защита от дуговых замыканий (для варианта выполнения ЗРУ 35 кВ);
- ОМП (для линий протяженностью 20 км и более). В отдельных случаях, в зависимости от характера трассы, значимости ВЛ и других местных условий выполняется установка устройств ОМП и на линиях протяженностью менее 20 км в соответствии с СТО 56947007-29.240.55.159-2013.

5.6.5.7. Комплексы защит и автоматики БСК

Комплекс РЗА БСК 110 кВ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- дифференциальная защита;
- защита от внутренних повреждений;
- ступенчатая МТЗ;
- защита от повышения напряжения;
- защита от понижения напряжения;
- ЗП;
- УРОВ;
- АУВ.

Комплекс РЗА БСК 10(6) кВ должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- ТО и ступенчатая МТЗ;
- защита от внутренних повреждений;
- защита от повышения напряжения;
- защита от понижения напряжения;
- ЗОЗЗ;
- ЗДЗ;
- ЗП;
- УРОВ;
- АУВ;
- цепи блокировки ЛЗШ.

5.6.5.8. Комплекс защиты и автоматики присоединений 10(6) кВ - кабельные линии, дугогасящие реакторы (ДГР), трансформаторы собственных нужд (ТСН), плавка гололеда (ПГ) - должен обеспечивать выполнение следующих функций:

- ТО;
- ступенчатая МТЗ;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- ЗОЗЗ;
- УРОВ;
- АУВ;
- цепи блокировки ЛЗШ;
- ЗДЗ;
- ЗП (предусматривается дополнительно на ТСН);
- Автоматическое регулирование (предусматривается дополнительно для ДГР);
- ОМП (предусматривается для линий).

В сети с резистивно-заземленной нейтралью и значительными токами однофазного КЗ предусматривается токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение выключателя присоединения.

Комплекс защиты и автоматики воздушных линий 10(6) кВ выполняется аналогично. Дополнительно на ВЛ предусматривается АПВ.

5.6.5.9. Для всех элементов ПС, кроме отходящих присоединений 10(6) кВ, предусматривается подключение автономных РАС по цепям тока и напряжения.

5.6.5.10. Для РУ 35-110 кВ выполняется программная (логическая) блокировка разъединителей, реализуемая в контроллерах управления или отдельных контроллерах оперативной блокировки и управления разъединителями с использованием блокировочных элементов приводов. Обмен информацией между контроллерами реализовывается с использованием цифровых информационных каналов.

Электромагнитные и механические блокировки, предусмотренные заводом-изготовителем КРУЭ, сохраняются и дополняются при необходимости (но не дублируются) программными блокировками в контроллерах присоединений.

Для КРУ 10(6)-35 кВ может выполняться как программная блокировка, реализуемая в устройствах РЗА присоединений с использованием блокировочных элементов ячеек КРУ, так и электромагнитная и механическая блокировки с использованием типовых заводских решений.

5.6.5.11. Для РУ 35-110 кВ предусматривается схема организации цепей трансформаторов напряжения (ТН), которая должна обеспечивать питание устройств защиты, измерения, учета электроэнергии, устройств регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. В схемах организации цепей напряжения должна предусматриваться возможность резервирования питания нагрузок при выходе ТН из строя или при выводе его в ремонт. На релейном щите предусматривается установка одного шкафа цепей ТН с переключателями и приборами измерения для трансформаторов напряжения шин 35-110 кВ.

Для КРУ 10(6)-35 кВ резервирование цепей напряжения выполняется для всех устройств РЗА и АИИС КУЭ между шинными ТН. Резервирование шинок цепей напряжения выполняется только при включенном секционном выключателе.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

5.6.5.12. Центральная сигнализация (ЦС) может быть предусмотрена на всех ПС 35-110 кВ. ЦС необходима при отсутствии или выходе из строя АСУ ТП или АРМ диспетчера/дежурного. Решение по наличию ЦС принимается при конкретном проектировании.

На ЦС возлагаются функции только выдачи звукового сигнала и визуального сигнала с дискретностью до монтажной единицы, дающие оперативному персоналу понять, что на ПС произошло событие, требующее его внимания. Дальнейшая оценка ситуации должна производиться по локальной сигнализации и по состоянию выключателей первичной схемы.

На релейном щите предусматривается установка одного шкафа центральной сигнализации.

5.6.6. Решения по РЗА для ТП, РП 10(6) кВ

5.6.6.1. На трансформаторных подстанциях с выключателями со стороны 10(6) кВ предусматриваются:

- терминалы защит силовых трансформаторов, обеспечивающие выполнение следующих функций:
- ТО;
- МТЗ
- ЗП;
- ЗОЗЗ (на присоединениях ТП);
- тепловая защита трансформатора;
- АВР (кроме варианта с двумя моноблоками и трансформаторами 250-1600 кВА).

5.6.6.2. На присоединениях распределительного пункта с выключателями в цепях присоединений устанавливаются устройства, обеспечивающие выполнение следующих функций:

- ТО (на присоединениях);
- МТЗ;
- УРОВ;
- АУВ;
- ЛЗШ (на ВВ и СВ);
- ЗОЗЗ;
- ЗДЗ;
- логика АВР и восстановления нормальной работы схемы после АВР (на ВВ и СВ);
- ЗМН (на ВВ);
- АПВ.

5.6.6.3. Распределительный пункт с выключателями нагрузки в цепях присоединений

На вводах и СВ устанавливаются устройства, обеспечивающие выполнение следующих функций:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АУВ;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- логика АВР и восстановления нормальной работы схемы после АВР;
- ЗМН (на ВВ);
- АПВ.

На присоединениях с выключателями нагрузки устанавливается ЗОЗЗ с действием на сигнал.

5.6.6.4. Для ТП, РП 10(6) кВ оперативная блокировка выполняется с использованием электромагнитных и механических блокировок, предусмотренных заводом-изготовителем ячеек (блоков).

5.6.7. Система оперативного постоянного тока для подстанций 6-110 кВ

5.6.7.1. Решения для ПС 110 кВ, ПС 35 кВ

Состав системы ОПТ для ПС 110-35 кВ должен содержать компоненты варианта 1 или варианта 2.

Вариант 1(ПС 110 кВ с количеством присоединений по высокой стороне больше трех):

- одна стационарная АБ;
- два ЗПУ;
- один блок БВП, содержащий защитные аппараты верхнего уровня системы ОПТ;
- один ЩПТ, состоящий из распределительных шкафов среднего уровня системы ОПТ;
- шкафы распределения оперативного тока, содержащие защитные аппараты (автоматические выключатели) нижнего уровня системы ОПТ;
- шкаф питания вспомогательных цепей - для обеспечения питания цепей оперативной блокировки разъединителей 110, 35, 10(6) кВ, а также других необходимых цепей.

Вариант 2 (ПС 110 кВ с количеством присоединений по высокой стороне менее трех и ПС 35 кВ):

- одна АБ шкафного исполнения;
- два ЗПУ;
- распределительные цепи с защитными аппаратами, питающими потребителей ОПТ.

5.6.7.2. Решения для ТП, РП 10(6) кВ

В зависимости от типа и количества устройств РЗА система оперативного тока может быть выполнена на основе ШУОТ (шкаф управления оперативным током - постоянный ток) или шкафа с ИБП (источник бесперебойного питания - переменный ток).

Альбом схем распределения устройств ИТС по ТТ и ТН и ведомости оборудования приведены в приложении В.

5.7. Технические решения по противоаварийной автоматике

5.7.1. Общие положения по созданию ПА

Установка устройств ПА на подстанциях 6-10 кВ не предусматривается.

На вновь вводимых объектах 35-110 кВ комплекс ПА должен быть выполнен посредством установки отдельных устройств, реализующих

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

функции ПА. При этом установка устройств АОСЧ (АЧР с ЧАПВ) предусматривается в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям. Помимо АОСЧ, могут быть предусмотрены устройства, выполняющие функции:

- АОСН;
- АОПО;
- АЛАР;
- АОПН;
- АПНУ, -

а также устройства, реализующие отключение нагрузки и устройства передачи/приема аварийных сигналов и команд. Необходимость установки вышеперечисленных устройств ПА определяется конкретными проектными решениями, разработанными на основании проведенных расчетов.

Локальные устройства ПА должны строиться с учетом внедрения элементов интеллектуальных сетей, должны быть избирательными, обладать необходимым быстродействием и способны к самодиагностике.

Возможный вариант размещения и подключения по цепям переменного тока и напряжения, наиболее распространенных устройств ПА на ПС 110 кВ и ниже показан на схемах ИТС. Ниже приведено назначение отдельных устройств ПА.

Типовой (минимально необходимый) состав оборудования по противоаварийной автоматике приведен в приложении В.

5.7.2. Автоматическая частотная разгрузка

АЧР предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения частоты и обеспечения ее последующего восстановления.

Устройства АЧР должны действовать на отключение нагрузки очередями при снижении частоты ниже 49,2 Гц.

Функционально устройства АЧР подразделяются на устройства АЧР-1 и АЧР-2:

- АЧР-1 предназначена для прекращения процесса снижения частоты;
- АЧР-2 предназначена для восстановления частоты после действия АЧР-1 или при медленном снижении частоты.

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения отключенных от устройств АЧР потребителей электрической энергии в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот от 49,4 до 49,8 Гц.

5.7.3. Автоматика ограничения снижения напряжения

АОСН предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения. Устройства

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

Действуют устройства АОСН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния средств компенсации реактивной мощности, на отключение нагрузки потребителей электрической энергии, на деление сети.

5.7.4. Автоматика ограничения перегрузки оборудования

АОПО предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой (термической) перегрузки оборудования и линий электропередач.

В устройстве АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки оборудования. Первая ступень действует на сигнал, последняя - на отключение перегружаемого оборудования, промежуточные ступени должны действовать на разгрузку перегружаемого оборудования. Число промежуточных ступеней АОПО должно определяться проектными решениями.

5.7.5. Устройство отключения нагрузки

Устройство отключения нагрузки осуществляет пуск команд на отключение конкретных фидеров, питающих потребителей или тупиковых ЛЭП при поступлении сигналов от устройств АОПО, АОСН и УПАСК. Выбор отключаемых присоединений осуществляется автоматически по заранее заданному алгоритму или оперативно.

5.7.6. Автоматика ликвидации асинхронного режима

Устройство АЛАР предназначено для выявления и ликвидации асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем.

Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путем деления сети.

5.7.7. Автоматика ограничения повышения напряжения

АОПН предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

Устройства АОПН должны выполняться двухступенчатыми и контролировать в каждой фазе величину и длительность повышения напряжения, величину и направление перетока реактивной мощности с ЛЭП, включенное/отключенное состояние выключателей ЛЭП. Действуют устройства АОПН на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ и на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного АПВ.

В устройстве АОПН должна быть реализована функция резервирования отказа выключателей.

5.7.8. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости

АПНУ предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения,

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования. Состав устройств и реализуемые ими функции определяются при конкретном проектировании.

5.7.9. Устройства передачи/приема аварийных сигналов и команд

УПАСК предназначены для быстродействующей передачи команд РЗ и ПА по ВЧ-каналам связи или волоконно-оптическим линиям связи. С целью организации цепей ввода/вывода сигналов и команд ПА от УПАСК предусматриваются панели цепей пуска и приема, в состав которых входят промежуточные реле, указательные реле, ключи и т.п.

5.8. Технические решения по объектным системам сбора и передачи информации (телемеханики) и АСУ ТП

5.8.1. Технические решения по созданию на электросетевых объектах систем сбора и передачи информации (телемеханики - ТМ) и автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций направлены на то, чтобы обеспечить наблюдаемость ПС и автоматизацию технологических процессов с целью повышения надежности, экономичности работы оборудования и, как следствие, надежности электроснабжения потребителей электроэнергии, сокращения эксплуатационных затрат, сведения к минимуму обслуживающего персонала и повышения безопасности его работы.

5.8.2. Поставленные цели достигаются:

- предоставлением обслуживающему персоналу более полной, достоверной и своевременной информации о режимах работы и состоянии основного и вспомогательного оборудования, в том числе для оперативного управления и ведения режимов;
- повышением уровня контроля и управления оборудованием ПС в нормальных и аварийных режимах;
- упрощением и удешевлением эксплуатации оборудования ПС;
- сокращением времени простоев и своевременным выявлением отказов оборудования ПС.

5.8.3. На транзитных ПС 110 кВ, подстанциях 110 (35) кВ с постоянным дежурством оперативного персонала создается АСУ ТП, представляющая собой единую интегрированную систему автоматизации, реализующую функции оперативно-технологического управления подстанцией.

Отпаечные, тупиковые или без дежурного персонала ПС 110 кВ, ПС 35 кВ, как правило, оснащаются телемеханикой (ТМ) с функциями контроля и управления в интересах соответствующих сетевой компании (ДЗО ПАО «Россети») и филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

ПС 6-20 кВ также могут оснащаться телемеханикой с функциями контроля и управления в интересах РЭС - при новом строительстве, с учетом требований собственника ПС.

5.8.4. АСУ ТП (ТМ) должна обеспечивать центры диспетчерского и технологического управления требуемыми объемами оперативной

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

информации - телеинформации (телеизмерения - ТИ, телесигнализации - ТС, в том числе аварийно-предупредительной телесигнализации - АПТС). Решения по управлению подстанцией принимаются персоналом указанных центров в соответствии с существующим регламентом диспетчерского и технологического управления / ведения ПС и их оборудования. При этом процедуры оперативного управления ПС без постоянного дежурства оперативного персонала выполняются персоналом оперативно-выездных бригад. С помощью АСУ ТП (ТМ) может также обеспечиваться возможность телеуправления (ТУ) оборудованием ПС из центров управления сетями.

5.8.5. Выбор объемов и видов телеинформации должен осуществляться в соответствии с техническим заданием на проектирование. С целью предварительного определения количества необходимого оборудования ТМ и АСУ ТП при укрупненной оценке стоимости строительства на предпроектном этапе для всех типовых вариантов подстанций 6-110 кВ, рассматриваемых в настоящем Стандарте, приведены следующие ориентировочные оценки информационной мощности указанных создаваемых систем - см. таблицу 5.8.1 настоящего Стандарта.

Таблица 5.8.1 Ориентировочная оценка информационной мощности

Вид ПС	Вариант схемы ПС	Ориентировочное количество передаваемой телеинформации		
		ТИ	ТС, в т.ч. АПТС	ТУ
ТП 10(6)/0,4 кВ РП 10(6) кВ	1	34	42	4
	2	34	38	4
	3	22	26	4
	4	65	94	18
	5	58	36	3
ПС 35/10(6) кВ	1	127	270	36
	2	132	282	46
	3	132	268	46
	4	112	208	36
	5	132	256	46
ПС 110/10(6) кВ	1	131	260	36
	2	136	316	44
	3	136	352	44
	4	136	314	44
	5	136	354	44
ПС 110/10(6) - 10(6) кВ	1	212	370	58
	2	217	424	66
	3	217	460	66
	4	217	422	66
	5	217	462	66
ПС 110/35/10(6) кВ	1	184	484	56
	2	184	510	56
	3	184	414	56
	4	184	440	56
	5	184	424	56

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Примечания к таблице 5.8.1:

1) ориентировочные объемы телеинформации оценены для каждого варианта ПС в соответствии с приведенными в приложении А принципиальными электрическими схемами подстанций и ведомостями оборудования. В случае применения устройств компенсации емкостных токов 6(10) кВ - см. ведомости оборудования приложения А - количества сигналов (ТС, ТИ, ТУ) подлежат уточнению согласно принципиальной схеме дополнительных ячеек, устанавливаемых на каждой секции РУ;

2) при расчете количества ТУ для ТП 10(6)/0,4 кВ в таблице учитывались только вакуумные выключатели. В случае применения в линейных ячейках ТП выключателей нагрузки (ВН), оснащенных моторизованным приводом (предпочтительный вариант с точки зрения внедрения перспективных технологий «умных» сетей), количество ТУ соответственно увеличивается;

3) для ПС, относящихся к зоне ответственности АО «СО ЕЭС», количество передаваемой телеинформации (ТИ, ТС, ТУ) подлежит согласованию с АО «СО ЕЭС»; при этом передаваемая информация должна содержать метки времени от низового устройства, а протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

4) при оценке стоимости создания объектных систем целесообразно дополнительно предусматривать некоторый резерв (до 20%) по всем видам данных.

5.8.6. Создаваемые на ПС 110 (35) кВ АСУТП (ТМ), как правило, реализуют следующие основные технологические функции (в общем случае):

- автоматический сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования; контроль и регистрация отклонения аналоговых параметров за предупредительные и аварийные пределы;
- представление текущей и архивной информации на АРМ персонала ПС или ОВБ;
- дистанционное управление коммутационными аппаратами и устройствами РПН трансформаторов ПС;
- сопряжение с системами связи и обеспечение обмена данными с центрами управления в режиме реального времени - в объемах и темпах, определяемых нормативными документами;
- обеспечение возможности телеуправления оборудованием объекта.

Помимо перечисленных основных технологических функций в объектных ПТК, как правило, выполняются также следующие сервисные функции:

- присвоение всем вводимым и формируемым сигналам меток времени; синхронизация компонентов ПТК ПС;
- обеспечение информационной безопасности ПТК ПС, в том числе защита информации от несанкционированного доступа;
- тестирование, самодиагностика и администрирование ПТК, включая мониторинг ПТК в целом и его отдельных компонентов;
- архивирование собранной информации;
- организация коммуникаций между компонентами ПТК.

5.8.7. В случае построения АСУ ТП на ПС 110, 35 кВ в составе ее функций может реализовываться еще целый ряд функций (средствами

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

объектного ПТК или путем интеграции с автономными системами ПС), в том числе:

- контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов от терминалов РЗА, вывод их на АРМ;
- контроль состояния оперативной логической (программной) блокировки управления коммутационной аппаратурой (разъединители, заземляющие ножи);
- регистрация аварийных событий и процессов - РАСП (в общем случае с помощью устанавливаемых на ПС автономных РАС и / или МП терминалов РЗА);
- определение места повреждения (ОМП) на ЛЭП 110 и 35 кВ;
- мониторинг состояния электрооборудования ПС;
- контроль уровней напряжения; учет случаев превышения длительно допустимых уровней напряжения (мониторинг временных повышений напряжения на электрооборудовании);
- контроль (мониторинг) показателей качества электроэнергии (ПКЭ) по данным, получаемым от специализированных устройств контроля ПКЭ;
- сбор, хранение и передача определенного объема неоперативной технологической информации (НТИ) - прежде всего, данных РАСП и ОМП, и др.

Состав реализуемых функций, а также объемы и виды передаваемой НТИ определяются при конкретном проектировании и согласовываются с заказчиком.

5.8.8. Варианты построения ПТК телемеханики и АСУ ТП для каждого из рассматриваемых видов ПС 6-110 кВ представлены в приложении Г структурными схемами и ведомостями основного оборудования. Соответствующие применяемые варианты могут модифицироваться в зависимости от конкретной компоновки объекта, типов выбранного оборудования, решений по резервированию используемых средств систем и т.п.

5.9. Технические решения по автоматизированным системам учета электроэнергии

5.9.1. Общие сведения

Системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных, используемые для коммерческих расчетов на розничных рынках, должны формироваться как интеллектуальные системы учета электроэнергии, а системы учета электроэнергии, используемые в ДЗО ПАО «Россети» для коммерческих расчетов на оптовом рынке, - как автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (далее - АИИС КУЭ). Создаваемые системы учета электроэнергии должны обеспечивать необходимый уровень защищенности от несанкционированного вмешательства в процессы обработки информации, за счет встроенных средств защиты информации.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Системы учета электроэнергии на присоединениях, входящих в состав сечений поставки на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), должны соответствовать действующим требованиям к АИИС КУЭ ОРЭМ, предъявляемым НП «Совет рынка» и другим НТД и НПА, действующим в сфере регулирования коммерческого учета на ОРЭМ.

Интеллектуальные системы учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе (розничный рынок) должны соответствовать правилам функционирования розничных рынков электрической энергии, требованиям НТД и НПА.

5.9.2. Основные принципы организации учета электроэнергии

Исходной информацией для создания системы являются данные, получаемые от приборов учета электрической энергии.

Системы учета электроэнергии в электросетевом комплексе должны охватывать все точки коммерческого (расчетного и контрольного) и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

Система учета должна включать в себя или обеспечивать интеграцию со средствами защиты от несанкционированного доступа, в том числе идентификацию, аутентификацию и авторизацию персонала при доступе к системе, мониторинга действий персонала, средствами антивирусной защиты и средствами контроля целостности программно-аппаратной части.

Сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и мощности должны осуществляться с помощью метрологически аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств.

Система учета должна создаваться как территориально-распределенная многоуровневая измерительно-информационная система с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений электроэнергии с распределенной функцией выполнения измерений электроэнергии.

Уровни Системы:

- 1-й уровень (проведение измерений) - включает измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК), состоящие из приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также вторичных измерительных цепей. Кроме того, в состав измерительно-информационного комплекса учета электрической энергии в качестве компонентов могут входить нагрузочные устройства во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения;

- 2-й уровень (консолидация информации по электроустановке) - включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на базе комплекса программно-аппаратных средств (УСПД или промконтроллеры), технические средства приема - передачи данных (каналообразующая аппаратура), каналы связи;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- 3-й уровень (информационный уровень) - включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) формируется на всех уровнях иерархии и должна обеспечивать синхронизацию времени в системе учета ПС.

Пространственно-распределенная структура расположения точек учета электроэнергии и централизованная обработка данных учета электроэнергии в ЦСОД предполагают реализацию иерархической структуры сбора данных учета электроэнергии. Такая структура должна обеспечить сбор и передачу данных учета электроэнергии от приборов учета в центры сбора и обработки данных.

В приложении Д приведены варианты структурных схем автоматизированных систем учета электроэнергии.

5.9.3. Требования к измерительно-информационным комплексам

ИИК должен обеспечить:

- автоматическое проведение измерений в точке измерений;
- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВКЭ и/или ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств;
- диагностику работы технических средств.

СИ, включаемые в состав ИИК, должны входить в перечень СИ, внесенных в Государственный реестр и допущенных к применению в Российской Федерации, соответствовать требованиям настоящего Стандарта, иметь свидетельства о поверке и быть опломбированы в установленном порядке.

Конструкция вторичных цепей должна обеспечивать опломбирование клемм вторичных цепей тока и напряжения, коммутационных аппаратов в цепях первичного и вторичного напряжения ТН во включенном состоянии, если отключение невозможно (в том числе автоматическое), без разрушения пломб и знаков визуального контроля. Подключение приборов учета электрической энергии трансформаторного включения следует проводить через специальные клеммные зажимы, обеспечивающие безопасное закорачивание цепей тока и безопасное отключение цепей напряжения при замене и обслуживании приборов учета. Испытательные колодки должны обеспечивать возможность их опломбирования для исключения доступа к вторичным измерительным цепям.

Установка приборов учета электрической энергии и электропроводка к ним должна быть проведена в соответствии с требованиями [1].

В схеме ИИК электроэнергии должна быть предусмотрена возможность замены прибора учета электрической энергии и подключения эталонного

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

прибора учета без прекращения передачи электроэнергии по элементам электрической сети, на которых установлен данный ИИК.

Классы точности и характеристики СИ должны соответствовать требованиям, указанным в таблице 5.9.1 настоящего Стандарта.

Таблица 5.9.1 Классы точности и характеристики СИ

Объект измерений	Классы точности, не хуже, для:			
	прибора учета активной энергии	прибора учета реактив-ной энергии	ТТ	ТН
Объекты сетевых предприятий				
ЛЭП и вводы 35-110 кВ	0,5S *	1,0	0,5S *	0,5 *
ЛЭП и вводы 6-10 кВ с присоединенной мощностью 5 МВт и более	0,5S	1,0	0,5S	0,5
Отходящие линии и ввода 0,4 кВ	0,5	1,0	0,5	-
Объекты потребителей электрической энергии				
Потребители мощностью 100 МВт и более	0,2S**	0,5 (1,0)	0,2S**	0,2**
Потребители мощностью ≥670 кВт (до 100 МВт)	0,5S	1,0	0,5S*	0,5
Потребители мощностью <670 кВт при присоединении:				
- к сетям 110 кВ и выше	0,5S	1,0	0,5S*	0,5
- к сетям 6 - 35 кВ	0,5S*	1,0	0,5S*	0,5
* - класс точности принимается в соответствии с действующей редакцией единой технической политики ПАО «Россети» * * - при новом строительстве, реконструкции или модернизации				

5.9.4. Требования к измерительным трансформаторам тока и их вторичным цепям

Применяемые измерительные ТТ по техническим требованиям должны соответствовать ГОСТ 7746, быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений) и иметь действующие свидетельства о поверке.

Для учета электроэнергии предусмотреть использование отдельных обмоток учета трансформаторов тока, установленных в трех фазах.

Фактические вторичные нагрузки измерительных ТТ должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТТ в требуемом классе точности.

Коэффициент трансформации обмоток измерительных ТТ должен обеспечивать измерение рабочего тока с нормированной точностью

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

в диапазоне его изменения от минимального до максимального значения, определяемых на основании расчетов электроэнергетических режимов.

Значения допустимых классов точности ТТ для каждого вида присоединений представлены в таблице 5.9.1 настоящего Стандарта.

По условию механической прочности должны применяться медные проводники сечением не менее 2,5 мм^2.

Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных ТТ не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок этих трансформаторов, указанных в паспорте на ТТ.

Клеммные зажимы должны обеспечивать безопасное закорачивание вторичных цепей ТТ, отключение токовых цепей прибора учета электрической энергии и цепей напряжения в каждой фазе прибора учета электрической энергии при его замене или поверке, а также включение эталонного счетчика электрической энергии без отсоединения проводов и кабелей.

Выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей ТТ необходимо выполнять без колец и скруток, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

Межповерочный интервал трансформаторов тока должен быть не менее 8 лет, срок службы не менее 30 лет.

5.9.5. Требования к измерительным трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

Для электропитания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета электрической энергии должны применяться трехфазные ТН или однофазные ТН, устанавливаемые в каждой из трех фаз.

Измерительные ТН должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983, быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений) и иметь действующие свидетельства о поверке.

Фактические вторичные нагрузки измерительных ТН должны соответствовать требованиям нормативных документов и обеспечивать работу ТН в требуемом классе точности.

Значения допустимых классов точности ТН для каждого типа присоединений представлены в таблице 5.9.1 настоящего Стандарта.

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета электрической энергии к ТН должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для ТН классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% - для ТН класса точности 1,0.

Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 мм^2 для меди.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Измерительные ТН всех классов напряжения должны быть защищены со стороны высокого напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования.

Межповерочный интервал трансформаторов напряжения должен быть не менее 8 лет, срок службы не менее 30 лет.

5.9.6. Требования к приборам учета электрической энергии

Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета электрической энергии, устанавливаемых в системах учета электроэнергии, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31818.11, ГОСТ 31819.11, ГОСТ 31819.22, ГОСТ 31819.23, ГОСТ IEC 61107.

Применяемые приборы учета электрической энергии должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (Государственный реестр средств измерений), иметь действующие свидетельства о поверке. Последняя поверка для трехфазных приборов учета электроэнергии должны быть не позднее одного года.

Учет активной и реактивной электроэнергии трехфазного тока должен проводиться трехфазными приборами учета электрической энергии

Приборы учета должны обеспечивать реверсивный учет для ИИК, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях.

Информация, выводимая на дисплее прибора учета электрической энергии, должна отображаться на русском языке и включать в себя текущее показание прибора учета электрической энергии, текущий тариф, индикацию работоспособного состояния прибора учета электрической энергии.

Приборы учета коммерческого и технического учета должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- значения допустимых классов точности приборов учета должны соответствовать значениям, представленым в таблице 5.9.1 настоящего Стандарта;
- иметь встроенный дополнительный источник резервного питания от однофазной сети переменного тока напряжением 220 В, и автоматически переключаться на дополнительный источник питания при исчезновении основного (резервного) питания;
- резервное питание приборов учета должно быть обеспечено от двух независимых секций шин собственных нужд подстанции через АВР;
- иметь в наличии энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с часовым (для ОРЭ - получасовым) интервалом на глубину не менее 123 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров не менее 3 лет, суточных значений на глубину не менее 120 суток;
- наличие не менее двух портов цифрового интерфейса RS-485 или 1 - RS-485 и 1 - Ethernet, наличие оптического порта;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- минимальный интервал между обращениями к каждому из выходов прибора учета не более 3 минут;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов системы, в том числе для автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования;
- наличие энергонезависимых часов (точность хода встроенных часов должна соответствовать требованиям ГОСТ IEC 61038 в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С и иметь возможность автоматической коррекции) с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличие энергонезависимой памяти для хранения параметров, данных и журнала событий;
- наличие «Журнала событий» с привязкой ко времени не менее 100 записей;
- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);
- приборы учета должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур окружающего воздуха, определенных условиями эксплуатации - от минус 40 до плюс 60 °С;
- средняя наработка на отказ приборов учета электрической энергии должна составлять не менее 100 000 ч.;
- срок службы не менее 20 лет.

Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать измерение потребляемой электроэнергии в пределах нормированной погрешности в течение всего срока службы прибора учета электрической энергии.

Межповерочный интервал приборов учета электрической энергии должен быть не менее 10 лет.

Дифференцированные требования к приборам учета электрической энергии приведены в таблице 5.9.2 настоящего Стандарта.

Таблица 5.9.2 Дифференцированные требования к приборам учета

Параметры	Прибор учета электрической энергии трехфазный	
	прямого включения	Трансформаторного включения
Рабочее напряжение, В	3x230/400	3x57,7/100 (3x230/400) универсального включения
Рабочие токи, А	5	1
	10 (100)	5
Резервное питание от любого напряжения в диапазоне напряжений, В	12-220	12-220

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Схема включения	трехпроводная, четырехпроводная	трехпроводная, четырехпроводная
Потребляемая мощность: - параллельные цепи - последовательные цепи - встроенные модули связи	 - не более 6 Вт (8 В·А) - не более 0,9 В·А - не более 3 Вт	 - не более 6 Вт (8 В·А) - не более 0,9 В·А - не более 3 Вт
Измерение качества электроэнергии	действующее значение напряжения; частота	действующее значение напряжения; частота; длительность провала напряжения; глубина провала напряжения длительность перенапряжения
Параметры, измеряемые и рассчитываемые в режиме реального времени	- напряжение по каждой фазе; - ток по каждой фазе; - активная мощность, суммарная и по каждой фазе; - реактивная мощность, суммарная и по каждой фазе; - полная мощность, суммарная и по каждой фазе; - коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе	- напряжение по каждой фазе; - ток по каждой фазе; - активная мощность, суммарная и по каждой фазе; - реактивная мощность, суммарная и по каждой фазе; - полная мощность, суммарная и по каждой фазе; - коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе
Гальванически развязанный интерфейс связи	два	два
Скорость обмена информацией при связи с прибором учета по цифровым интерфейсам, не менее бит/с	9600	9600

Для классов напряжения 10 кВ и ниже возможно совместное использование приборов учета электроэнергии для систем учета электроэнергии и АСДУ по отдельным цифровым интерфейсам (RS-485, CAN и/или др.).

Для классов напряжения 110 кВ, 35 кВ с целью обеспечения надежности учета электроэнергии должны устанавливаться отдельные устройства: в системе учета электроэнергии - приборы учета электроэнергии, в АСДУ - многофункциональные цифровые измерительные преобразователи.

5.9.7. Требования к информационно-вычислительному комплексу электроустановки

ИВКЭ выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации. Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь совместимые протоколы обмена данными, уровень ИВКЭ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

может быть организован на базе УСПД, шлюза, промконтроллера, концентратора. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа. Основные технические характеристики уровня ИВКЭ приведены в таблице 5.9.3 настоящего Стандарта.

Информация от приборов учета на уровень ИВКЭ должна поступать в виде цифрового кода по последовательному интерфейсу RS-485 или Ethernet.

УСПД, применяемые в системах учета, должны обеспечивать хранение необходимых данных первичного учета электроэнергии в течение 3,5 года.

Таблица 5.9.3 Основные технические характеристики уровня ИВКЭ

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
1	ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ	
1.1	Наработка на отказ, ч, не менее	50000
1.2	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	24
1.3	Проведение автоматической самодиагностики, не реже, раз в сутки	1
1.4	Средний срок службы, лет, не менее	15
1.5	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию должен составлять не менее, лет	5
1.6	Требования к питанию	
1.7	- автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно	Обязательно
1.8	- напряжение питания от сети переменного или постоянного тока, В*	220 (110) ±20%
		220 (110) ±20% или 10-30 В
1.9	-потребляемая мощность с полным набором модулей, Вт, не более	100
1.10	Ведение «журнала события» с регистрацией времени и даты следующих фактов:	
1.11	- наличие факта параметрирования	Обязательно
1.12	- наличие факта коррекции времени в приборе учета	Обязательно
1.13	- попытки несанкционированного доступа	Обязательно
1.14	- перезапуска (при пропадании напряжения, зацикливании и т.п.)	Обязательно
2	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ	
2.1	Наличие защиты от несанкционированного доступа (данных, параметров настройки, загруженных программ)	
2.2	В аппаратной части (доступ к параметрированию, к разъемам, функциональным модулям и т.д.) - механическое пломбирование или маркирование	Обязательно
2.3	В программно-информационном обеспечении	
2.4	- установка паролей при параметрировании	Обязательно
2.5	- исключение возможности корректировки данных по протоколу	Обязательно
2.6	- защита от зацикливания ("watchdog")	Обязательно
2.7	- безопасная работа как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием	Обязательно
3	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
3.1	Синхронизация времени как самого устройства, так и в подключаемых приборах учета	Обязательно
3.2	Наличие энергонезависимых часов	Обязательно
3.3	Сбор информации:	
3.4	- о состоянии средств и объектов измерений	Обязательно
3.5	- о результатах измерений	
3.6	Режимы обмена информацией	
3.7	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно
3.8	- спорадически	Обязательно
3.9	- по запросу	Обязательно
3.10	Автоматический сбор показаний приборов учета о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (для розничного рынка - 60 минут), не реже	1 раз/сутки
3.11	Снятие показаний со всех контролируемых ИИК на единый момент времени	Обязательно
3.12	Двунаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.	Обязательно
3.13	Поддержка протокола стандарта МЭК 62056 (DLMS / COSEM)	Обязательно
3.14	Обеспечение автоматического поиска приборов учета и включение в схему опроса	Обязательно
3.15	Наличие возможности передачи данных в различные комплексы программно-технических средств, для их дальнейшей обработки и хранения, интеграция с АСТУ	Обязательно
	- состояний средств и объектов измерения	Обязательно
	- результатов измерения	Обязательно
	- поддержка протокола МЭК-60870-5-104	Рекомендуется
	- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений	Рекомендуется
4	ФОРМИРОВАНИЕ УЧЕТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	
4.1	Обеспечение хранения информации (глубина хранения):	Обязательно
4.2	- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее	45 суток
		3,5 года**
4.3	- электропотребление за месяц по каждому каналу и по группам, не менее	35 суток
		3,5 года
4.4	- результаты измерения при отсутствии питания, не менее	3,5 года
4.5	Поддерживаемые приборы учета, их количество и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации	Обязательно
4.6	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств, типа, GPS/ГЛОНАСС)	Обязательно
5	ТРЕБОВАНИЕ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	
5.1	Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации, с	± 5,0
5.2	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ	Обязательно
5.3	Наличие первичной поверки	Обязательно

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
5.4	Межповерочный интервал, не менее, лет	5
6	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ	
6.1	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, не ниже	IP 51, либо обязательна установка в шкафу
6.2	Наличие интерфейса RS-485, не менее одного	Обязательно
6.3	Минимальная скорость передачи, бод	1200
6.4	Наличие интерфейсов Ethernet, не менее одного	Обязательно
6.5	Наличие дополнительных интерфейсов, не менее одного (Ethernet, PLC, RF, GPRS)	Обязательно
6.6	Промышленное исполнение, предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания	Обязательно

Примечание:

** Напряжение питания от сети переменного тока должно составлять 220 В с допустимым отклонением напряжения в пределах ± 20%, при этом допускается использование внешних блоков питания напряжением (10-30) В. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.*

*** Обязательно с 01.01.2017.*

Защиту ИВКЭ от несанкционированного доступа следует выполнять как на аппаратном уровне (опломбировка разъемов, функциональных модулей и т.п.), так и на программном уровне (доступ к ИВКЭ должен обеспечиваться только при вводе пароля).

Должна быть обеспечена возможность дистанционного параметрирования ИВКЭ, при этом в журнале событий автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

ИВКЭ должен иметь функцию самодиагностики с фиксацией результата в журнале событий.

Оборудование ИВКЭ при размещении в электроустановках должно быть промышленного исполнения, выполненное в едином корпусе (с возможностью расширения внешними модулями питания) и предназначенное для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью его установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также должно обеспечивать удобство технического обслуживания.

Уровень ИВКЭ должен обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени обслуживаемых приборов учета электрической энергии.

Напряжение электропитания оборудования ИВКЭ от сети переменного или постоянного тока должно быть 220 В с допустимым отклонением напряжения в пределах ± 20%. Электропотребление оборудования ИВКЭ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

с полным набором электронных модулей не должно превышать 100 Вт. Охлаждение оборудования ИВКЭ должно осуществляться за счет естественной конвекции и должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур в соответствии с условиями эксплуатации.

Передача данных коммерческого учета участникам розничного рынка электроэнергии осуществляется с уровня ИВК, размещенного в центрах сбора данных.

5.9.8 Требования к каналам связи

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

Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами различных уровней автоматизированных систем.

Каналы связи должны обеспечивать работоспособное состояние в любой момент времени.

Техническая реализация каналов связи и используемые протоколы передачи данных должны обеспечивать передачу данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний с максимальной временной задержкой, не превышающей 50% от интервала сбора данных в автоматическом режиме.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.

Необходимость резервного канала связи и выбор одного из каналов в качестве основного должны быть определены на этапе разработки проекта автоматизации сбора данных учета электроэнергии, исходя из цикла опроса и объема передаваемых данных.

Допускается использование сотовой мобильной связи в качестве основного канала связи в случаях отсутствия других каналов связи, обеспечивающих устойчивое соединение.

Для организации автоматизированного сбора данных на ПС 35-110 кВ трехфазные приборы учета электрической энергии должны быть оснащены двумя независимыми гальванически изолированными интерфейсами типа RS-485 или один RS-485 и один Ethernet, а также, опционально, - GSM, RF, RS-232, Ethernet или другими. Трехфазные приборы учета, устанавливаемые на ТП 10 (6) кВ, должны быть оснащены интерфейсами типа RS-485, PLC, RF, RS-232, Ethernet или другие. Приборы учета электрической энергии также должны быть оснащены числоимпульсным интерфейсом (DIN 43864) для поверки приборов учета электрической энергии. Для настройки, параметрирования и локального обмена данными приборы учета электрической энергии должны иметь оптический порт с протоколом обмена, соответствующим ГОСТ IEC 61107.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Оборудование ИВКЭ должно иметь возможность сбора информации с приборов учета электрической энергии, передачи на вышестоящий уровень, объединения в сеть с другими устройствами по цифровому интерфейсу RS-485, RS-232 и др., а также возможность выхода в локальную сеть Ethernet и программируемый IP-адрес. Передача информации от ИВКЭ до центра сбора информации может осуществляется по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи (GSM) в стандарте GPRS/LTE/UMTS; по каналам проводной связи в стандарте TCP/IP.

Для прокладки цифровых интерфейсов приборов учета электрической энергии с целью организации удаленного сбора данных используют кабели, предназначенные для промышленных сетей, построенных в соответствии со стандартом EIA RS-485, RS-422. Запрещается применять кабели с неэкранированной витой парой. Кабели цифровых интерфейсов приборов учета электрической энергии необходимо прокладывать с использованием разветвителей интерфейса. Кабельная линия при прокладке вне помещения должна быть защищена устройством грозозащиты с двух сторон. Совместная прокладка кабелей цифровых интерфейсов и силовых кабелей не допускается.

5.10. Технические решения по созданию средств связи

5.10.1. Целями и задачами систем связи энергетических объектов (ТП, РП, ПС) 6-110 кВ являются:

- обеспечение энергообъектов каналами связи (основными и резервными) для обмена оперативной и не оперативной информаций с ЦУС Сетевой организации и ДЦ Системного оператора, а также между технологически связанными с объектами;
- обеспечение объекта каналами связи для целей релейной защиты, противоаварийной автоматики, АСУТП, ТМ, системы учета электроэнергии, слаботочных технических средств охраны и наблюдения;
- обеспечение объекта каналами стационарной оперативно-диспетчерской голосовой телефонной связи «диспетчер - дежурный», «диспетчер - выездная ремонтная бригада»;
- обеспечение объекта каналом мобильной линейно-эксплуатационной связи «диспетчер - выездная ремонтная бригада», при подстанции без постоянного присутствия персонала;
- предоставление каналов связи для обмена диспетчерско-технологической информацией с диспетчерскими центрами управления.

5.10.2. Требования к размещению оборудования связи:

- оборудование связи должно размещаться в телекоммуникационных шкафах напольного или настенного исполнения;
- допускается размещение телекоммуникационного шкафа связи на объекте как в выделенном помещении под узел связи, так и в общем релейном зале;
- климатические требования к помещению для размещения оборудования связи должны соответствовать температуре от -40 °С до +70 °С;

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- оборудование связи должно быть запитано от двух независимых источников внешнего электроснабжения (1 категория);

- оборудование связи должно иметь собственный источник бесперебойного питания всего комплекса устройств связи, размещенных на объекте, обеспечивающего бесперебойную работу не менее 4 часов.

5.10.3. Требования к организации каналов связи

5.10.3.1. Для ТП и РП 10(6) кВ, ПС 35 кВ

Необходимость в организации каналов связи для целей диспетчерского и технологического управления не нормируется. Организация каналов связи с таких объектов определяется частыми заданиями и требованиями заказчика. При имеющейся необходимости, каналы связи организуются аналогично, как для подстанций 110 кВ и выше. Данные каналы могут использоваться для передачи телеметрической информации об электротехническом оборудовании, для передачи информации от охранных систем объекта и видеонаблюдения (при необходимости). Данные каналы могут быть организованы с использованием систем передачи по ВОЛС, PLC-технологии, беспроводных GSM и БШПД каналов. Данные каналы должны быть организованы (как правило) до ближайшего крупного узлового объекта (ПС 110 кВ и выше) на котором имеется возможность подключения к ведомственной сети связи электроэнергетики (или до объекта, на котором располагается диспетчерский пункт).

5.10.3.2. Для ПС110/10 (6) кВ, ПС 110/10 (6) кВ, ПС 110/35/10(6) кВ

Для данных подстанций должны быть организованы каналы для передачи технологической информации и оперативно-диспетчерской связи в центры управления Сетевой организации - ЦУС и Системного оператора - ДЦ (количественные показатели и параметры каналов определяются при конкретном проектировании).

Для целей РЗ на технологически связанных объектах для каждой отходящей ВЛ должны быть организован канал связи для основной защиты.

В случае необходимости организации двух основных защит должны быть организованы два независимых (использующих разные среды передачи данных или проходящих по географически разнесенным маршрутам, использующим разное оборудование - ВОК, боксы, преобразователи и т.п.) канала связи (первый и второй). При этом один канал должен быть организован по системам передачи по ВОЛС или выделенным волокнам (выделенному волокну) или по ВЧ каналу. Второй канал связи (при необходимости) должен быть организован по системам передачи по ВОЛС (альтернативный маршрут) или выделенным волокнам (в ВОК отличном для первого канала) или по второму ВЧ каналу. Для ВЧ каналов РЗ допускается использовать специализированную аналоговую аппаратуру связи. Количество ВЛ определяется топологией сети, потребности в релейной защите определяются схемой РЗ энергообъекта (определяется при конкретном проектировании).

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Для целей ПА на технологически связанных объектах должны быть организованы два независимых (выход из строя которых по общей причине невозможен), использующих разные среды передачи данных или проходящих по географически разнесенным маршрутам, использующим разное оборудование - ВОК, боксы, преобразователи и т.п. канала связи (первый и второй). При этом один канал должен быть организован по системам передачи по ВОЛС или(!) выделенным волокнам (выделенному волокну) или(!) по ВЧ каналу. Второй канал связи должен быть организован по системам передачи по ВОЛС (альтернативный маршрут) или выделенным волокнам (в ВОК отличном для первого канала) или по второму ВЧ каналу. Количество, и направления каналов связи для целей ПА определяется конкретными проектными решениями по противоаварийной автоматике, разработанными на основании результатов расчетов послеаварийных режимов и устойчивости.

Для целей АСУТП и ССПИ, учета электроэнергии на объекте должны быть организованы цифровые каналы связи в центры диспетчерского и технологического управления с применением волоконно-оптических линий связи, беспроводных сетей связи, цифровых систем ВЧ-связи, цифровых спутниковых каналов связи. Перечень передаваемой в АО «СО ЕЭС» ТИ и ТС должен быть согласован в обязательном порядке. ССПИ должно подключаться к СОЕВ.

На подстанциях 35-110 кВ каналы связи для оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления определяются при конкретном проектировании конкретной подстанции в зависимости от наличия в регионе существующих и проектируемым по смежным титулам ВОЛС, действующих и проектируемых по смежным титулам высокочастотным каналам связи по ВЛ.

При определении видов систем передачи конкретным проектированием должно быть обеспечено условие по резервированию как систем передачи, так и трассам прохождения каналов по различным средам для передачи оперативной информации и оперативной диспетчерской связи.

Настоящие типовые технические решения по подстанциям 35-110 кВ не затрагивают типовых технических решений по линейной части ВОЛС.

При выборе станционного оборудования связи для организации каналов на новых и реконструируемых подстанциях необходимо отдавать приоритет в использовании оборудования систем передачи по ВОЛС и выделенных волокон. Возможность использования ВОЛС определяется наличием систем передачи на смежных объектах и существующей топологией сети связи, к которой возможно произвести подключение с минимальными капитальными затратами.

Емкость системы передачи по ВОЛС должна быть не хуже уровня STM-1 (оборудование доступа), на узловых объектах в зависимости от топологии сети могут применяться транспортные мультиплексоры уровня STM-4 и выше (уровень системы передачи определяется при конкретном проектировании).

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

При организации ВЧ каналов связи по ВЛ необходимо использовать современное оборудование с цифровой обработкой сигналов. При организации новых ВЧ каналов необходимо произвести расчеты электромагнитной совместимости и взаимного влияния ВЧ каналов вновь с назначением рабочих частот. При реконструкции ВЧ каналов использование действующих частотных диапазонов на новое оборудование (даже одинакового типа) без проведения расчетов взаимных влияний, ЭМС каналов и назначения рабочих частот - не допускается.

При организации каналов связи ПС 35-110 кВ с центрами управления и диспетчеризации рекомендуется использовать существующую ведомственную сеть связи электроэнергетики с ее расширением и дооборудованием. Использование каналов связи сторонних операторов для передачи оперативно-диспетчерской и технологической информации не рекомендуется.

5.10.4. Требования к оборудованию связи

Должно применяться отечественное и импортное оборудование, аттестованное для использования на электросетевых объектах, имеющее сертификат Министерства информационных технологий и связи Российской Федерации.

Оборудование связи должно размещаться в помещении, в шкафах напольного или настенного исполнения. На подстанциях, не имеющих помещений, оборудование связи должно размещаться в специальном контейнере.

Оборудование связи должно быть монтируемым на DIN рейку либо в стандартный шкаф или телекоммуникационную стойку типоразмера - 19".

Должно обеспечиваться защитное переключение оборудования связи менее чем 50 мс.

Оборудование связи должно обеспечивать предоставление активного и резервного тракта.

Оборудования связи, должно иметь модульную архитектуру шасси, для обеспечения масштабирования и организацию оптимальной плотности интерфейсов.

Управление оборудованием связи, должно осуществляется через единую систему управления.

Оборудование связи должно обеспечивать подключение к ВОЛС по технологиям:

- структурированный STM1 и STM4;
- 1000BASE-T (Gigabit Ethernet) с поддержкой трансиверов SFP;
- Интерфейсы E1/T1 в целях обеспечения резервного канала связи;

Оборудование связи должно обеспечивать взаимодействие с оборудованием технологических объектов по интерфейсам и технологиям передачи данных указанных ниже:

- 10BASE-T/100BASE-T/1000BASE-T/IEEE 802.3af (PoE);
- Оптоволоконная плата Ethernet через SFP модуль;
- 10GBASE-CX4 (10 Гбит/с);

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- xDSL, в частности SHDSL;
- E1/T1, в том числе channelized G.703.
- Синхронный интерфейс C37.94;
- Интерфейсы RS232/RS422/RS485/X.21/V.35;
- 2/4 wire E&M;
- Аналоговые интерфейсы FXS/FXO;

Оборудование связи должно соответствовать следующим стандартам MPLS-TP:

- RFC5654: требования MPLS Transport Profile;
- RFC5462: Multiprotocol Label Switching;
- RFC5921: Framework for MPLS Transport networks;
- RFC5586: общий объединенный канал MPLS;
- RFC5718: канал передачи данных через сеть MPLS-TP;
- RFC5860: OAM требования в MPLS-TP;
- RFC5880: протокол двунаправленного обнаружения ошибок (BFD);
- RFC5921: Framework for MPLS-TP.

Оборудование связи должно обеспечивать поддержку следующих служб:

- MP2MP (E-LAN), PtP (E-LINE), логические кольца, PWE3;
- 1:1 (активный режим и режим ожидания);
- Hitless Switching (E1);

Ручное управление (блокировка, принудительное и ручное управление), обеспечение реверсивного и нереверсивного восстановления.

Оборудование связи должно обеспечивать измерение потери кадров, задержки кадров, вариации задержки в соответствии с Y.1731 и BFD:

- Offloading to hardware;
- Мониторинг в процессе эксплуатации;
- Закольцовывание, временная задержка и джиттер (разрешение 0.1 мс).

Оборудование связи должно обеспечивать работу приложений, чувствительных к времени задержки передачи сигналов (телефония, сигналы релейной защиты, видеоконференции).

Средняя наработка на отказ (MTBF) оборудования связи должно составлять не менее 15 лет.

Оборудование связи должно иметь пассивную систему охлаждения.

Оборудование связи должно иметь питание постоянного тока от 48 В до 60 В.

5.10.5. Требования к электроснабжению средств связи

Электроснабжение средств связи на ПС осуществляется:

- основное электроснабжение - от сети собственных нужд переменного тока ПС с использованием АВР;
- резервное электроснабжение - от аккумуляторных батарей оперативного тока 220 В, через преобразователь на ПС, либо от источника бесперебойного питания (ИБП) с встроенной или внешней аккумуляторной батареей (АБ).

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Емкость АБ, используемых для резервного электропитания средств связи, должна быть достаточной для питания нагрузки в течение 4 ч.

Проработка вопроса электропитания средств связи с обеспечением резервирования определяется на стадии проектирования с проведением расчетов на максимальную нагрузку потребления.

Допускается, при соответствующем обосновании, предусматривать установку автоматизированного дизель-генератора для резервного электропитания СДТУ.

Типовое техническое решение по оборудованию систем связи для энергообъектов 6-110 кВ и типовой (минимально необходимый) состав оборудования связи приведены в приложении Е.

5.11. Технические решения по обеспечению пожарной безопасности и системам инженерной защиты

5.11.1. Техническое обеспечение противопожарной защиты на ПС и РП достигается:

- уменьшением горючей среды, снижением пожарной нагрузки;
- изоляцией горючей среды;
- размещением пожароопасных технологических процессов и оборудования (силовые трансформаторы) в отдельностоящих зданиях и сооружениях либо на изолированных открытых площадках в соответствии с СП 4.13130 и РД 153-34.0-03.301-00;
- наличием аварийного слива трансформаторного масла из оборудования;
- исключением возможности появления источника зажигания в горючей среде с энергией, равной и выше минимальной энергии зажигания:
- применением оборудования и устройств в соответствии с действующей нормативно-технической документацией;
- применением устройств защиты технологических систем (элементов) с горючими веществами (силовые трансформаторы) от повреждений и аварии, применением быстродействующих отключающих, отсекающих и других устройств;
- применением технологических процессов и оборудования, отвечающих требованиям электростатической искробезопасности (СП6.13130.2009);
- устройством молниезащиты в соответствии с СП 4.13130 и [1];
- оборудованием зданий ПС автоматической пожарной сигнализацией с применением всех видов датчиков (дымовых и огневых) с обязательной передачей сигнала на пульт круглосуточного дежурства оперативного персонала и автоматику отключения при определенных условиях пожара в соответствии с СТО 34.01-27.3-002-2014, СП 5.13130.2009;
- применением строительных конструкций и материалов с нормированными показателями пожарной опасности в соответствии с СП 4.13130, СТО 34.01-27.3-002-2014;
- огнезащитной обработкой несущих металлических конструкций

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

и кабелей в кабельных сооружениях (лотках, коробах, каналах, шахтах и тоннелях), не оборудованных системами автоматического пожаротушения;

- устройством противопожарных преград, ограничением распространения пожара за пределы очагов;
- неприменением на путях эвакуации материалов с высокой пожарной опасностью, так как эвакуация людей из зданий должна быть завершена до наступления предельно допустимых значений ОФП (СНиП 21-01-97*);
- организацией системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре 1-го и 2-го типов (СП3.13130.2009);
- применением средств индивидуальной защиты людей от ОФП (123-ФЗ, СТО 34.01-27.1-001-2014);
- применением первичных средств пожаротушения (ФЗ - 123, [4]);
- проведением работ по очистке стен, потолков, пола, конструкций и оборудования помещений от пыли, стружек и горючих отходов;
- запретом на устройство в помещениях и коридорах закрытых распределительных устройств и подстанций кладовых, не относящихся к распределительному устройству, а также запретом на хранение электротехнического оборудования, запасных частей, емкостей с горючими жидкостями и баллонов с различными газами (СТО 34.01-27.1-001-2014);
- содержанием маслоприемных устройств под трансформаторами в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения;
- оборудованием и обозначением мест заземления передвижной пожарной техники (СТО 34.01-27.3-002-2014);
- оборудованием помещений с вычислительной техникой, радиоаппаратурой (помещения АСУ ТП, релейный зал, серверные и пр.), дымовыми пожарными извещателями;
- оборудованием помещений для прокладки кабелей, для трансформаторов и распределительных устройств, электрощитовых и аккумуляторных дымовыми, тепловыми пожарными извещателями (СП 5.13130.2009, СТО 34.01-27.3-002-2014);
- применением оборудования автоматической пожарно-охранной сигнализацией с передачей сигнала о пожаре на пульт главного щита управления и в помещение охраны подстанции (СП 5.13130.2009, СТО 34.01-27.3-002-2014);
- применением пожарной сигнализации во всех помещениях, за исключением помещений с мокрыми процессами (душевые, санузлы, охлаждаемые камеры, помещения мойки и т.п.) и помещений по пожарной опасности, относящихся к категории Д, венткамер (кроме приточно-вытяжных обслуживающих помещения категории А), насосных водоснабжения, бойлерных и других помещений для инженерного оборудования здания, в которых отсутствуют горючие материалы, лестничные клетки.

5.11.2. При прокладке силовых и контрольных кабелей:

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

- на территории подстанции и распределительных устройств кабельные линии должны прокладываться в туннелях, коробах, каналах, трубах, в земле (траншеях), наземных железобетонных лотках, по эстакадам и галереям (ГОСТ 31565-2012);
- запрещается применение металлических лотков со сплошным дном и коробов в кабельных этажах, тоннелях, в электротехнических и других производственных помещениях;
- кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки ОРУ должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч;
- наземные кабельные лотки ОРУ должны иметь противопожарные перегородки в местах прохода кабелей из кабельных сооружений в эти лотки, а также в местах разветвления на территории ОРУ и через каждые 50 м по длине. Противопожарные перегородки кабельных лотков на ОРУ должны выполняться из огнестойких материалов в виде уплотнений длиной не менее 0,3 м (СП 4.13130, СТО 34.01-27.3-002-2014);
- запрещается использование стенок кабельных каналов в качестве бортового ограждения маслоприемников трансформаторов.

5.11.3. На ПС должны быть предусмотрены:

- автоматические установки пожаротушения тонкораспыленной водой (АУВП) для поверхностного и локального по поверхности тушения очагов пожара классов А, В и электроустановок под напряжением не выше указанного в технической документации на данный вид АУВП: для силовых трансформаторов и реакторов, для зданий административно-бытового назначения (СТО 34.01-27.3-002-2014, СП 5.13130.2009);
- автоматические установки газового пожаротушения (АУГП) для ликвидации пожаров классов А, В, С и электрооборудования электроустановок с напряжением не выше указанного в технической документации на используемые газовые огнетушащие вещества (ГОТВ): архивов, пространств фальшполов и фальшпотолков (подвесных потолков) помещений АСУ ТП, кабельных сооружений, серверных. Для тушения оборудования (силовых (авто) трансформаторов, реакторов), установленного в закрытых помещениях (камерах) наряду с водяными допускается использовать газовые установки пожаротушения, как вспомогательные. При соответствующем обосновании допускается применять установки пенного пожаротушения (СП 8.13130.2009, СП 10.13130.2009);
- автоматические установки порошкового пожаротушения (АУПП) для локализации (ликвидации) пожаров классов А, В, С и электрооборудования (электроустановок под напряжением): кабельных сооружений;
- автоматические установки аэрозольного пожаротушения (АУАП) для тушения (ликвидации) пожаров подкласса А2 и класса В объемным способом в помещениях объемом до 10000 м^3, высотой не более 10 м и с параметром негерметичности, с напряжением не выше указанного в технической

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

документации на используемые аэрозольные огнетушащие (СТО 34.01-27.1-001-2014, СТО 34.01-27.3-002-2014);

- автоматические установки пожаротушения для масляных силовых трансформаторов и реакторов:

- напряжением 500 кВ и выше,

- напряжением 220-330 кВ мощностью 200 МВА и выше,

- напряжением 110 кВ и выше, установленных в закрытых камерах, мощностью 63 МВА и выше.

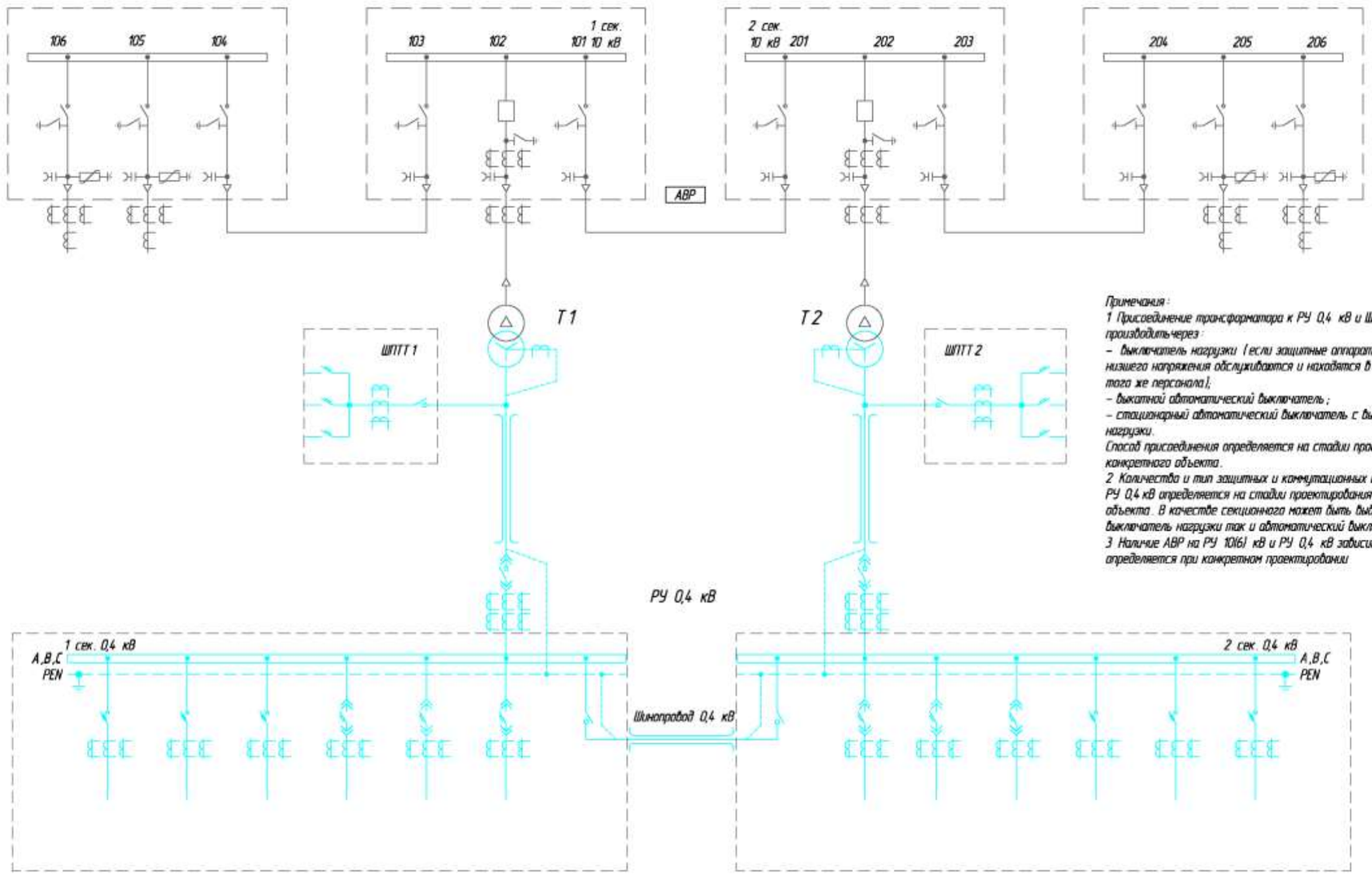
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Приложение А (обязательное) Альбом принципиальных электрических схем подстанций и ведомости оборудования

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ТП 10(6)/0.4 кВ
РУ 10(6) кВ 4 моноблока, трансформаторы мощностью 2500 – 3150 кВА

1	2	3	4	5	6	Номер ячейки	1	2	3	4	5	6
ЛВН	ЛВН	ШВН	ШВН	ВЗ	СВН	Функция	СВН	ВЗ	ШВН	ШВН	ЛВН	ЛВН



Примечания:
1 Присоединение трансформатора к РУ 0,4 кВ и ШПТТ необходимо производить через:
– выключатель нагрузки (если защитные аппараты высшего и низшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала);
– выкатной автоматический выключатель;
– стационарный автоматический выключатель с выключателем нагрузки.
Способ присоединения определяется на стадии проектирования конкретного объекта.
2 Количество и тип защитных и коммутационных аппаратов РУ 0,4 кВ определяется на стадии проектирования конкретного объекта. В качестве секционного может быть выбран как выключатель нагрузки так и автоматический выключатель.
3 Наличие АВР на РУ 10(6) кВ и РУ 0,4 кВ зависит от типа сети и определяется при конкретном проектировании

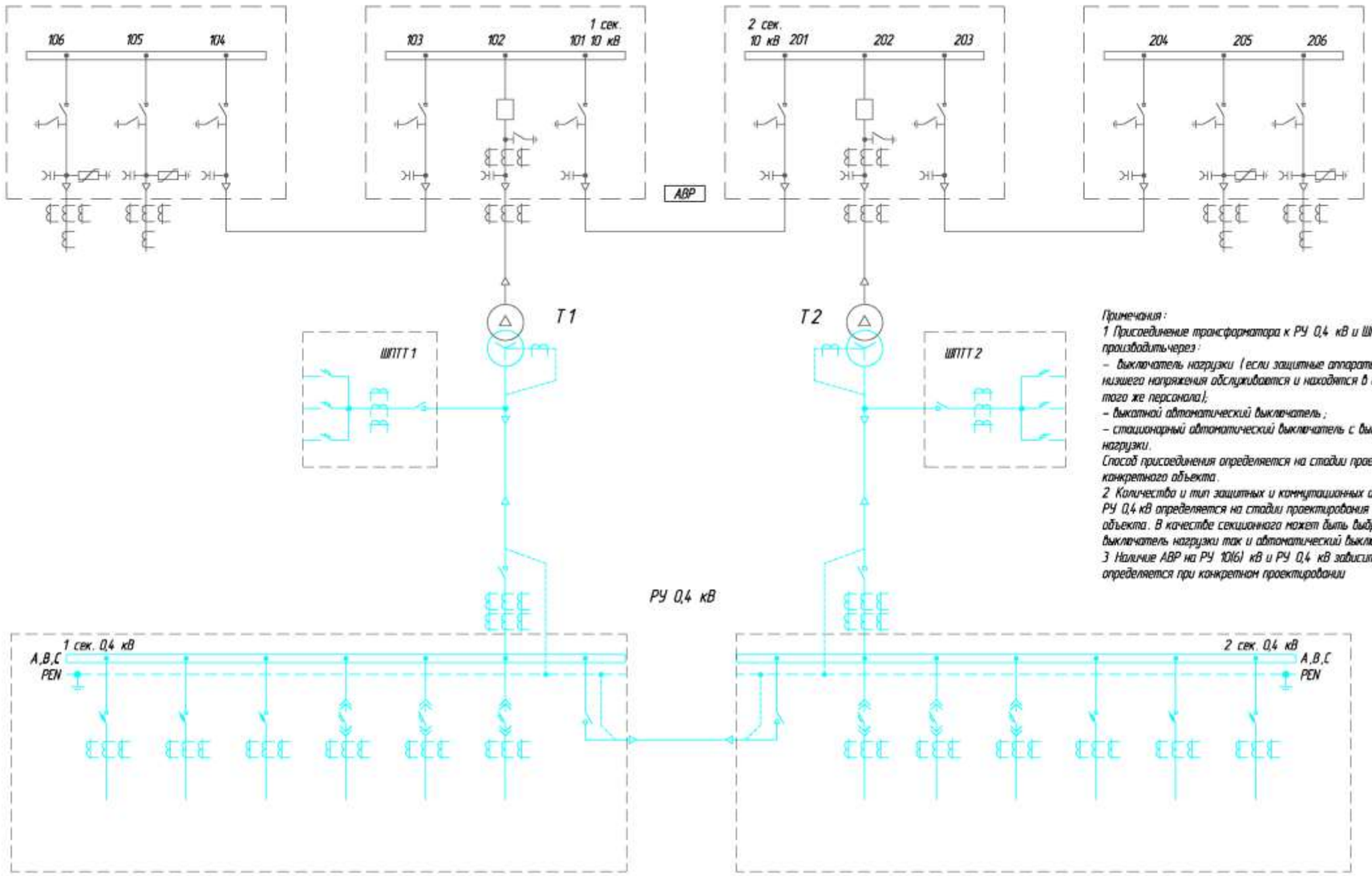
Согласовано
Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ТП 10(6)/0.4 кВ
РУ 10(6) кВ 4 моноблока, трансформаторы мощностью 250 – 1600 кВА

1	2	3	4	5	6	Номер ячейки	1	2	3	4	5	6
ЛВН	ЛВН	ШВН	ШВН	ВЭ	СВН	Функция	СВН	ВЭ	ШВН	ШВН	ЛВН	ЛВН



Примечания:
1 Присоединение трансформатора к РУ 0,4 кВ и ШПТТ необходимо производить через:
– выключатель нагрузки (если защитные аппараты высшего и низшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала);
– высоковольтный автоматический выключатель;
– стационарный автоматический выключатель с выключателем нагрузки.
Способ присоединения определяется на стадии проектирования конкретного объекта.
2 Количество и тип защитных и коммутационных аппаратов РУ 0,4 кВ определяется на стадии проектирования конкретного объекта. В качестве секционного может быть выбран как выключатель нагрузки так и автоматический выключатель.
3 Наличие АВР на РУ 10(6) кВ и РУ 0,4 кВ зависит от типа сети и определяется при конкретном проектировании

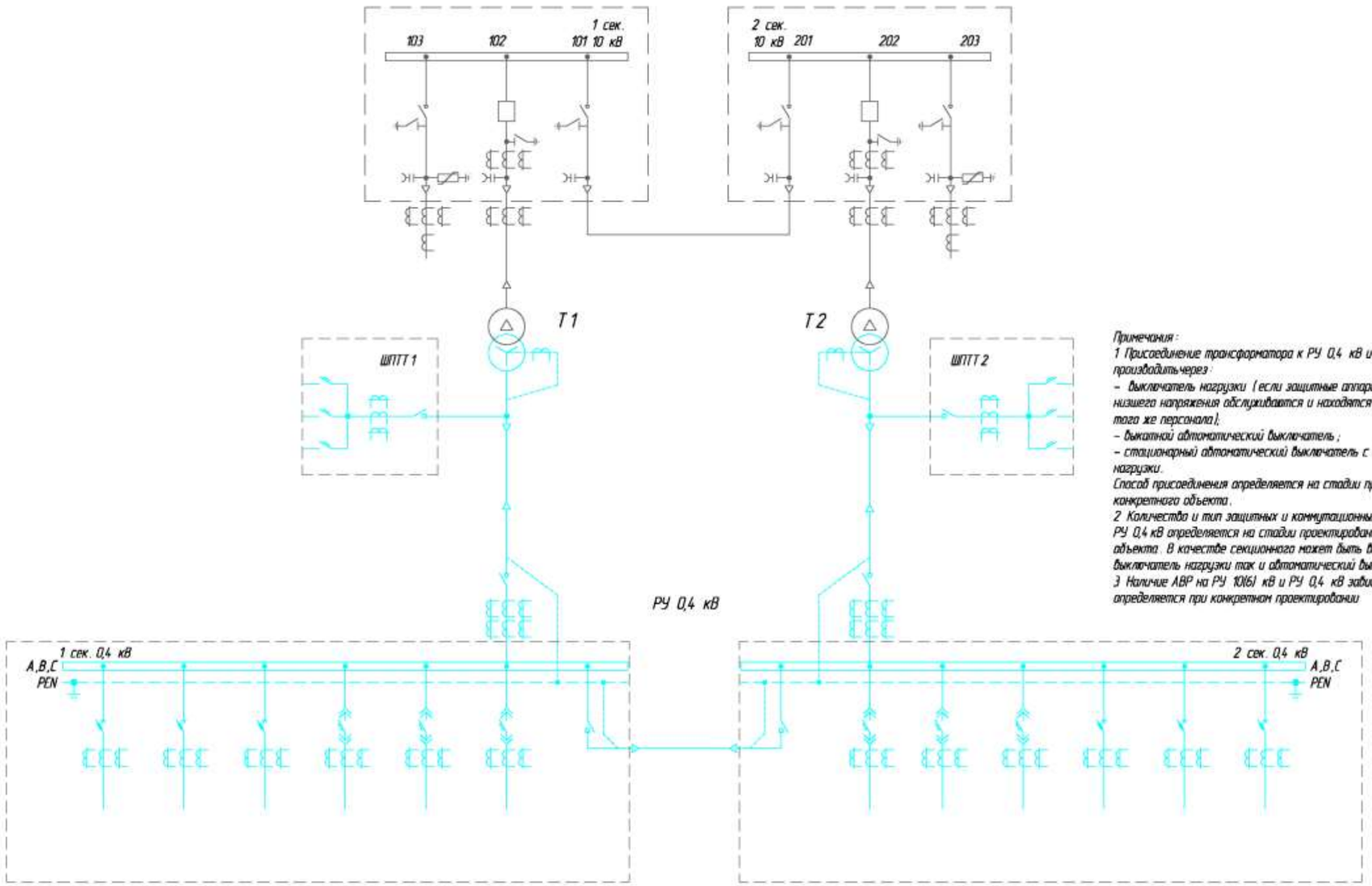
Согласовано
Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ТП 10/6)/0.4 кВ
РУ 10(6) кВ 2 моноблока, трансформаторы мощностью 250 – 1600 кВА

1	2	3	Номер ячейки	1	2	3
ЛВН	ВЭ	СВН	Функция	СВН	ВЭ	ЛВН



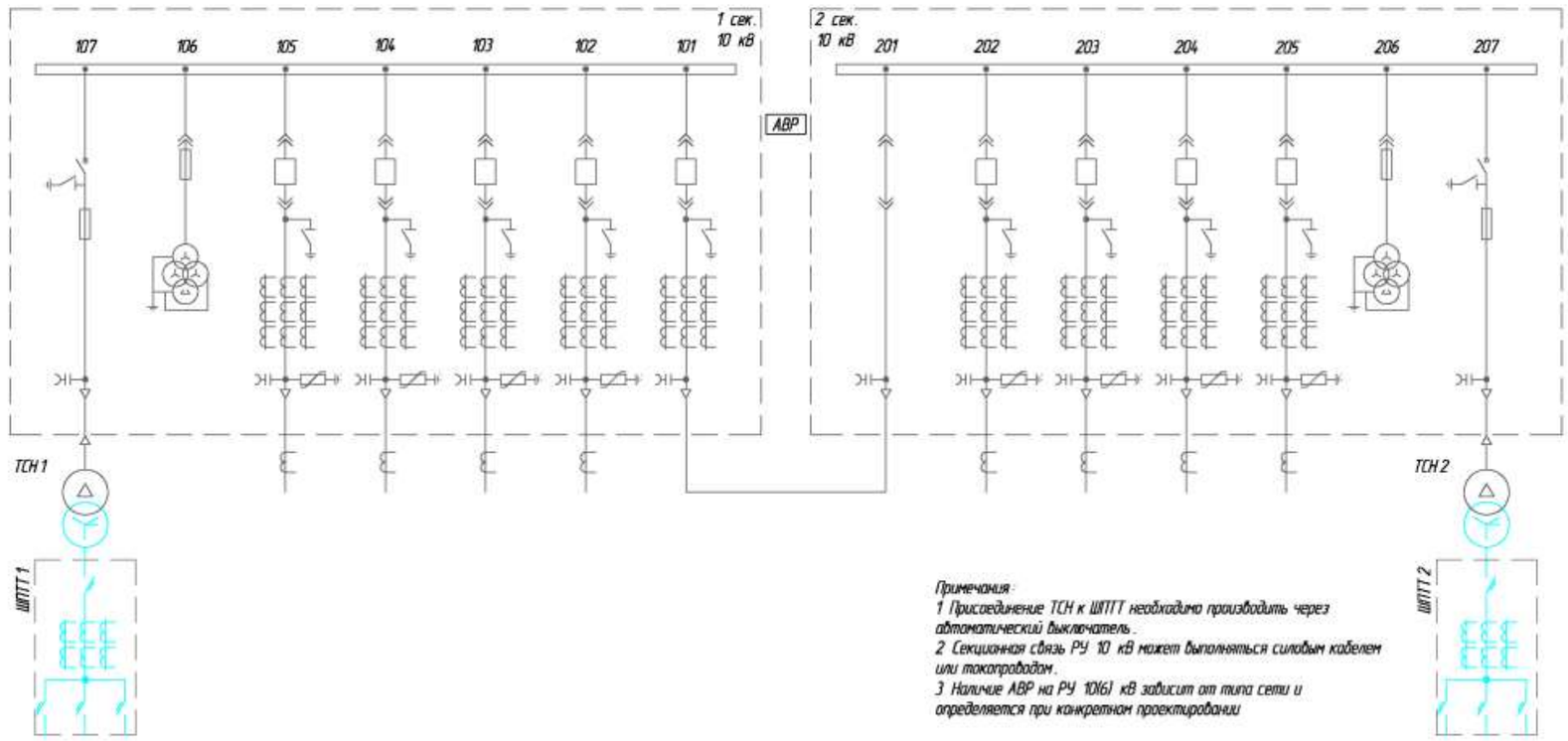
Примечания:
1 Присоединение трансформатора к РУ 0,4 кВ и ШПТТ необходимо производить через:
– выключатель нагрузки (если защитные аппараты высшего и низшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала);
– выкатной автоматический выключатель;
– стационарный автоматический выключатель с выключателем нагрузки.
Способ присоединения определяется на стадии проектирования конкретного объекта.
2 Количество и тип защитных и коммутационных аппаратов РУ 0,4 кВ определяется на стадии проектирования конкретного объекта. В качестве секционного может быть выбран как выключатель нагрузки так и автоматический выключатель.
3 Наличие АВР на РУ 10(6) кВ и РУ 0,4 кВ зависит от типа сети и определяется при конкретном проектировании

Согласовано
Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

РП 10(6)/0.4 кВ РУ 10(6) кВ с выключателями



Примечания:
1 Присоединение ТСН к ШПТТ необходимо производить через автоматический выключатель.
2 Секционная связь РУ 10 кВ может выполняться силовым кабелем или токопроводом.
3 Наличие АВР на РУ 10(6) кВ зависит от типа сети и определяется при конкретном проектировании

Согласовано

Взам. инв. N

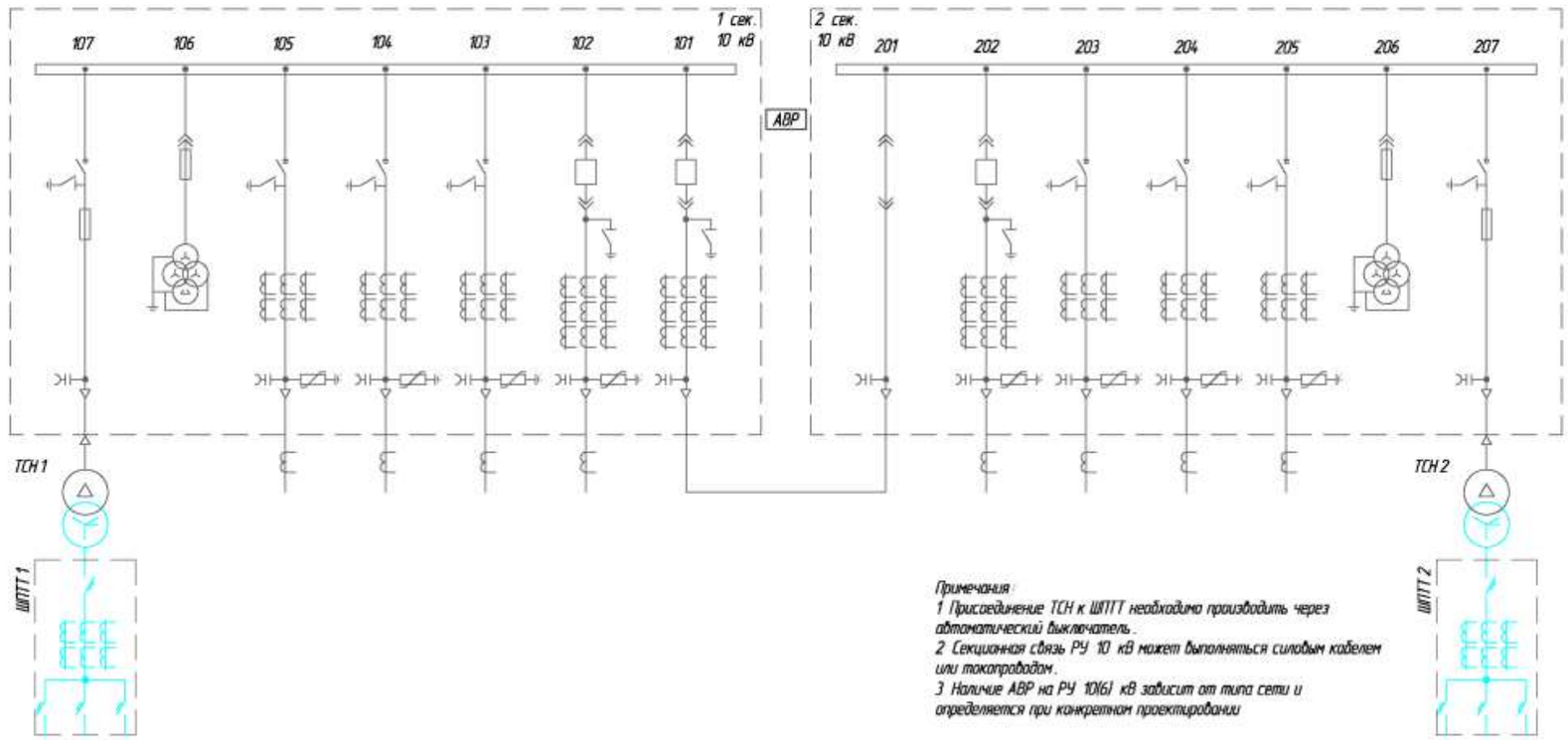
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

РП 10(6)/0.4 кВ РУ 10(6) кВ с выключателями нагрузки



Примечания:
1 Присоединение ТСН к ШПТТ необходимо производить через автоматический выключатель.
2 Секционная связь РУ 10 кВ может выполняться силовым кабелем или токопроводом.
3 Наличие АВР на РУ 10(6) кВ зависит от типа сети и определяется при конкретном проектировании

Согласовано

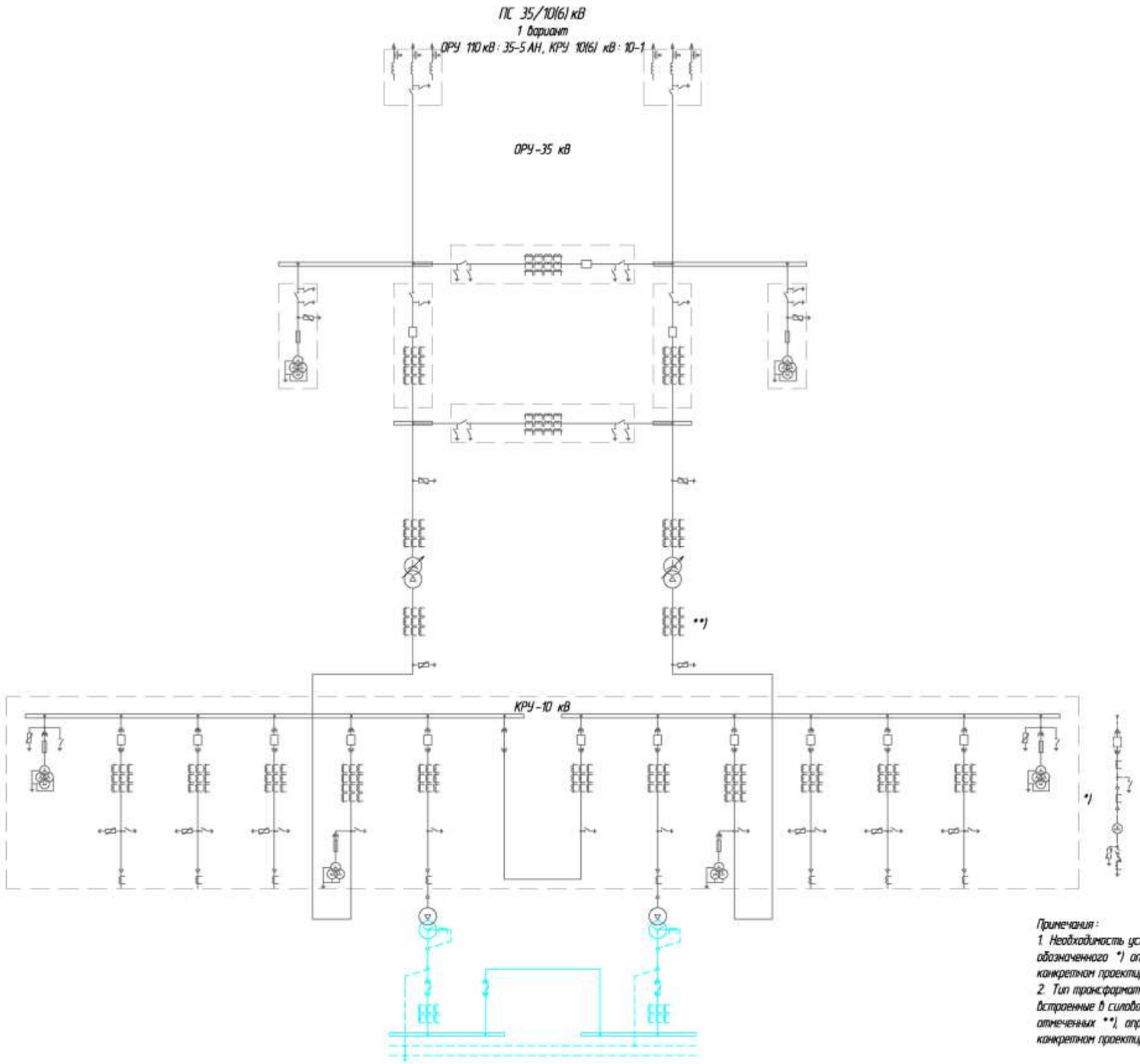
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

Взам. инв. N

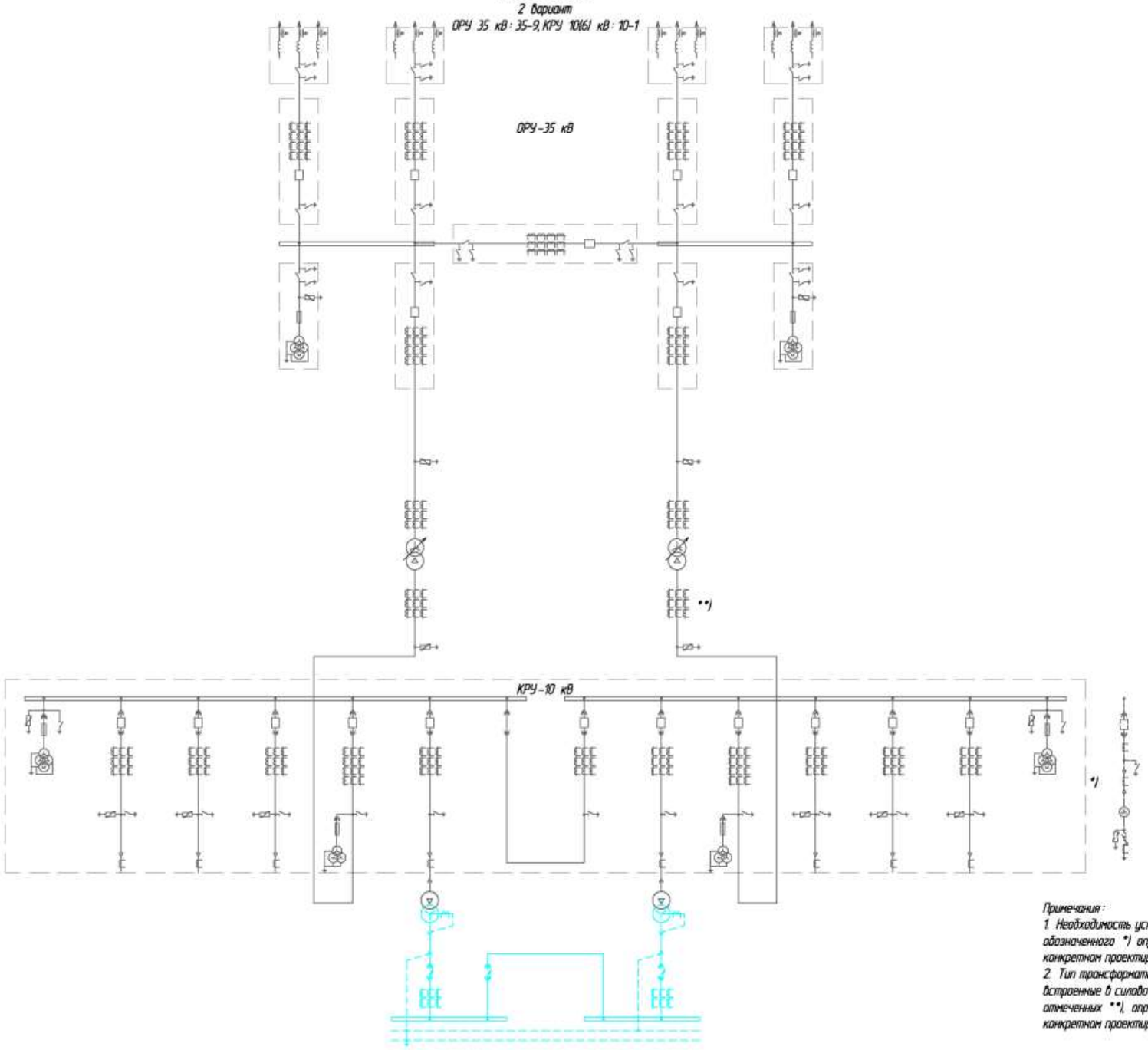
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ
2 вариант
ОРУ 35 кВ: 35-9, КРУ 10(6) кВ: 10-1



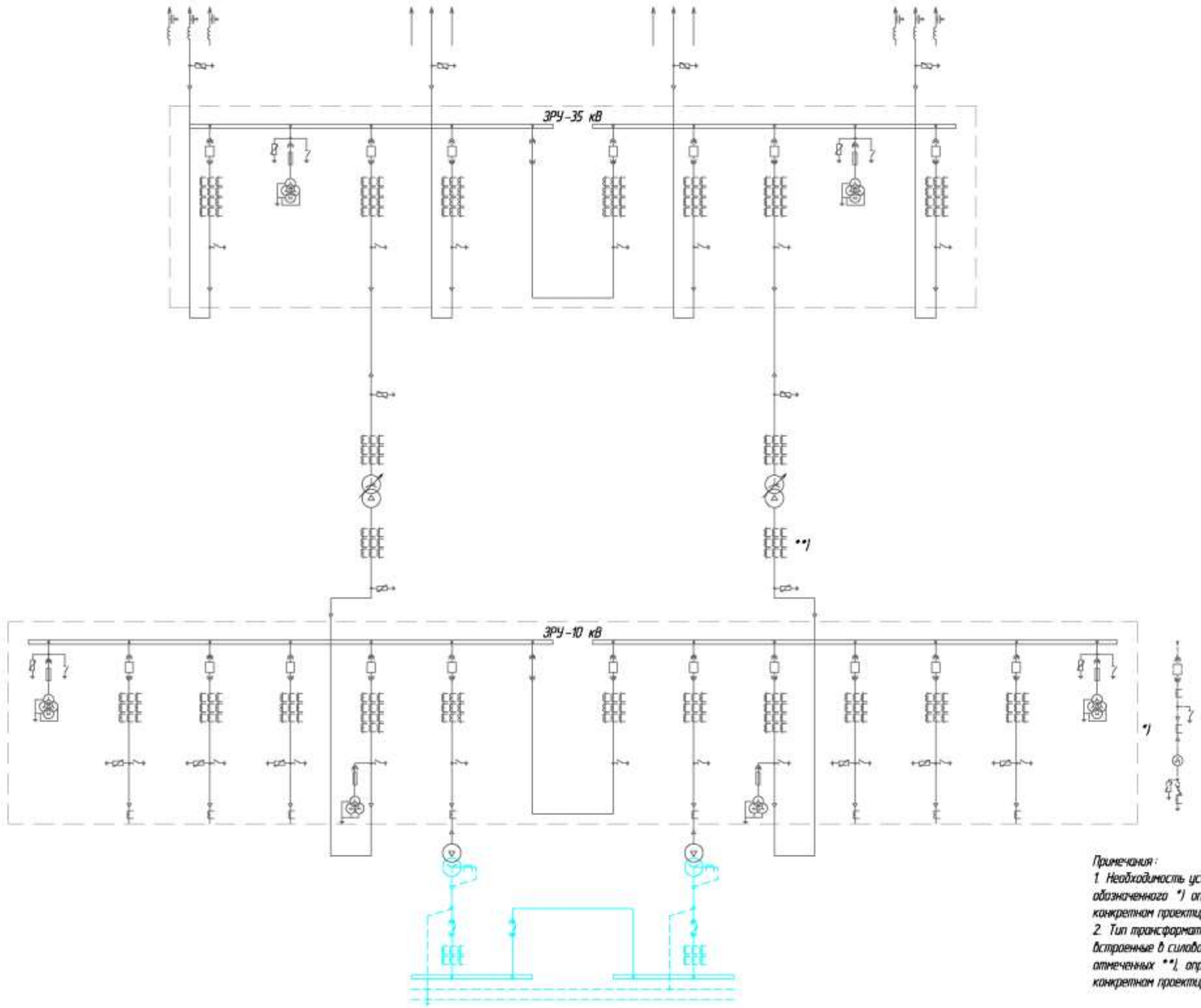
Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано
Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ
3 вариант
ЗРУ 35 кВ: 35-9; ЗРУ 10(6) кВ: 10-1



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

Взам. инв. N

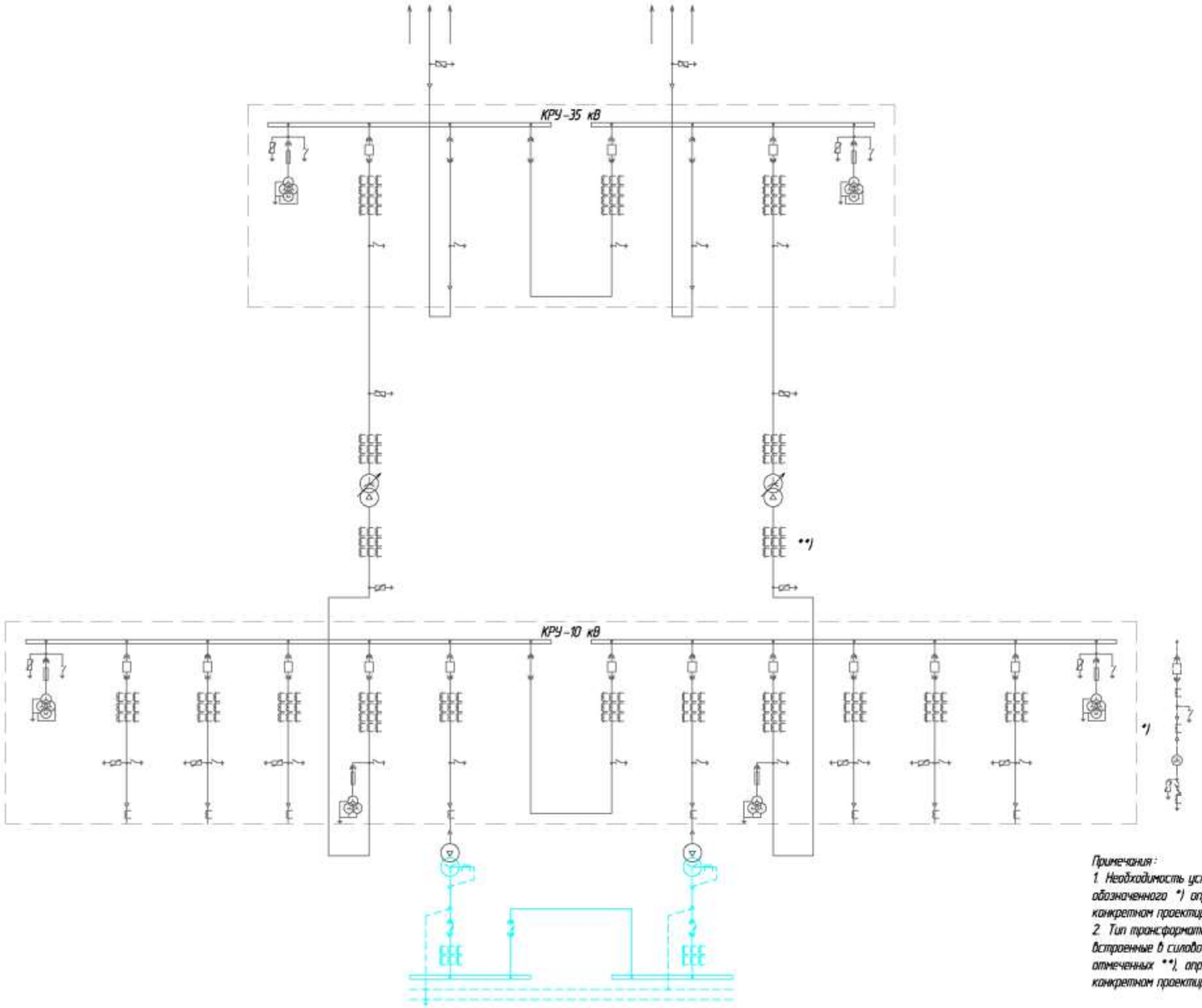
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ
4 вариант
КРУ 35 кВ: 35-5АН, КРУ 10(6) кВ: 10-1



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

Взам. инв. N

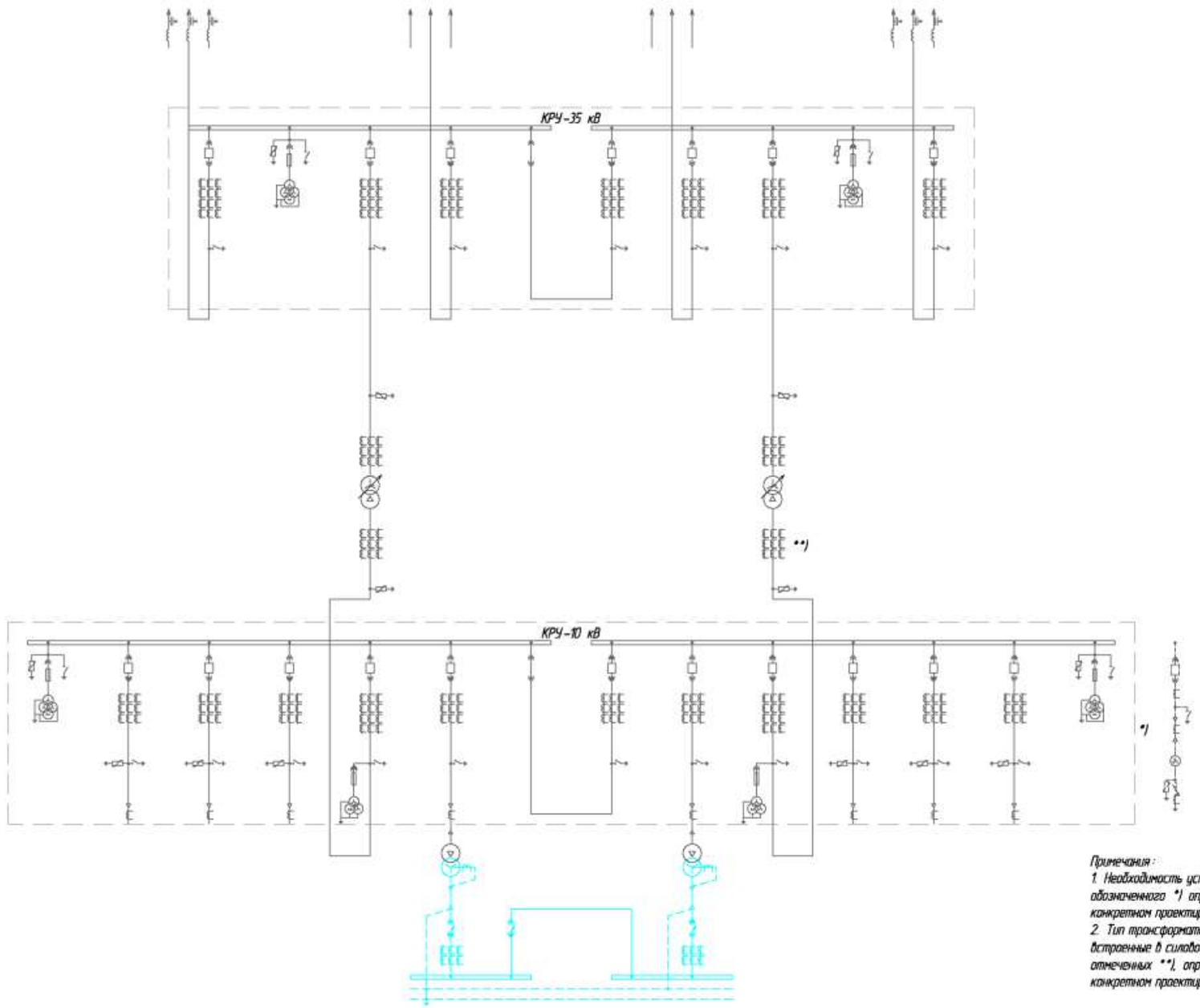
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ
5 вариант
КРУ 35 кВ: 35-9, КРУ 10(6) кВ:
10-1



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

Взам. инв. N

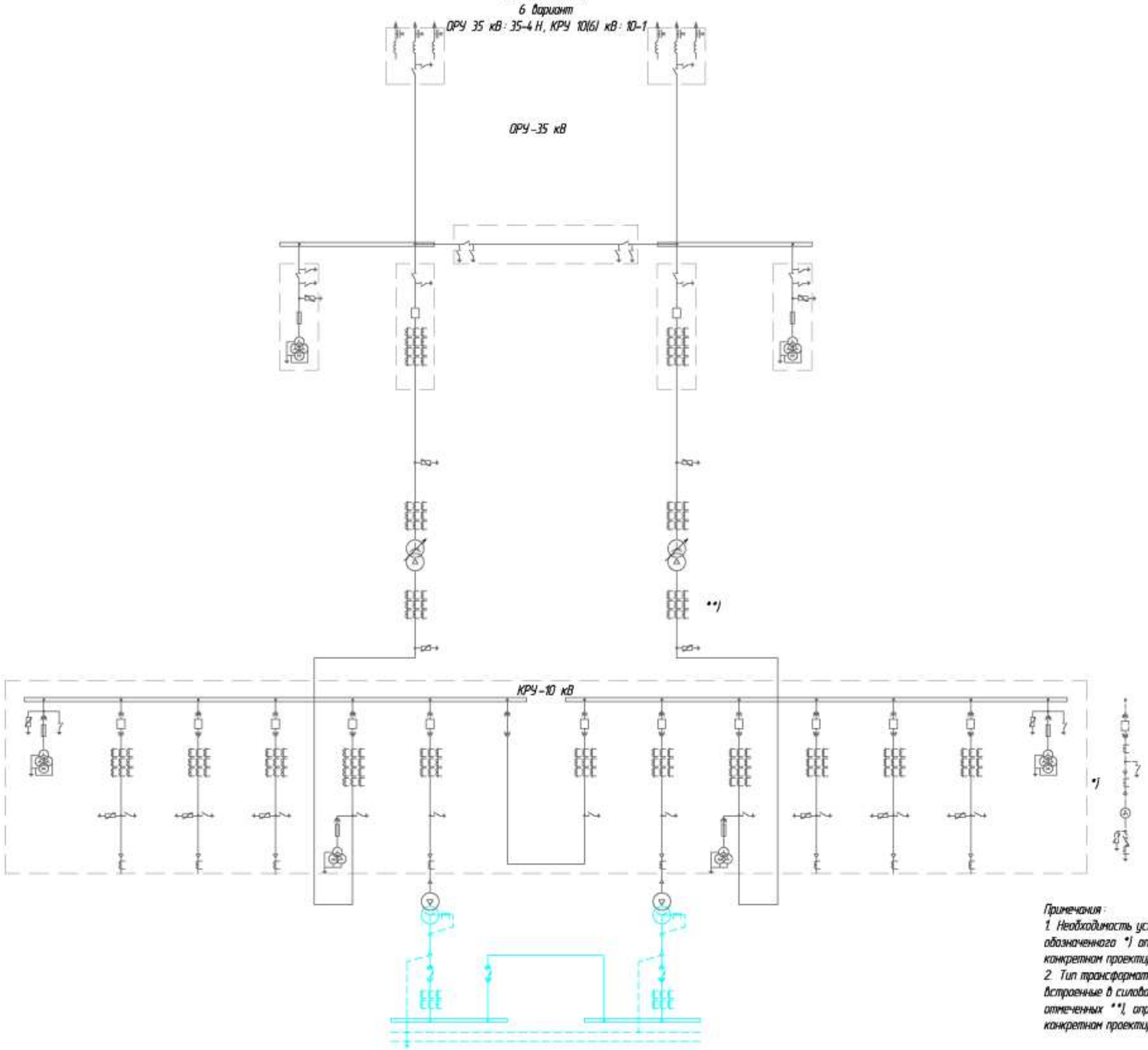
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ
6 вариант
ОРУ 35 кВ: 35-4 Н, КРУ 10(6) кВ: 10-1



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

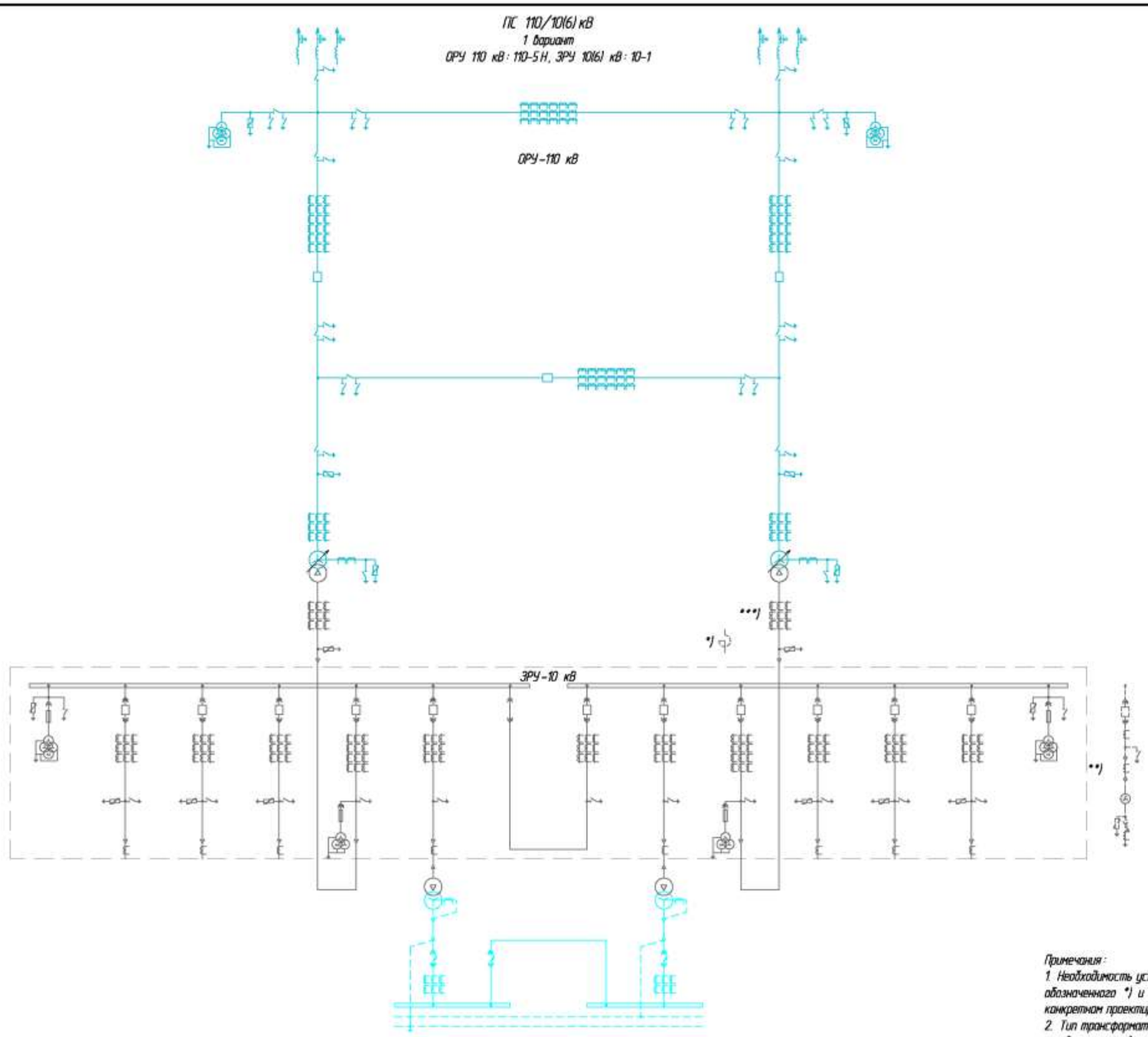
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования обозначенного *) и **) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных ***), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

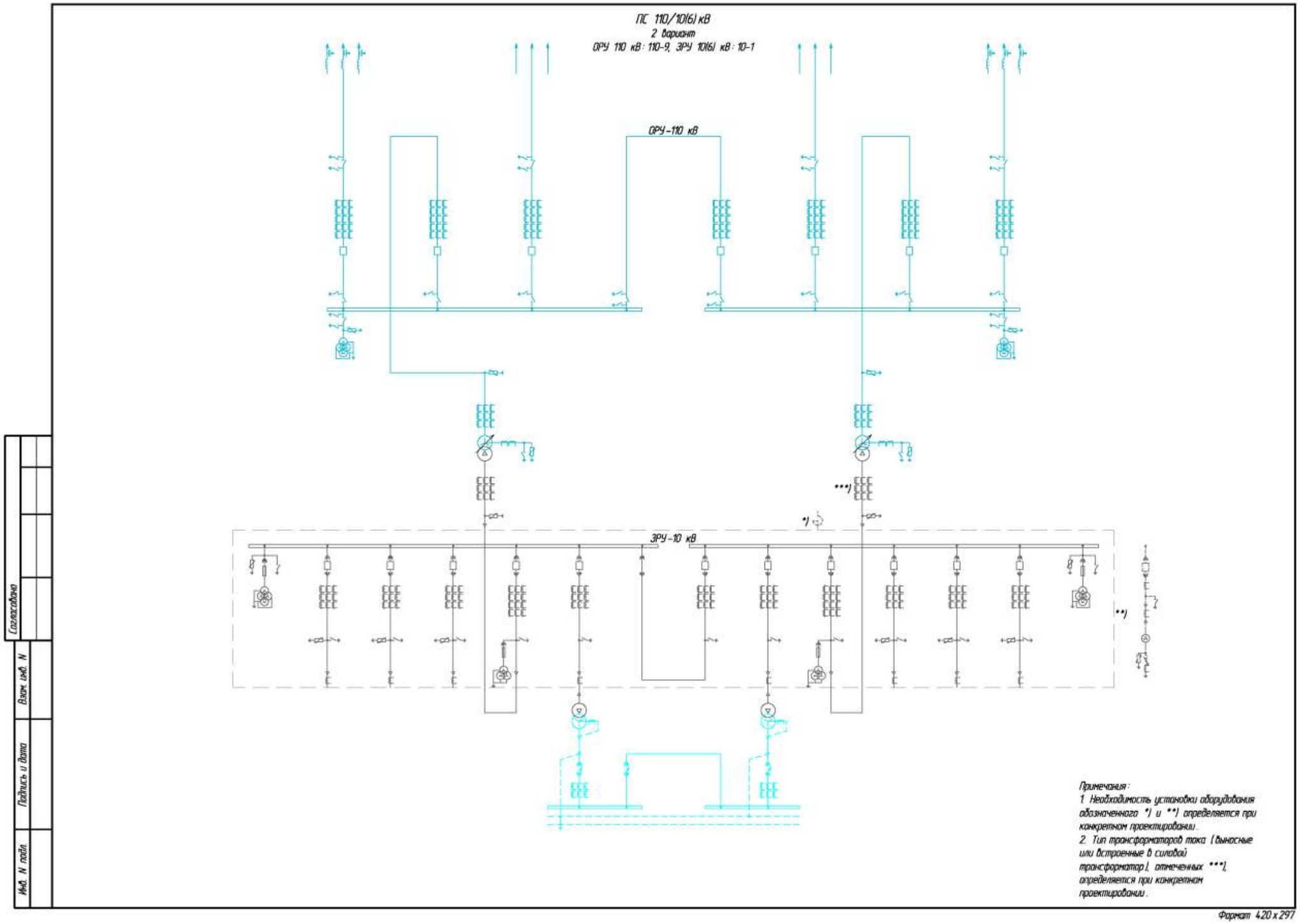
Взам. инв. N

Подпись и дата

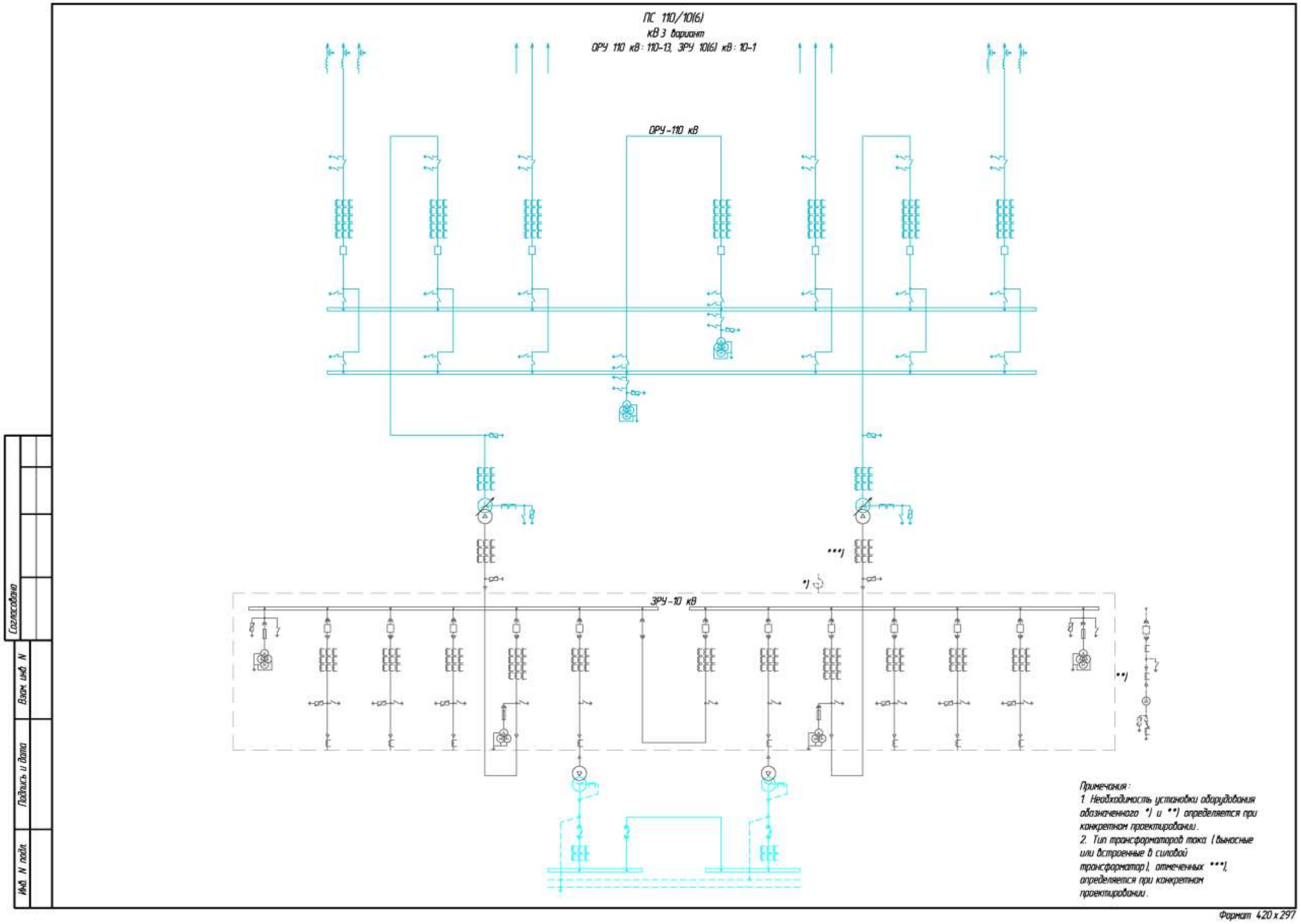
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



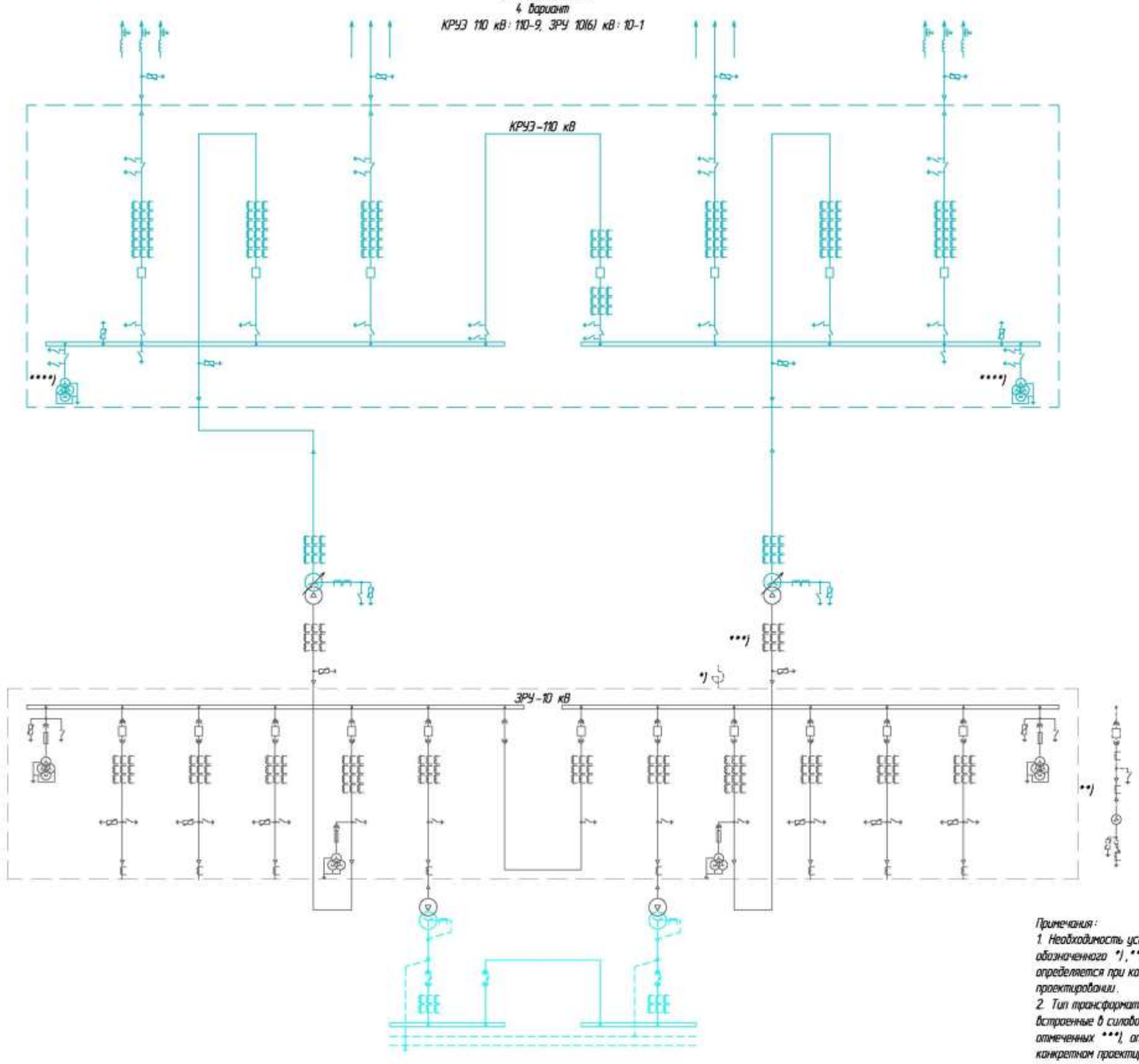
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6) кВ
4 вариант
КРУЭ 110 кВ: 110-9, ЗРУ 10(6) кВ: 10-1



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования обозначенного *), **) и ****) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных ***), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано

Взам. инв. N

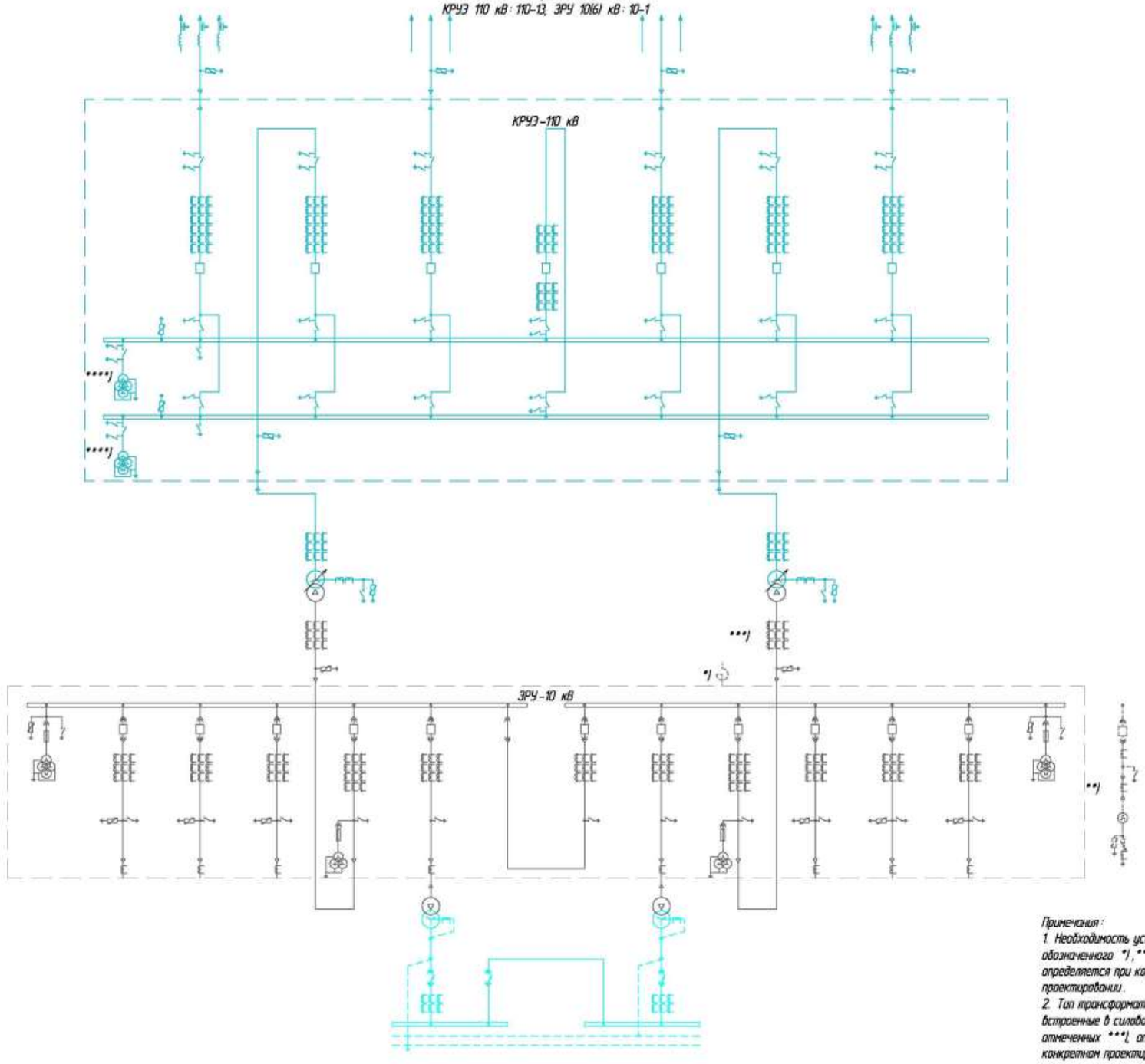
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6) кВ
5 вариант
КРУЭ 110 кВ: 110-13, ЗРУ 10(6) кВ: 10-1

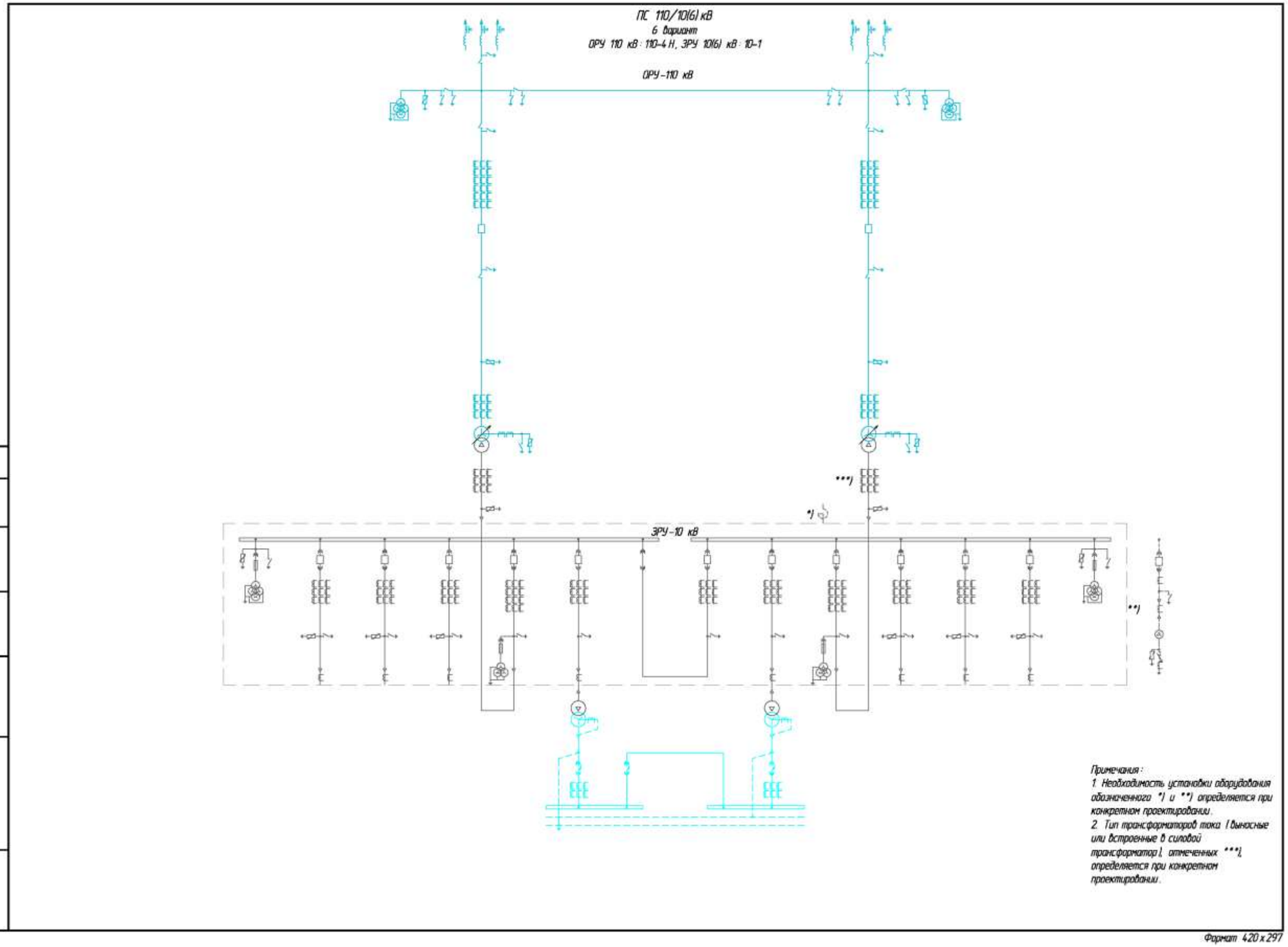


Примечания:
1. Необходимость установки оборудования обозначенного *), **) и ****) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных ***), определяется при конкретном проектировании.

Согласовано
Взам. инв. N
Подпись и дата
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

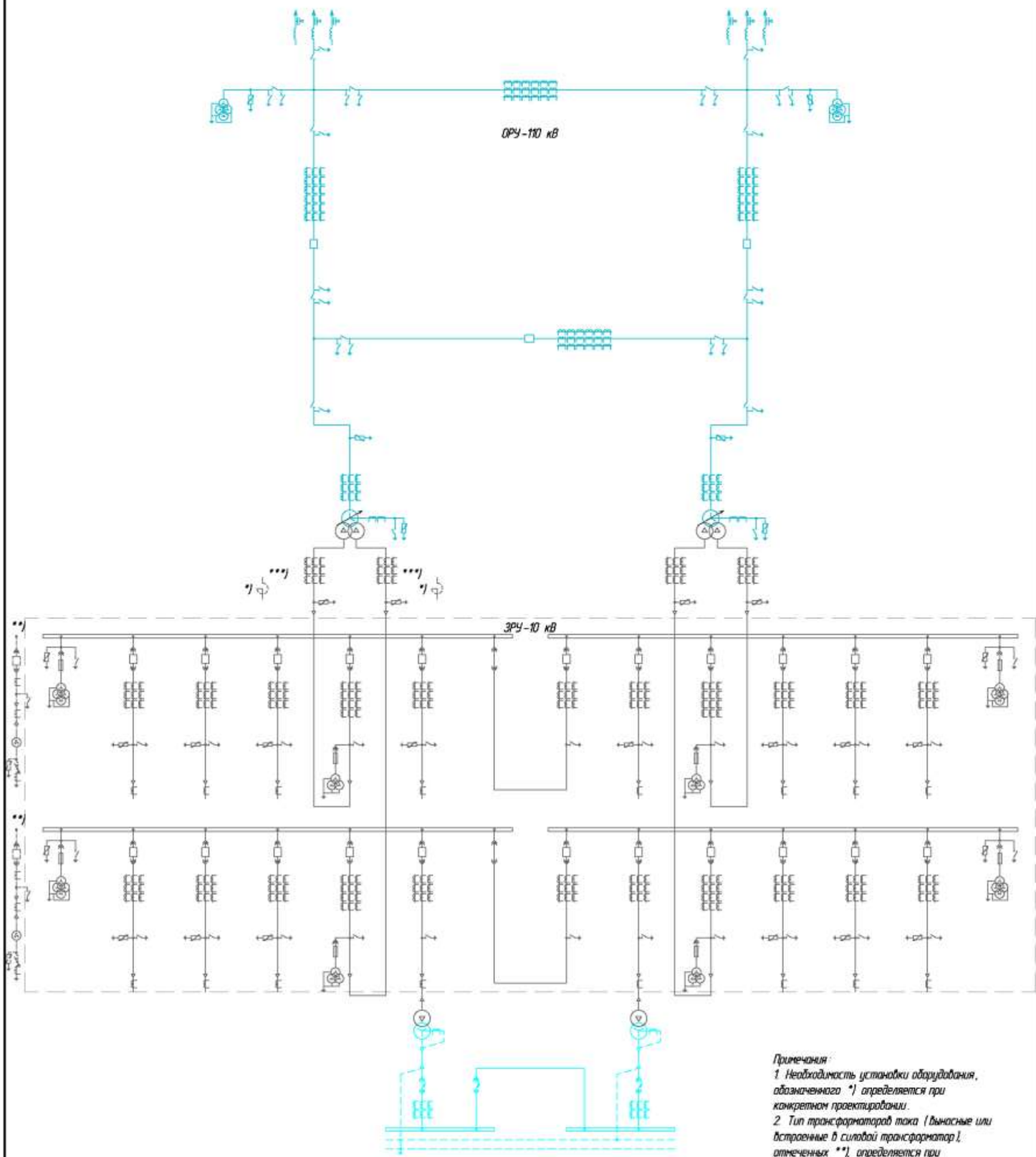
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Согласовано			

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
1 вариант
ОРУ 110 кВ: 110-5Н, ЗРУ 10(6) кВ: 10(6)-2



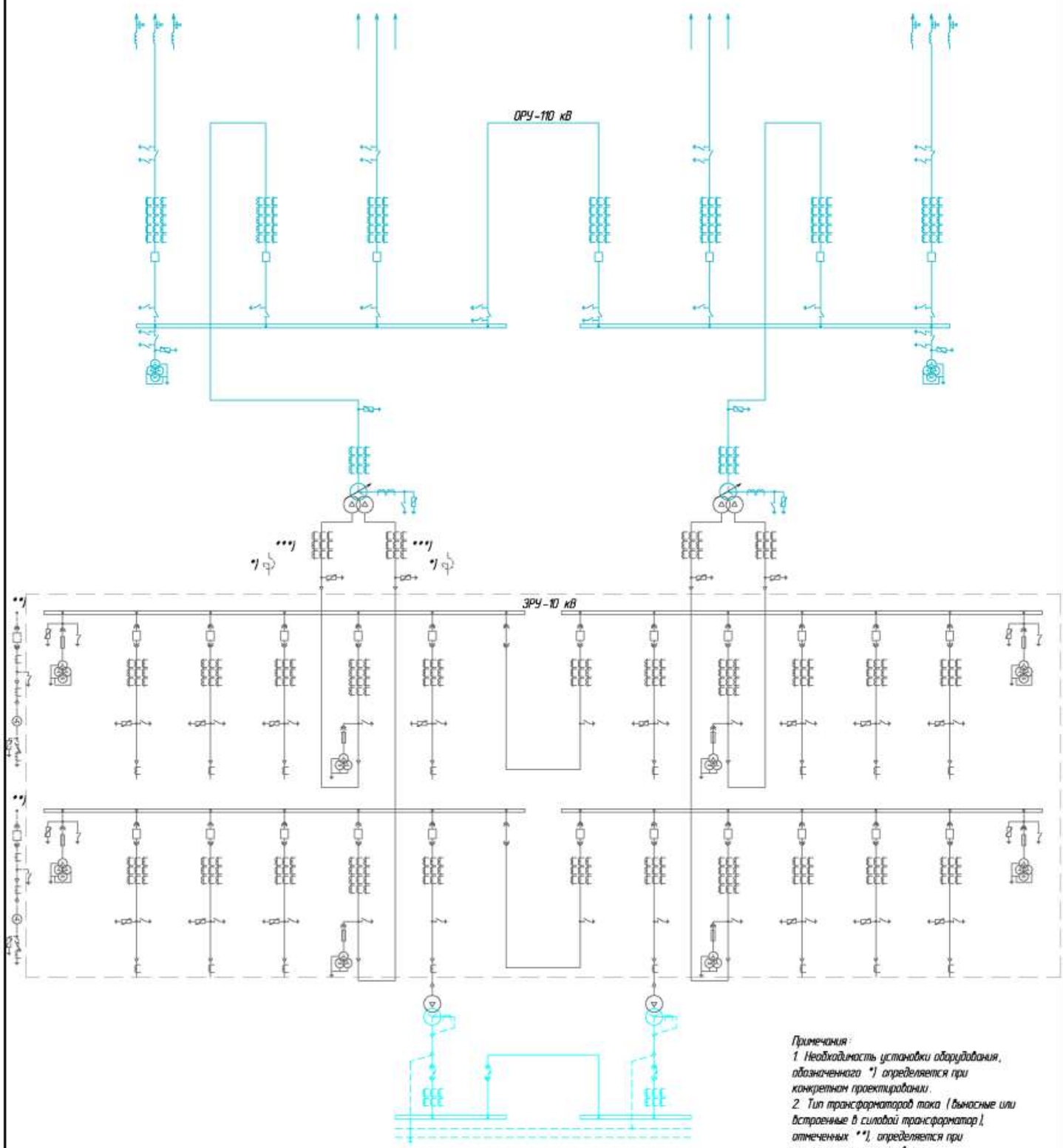
Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Согласовано			

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
2 вариант
ОРУ 110 кВ: 110-9, ЗРУ 10(6) кВ: 10(6)-2



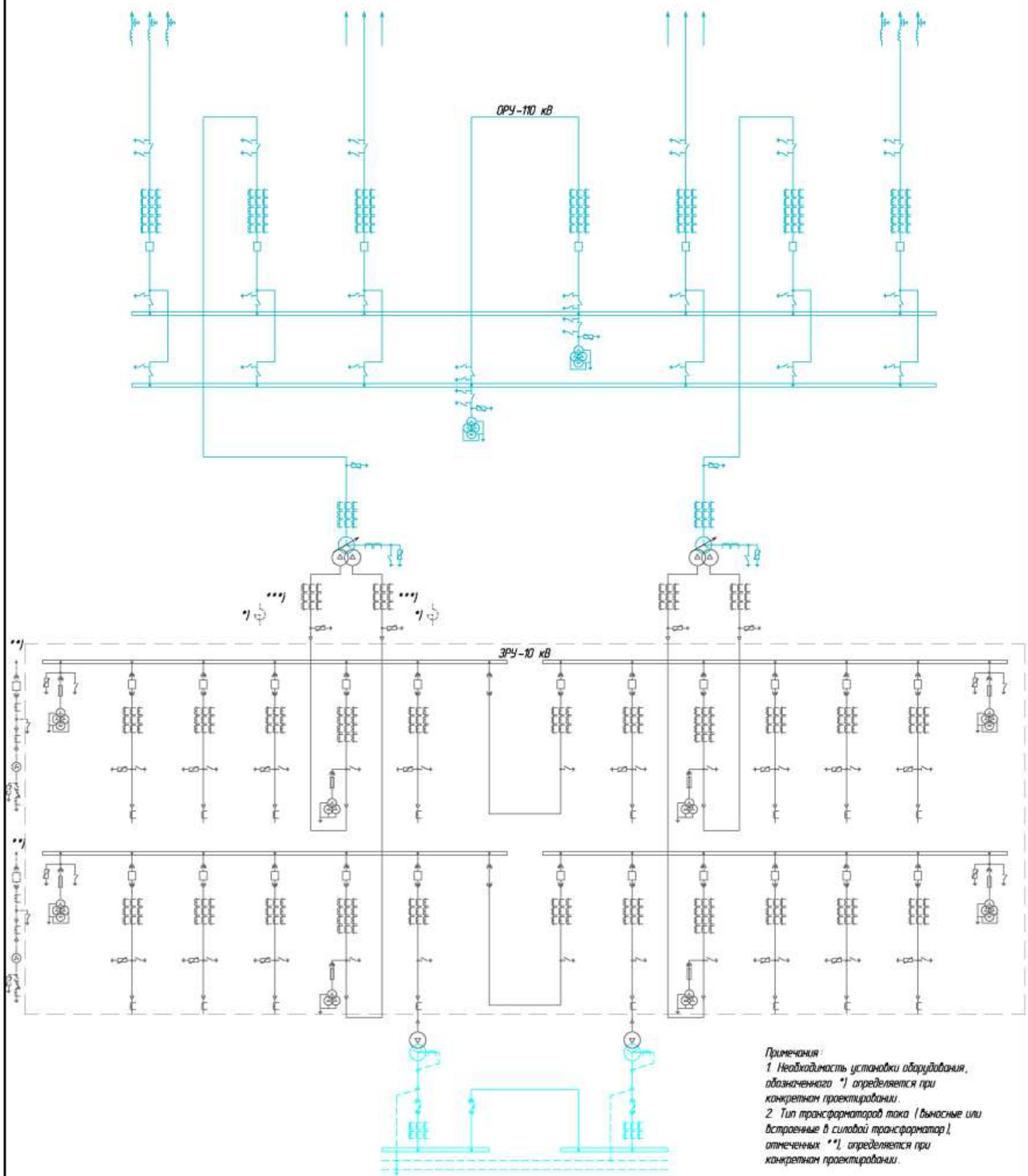
Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Согласовано			

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
3 вариант
ОРУ 110 кВ: 110-13, ЗРУ 10(6) кВ: 10(6)-2



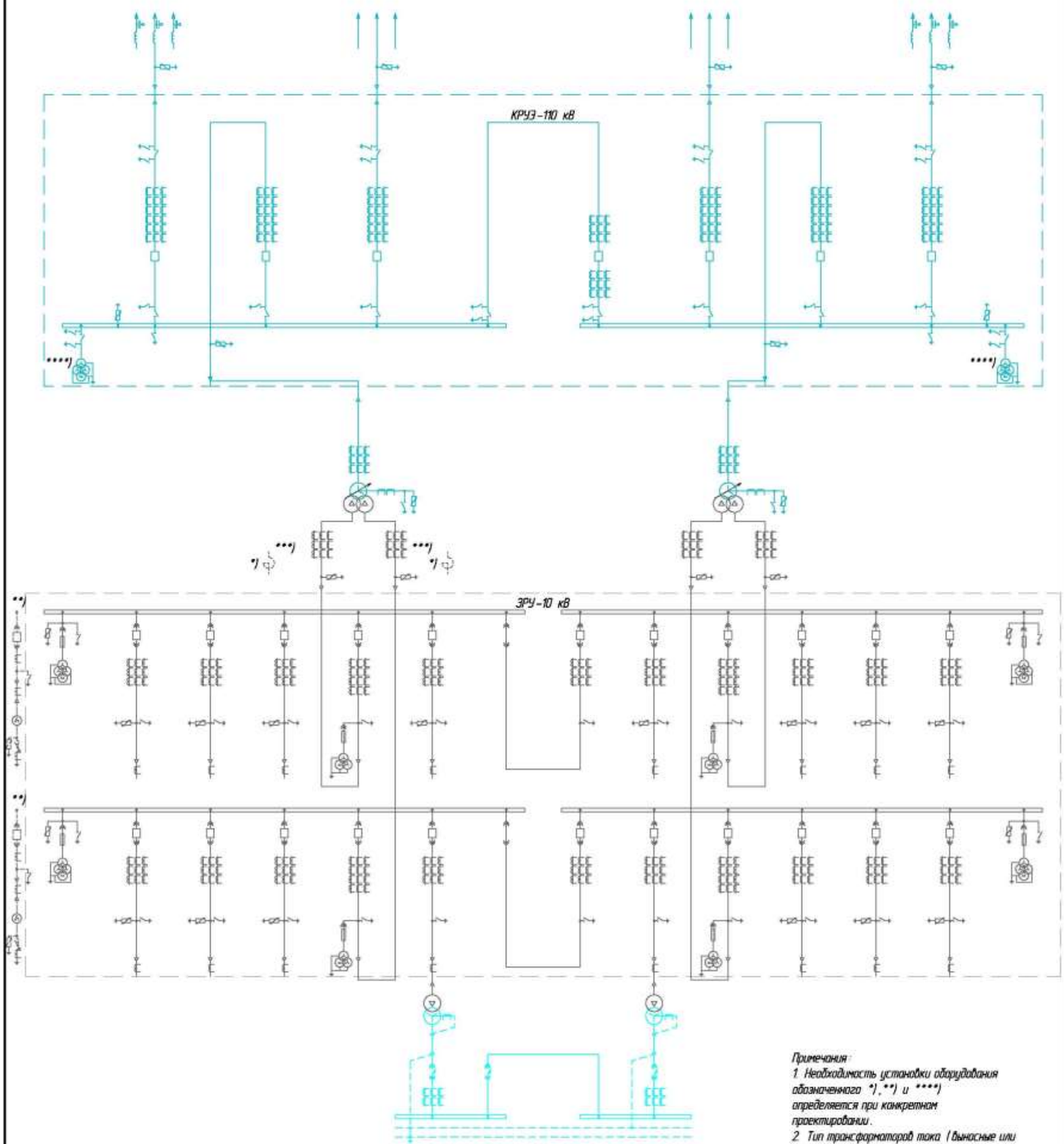
Примечания:
1 Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2 Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Согласовано			

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
4 вариант
КРУЭ 110 кВ: 110-9, ЗРУ 10(6) кВ: 10(6)-2



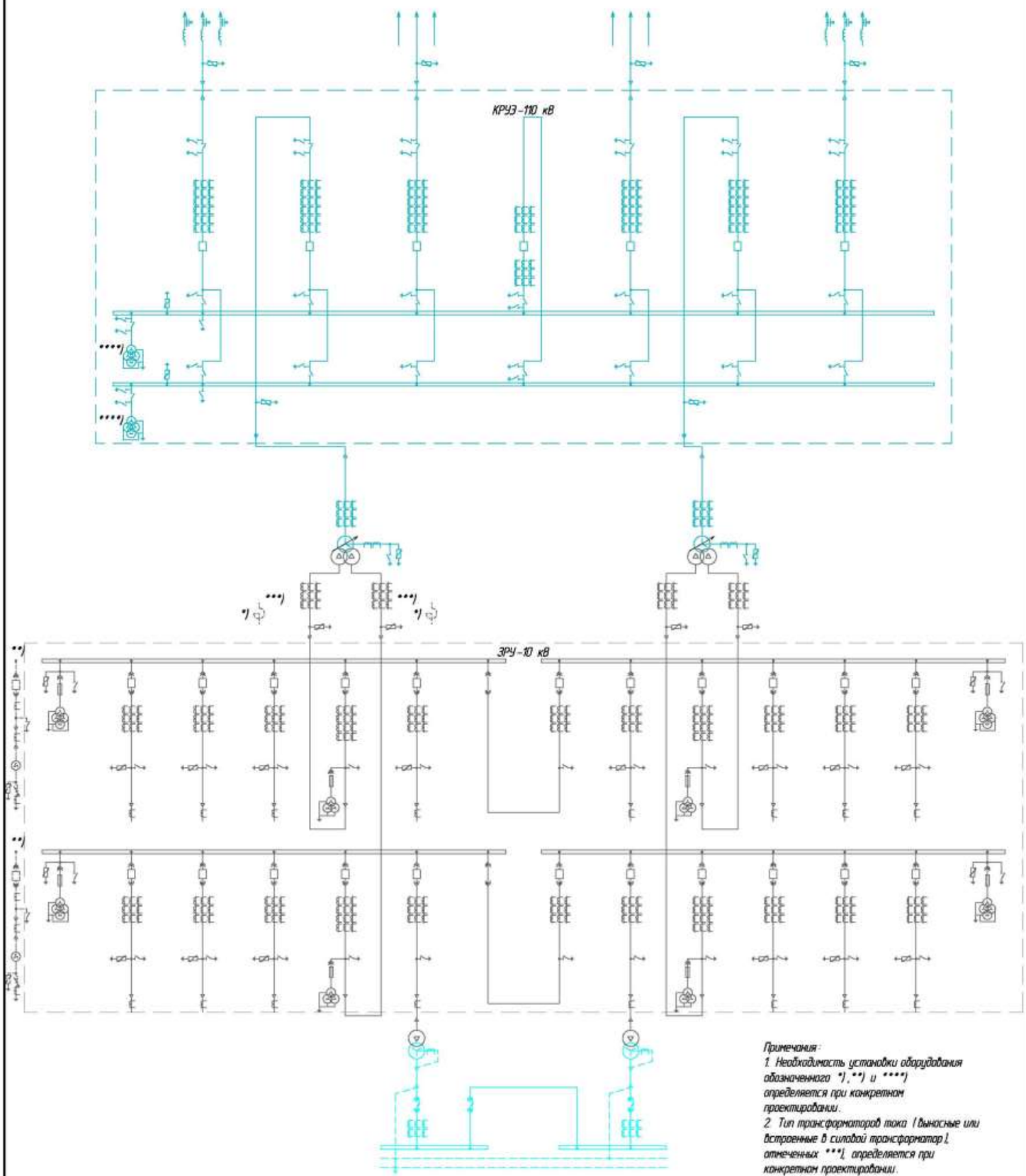
Примечания:
1. Необходимость установки оборудования обозначенного *), **) и ****) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных ***), определяется при конкретном проектировании.

Формат А2 (420 х 297)

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Согласовано			

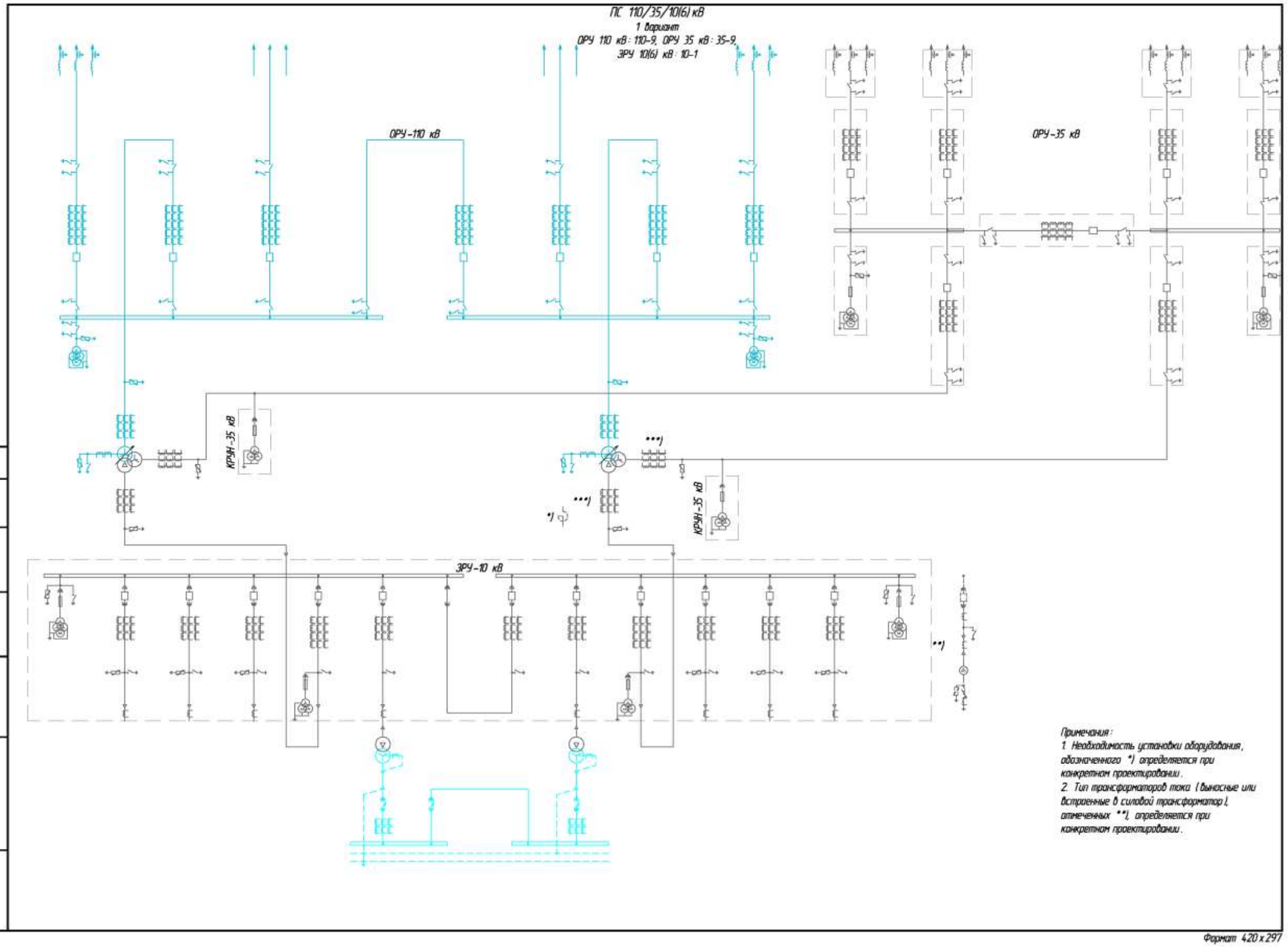
ПС 110/10(6)-10(6) кВ
5 вариант
КРУЭ 110 кВ: 110-13, ЗРУ 10(6) кВ: 10(6)-2



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования обозначенного *),**) и ****) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных ***), определяется при конкретном проектировании.

Формат 420 x 297

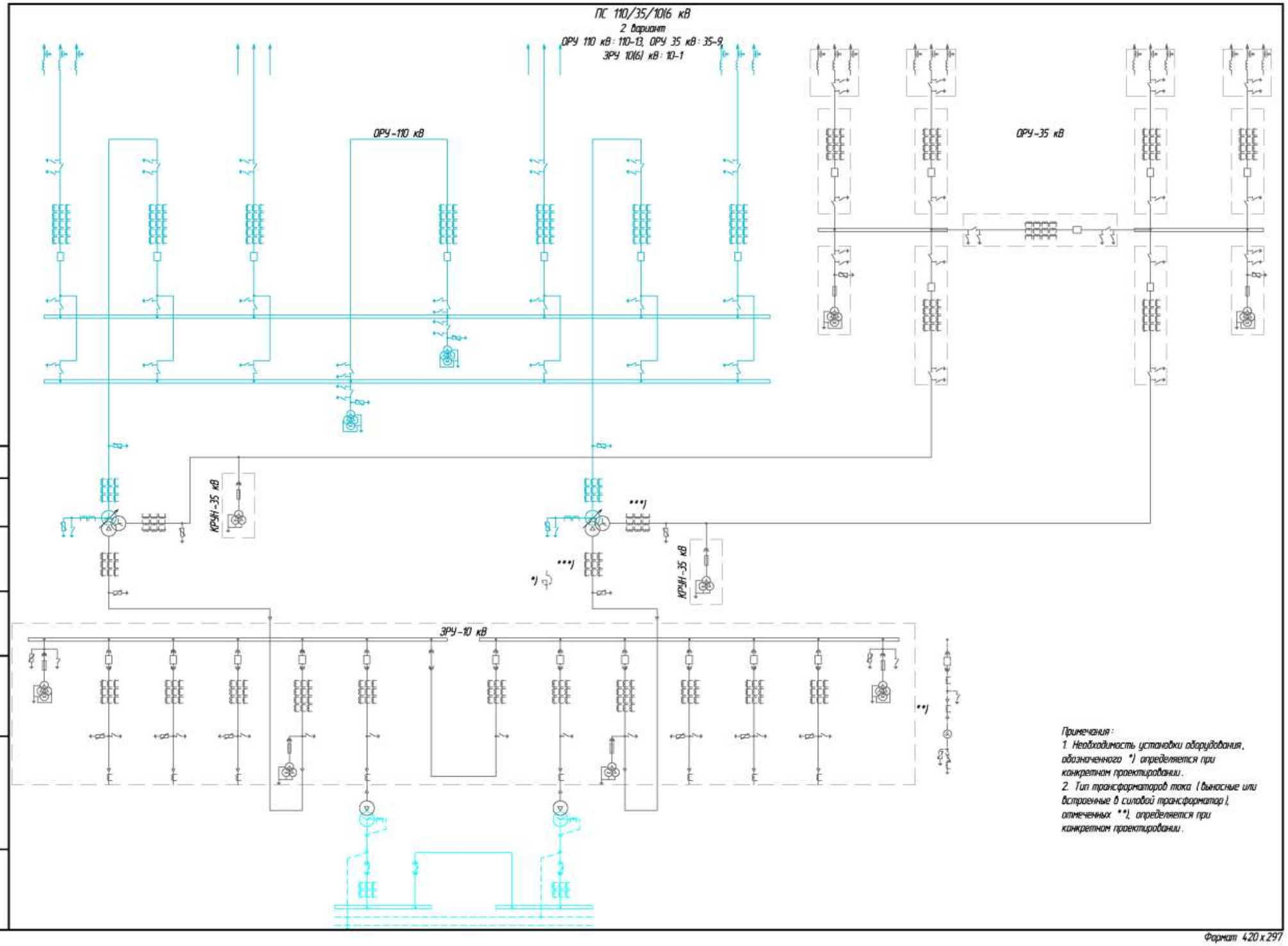
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Примечания:
1. Необходимость установки оборудования, обозначенного *) определяется при конкретном проектировании.
2. Тип трансформаторов тока (выносные или встроенные в силовой трансформатор), отмеченных **), определяется при конкретном проектировании.

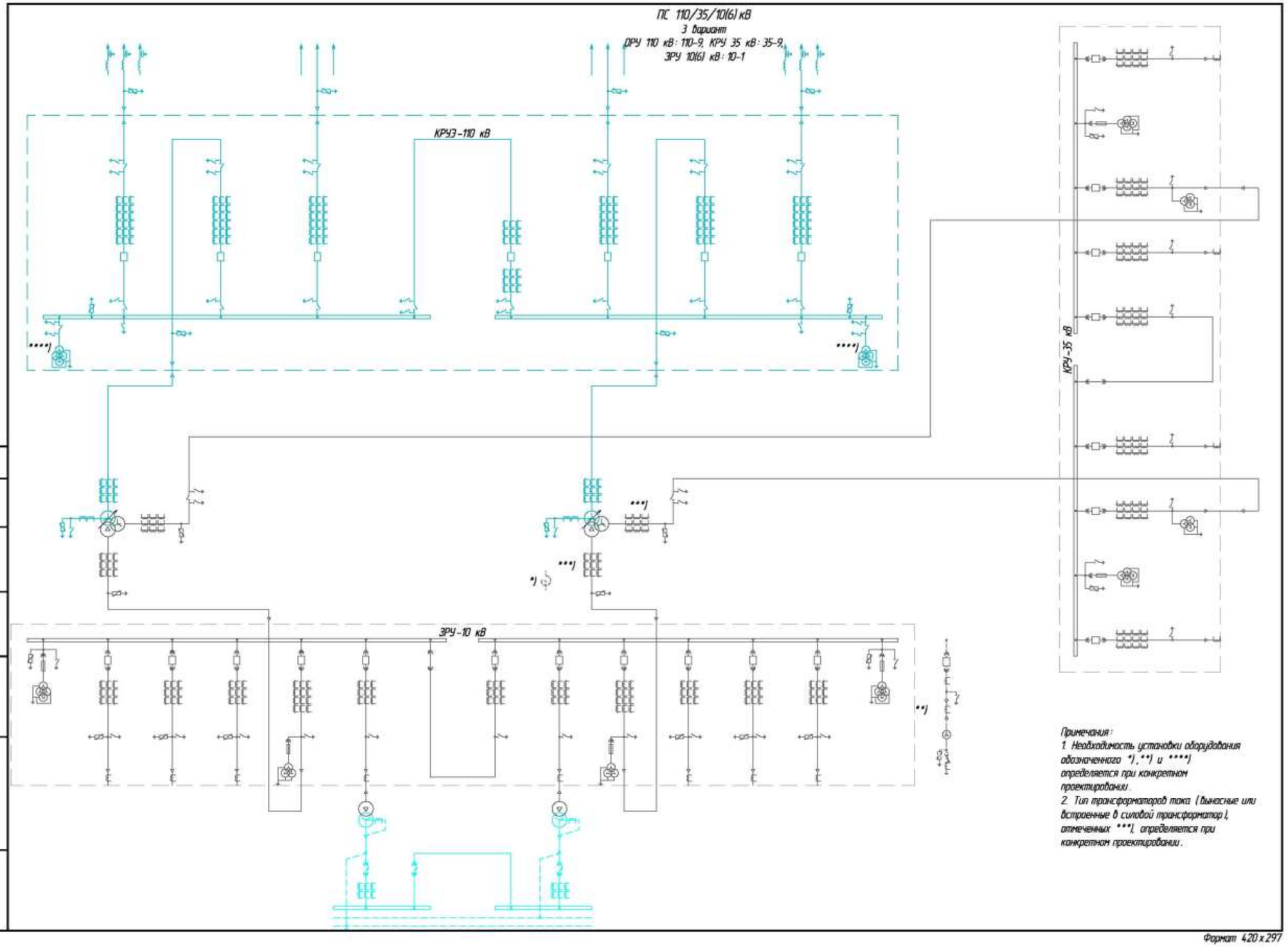
Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



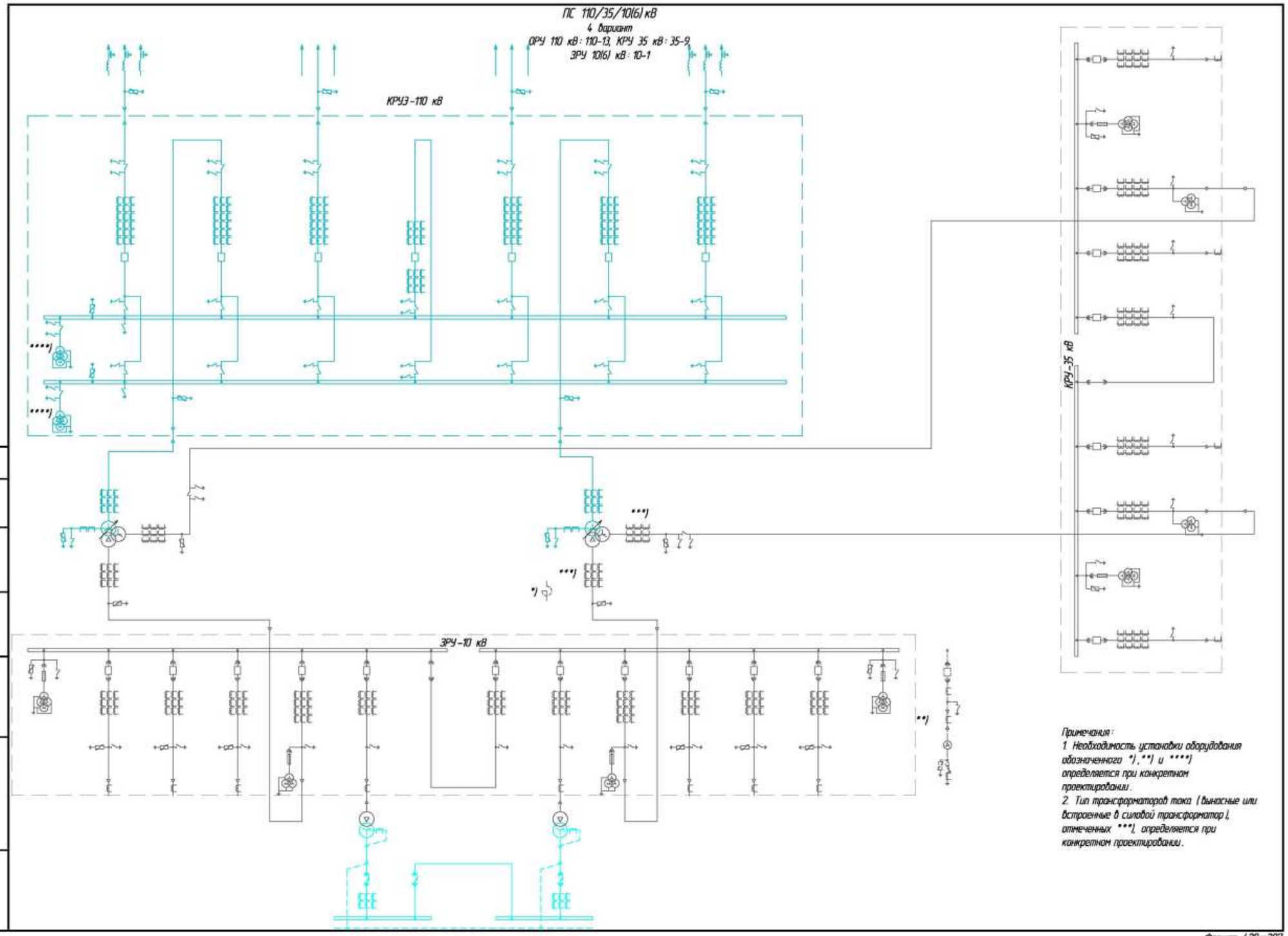
Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

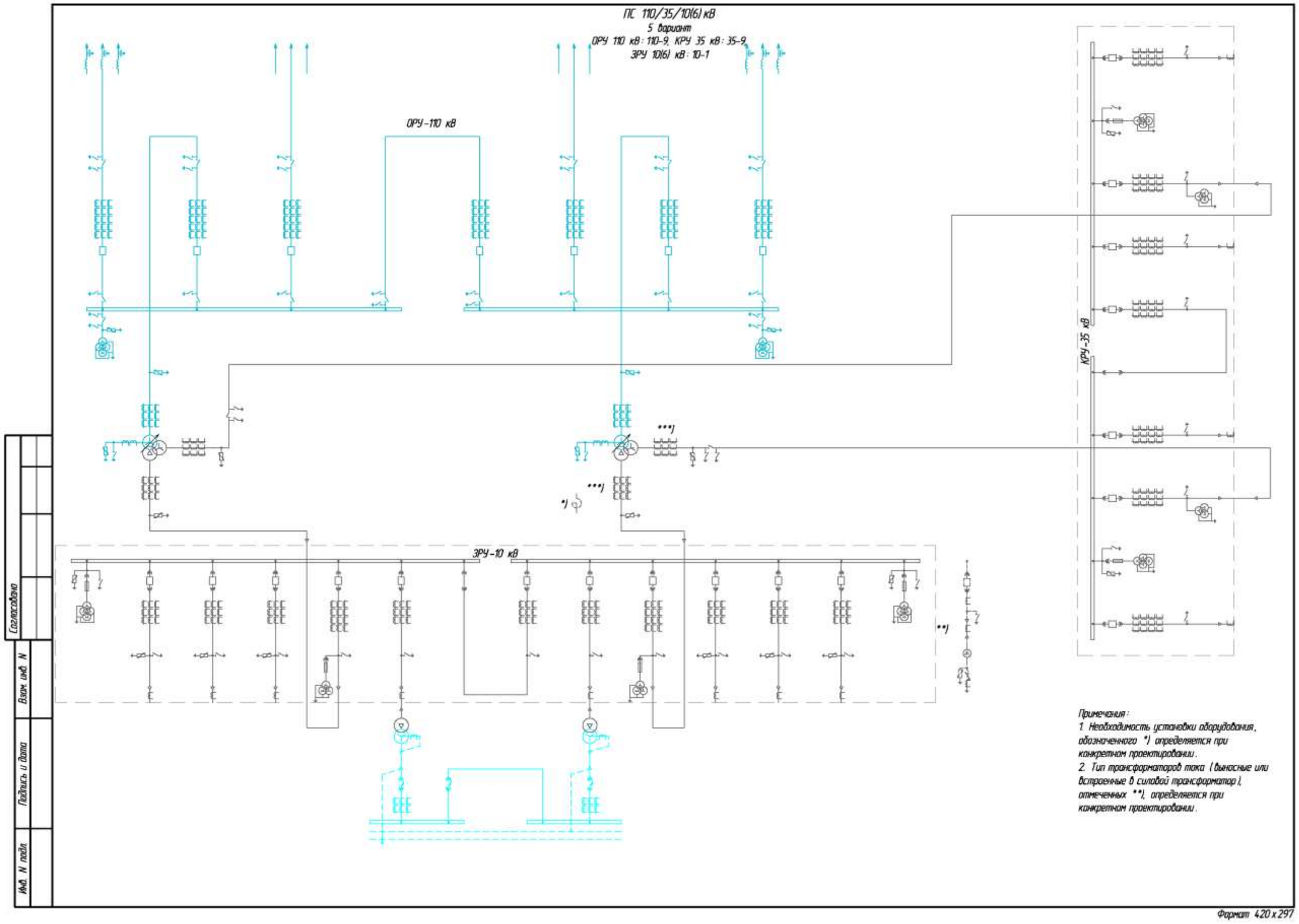


Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ТП И РП 6(10) КВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**Трансформаторная подстанция 2х(250-1600) кВА блочного типа (вариант 1)**				
1.1	КРУ 10(6) кВ				
1.1.1	Моноблок на 3 функции (2 выключателя нагрузки и 1 выключатель)		компл.	2	
1.2	Трансформатор силовой трехфазный 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.3	Щит РУНН 0,4 кВ		компл.	2	
1.4	Шкаф собственных нужд		компл.	2	
1.5	Заземляющее устройство			*	
1.6	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.7	Кабель силовой 0,4 кВ		м	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Трансформаторная подстанция 2х(250-1600) кВА блочного типа с АВР на стороне ВН (вариант 2)**				
1.1	КРУ 10(6) кВ				
1.1.1	Моноблок на 3 функции (3 выключателя нагрузки)		компл.	2	
1.1.2	Моноблок на 3 функции (2 выключателя нагрузки и 1 выключатель)		компл.	2	
1.2	Трансформатор силовой трехфазный 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.3	Щит РУНН 0,4 кВ		компл.	2	
1.4	Шкаф собственных нужд		компл.	2	
1.5	Заземляющее устройство			*	
1.6	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.7	Кабель силовой 0,4 кВ		м	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**Трансформаторная подстанция 2х(2500-3150) кВА блочного типа с АВР на стороне ВН (вариант 3)**				
1.1	КРУ 10(6) кВ				
1.1.1	Моноблок на 3 функции (3 выключателя нагрузки)		компл.	2	
1.1.2	Моноблок на 3 функции (2 выключателя нагрузки и 1 выключатель)		компл.	2	
1.2	Трансформатор силовой трехфазный 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.3	Щит РУНН 0,4 кВ		компл.	2	
1.4	Шкаф собственных нужд		компл.	2	
1.5	Заземляющее устройство			*	
1.6	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.7	Шинопровод 0,4 кВ		м	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме чание
1	2	3	4	5	6
1	**Распределительный пункт с выключателями на фидерах в модульном здании (вариант 4)**				
1.1	КРУ 10(6) кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.1.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.1.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.1.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.1.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.2	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.3	Шкаф собственных нужд		компл.	2	
1.4	Заземляющее устройство			*	
1.5	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**Распределительный пункт с выключателями нагрузки на фидерах блочного типа (вариант 5)**				
1.1	КРУ 10(6) кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.1.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.1.3	Ячейка секционного выключателя		шт.	2	
1.1.4	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.1.5	Ячейка вводная		шт.	2	
1.2	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.3	Шкаф собственных нужд		компл.	2	
1.4	Заземляющее устройство			*	
1.5	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ПС 35/10 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 35/10 кВ I вариант**				
1.1	ОРУ 35 кВ				
1.1.1	Блок линейный с разъединителем 35 кВ		компл.	2	
1.1.2	Блок секционный с выключателем 35 кВ		компл.	1	
1.1.3	Блок секционный с разъединителями 35 кВ		компл.	1	
1.1.4	Блок трансформаторный с выключателем 35 кВ		компл.	2	
1.1.5	ОПН 35 кВ		шт.	12	
1.1.6	Блок трансформатора напряжения 35 кВ		компл.	2	
1.2	Трансформатор силовой трехфазный 35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.4	КРУ 10(6) кВ в модульном здании				
1.4.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.4.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.4.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.4.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.4.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.4.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.5	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.6	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.7	Заземляющее устройство			*	
1.8	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 35/10 кВ II вариант**				
1.1	ОРУ 35 кВ				
1.1.1	Блок линейный с выключателем 35 кВ		компл.	4	
1.1.2	Блок секционный с выключателем 35 кВ		компл.	1	
1.1.3	Блок трансформаторный с выключателем 35 кВ		компл	2	
1.1.4	Блок трансформатора напряжения 35 кВ		компл	2	
1.1.5	ОПН 35 кВ		шт.	12	
1.2	Трансформатор силовой трехфазный 35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.4	КРУ 10(6) кВ в модульном здании				
1.4.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.4.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.4.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.4.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.4.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.4.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.5	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.6	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.7	Заземляющее устройство			*	
1.8	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 35/10 кВ III вариант**				
1.1	КРУ 35 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка трансформаторная 35 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка секционного разъединителя 35 кВ		шт.	1	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 35 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 35 кВ		шт.	4	
1.2	Трансформатор силовой 35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 35 кВ		шт.	18	
1.4	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.5	КРУ 10(6) кВ				
1.5.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.5.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	
1.9	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 35 кВ		м	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.10	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.11	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 35/10 кВ IV вариант**				
1.1	КРУ 35 кВ в модульном здании				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка трансформаторная 35 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка секционного разъединителя 35 кВ		шт.	1	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 35 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 35 кВ		шт.	2	
1.2	Трансформатор силовой 35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 35 кВ		шт.	12	
1.4	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.5	КРУ 10(6) кВ в модульном здании				
1.5.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.5.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.9	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 35 кВ		м	*	
1.10	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 35/10 кВ V вариант**				
1.1	КРУ 35 кВ в модульном здании				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка трансформаторная 35 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка секционного разъединителя 35 кВ		шт.	1	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 35 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 35 кВ		шт.	4	
1.2	Трансформатор силовой 35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 35 кВ		шт.	6	
1.4	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.5	КРУ 10(6) кВ в модульном здании				
1.5.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.5.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	
1.9	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 35/10 кВ VI вариант**				
1.1	ОРУ 35 кВ				
1.1.1	Блок линейный с разъединителем 35 кВ		компл.	2	
1.1.2	Блок секционный с разъединителями 35 кВ		компл.	1	
1.1.3	Блок трансформаторный с выключателем 35 кВ		компл.	2	
1.1.4	ОПН 35 кВ		шт.	12	
1.1.5	Блок трансформатора напряжения 35 кВ		компл.	2	
1.2	Трансформатор силовой трехфазный 35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.4	КРУ 10(6) кВ в модульном здании				
1.5	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.1	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.2	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.3	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.4	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.5.5	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	
1.9	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ПС 110/10 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ I вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	8	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	3	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.5.1	КРУ 10(6) кВ				
1.5.2	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.3	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.4	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.5	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.6	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.5.7	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	
1.9	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.10	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.11	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ II вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	8	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.5.1	КРУ 10(6) кВ				
1.5.2	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.3	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.4	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.5	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.6	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.5.7	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	
1.9	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.10	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.11	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ III вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	10	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	12	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.5.1	КРУ 10(6) кВ				
1.5.2	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.5.3	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.5.4	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.5.5	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.5.6	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.5.7	Ячейка вводная		шт.	2	
1.6	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.7	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.8	Заземляющее устройство			*	
1.9	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.10	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.11	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ IV вариант**				
1.1	КРУЭ 110 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 110 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка ОПН 110 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка трансформаторная 110 кВ		шт.	2	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 110 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 110 кВ		шт.	4	
1.2	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.3	Трансформатор силовой 110/10(6) кВ		шт.	2	
1.4	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.6	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.7	КРУ 10(6) кВ				
1.7.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.7.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.7.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.7.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.7.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.7.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.8	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.9	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.10	Заземляющее устройство			*	
1.11	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ		м	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

	110 кВ				
1.12	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.13	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.14	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ V вариант**				
1.1	КРУЭ 110 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 110 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка ОПН 110 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка трансформаторная 110 кВ		шт.	2	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 110 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 110 кВ		шт.	4	
1.2	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.3	Трансформатор силовой 110/10(6) кВ		шт.	2	
1.4	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.6	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.7	КРУ 10(6) кВ				
1.7.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.7.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.7.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.7.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.7.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.7.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.8	Трасформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.9	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.10	Заземляющее устройство			*	
1.11	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 110 кВ		м	*	
1.12	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.13	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.14	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ VI вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	4	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	2	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.6	КРУ 10(6) кВ				
1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.6.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.6.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.6.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.6.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.6.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.7	Трасформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.8	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.9	Заземляющее устройство			*	
1.10	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.11	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.12	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ПС 110/10-10 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10-10 кВ I вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	8	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	3	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6)-10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	12	
1.6	КРУ 10(6) кВ				
1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	4	
1.6.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.6.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	2	
1.6.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	2	
1.6.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.6.6	Ячейка вводная		шт.	4	
1.7	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.8	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.9	Заземляющее устройство			*	
1.10	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.11	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.12	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	**Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов**	**Тип, марка, опросн. лист**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Приме-чание**
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10-10 кВ II вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	8	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		ком пл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6)-10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	12	
1.6	КРУ 10(6) кВ				
1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	4	
1.6.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.6.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	2	
1.6.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	2	
1.6.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.6.6	Ячейка вводная		шт.	4	
1.7	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.8	Щит собственных нужд		ком пл.	1	
1.9	Заземляющее устройство			*	
1.10	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.11	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.12	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	**Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов**	**Тип, марка, опросн. лист**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Приме-чание**
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10-10 кВ III вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	10	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	12	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6)-10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОПН 10(6) кВ		шт.	12	
1.6	КРУ 10(6) кВ				

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	4	
1.6.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.6.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	2	
1.6.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	2	
1.6.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.6.6	Ячейка вводная		шт.	4	
1.7	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.8	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.9	Заземляющее устройство			*	
1.10	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.11	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.12	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	**Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов**	**Тип, марка, опросн. лист**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Приме-чание**
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10-10 кВ IV вариант**				
1.1	КРУЭ 110 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 110 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка ОПН 110 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка трансформаторная 110 кВ		шт.	2	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 110 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 110 кВ		шт.	4	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6)-10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.4	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.6	ОПН 10(6) кВ		шт.	12	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.7	КРУ 10(6) кВ				
1.7.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	4	
1.7.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.7.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	2	
1.7.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	2	
1.7.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.7.6	Ячейка вводная		шт.	4	
1.8	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.9	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.10	Заземляющее устройство			*	
1.11	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 110 кВ		м	*	
1.12	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.13	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.14	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	**Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов**	**Тип, марка, опросн. лист**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Приме-чание**
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/10 кВ V вариант**				
1.1	КРУЭ 110 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 110 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка ОПН 110 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка трансформаторная 110 кВ		шт.	2	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 110 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 110 кВ		шт.	4	
1.2	Трансформатор силовой 110/10(6)-10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.4	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.5	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.6	ОПН 10(6) кВ		шт.	12	
1.7	КРУ 10(6) кВ				
1.7.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	4	
1.7.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.7.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	2	
1.7.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	2	
1.7.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.7.6	Ячейка вводная		шт.	4	
1.8	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.9	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.10	Заземляющее устройство			*	
1.11	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 110 кВ		м	*	
1.12	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.13	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.14	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ПС 110/35/10 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/35/10 кВ I вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	8	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОРУ 35 кВ				
1.5.1	Блок линейный с выключателем 35 кВ		компл.	4	
1.5.2	Блок секционный с выключателем 35 кВ		компл.	1	
1.5.3	Блок трансформаторный с выключателем 35 кВ		компл	2	
1.5.4	Блок трансформатора напряжения 35 кВ		компл	2	
1.5.5	Блок ВЧ связи 35 кВ		компл.	4	
1.5.6	ОПН 35 кВ		шт.	6	
1.6	КРУН 35 кВ				
1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.7	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.8	КРУ 10(6) кВ				
1.8.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.8.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.8.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.8.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.8.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.8.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.9	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.10	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.11	Заземляющее устройство			*	
1.12	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.13	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.14	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/35/10 кВ II вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	10	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	12	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	ОРУ 35 кВ				
1.5.1	Блок линейный с выключателем 35 кВ		компл.	4	
1.5.2	Блок секционный с выключателем 35 кВ		компл.	1	
1.5.3	Блок трансформаторный с выключателем 35 кВ		компл	2	
1.5.4	Блок трансформатора напряжения 35 кВ		компл	2	
1.5.5	Блок ВЧ связи 35 кВ		компл.	4	
1.5.6	ОПН 35 кВ		шт.	6	
1.6	КРУН 35 кВ				
1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.7	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.8	КРУ 10(6) кВ				

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.8.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.8.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.8.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.8.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.8.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.8.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.9	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.10	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.11	Заземляющее устройство			*	
1.12	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.13	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.14	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Прим е-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/35/10 кВ III вариант**				
1.1	КРУЭ 110 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 110 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка ОПН 110 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка трансформаторная 110 кВ		шт.	2	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 110 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 110 кВ		шт.	4	
1.2	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.3	Трансформатор силовой 110/35/10(6) кВ		шт.	2	
1.4	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.6	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 35 кВ		шт.	2	
1.7	КРУ 35 кВ				
1.7.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.7.2	Ячейка секционного разъединителя 35 кВ		шт.	1	
1.7.3	Ячейка секционного выключателя 35 кВ		шт.	1	
1.7.4	Ячейка вводная 35 кВ		шт.	2	
1.7.5	Ячейка отходящей линии 35 кВ		шт.	4	
1.8	ОПН 35 кВ		шт.	6	
1.9	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.10	КРУ 10(6) кВ				
1.10.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.10.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.10.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.10.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.10.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.10.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.11	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.12	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.13	Заземляющее устройство			*	
1.14	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 110 кВ		м	*	
1.15	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 35 кВ		м	*	
1.16	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.17	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.18	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Поз.	**Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов**	**Тип, марка, опросн. лист**	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Приме-чание**
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/35/10 кВ IV вариант**				
1.1	КРУЭ 110 кВ				
1.1.1	Ячейка трансформатора напряжения 110 кВ		шт.	2	
1.1.2	Ячейка ОПН 110 кВ		шт.	2	
1.1.3	Ячейка трансформаторная 110 кВ		шт.	2	
1.1.4	Ячейка секционного выключателя 110 кВ		шт.	1	
1.1.5	Ячейка вводная 110 кВ		шт.	4	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.2	Трансформатор силовой 110/35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.4	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.6	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 35 кВ		шт.	2	
1.7	КРУ 35 кВ				
1.7.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.7.2	Ячейка секционного разъединителя 35 кВ		шт.	1	
1.7.3	Ячейка секционного выключателя 35 кВ		шт.	1	
1.7.4	Ячейка вводная 35 кВ		шт.	2	
1.7.5	Ячейка отходящей линии 35 кВ		шт.	4	
1.8	ОПН 35 кВ		шт.	6	
1.9	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.10	КРУ 10(6) кВ				
1.10.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.10.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	
1.10.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.10.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.10.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.10.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.11	Трансформатор собственных нужд 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.12	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.13	Заземляющее устройство			*	
1.14	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 110 кВ		м	*	
1.15	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 35 кВ		м	*	
1.16	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.17	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.18	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
1	**ПС 110/35/10 кВ V вариант**				
1.1	ОРУ 110 кВ				
1.1.1	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 110 кВ		шт.	8	
1.1.2	Разъединитель с 1 заземляющим ножом 110 кВ		шт.	6	
1.1.3	ОПН 110 кВ		шт.	12	
1.1.4	Трансформатор напряжения 110 кВ		компл.	2	
1.1.5	Выключатель 110 кВ		шт.	7	
1.2	Трансформатор силовой 110/35/10(6) кВ		шт.	2	
1.3	ОПН нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.4	Заземлитель нейтрали 110 кВ		шт.	2	
1.5	Разъединитель с 2 заземляющими ножами 35 кВ		шт.	2	
1.6	КРУ 35 кВ				
1.6.1	Ячейка трансформатора напряжения 35 кВ		шт.	2	
1.6.2	Ячейка секционного разъединителя 35 кВ		шт.	1	
1.6.3	Ячейка секционного выключателя 35 кВ		шт.	1	
1.6.4	Ячейка вводная 35 кВ		шт.	2	
1.6.5	Ячейка отходящей линии 35 кВ		шт.	4	
1.7	ОПН 35 кВ		шт.	6	
1.8	ОПН 10(6) кВ		шт.	6	
1.9	КРУ 10(6) кВ				
1.9.1	Ячейка трансформатора напряжения		шт.	2	
1.9.2	Ячейка отходящей линии		шт.	6	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.9.3	Ячейка секционного разъединителя		шт.	1	
1.9.4	Ячейка секционного выключателя		шт.	1	
1.9.5	Ячейка трансформатора собственных нужд		шт.	2	
1.9.6	Ячейка вводная		шт.	2	
1.10	Трансформатор силовой 10(6)/0,4 кВ		шт.	2	
1.11	Щит собственных нужд		компл.	1	
1.12	Заземляющее устройство			*	
1.13	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 35 кВ		м	*	
1.14	Кабель силовой с изоляцией из СПЭ 10 кВ		м	*	
1.15	Устройство компенсации емкостных токов 10 кВ		шт.	*	
1.16	Реактор токоограничивающий 10 кВ		шт	*	

* - количество определяется при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

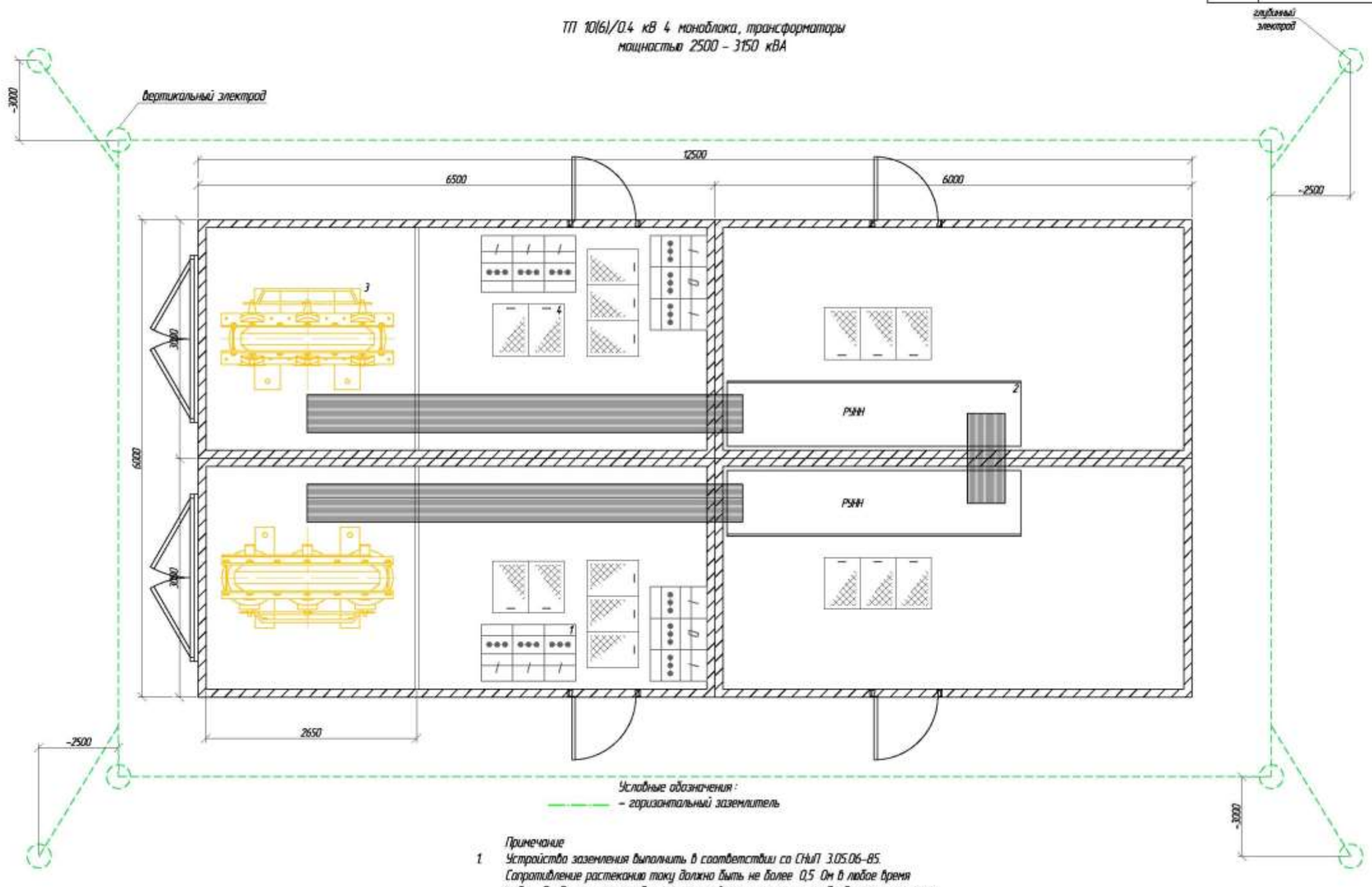
Приложение Б (обязательное) Альбом схем размещения оборудования, зданий и сооружений на плане подстанций

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Экспликация объектов

Номер	Наименование
1	Моноблок 10 кВ
2	Щит РУНН 0,4 кВ
3	Трансформатор силовой 10/0,4 кВ.
4	Люк

ТП 10(6)/0.4 кВ 4 моноблока, трансформаторы мощностью 2500 – 3150 кВА



Примечание

1. Устройство заземления выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06-85. Сопротивление растеканию току должно быть не более 0,5 Ом в любое время года. Глубинные электроды заземления выполняются при необходимости снижения сопротивление.

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

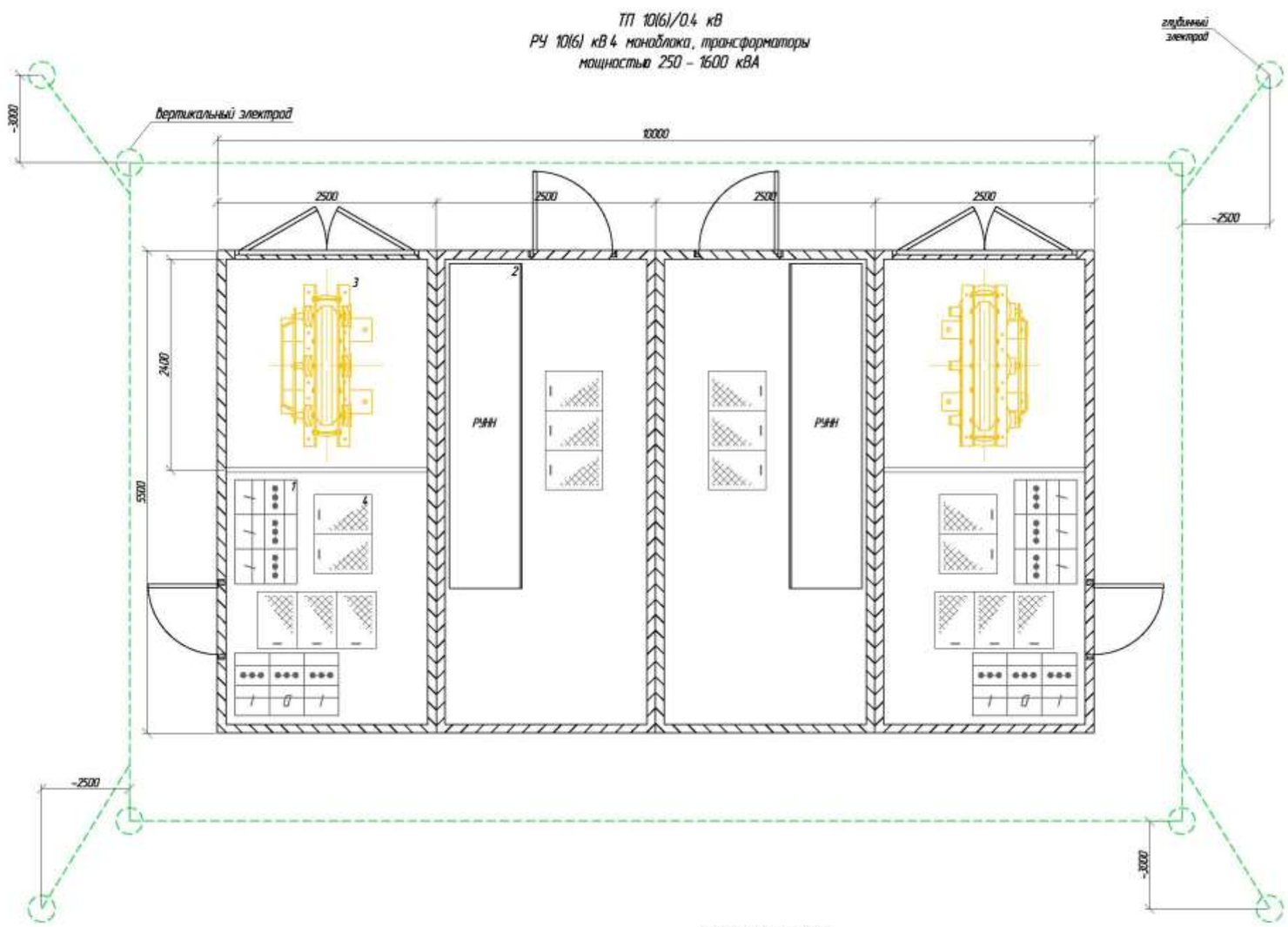
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Экспликация объектов

Номер	Наименование
1	Моноблок 10 кВ
2	Щит РУНН 0,4 кВ
3	Трансформатор силовой 10/0,4 кВ
4	Люк



Условные обозначения:
– горизонтальный заземлитель

Примечание
1. Устройство заземления выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06–85. Сопротивление растеканию току должно быть не более 0,5 Ом в любое время года. Глубинные электроды заземления выполняются при необходимости снижения сопротивление.

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

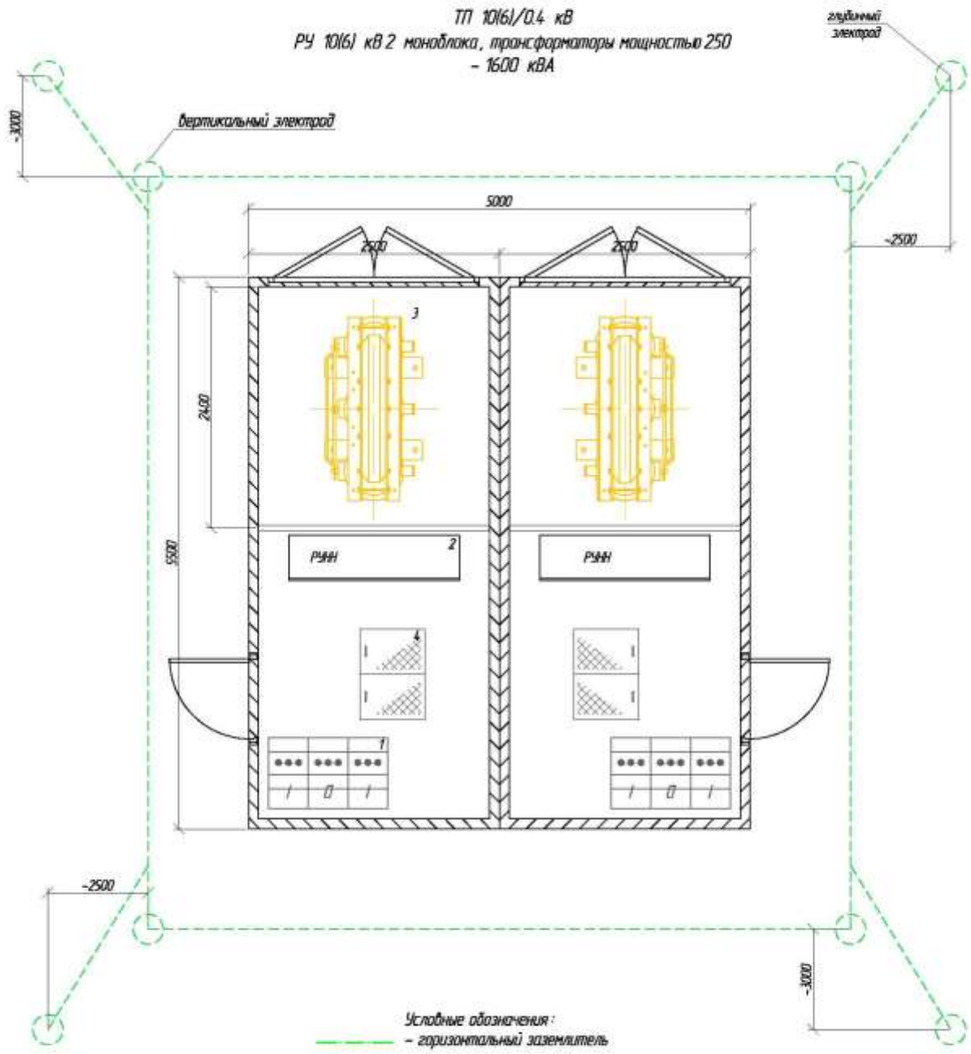
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Экспликация объектов

Номер	Наименование
1	Моноблок 10 кВ
2	Щит РУНН 0,4 кВ
3	Трансформатор силовой 10/0,4 кВ.
4	Люк



Условные обозначения:
— — — — горизонтальный заземлитель

Примечание

1. Устройство заземления выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06-85. Сопротивление растеканию току должно быть не более 0,5 Ом в любое время года. Глубинные электроды заземления выполняются при необходимости снижения сопротивление.

Согласовано

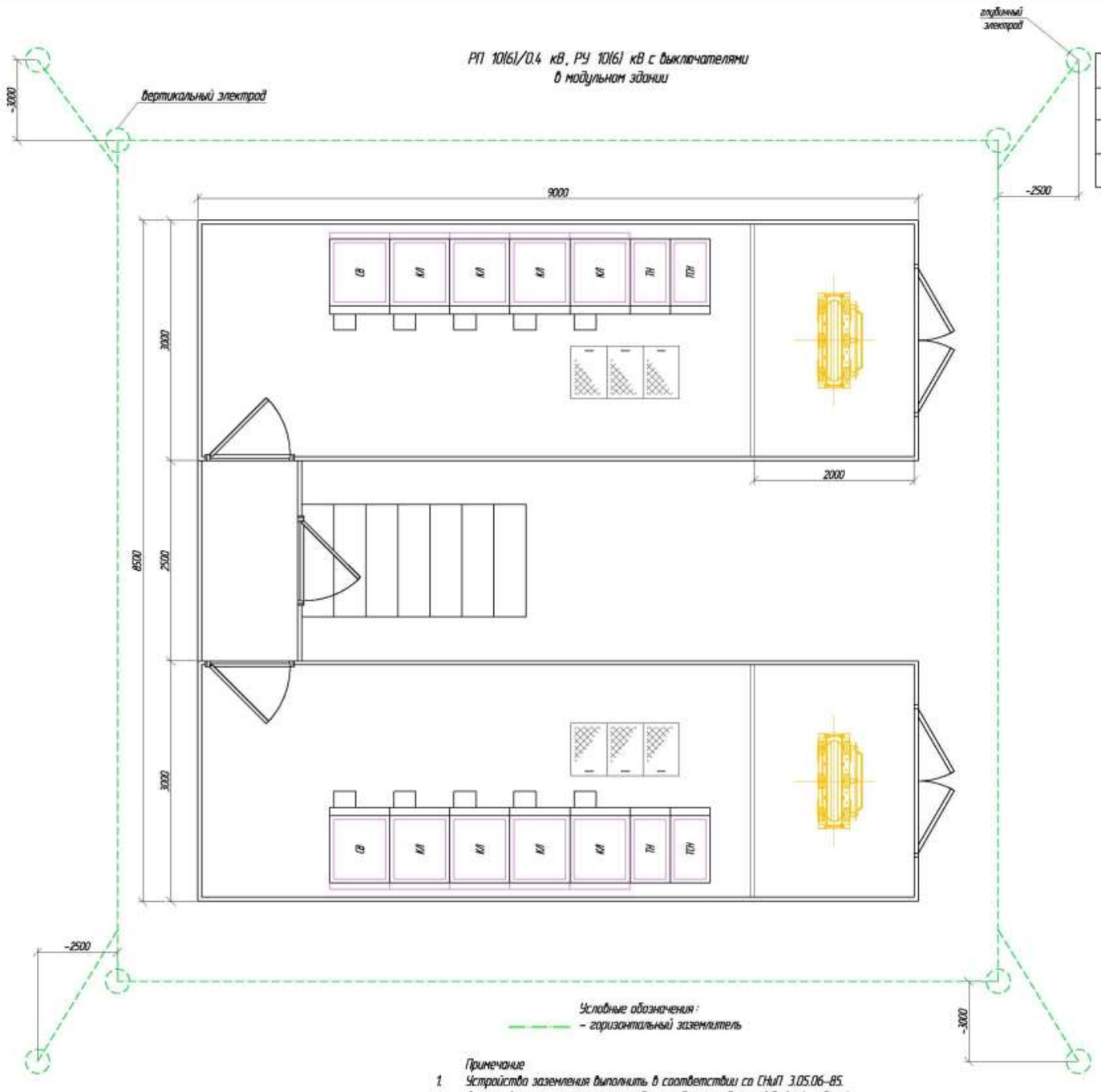
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Примечание

1. Устройство заземления выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06–85. Сопротивление растеканию току должно быть не более 0,5 Ом в любое время года. Глубинные электроды заземления выполняются при необходимости снижения сопротивление.

Экспликация объектов

Номер	Наименование
1	КРУ 10 кВ
2	Трансформатор собственных нужд 10/0.4 кВ
3	Люк

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

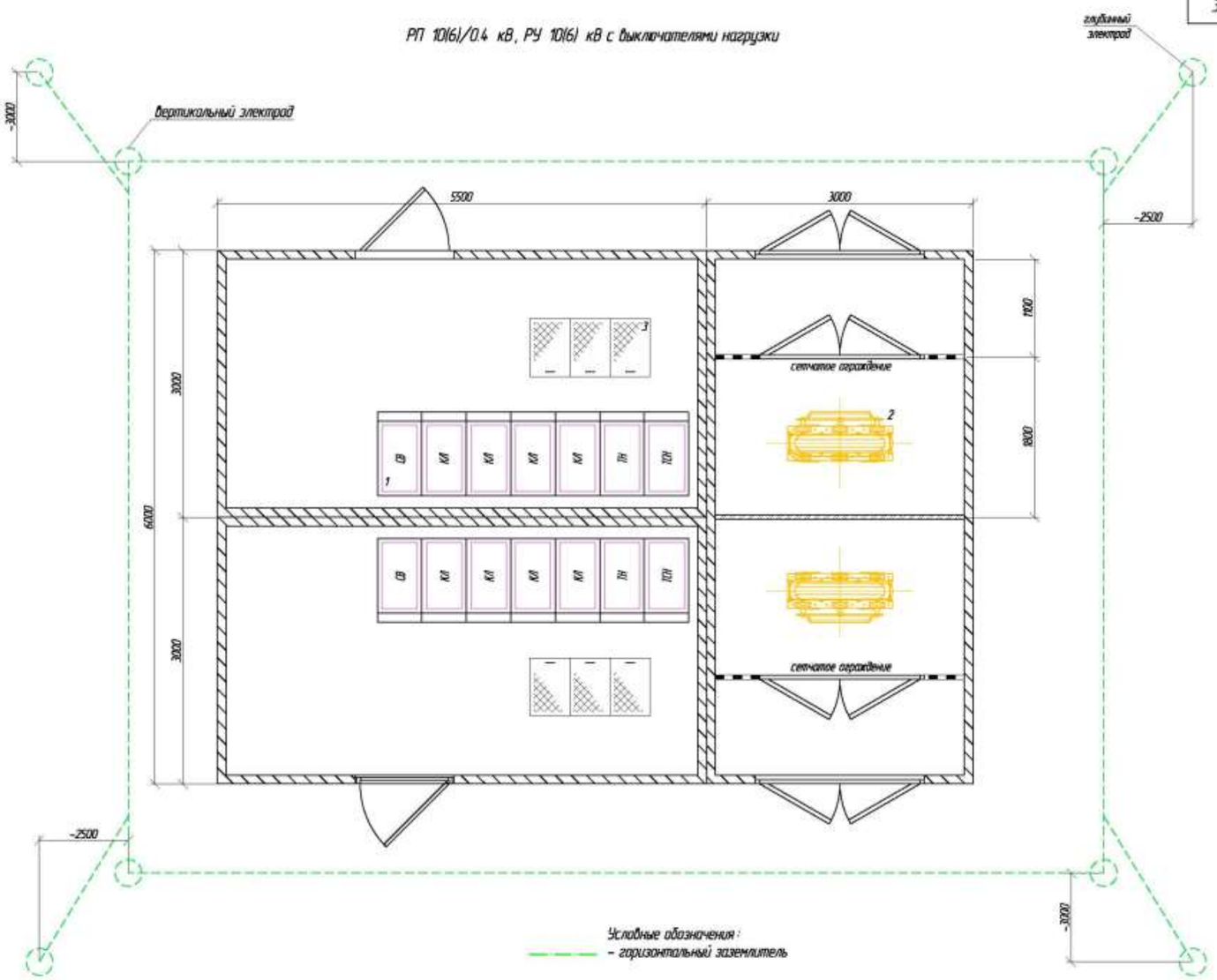
Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Экспликация объектов

Номер	Наименование
1	КРУ 10 кВ
2	Трансформатор собственных нужд 10/0.4 кВ
3	Люк



Примечание

1. Устройство заземления выполнить в соответствии со СНиП 3.05.06–85. Сопротивление растеканию току должно быть не более 0,5 Ом в любое время года. Глубинные электроды заземления выполняются при необходимости снижения сопротивление.

Согласовано

Взам. инв. N

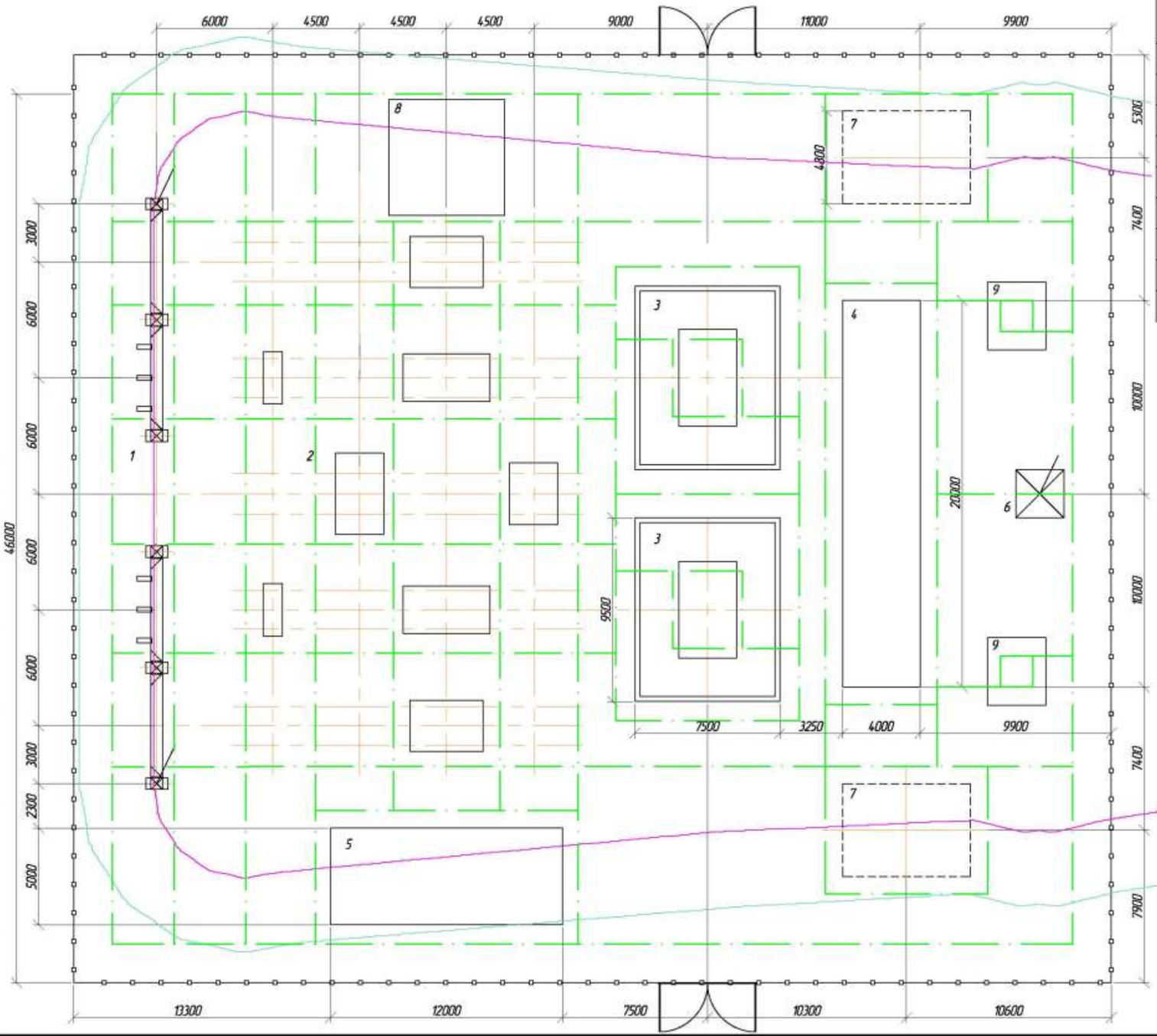
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ 1 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование
1	Порталы линейные
2	ОРУ 35 кВ из блоков высокой заводской готовности
3	Трансформаторы 35/10 кВ
4	КРУ 10 кВ в модульном здании
5	ОПУ
6	Прожекторные мачты с молниеотводами
7	Место для устройств компенсации емкостных токов
8	Маслоприемник
9	Трансформаторы собственных нужд 10/0.4 кВ

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 4 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Согласовано

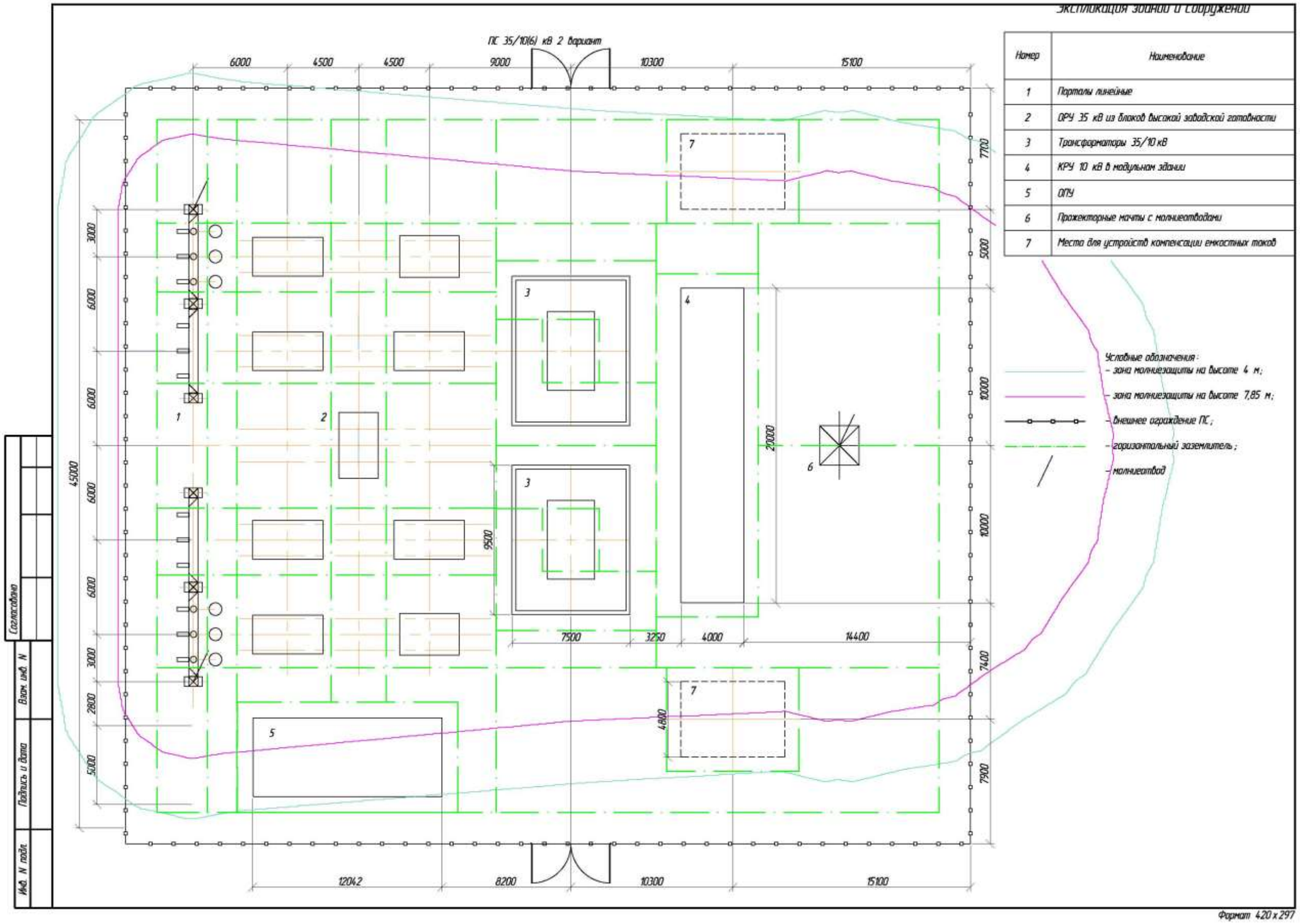
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

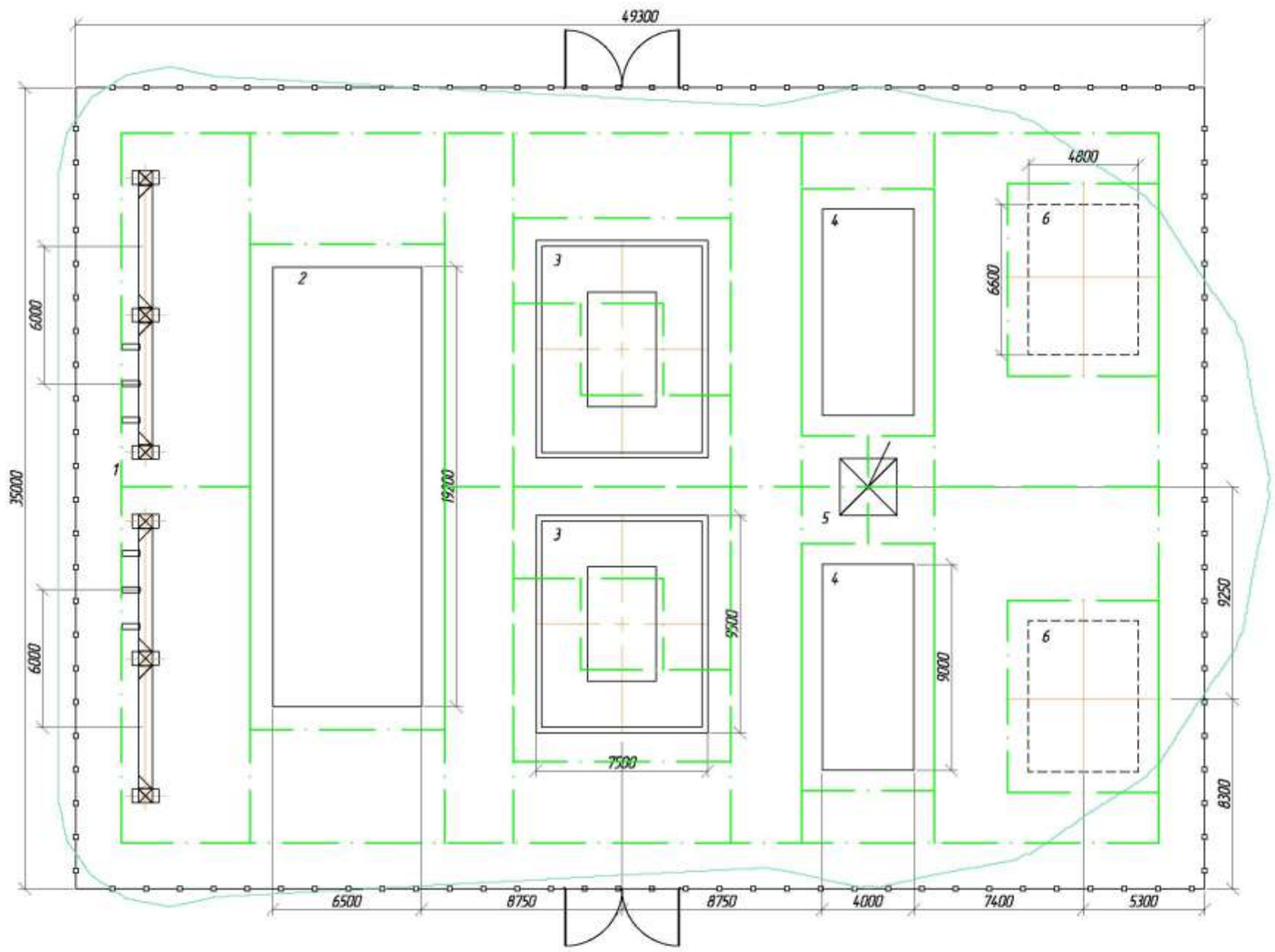
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Номер	Наименование
1	Порталы линейные
2	ОРУ 35 кВ из блоков высокой заводской готовности
3	Трансформаторы 35/10 кВ
4	КРУ 10 кВ в модульном здании
5	ОПУ
6	Прожекторные мачты с молниеотводами
7	Места для устройств компенсации емкостных токов

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ 4 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование
1	Порталы линейные
2	КРУ 35 кВ в модульном здании
3	Трансформаторы 35/10 кВ
4	КРУ 10 кВ в модульном здании
5	Прожекторная мачта с молниеотводом
6	Место для устройств компенсации емкостных токов

Условные обозначения
- зона молниезащиты на высоте 4 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Согласовано

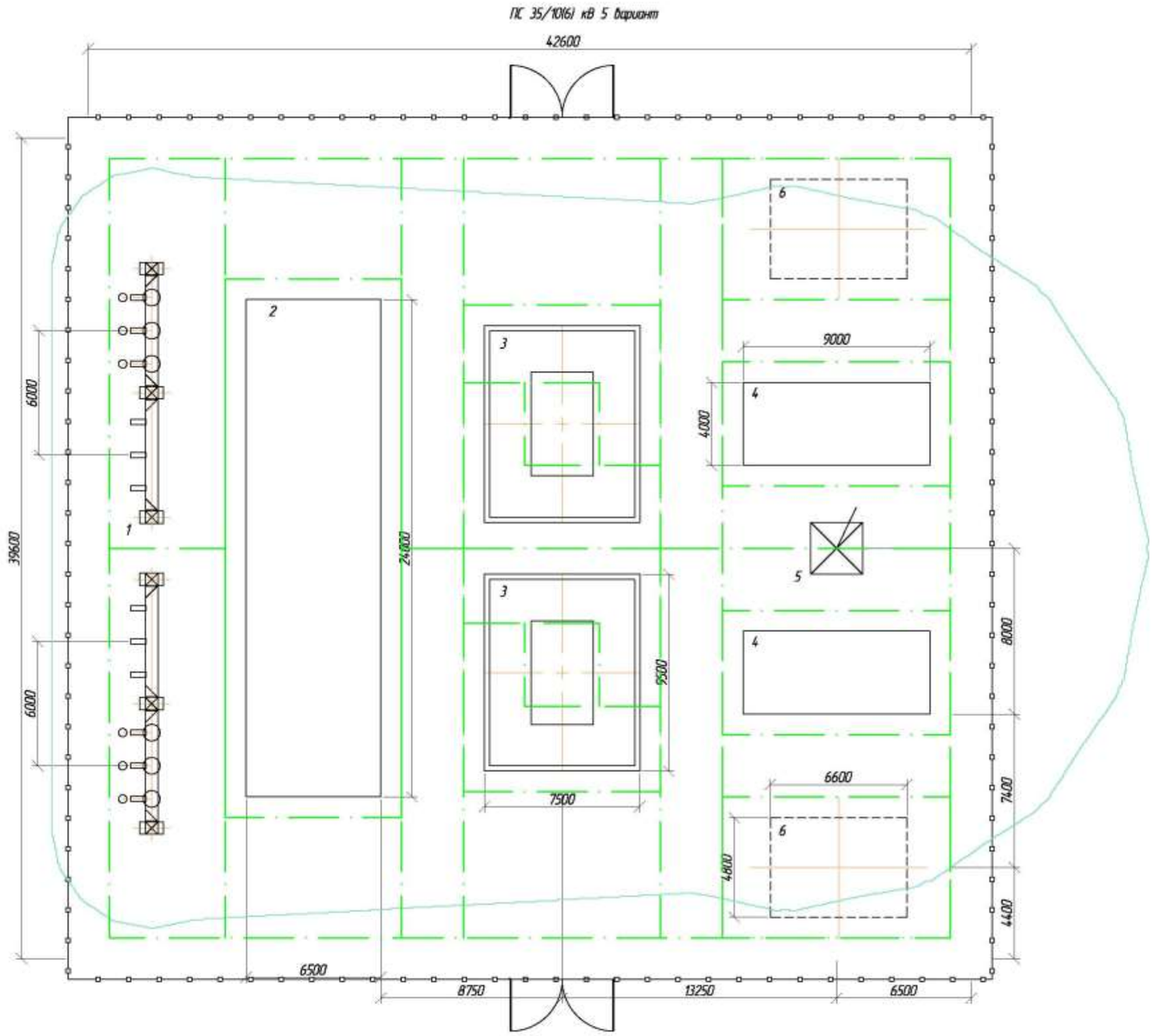
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование
1	Порталы линейные
2	КРУ 35 кВ в модульном здании
3	Трансформаторы 35/10 кВ
4	КРУ 10 кВ в модульном здании
5	Прожекторная мачта с молниеотводом
6	Место для устройств компенсации емкостных токов

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 4 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Согласовано

Взам. инв. N

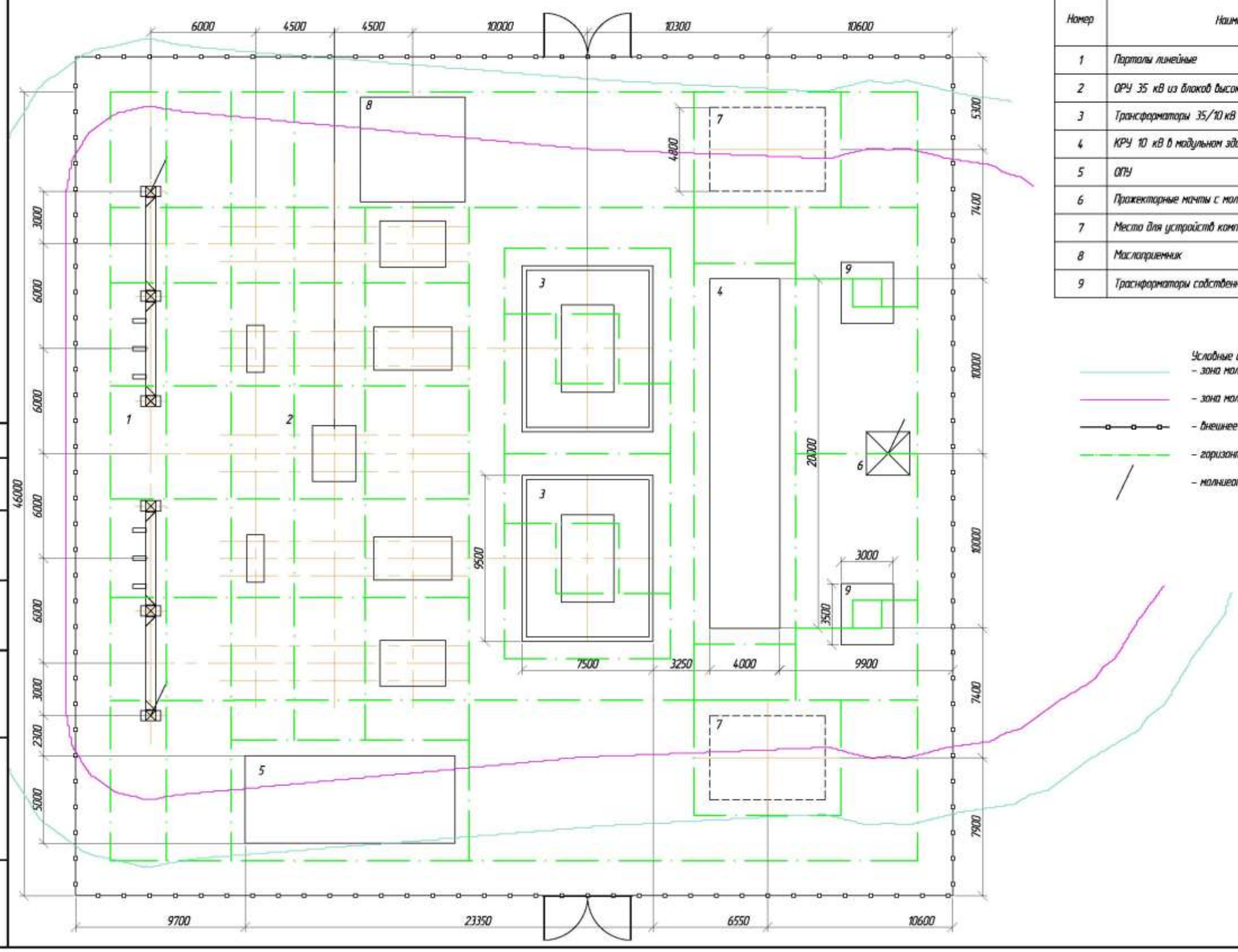
Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ 6 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование
1	Порталы линейные
2	ОРУ 35 кВ из блоков высокой заводской готовности
3	Трансформаторы 35/10 кВ
4	КРУ 10 кВ в модульном здании
5	ОПУ
6	Прожекторные мачты с молниеотводами
7	Место для устройств компенсации емкостных токов
8	Маслоприемник
9	Трансформаторы собственных нужд 10/0.4 кВ

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 4 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Согласовано

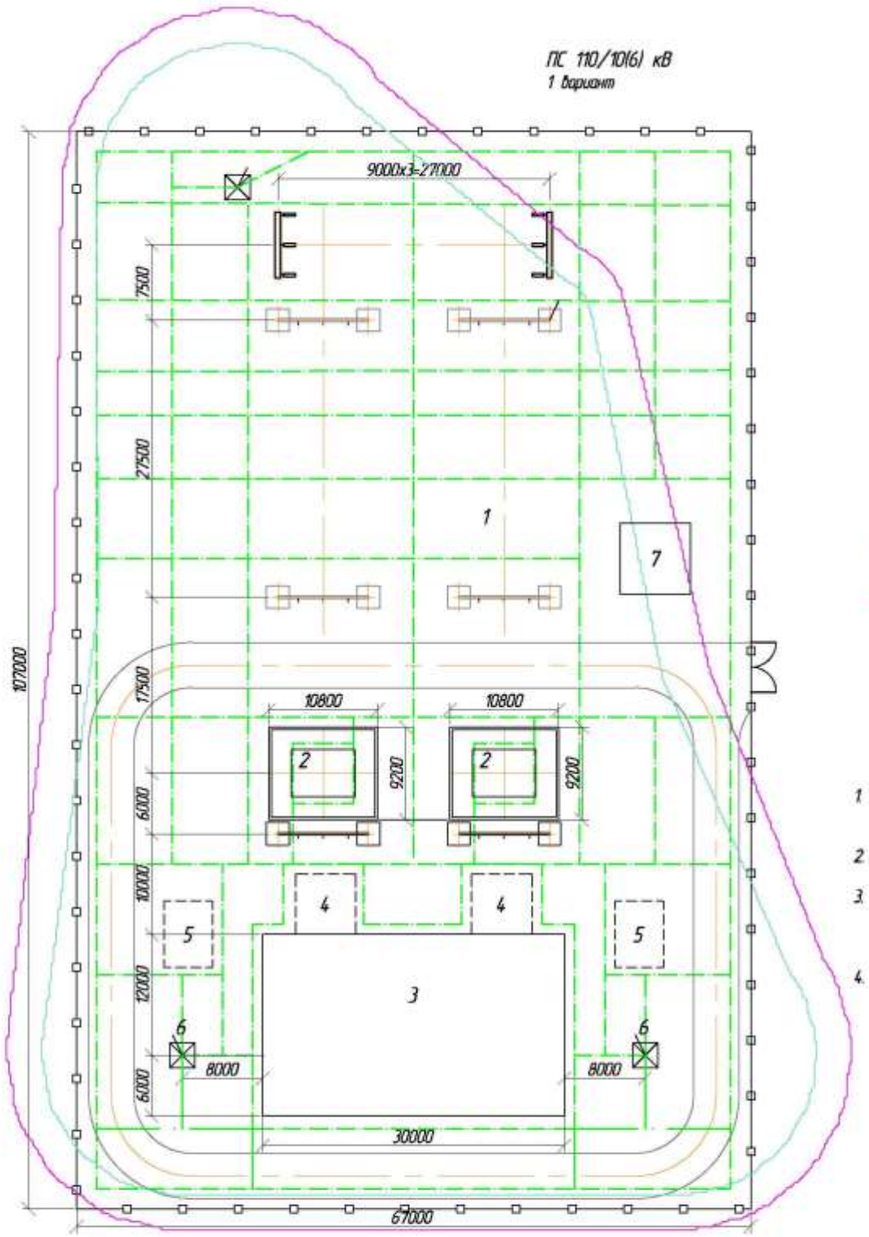
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройства должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 x 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.

Согласовано

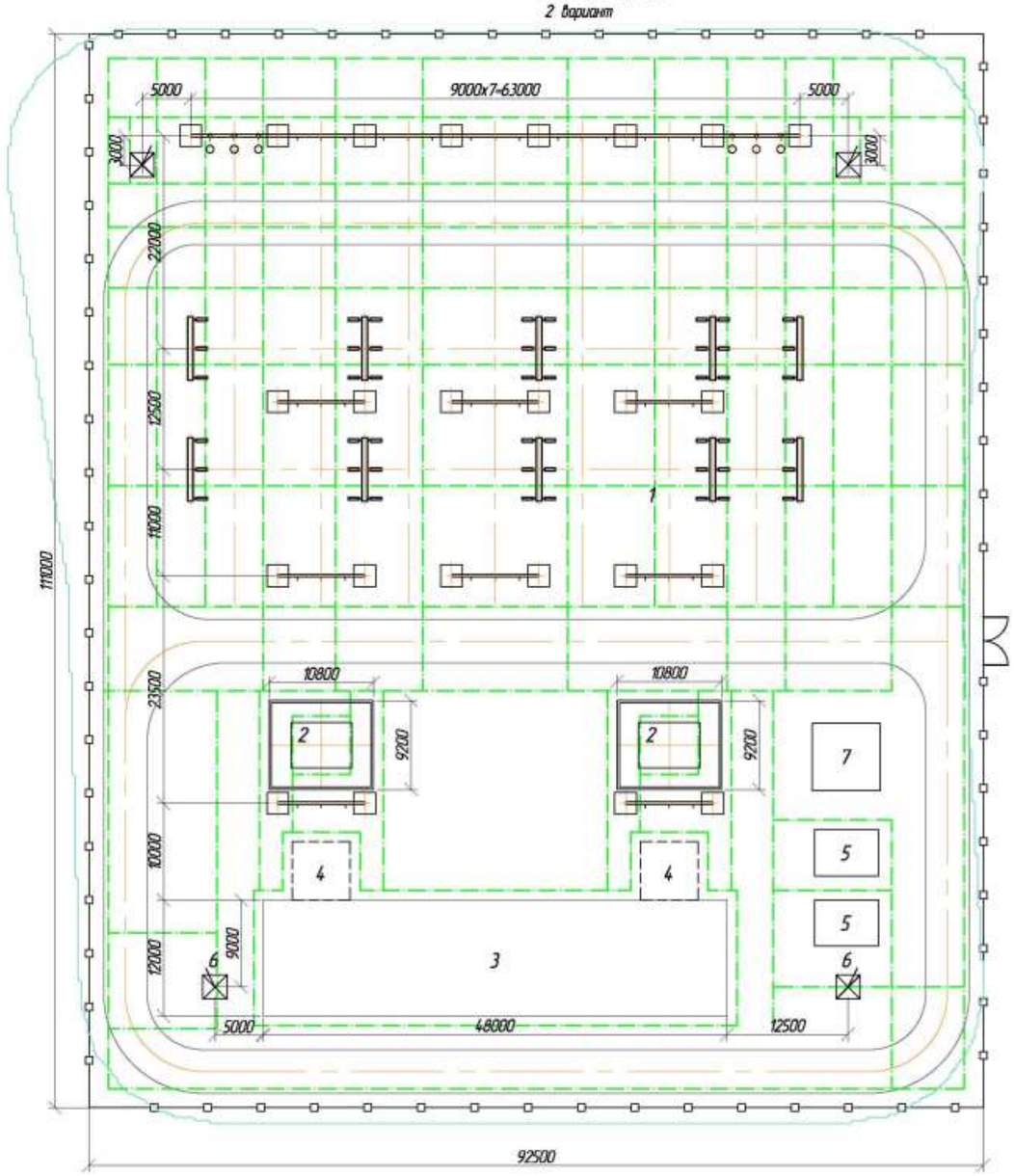
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6) кВ
2 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 х 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.

Согласовано

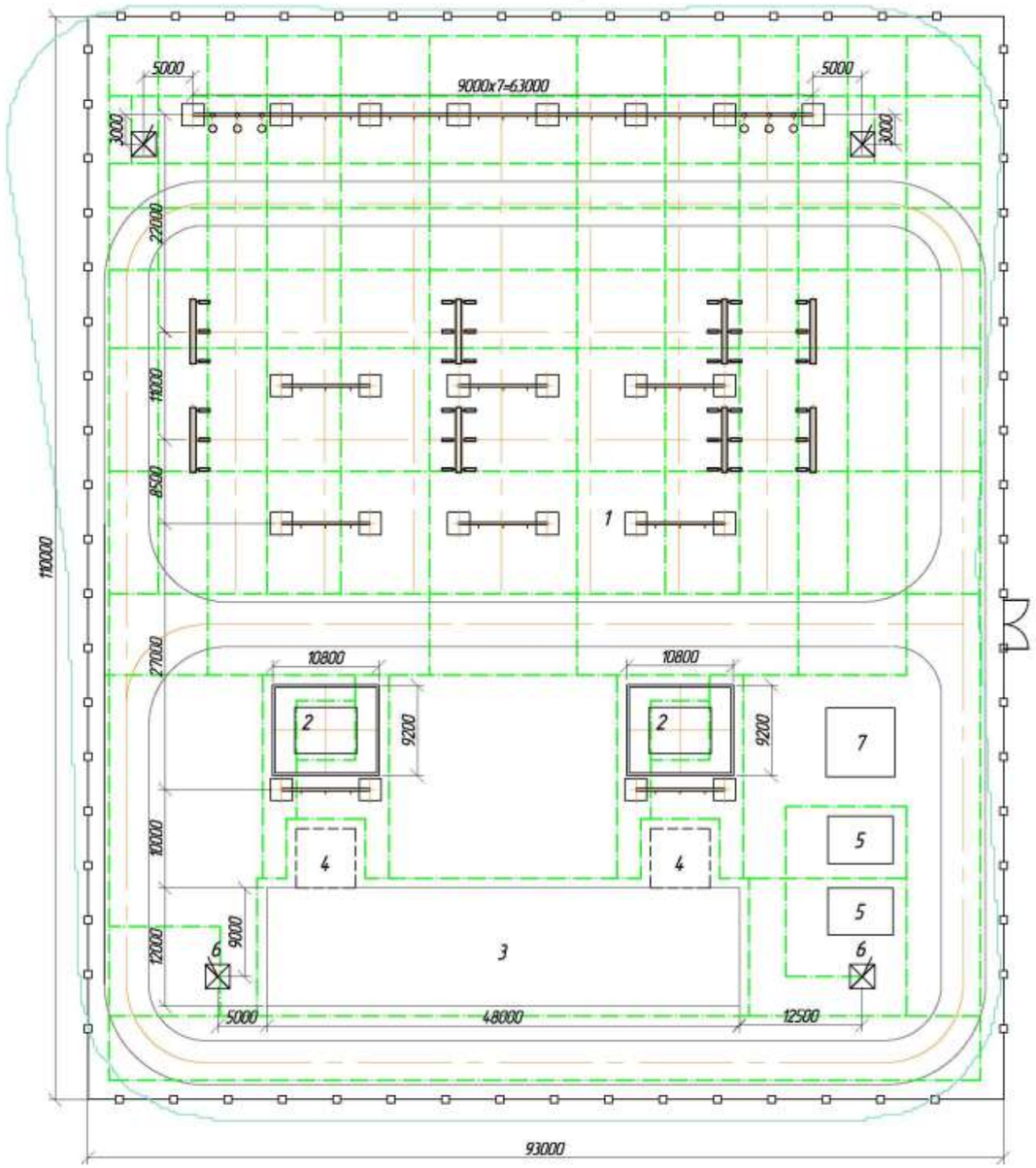
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6) кВ
3 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 х 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.

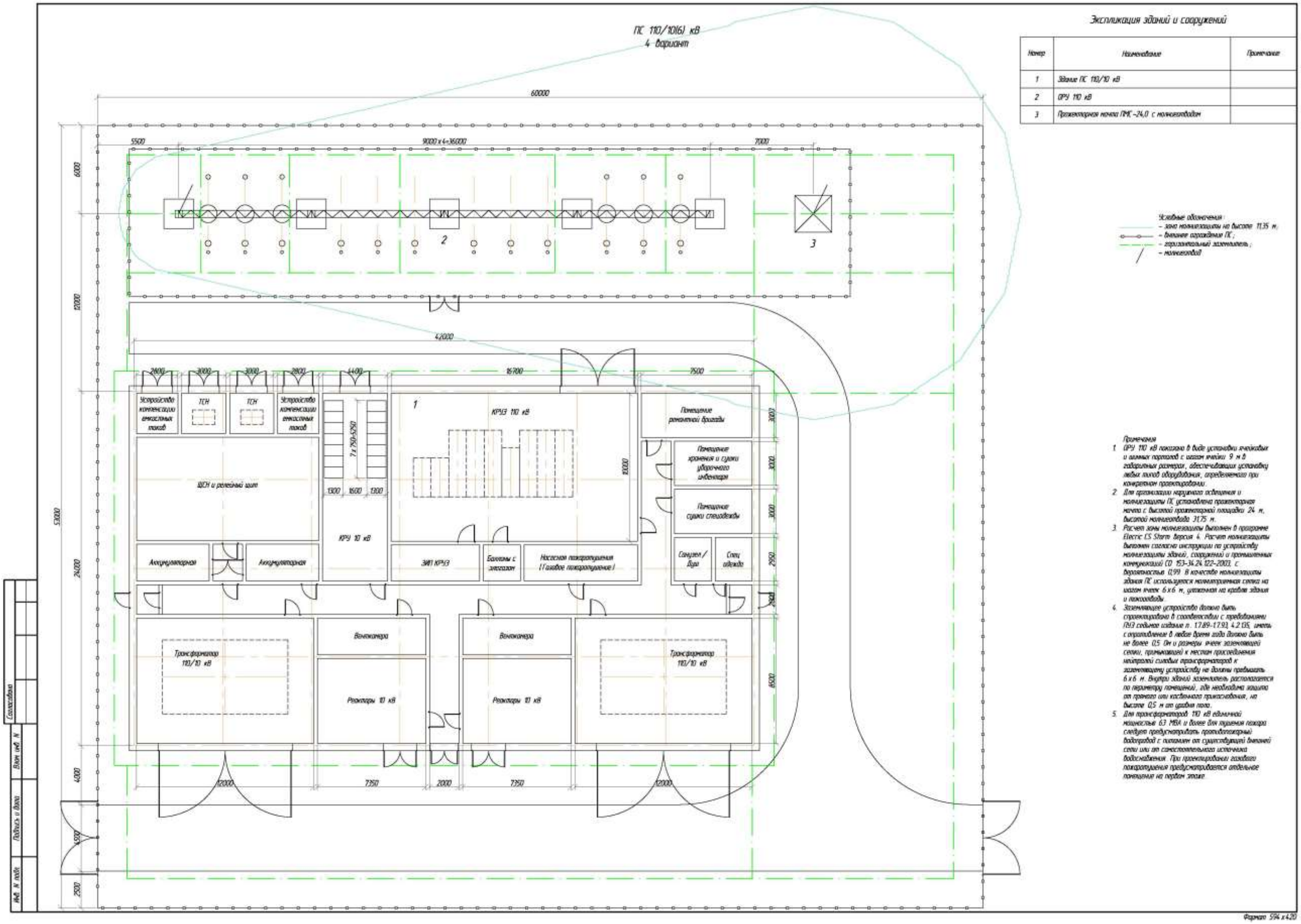
Согласовано

Взам. инв. N

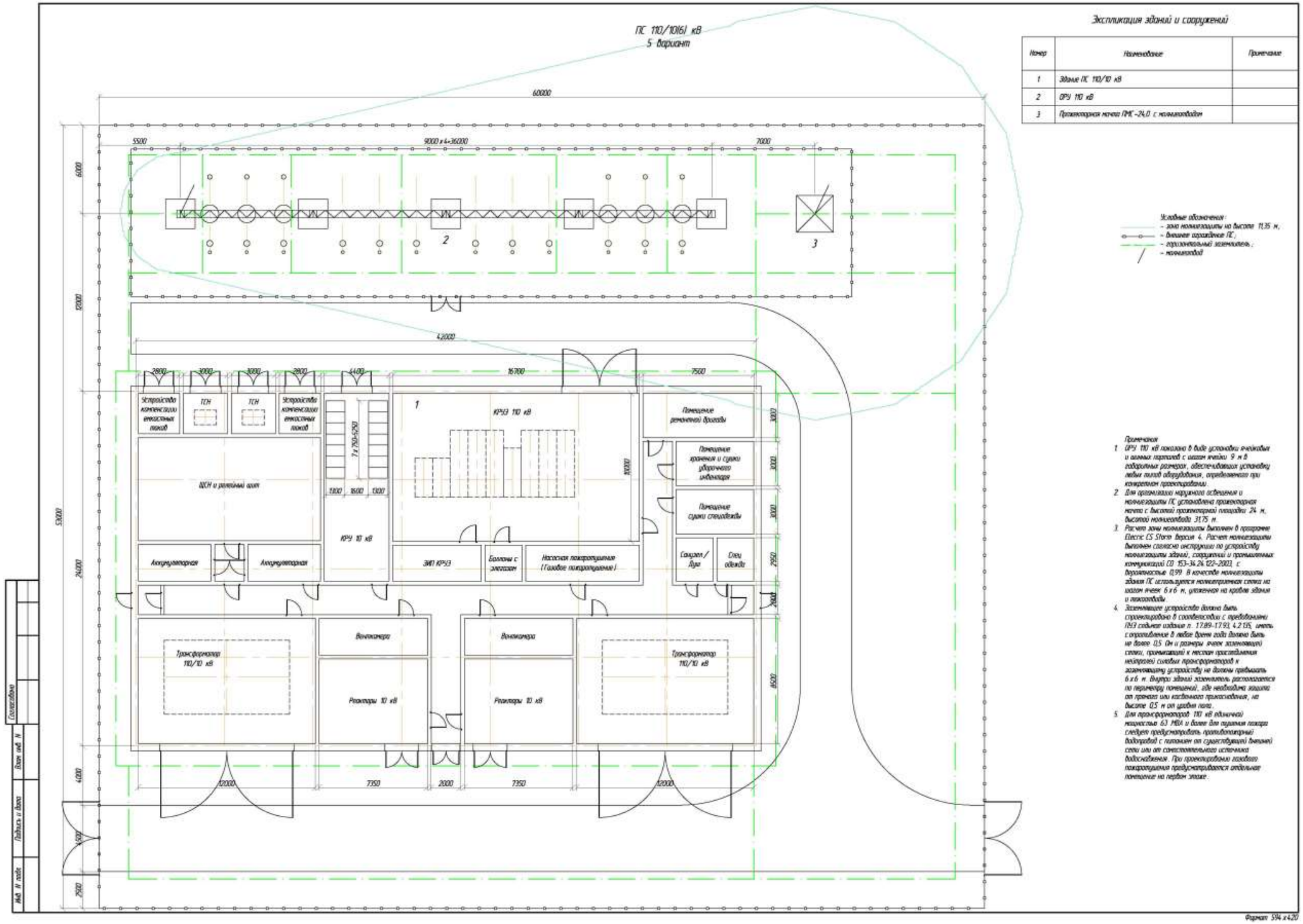
Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	Здание ПС 110/10 кВ	
2	ОРУ 110 кВ	
3	Прожекторная мачта ПМС-24.0 с молниеотводом	

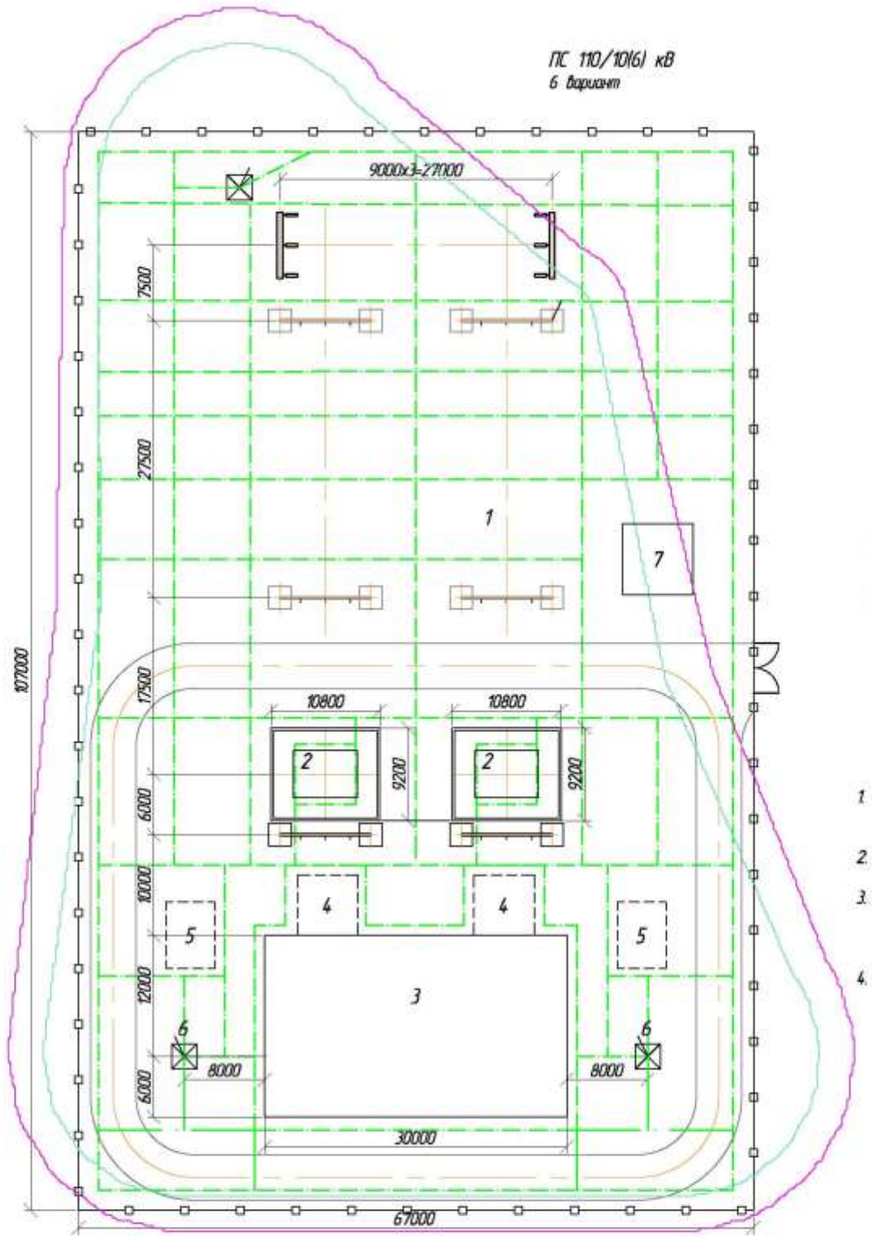
Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде условной ячейки и имеет параметры с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлена прожекторная мачта с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Electric CS Store версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. В качестве молниезащиты здания ПС используется монтажная сетка на шагом ячеек 6 х 6 м, уложенная на кровле здания и покоотводы.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 х 6 м. Вокруг здания заземлитель располагается по периметру помещений, где необходимо защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. Про проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

Формат 594 х 420

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.24.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 x 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.

Согласовано

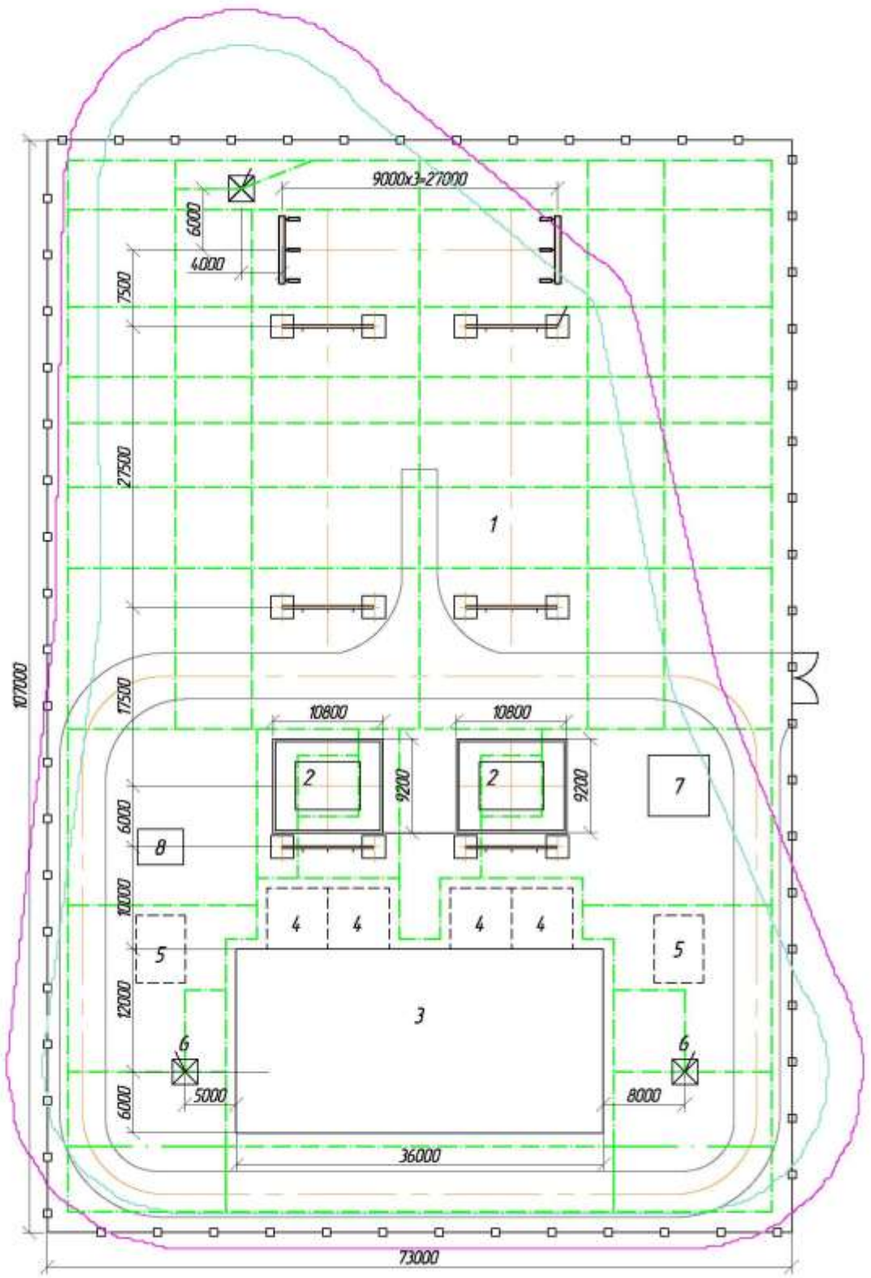
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
1 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10-10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	
8	Пожарный резервуар	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 х 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. При проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

Согласовано

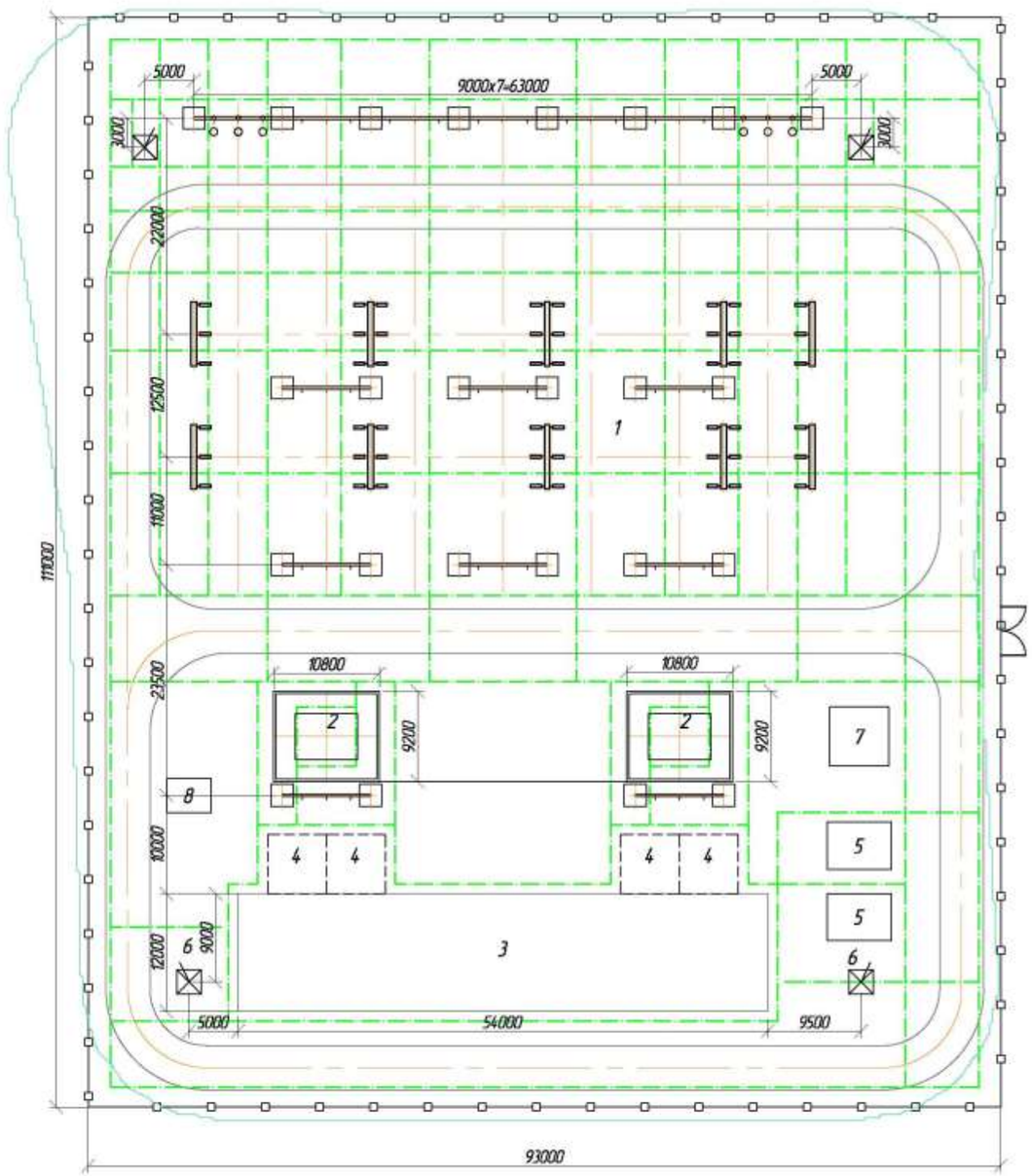
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
2 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10-10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	
8	Пожарный резервуар	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.24.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 x 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. При проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

Согласовано

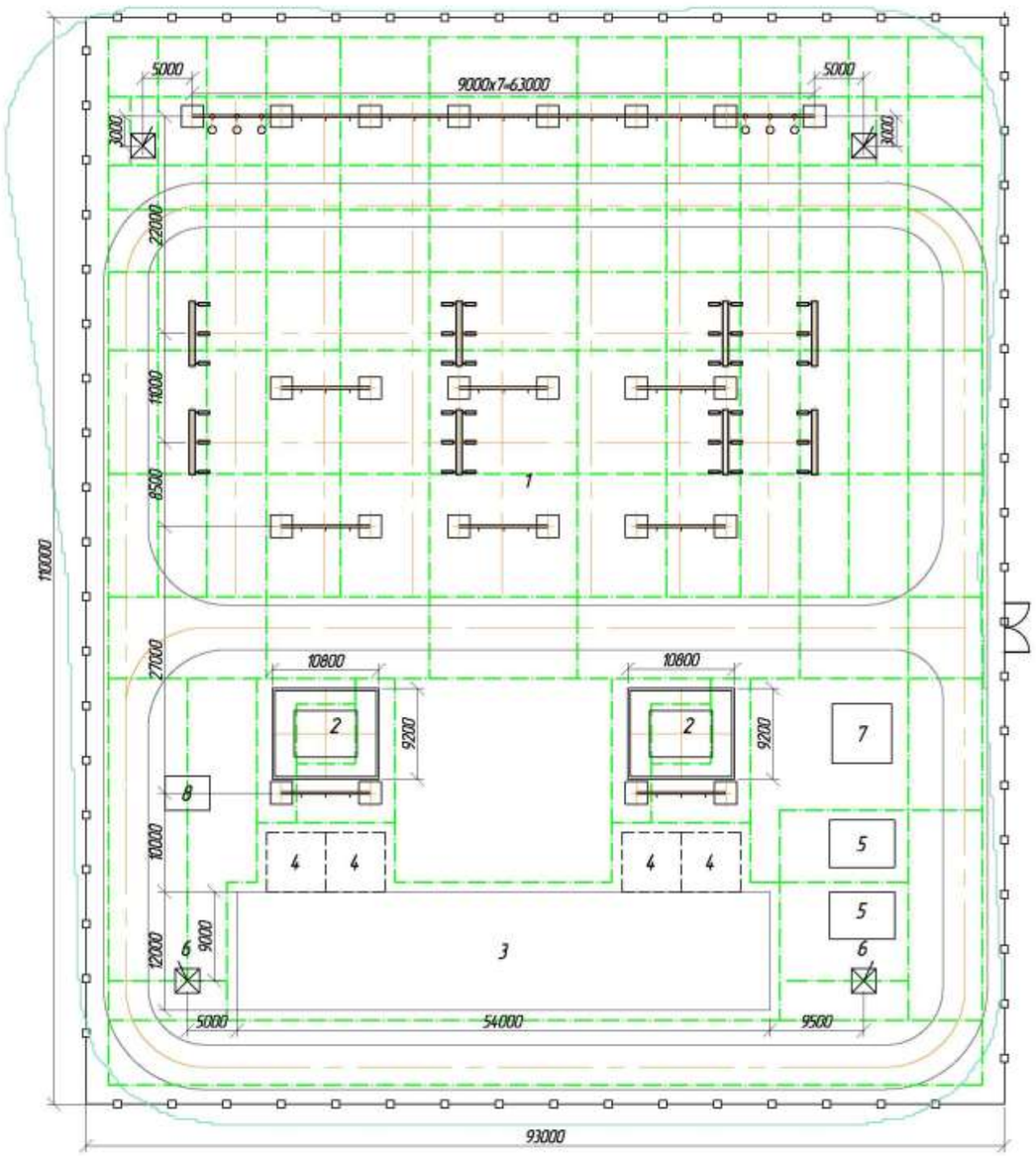
Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6)-10(6) кВ
3 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/10-10 кВ	
3	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
4	Помещение реакторов 10 кВ	
5	Место для устройств компенсации емкостных токов	
6	Прожекторная мачта с молниеотводом	
7	Маслосборник	
8	Пожарный резервуар	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 х 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. При проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

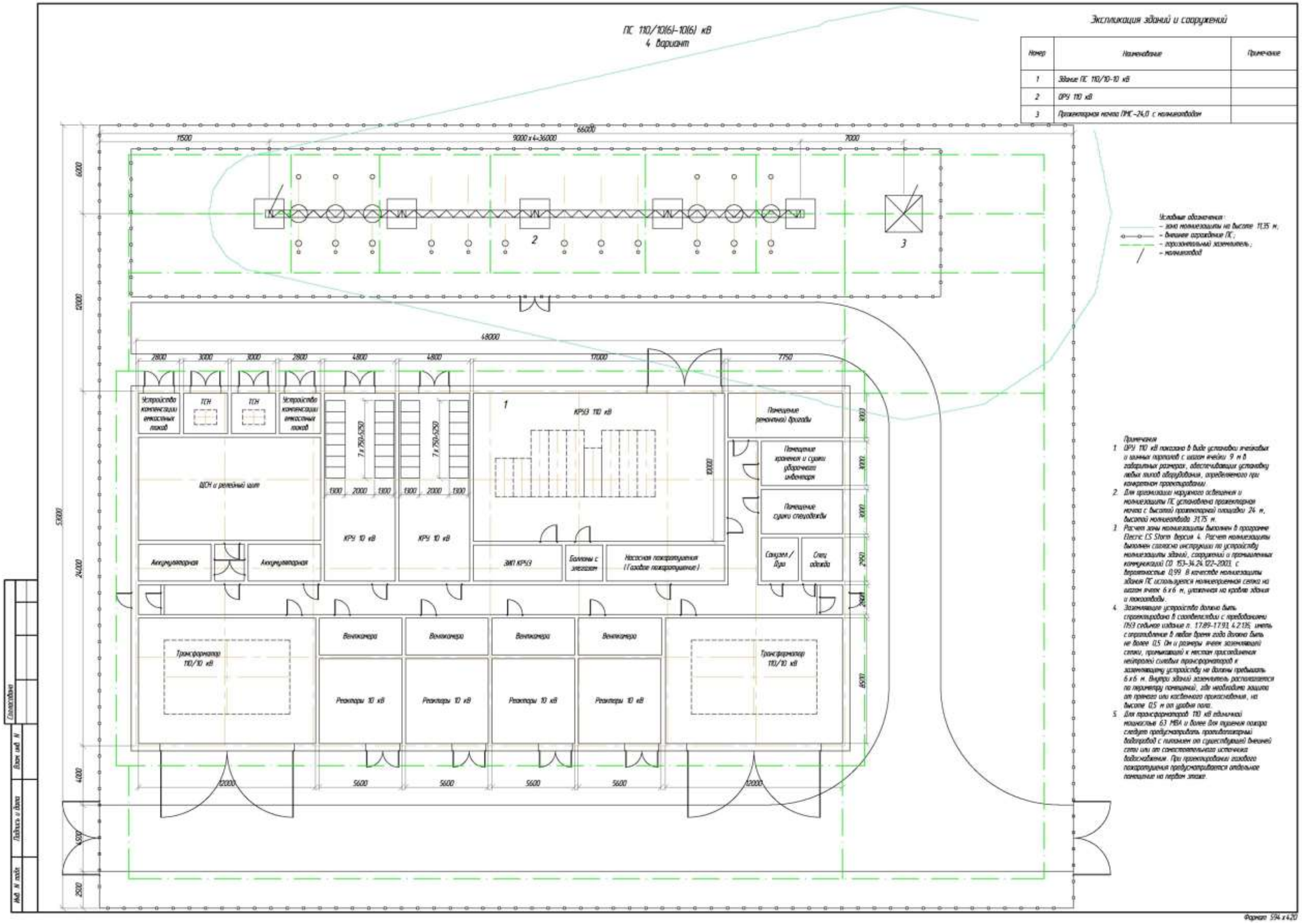
Согласовано

Взам. инв. N

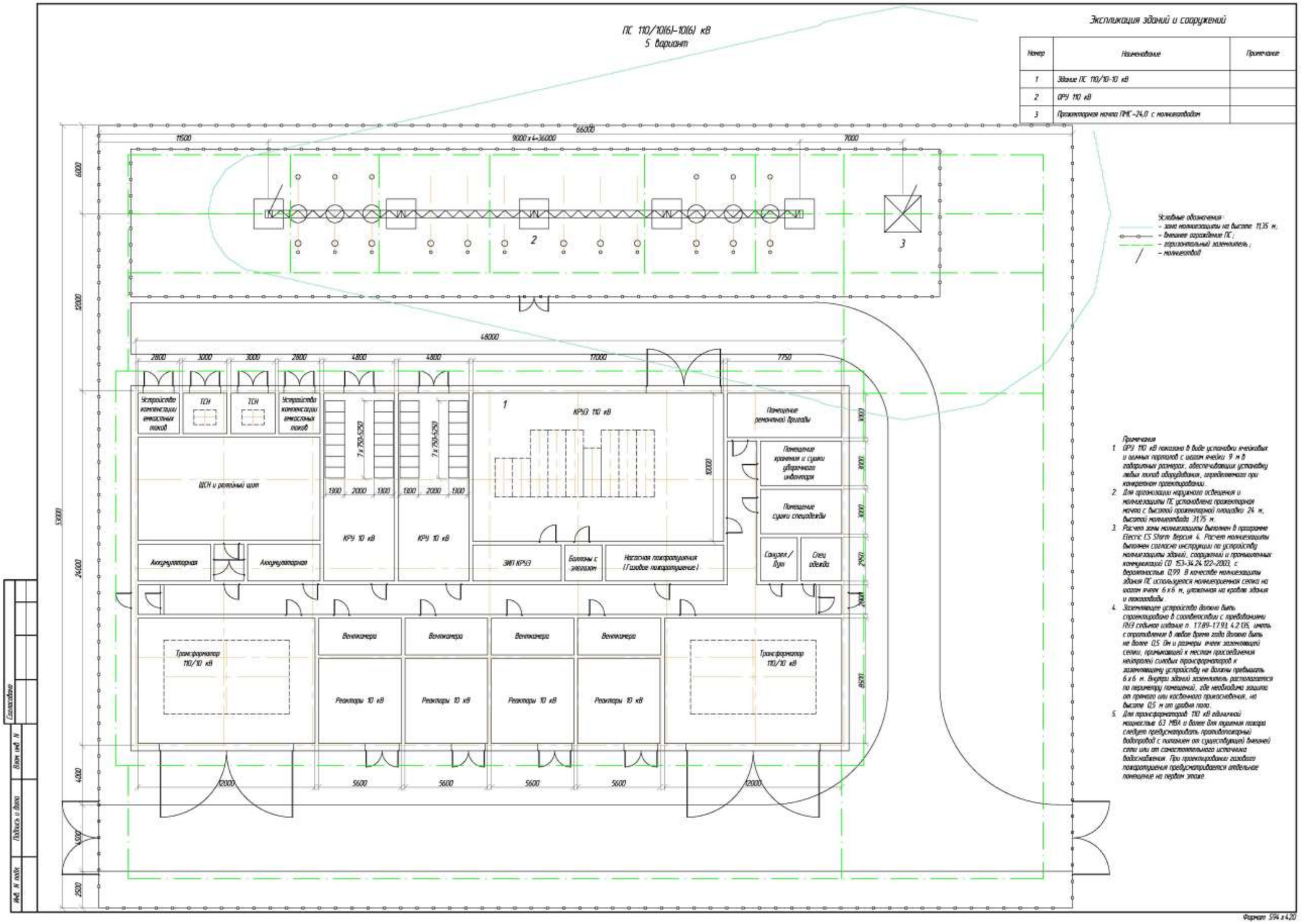
Подпись и дата

Инв. N подл.

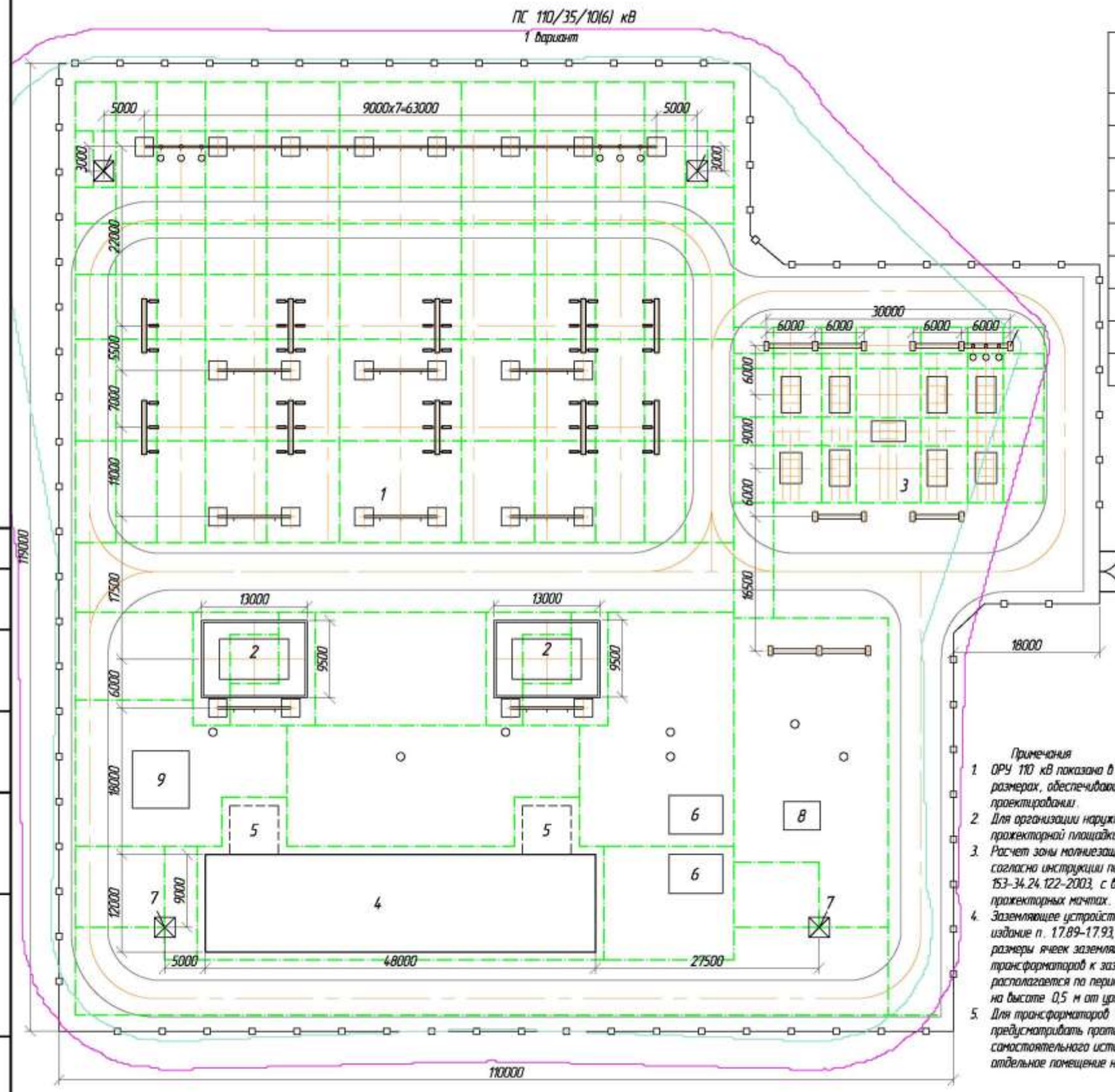
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/35/10 кВ	
3	ОРУ 35 кВ	
4	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
5	Помещение реакторов 10 кВ	
6	Место для устройств компенсации емкостных токов	
7	Прожекторная мачта с молниеотводом	
8	Пожарный резервуар	
9	Маслосборник	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Electric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.24.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89–1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 x 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей смешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. При проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

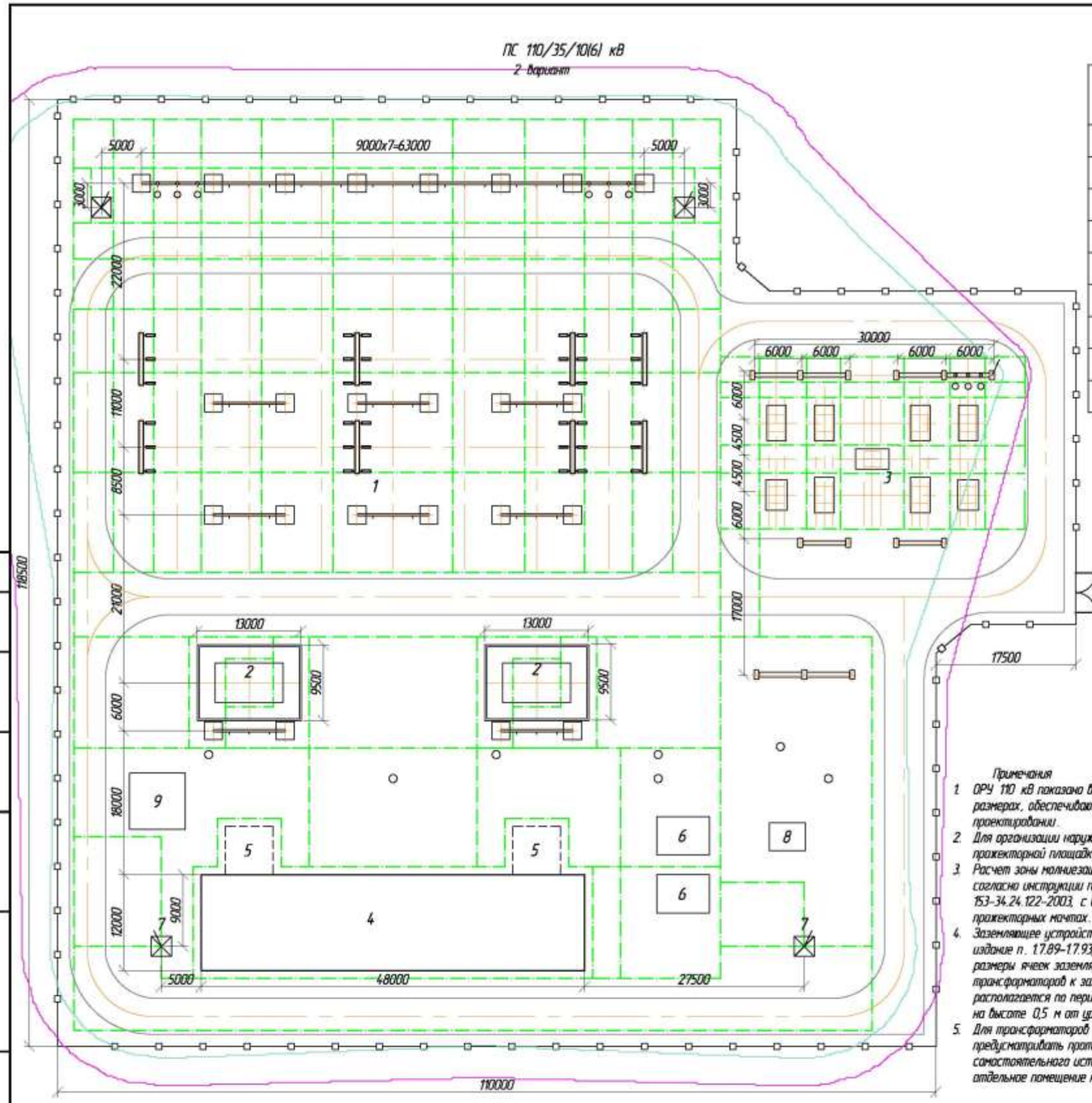
Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Трансформаторы 110/35/10 кВ	
3	ОРУ 35 кВ	
4	ЗРУ 10 кВ, совмещенное с ОПУ	
5	Помещение реакторов 10 кВ	
6	Место для устройств компенсации емкостных токов	
7	Прожекторная мачта с молниеотводом	
8	Пожарный резервуар	
9	Маслосборник	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.24.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройства должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 x 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. При проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

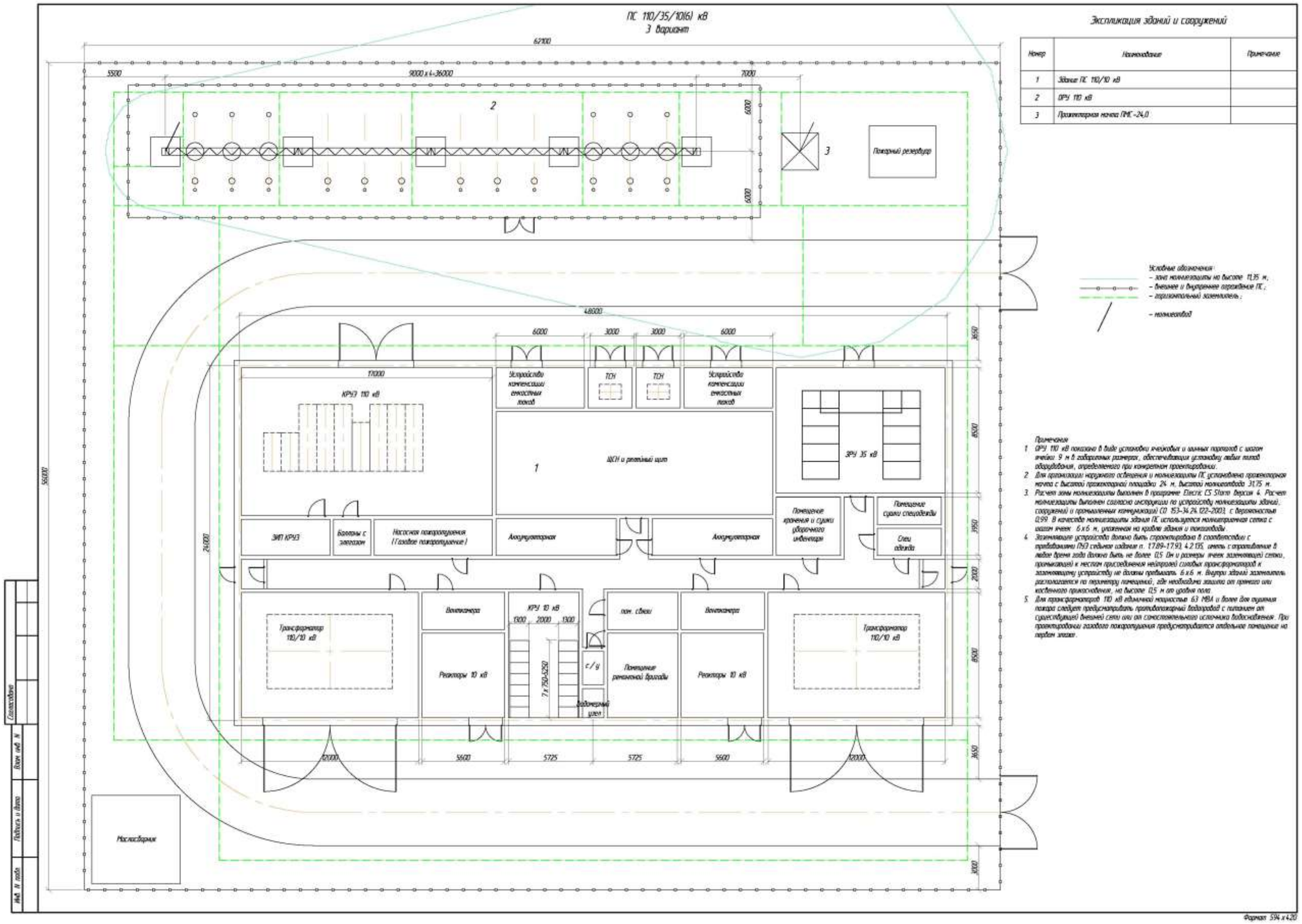
Согласовано

Взам. инв. N

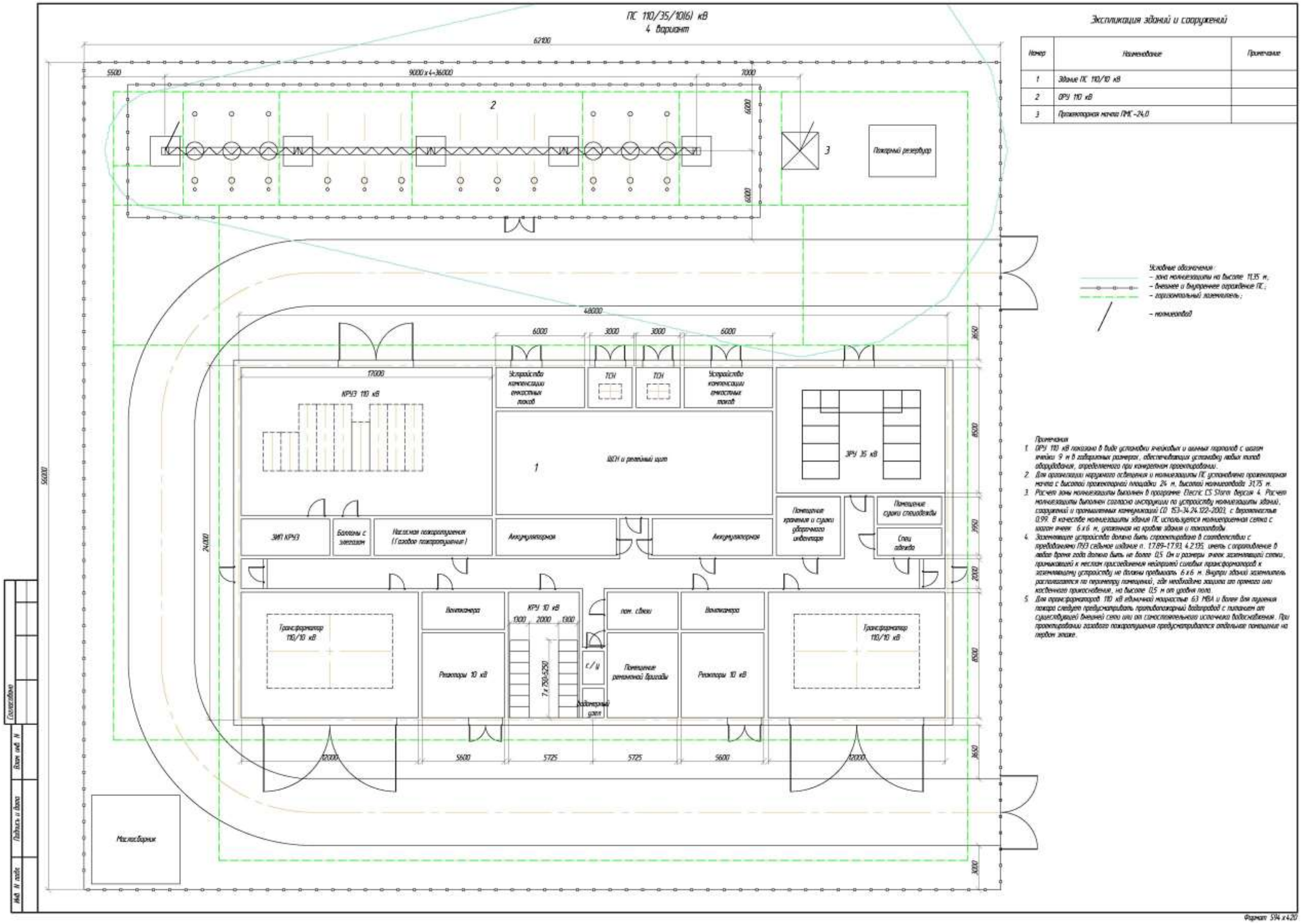
Подпись и дата

Инв. N подл.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

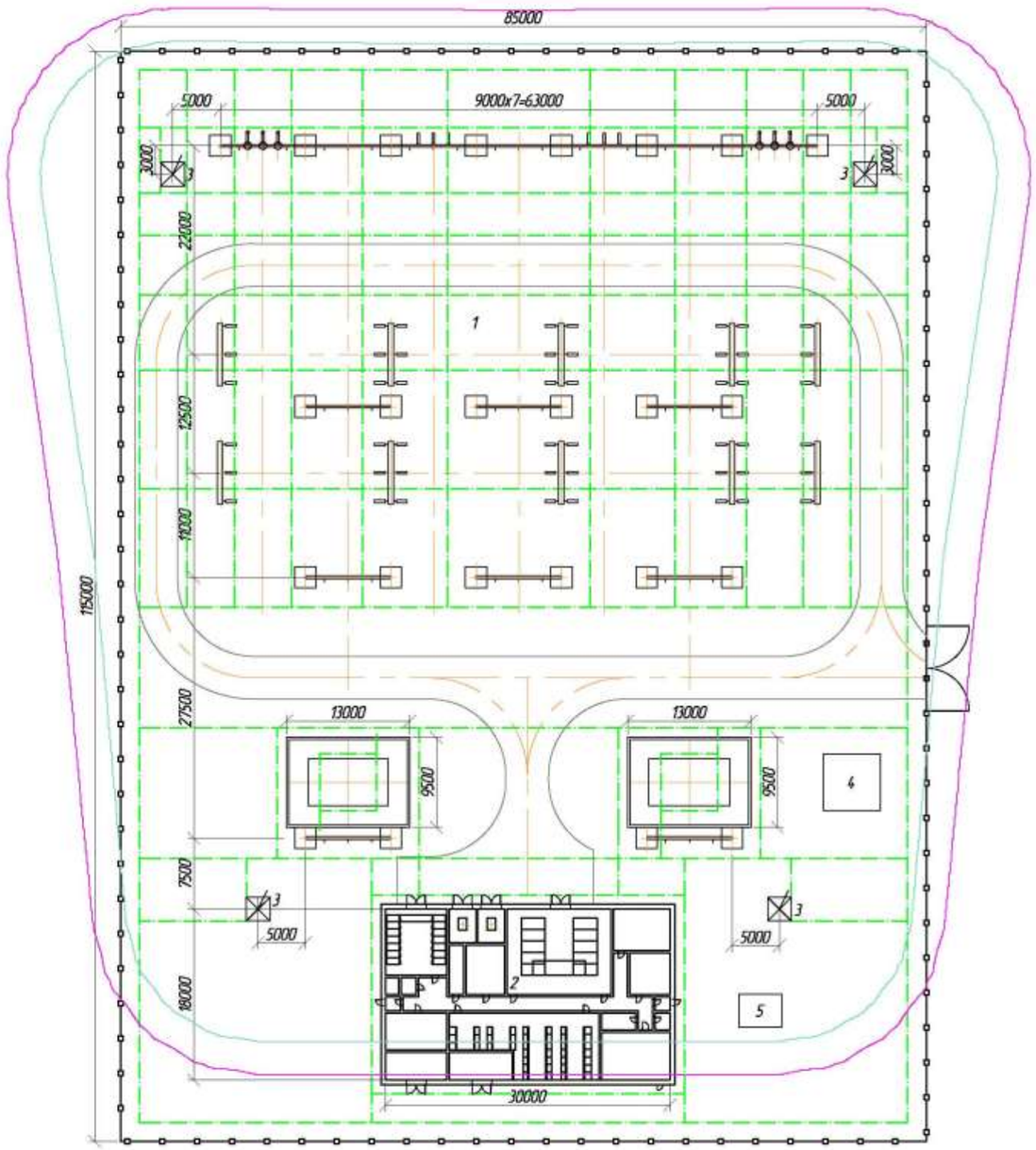


Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/35/10(6) кВ
5 вариант



Экспликация зданий и сооружений

Номер	Наименование	Примечание
1	ОРУ 110 кВ	
2	Здание ПС	
3	Прожекторная мачта ПМС-24,0	
4	Маслосборник	
5	Пожарный резервуар	

Условные обозначения:
- зона молниезащиты на высоте 11,35 м;
- зона молниезащиты на высоте 7,85 м;
- внешнее ограждение ПС;
- горизонтальный заземлитель;
- молниеотвод

Примечания

1. ОРУ 110 кВ показано в виде установки ячейковых и шинных порталов с шагом ячейки 9 м в габаритных размерах, обеспечивающих установку любых типов оборудования, определяемого при конкретном проектировании.
2. Для организации наружного освещения и молниезащиты ПС установлены прожекторные мачты с высотой прожекторной площадки 24 м, высотой молниеотвода 31,75 м.
3. Расчет зоны молниезащиты выполнен в программе Elecric CS Storm версия 4. Расчет молниезащиты выполнен согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО 153-34.21.122-2003, с вероятностью 0,99. Здание ПС попадает в зону защиты молниеотводов на прожекторных мачтах.
4. Заземляющее устройство должно быть спроектировано в соответствии с требованиями ПУЭ седьмое издание п. 1.7.89-1.7.93, 4.2.135, иметь сопротивление в любое время года должно быть не более 0,5 Ом и размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству не должны превышать 6 x 6 м. Внутри зданий заземлитель располагается по периметру помещений, где необходима защита от прямого или косвенного прикосновения, на высоте 0,5 м от уровня пола.
5. Для трансформаторов 110 кВ единичной мощностью 63 МВА и более для тушения пожара следует предусматривать противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения. При проектировании газового пожаротушения предусматривается отдельное помещение на первом этаже.

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

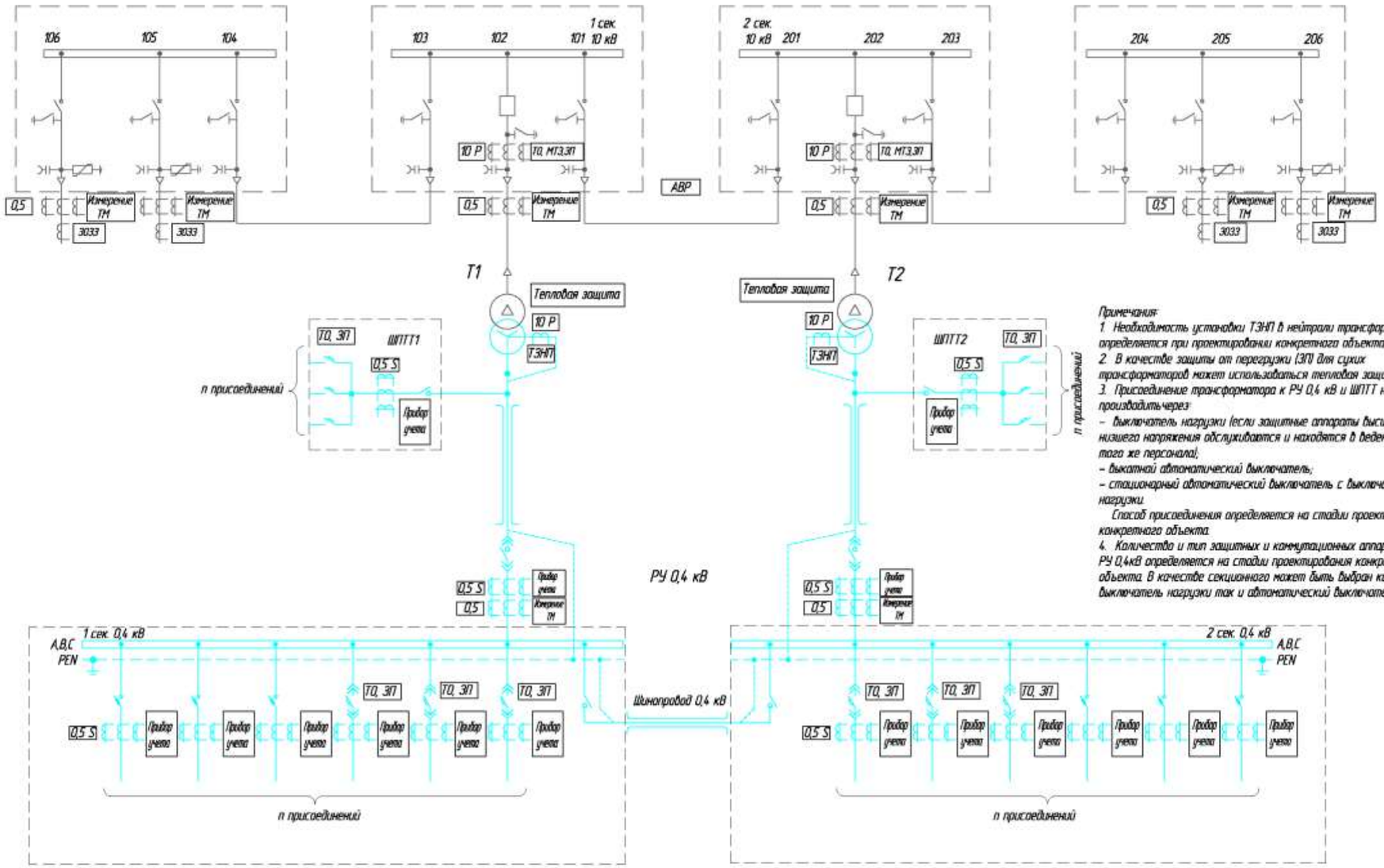
Формат 420 x 297

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Приложение В (обязательное) Альбом схем распределения устройств ИТС по ТТ и ТН и ведомости оборудования

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

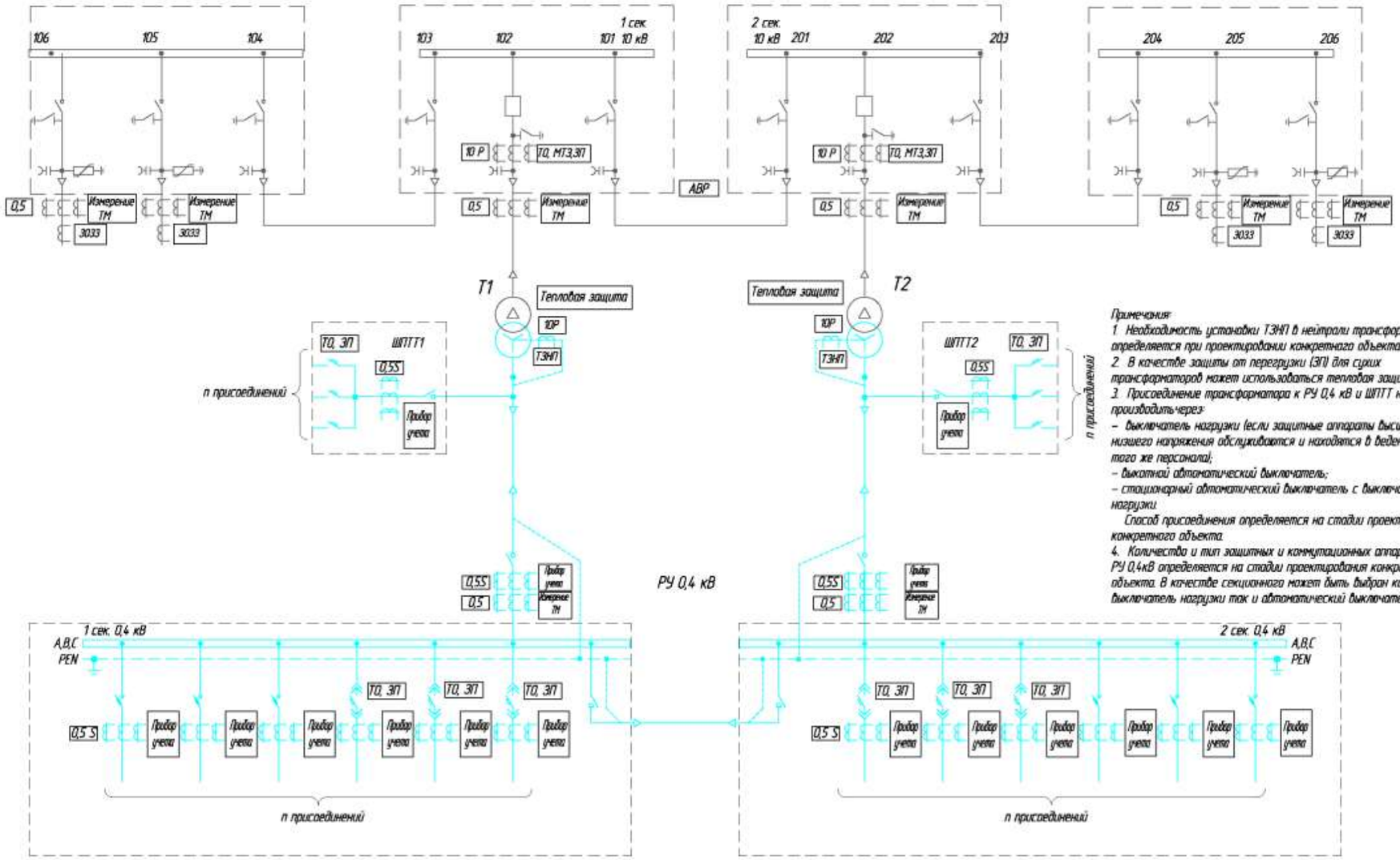
ТП 10(6)/0,4 кВ
РУ 10(6) кВ 4 моноблока, трансформаторы мощностью 2500 – 3150 кВА
Вариант 1



Примечания:
1. Необходимость установки ТЭНП в нейтрали трансформатора определяется при проектировании конкретного объекта.
2. В качестве защиты от перегрузки (ЗП) для сухих трансформаторов может использоваться тепловая защита.
3. Присоединение трансформатора к РУ 0,4 кВ и ШПТТ необходимо производить через:
– выключатель нагрузки (если защитные аппараты высшего и низшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала);
– выкатной автоматический выключатель;
– стационарный автоматический выключатель с выключателем нагрузки.
Способ присоединения определяется на стадии проектирования конкретного объекта.
4. Количество и тип защитных и коммутационных аппаратов РУ 0,4кВ определяется на стадии проектирования конкретного объекта. В качестве секционного может быть выбран как выключатель нагрузки так и автоматический выключатель.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ТП 10(6)/0,4 кВ
РУ 10(6) кВ 4 моноблока, трансформаторы мощностью 250 – 1600 кВА
Вариант 2



Примечания:

1. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали трансформатора определяется при проектировании конкретного объекта.
2. В качестве защиты от перегрузки (ЗП) для сухих трансформаторов может использоваться тепловая защита.
3. Присоединение трансформатора к РУ 0,4 кВ и ШПТТ необходимо производить через:
   - выключатель нагрузки (если защитные аппараты высшего и низшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала);
   - выкатной автоматический выключатель;
   - стационарный автоматический выключатель с выключателем нагрузки.

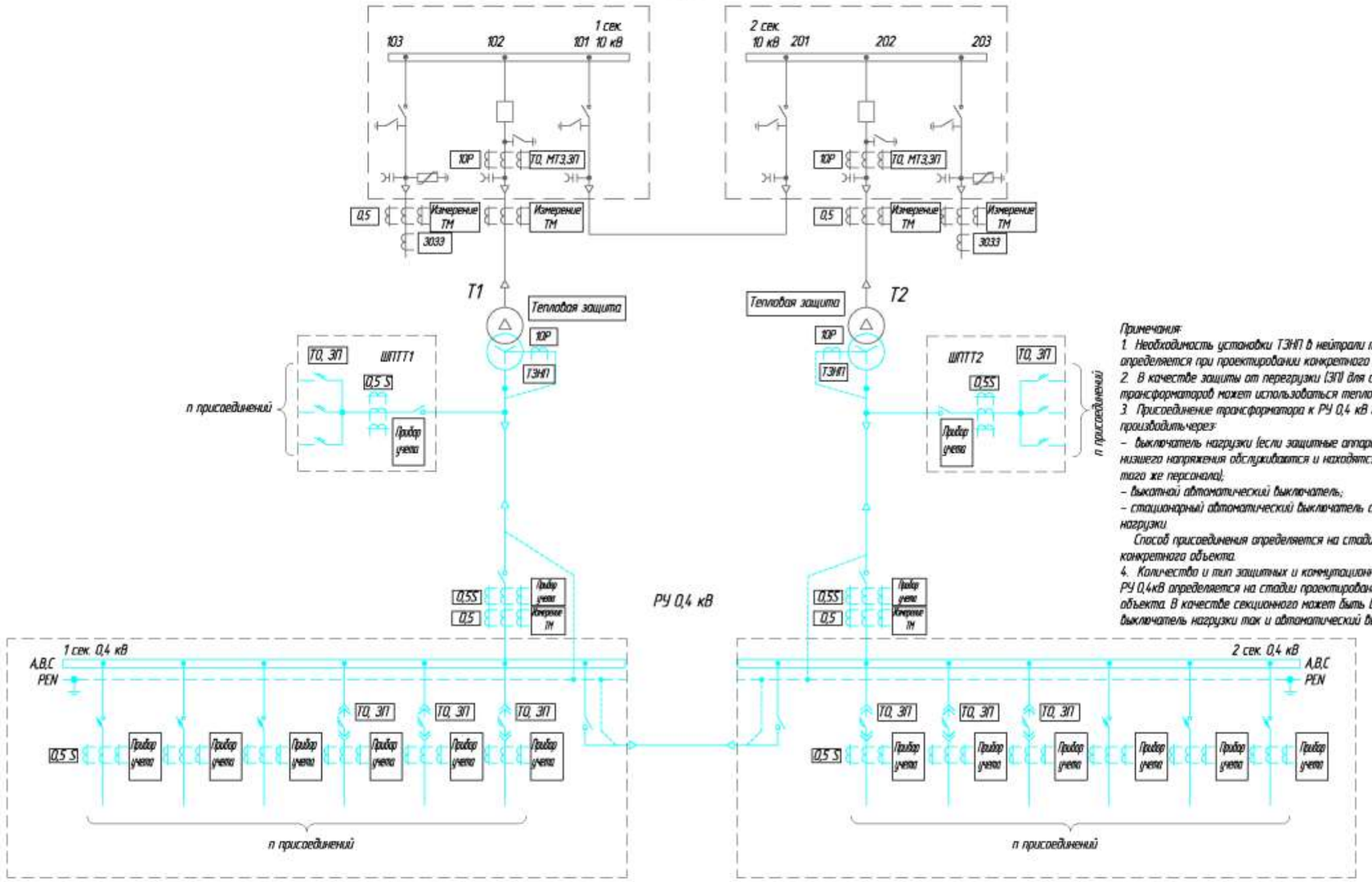
   Способ присоединения определяется на стадии проектирования конкретного объекта.
4. Количество и тип защитных и коммутационных аппаратов РУ 0,4кВ определяется на стадии проектирования конкретного объекта. В качестве секционного может быть выбран как выключатель нагрузки так и автоматический выключатель.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ТП 10(6)/0,4 кВ

РУ 10(6) кВ 2 моноблока, трансформаторы мощностью 250 – 1600 кВА

Вариант 3



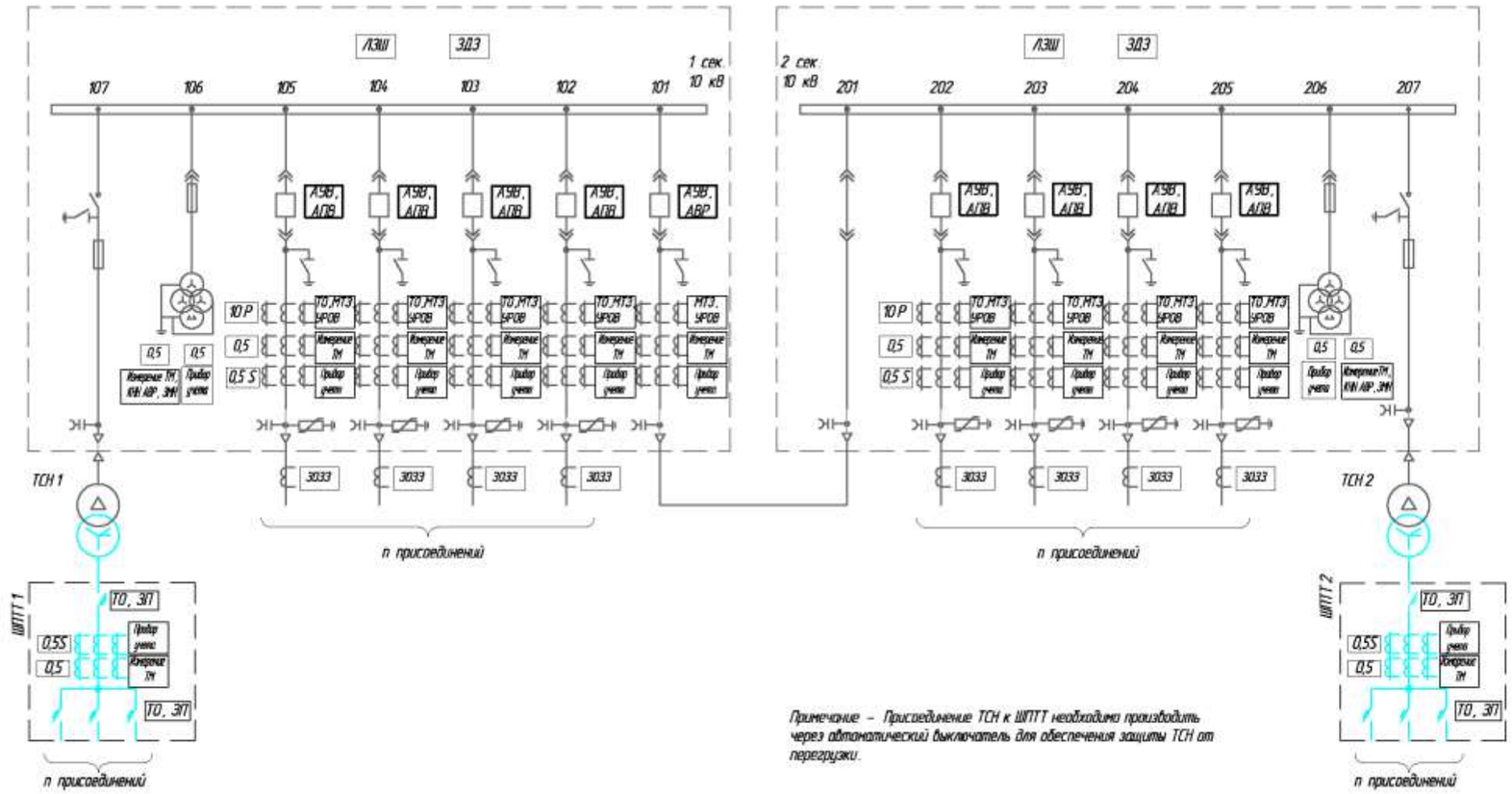
Примечания:

1. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали трансформатора определяется при проектировании конкретного объекта.
2. В качестве защиты от перегрузки (ЗП) для сухих трансформаторов может использоваться тепловая защита.
3. Присоединение трансформатора к РУ 0,4 кВ и ШПТТ необходимо производить через:
   - выключатель нагрузки (если защитные аппараты высшего и низшего напряжения обслуживаются и находятся в ведении одного и того же персонала);
   - выкатной автоматический выключатель;
   - стационарный автоматический выключатель с выключателем нагрузки.

   Способ присоединения определяется на стадии проектирования конкретного объекта.
4. Количество и тип защитных и коммутационных аппаратов РУ 0,4кВ определяется на стадии проектирования конкретного объекта. В качестве секционного может быть выбран как выключатель нагрузки так и автоматический выключатель.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

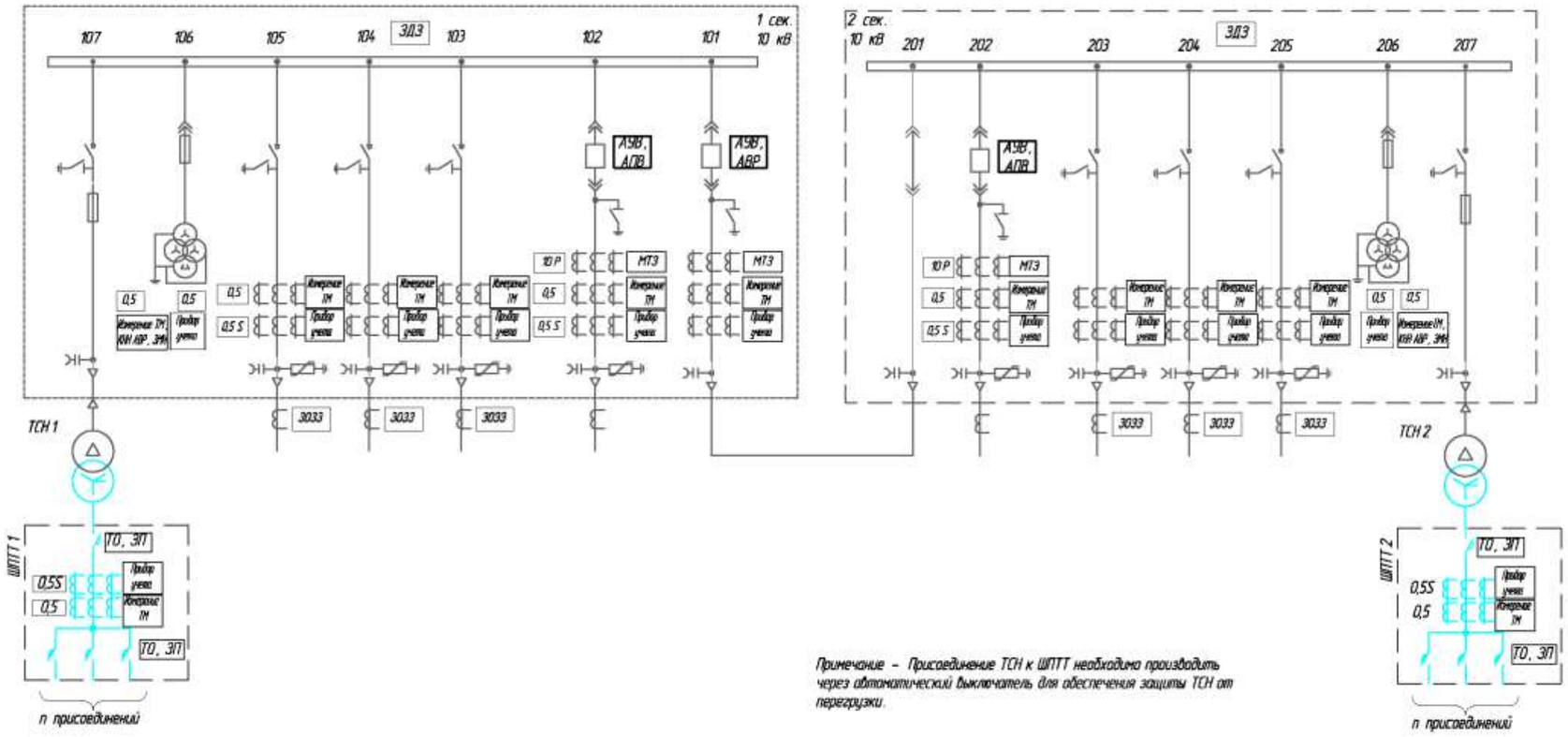
РП 10(6)/0.4 кВ РУ 10(6) кВ с выключателями
Вариант 4



Примечание – Присоединение ТСН к ШПТТ необходимо производить через автоматический выключатель для обеспечения защиты ТСН от перегрузки.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

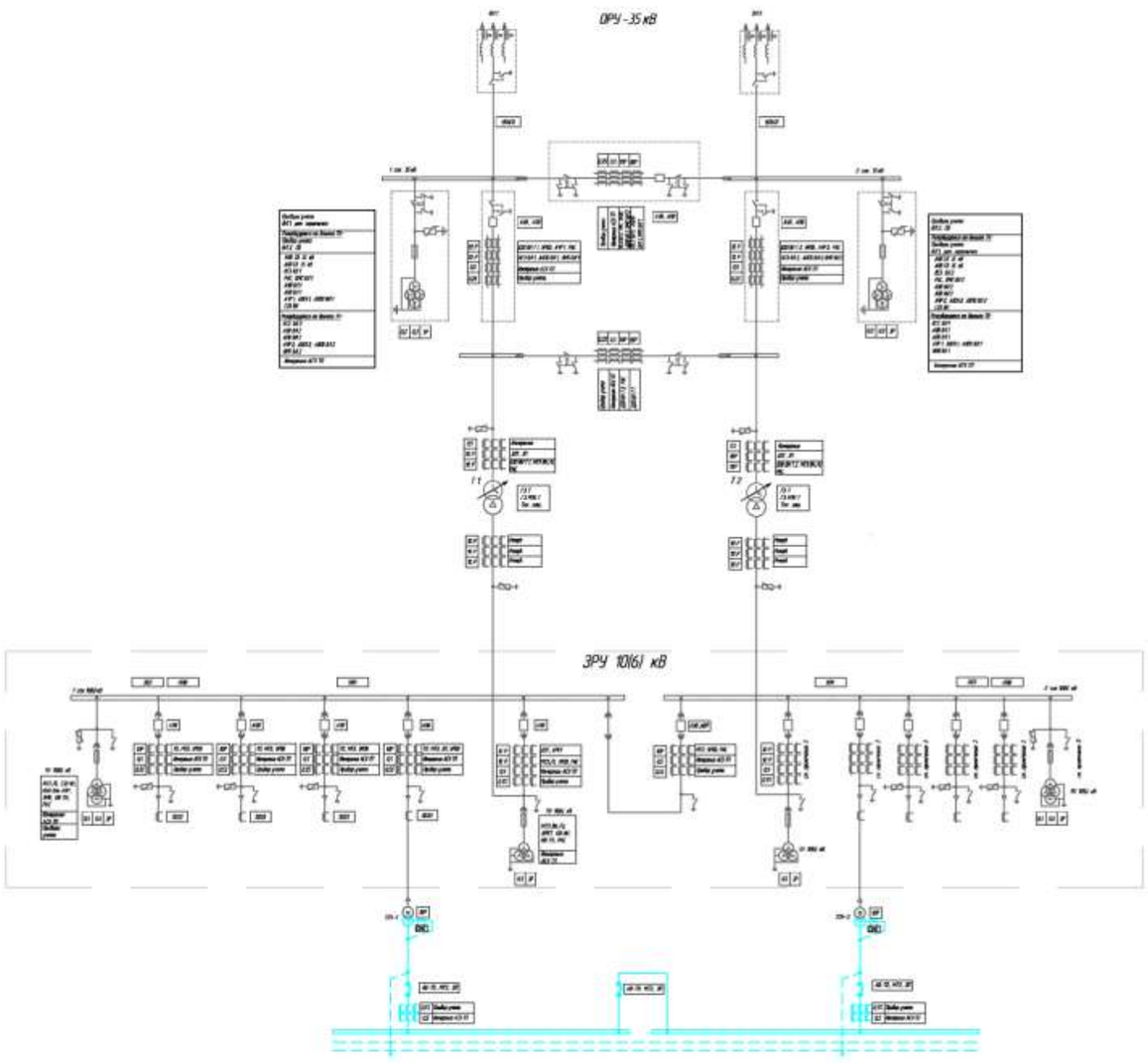
РП 10(6)/0.4 кВ РУ 10(6) кВ с выключателями нагрузки
Вариант 5



Примечание – Присоединение ТСН к ШПТТ необходимо производить через автоматический выключатель для обеспечения защиты ТСН от перегрузки.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ.
Вариант 1

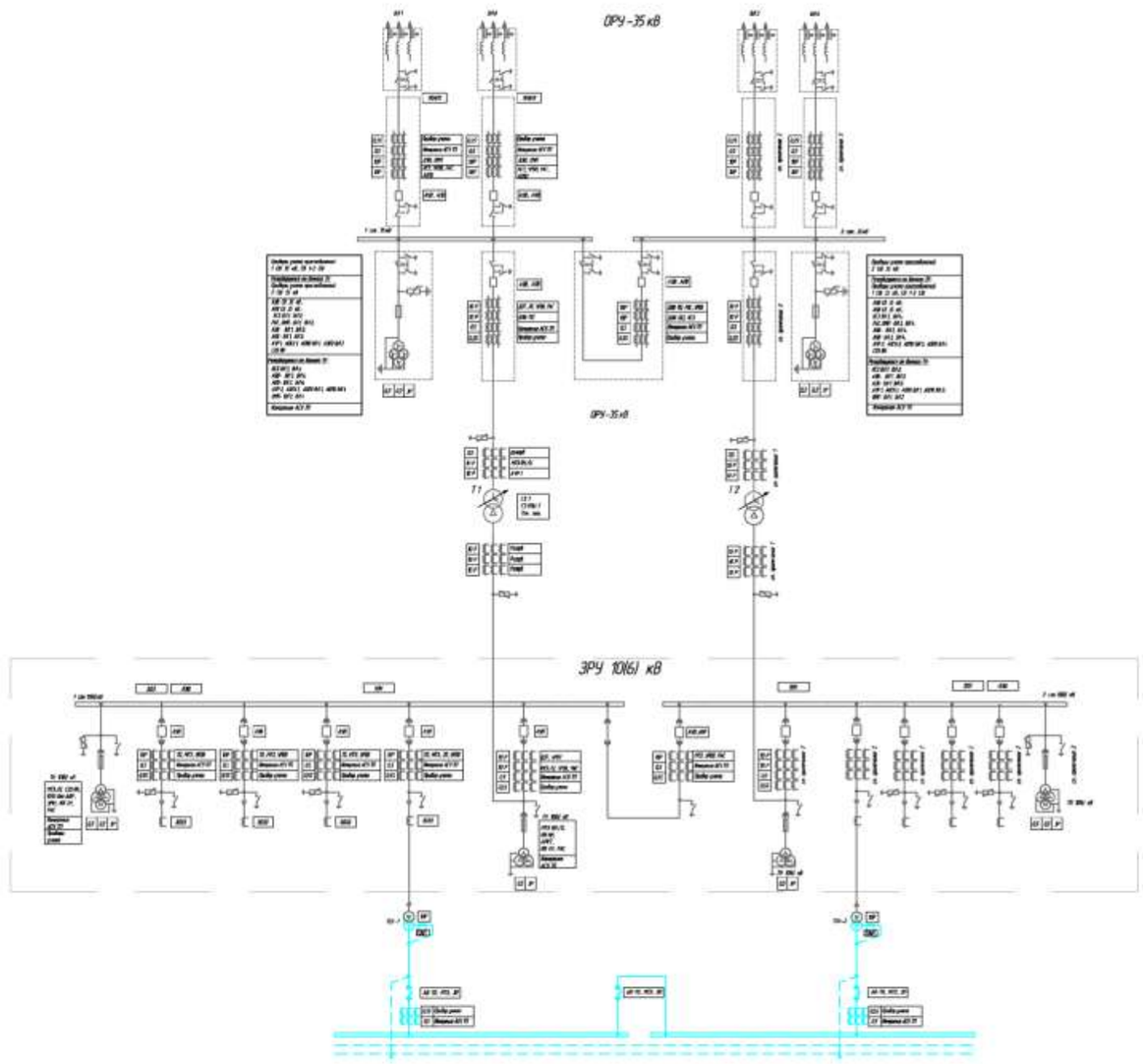


Примечания:

1. Подключение устройств ИТС к трансформатором тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
2. Подключение устройств ИТС к трансформатором тока и напряжения 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
3. Количество фаз обрабатывающих ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для ТМ, телефонной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ.
   На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
4. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
5. Необходимость установки устройств АОСН, АОПО, АЛАР, УБН, УПАОК определяется при конкретном проектировании.
6. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
7. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения 1 определяется при конкретном проектировании.
8. Набор функций расцепления АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ.
Вариант 2

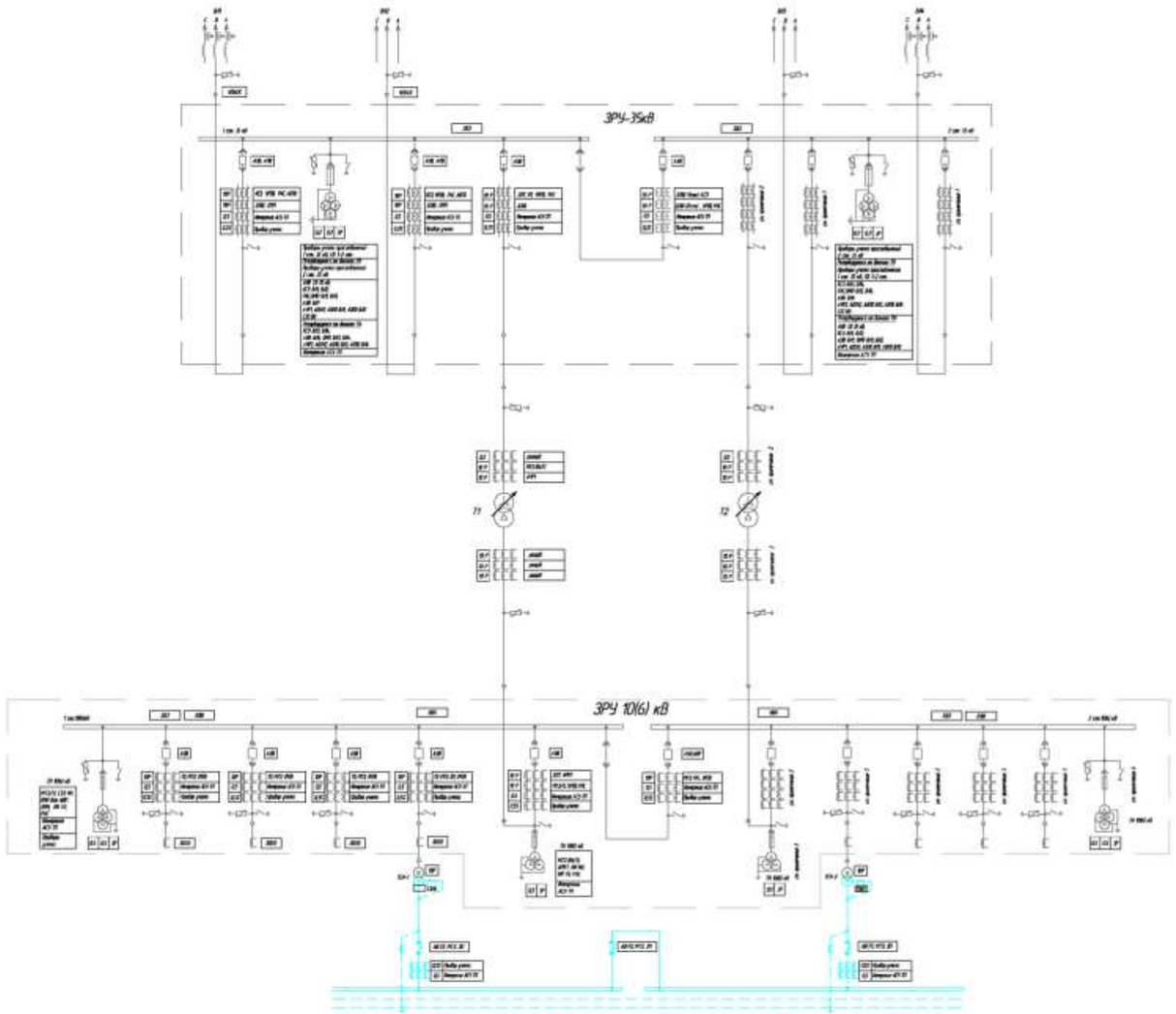


Примечания:

1. Подключение устройств РТС к трансформатором тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
2. Подключение устройств РТС к трансформатором тока и напряжения 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
3. Количество фаз обработанных ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для ПА, телеграфной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На линейных схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
4. Необходимость установки ТЭНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
5. Необходимость установки устройств АОСН, АОПО, АЛАР, УОН, УПАСК определяется при конкретном проектировании.
6. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
7. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля напряжения мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
8. Набор функций расцепителей АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ.
Вариант 3

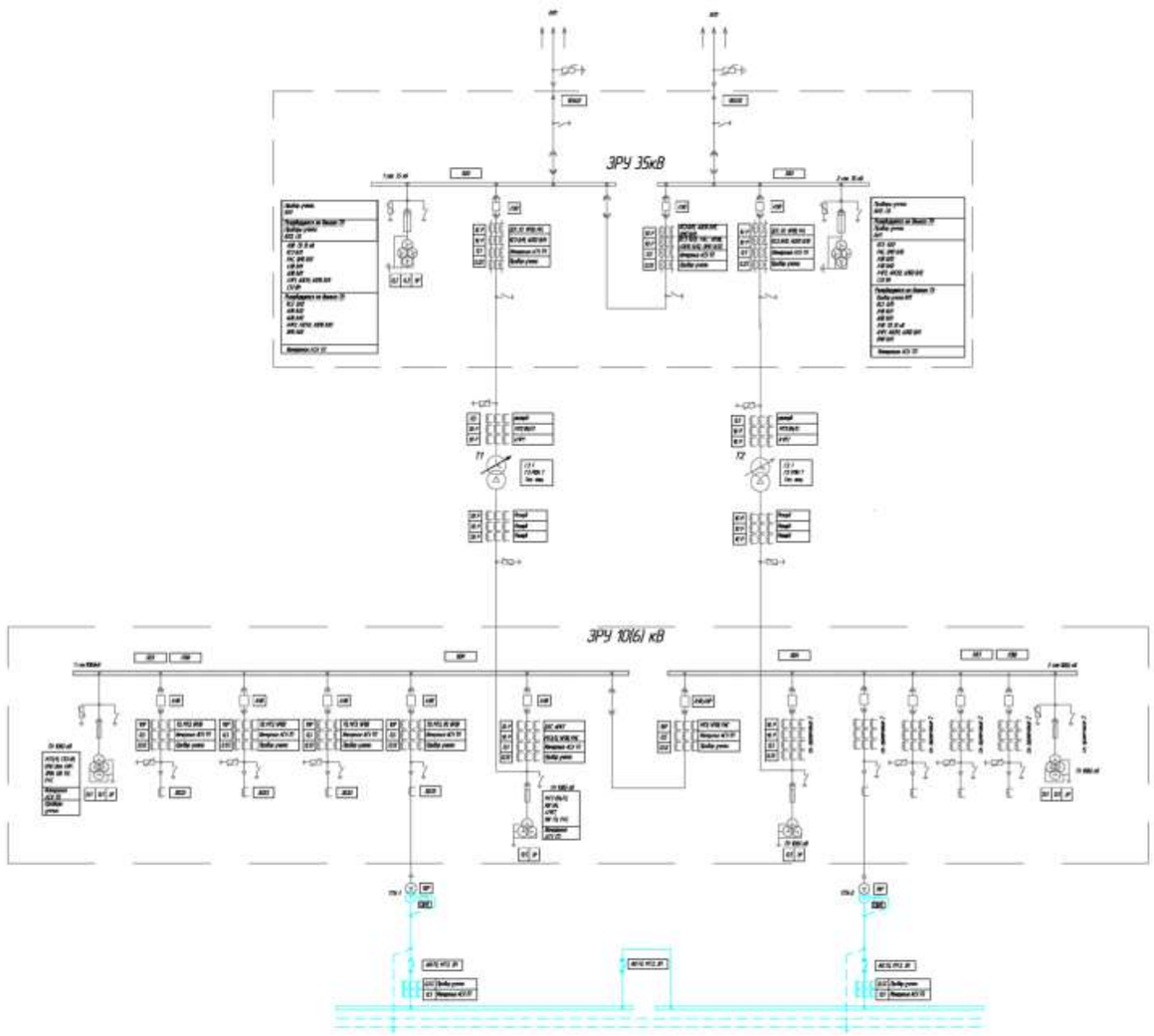


Примечания

1. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока приведено для линий 35 кВ В/П (двухстороннее питание) и В/2 (глухиковая) для остальных В/Л выполняется аналогично: для В/3 – как для В/2, для В/4 – как для В/1.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 10(6) кВ приведено для 1 секции шин. Для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
4. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для ПА, телеуправления, телемеханики для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показано справочно.
5. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
6. Необходимость установки устройств АОСН, АОПО, АЛАР, УСН, УПАСК определяется при конкретном проектировании.
7. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
8. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
9. Набор функций расцепителя АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ.
Вариант 4

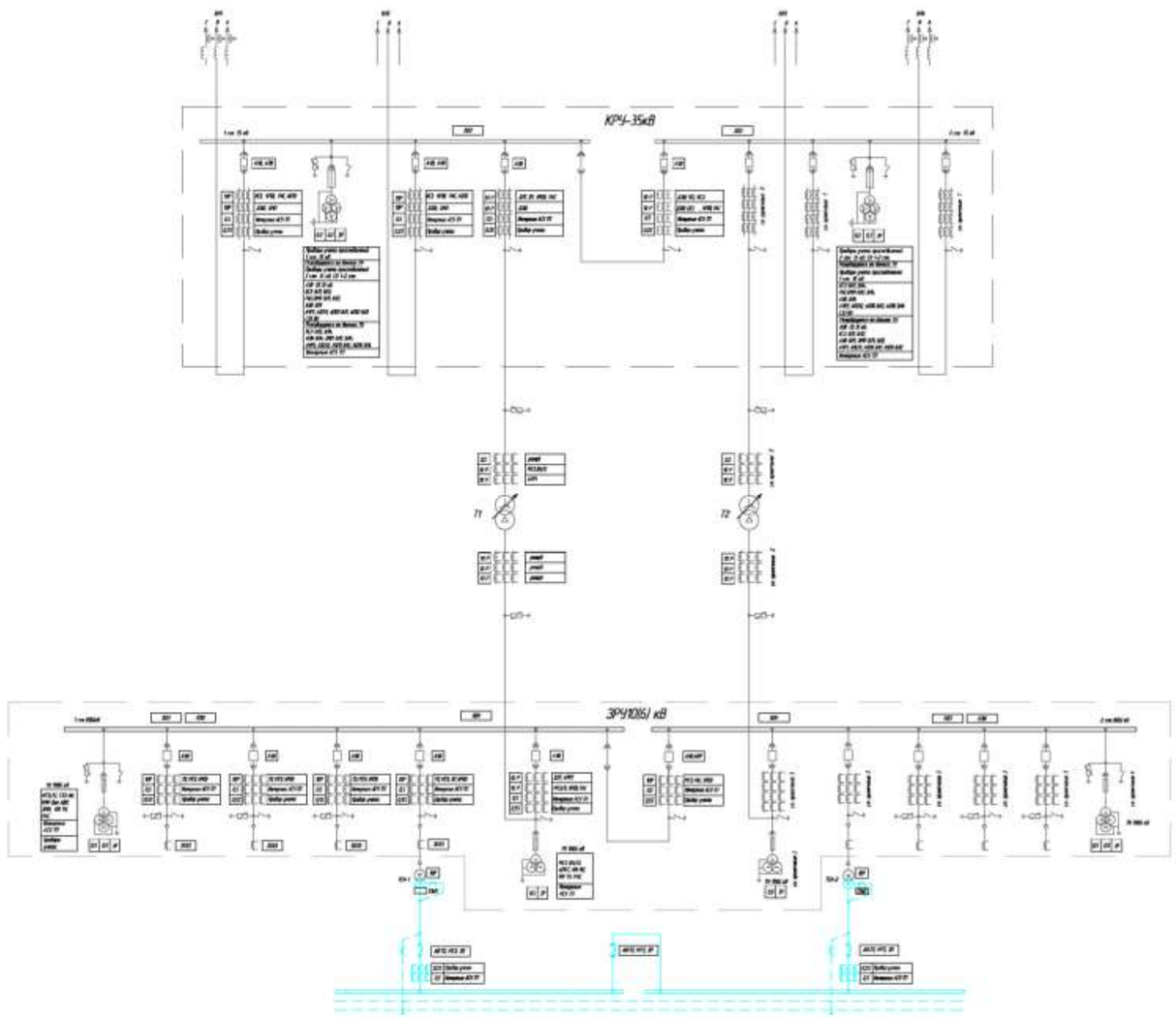


Примечания

1. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
3. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для ПА, телеграфной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ.
   На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
4. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
5. Необходимость установки устройств АОСН, АОПВ, АЛАР, УБН, УПАСК определяется при конкретном проектировании.
6. Устройства АЧР выполняют функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
7. Устройства АОПО подключаются к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
8. Набор функций расцепителя АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10(6) кВ.
Вариант 5

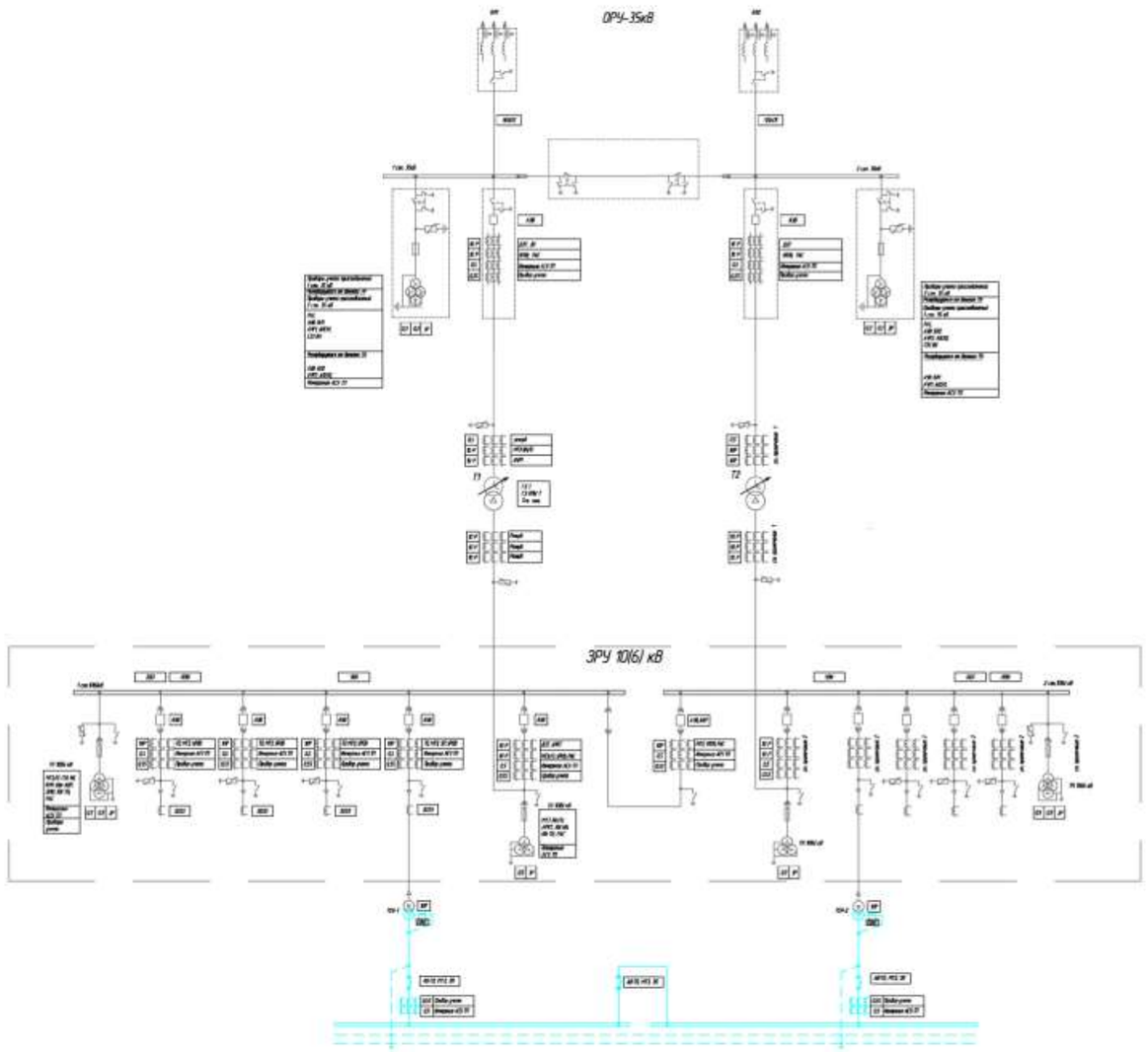


Примечания

1. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока провайдера для линий 35 кВ ВЛ1 (Двуцепная линия) и ВЛ2 (подстанция), для остальных ВЛ выполняется аналогично для ВЛ3 – как для ВЛ2, для ВЛ4 – как для ВЛ1.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2 выполняется аналогично Т1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 10(6) кВ провайдера для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
4. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для ПА, телефонной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
5. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
6. Необходимость установки устройств АОСН, АОПР, АЛАР, УОН, УПАСК определяется при конкретном проектировании.
7. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности ложного срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
8. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
9. Набор функций расширителем АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

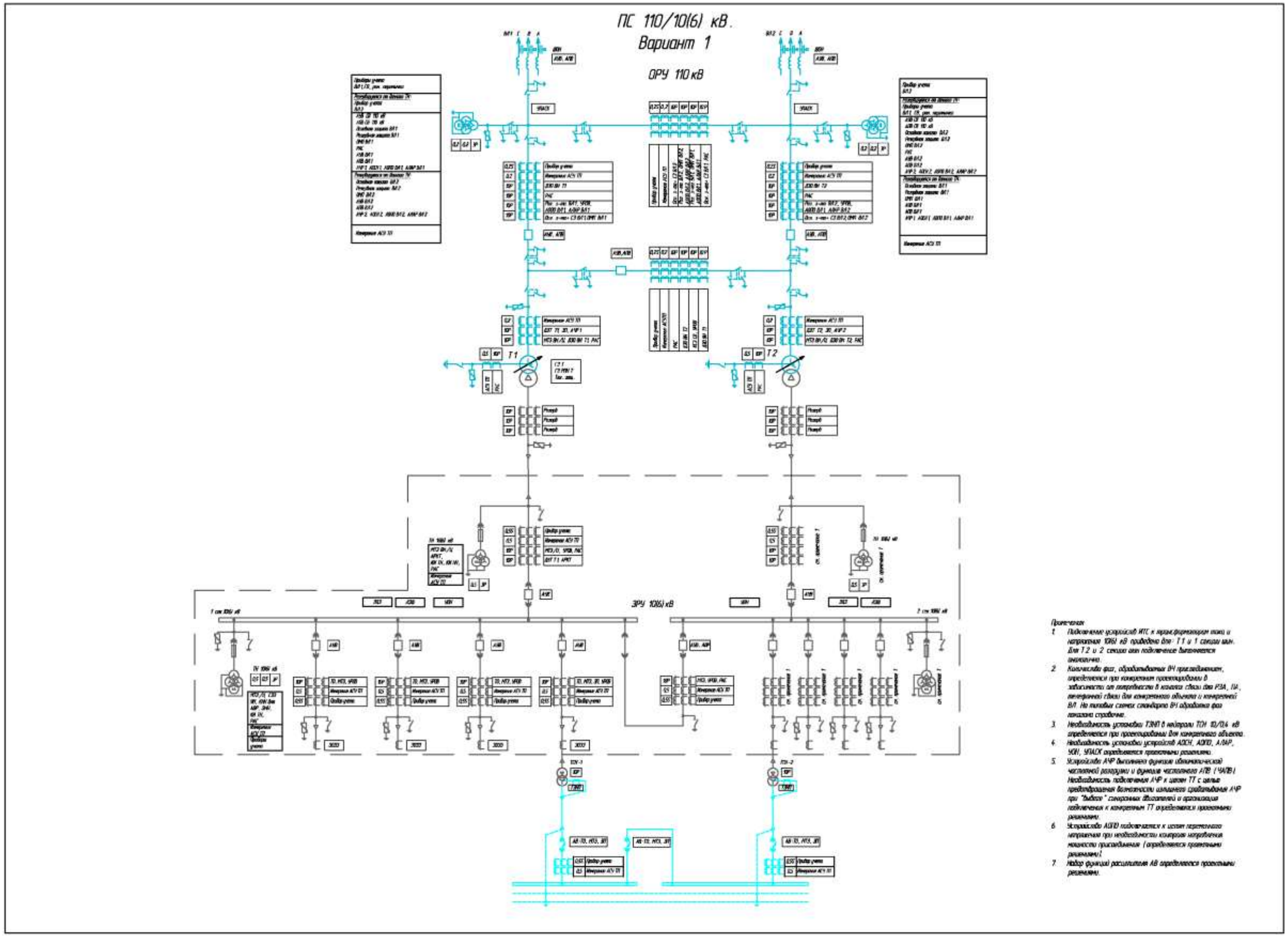
ПС 35/10(6) кВ
Вариант 6



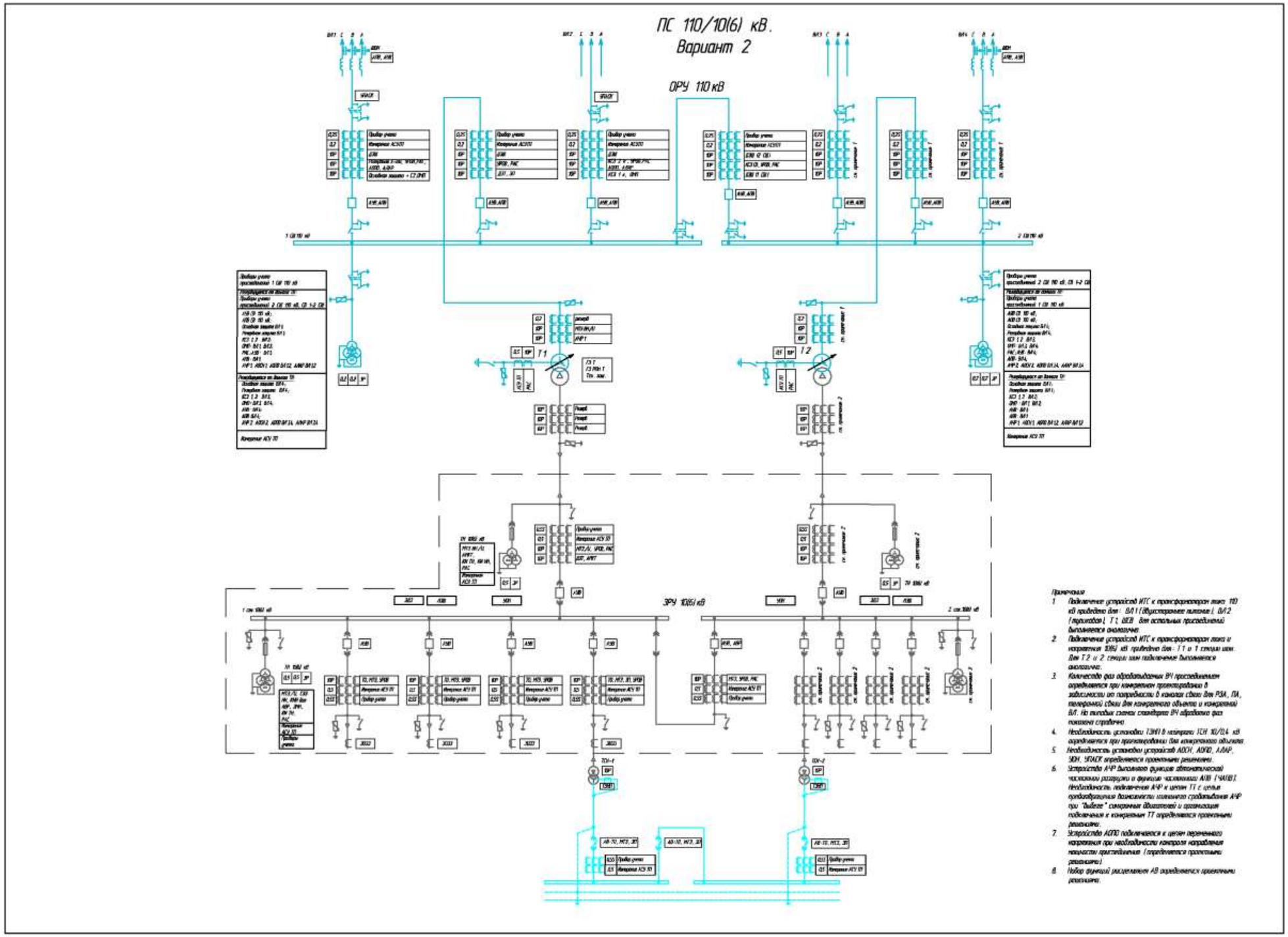
Примечание

1. Подключение устройств ИТС к трансформатором тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т1, выполняется аналогично Т2
2. Подключение устройств ИТС к трансформатором тока и напряжения 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично
3. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для ПА, телефонной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ
   На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно
4. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта
5. Необходимость установки устройств АОСН, АОПО, АЧАР, УОН, УПАОСН определяется при конкретном проектировании
6. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании
7. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании)
8. Набор функций расцепителя АВ определяется при конкретном проектировании

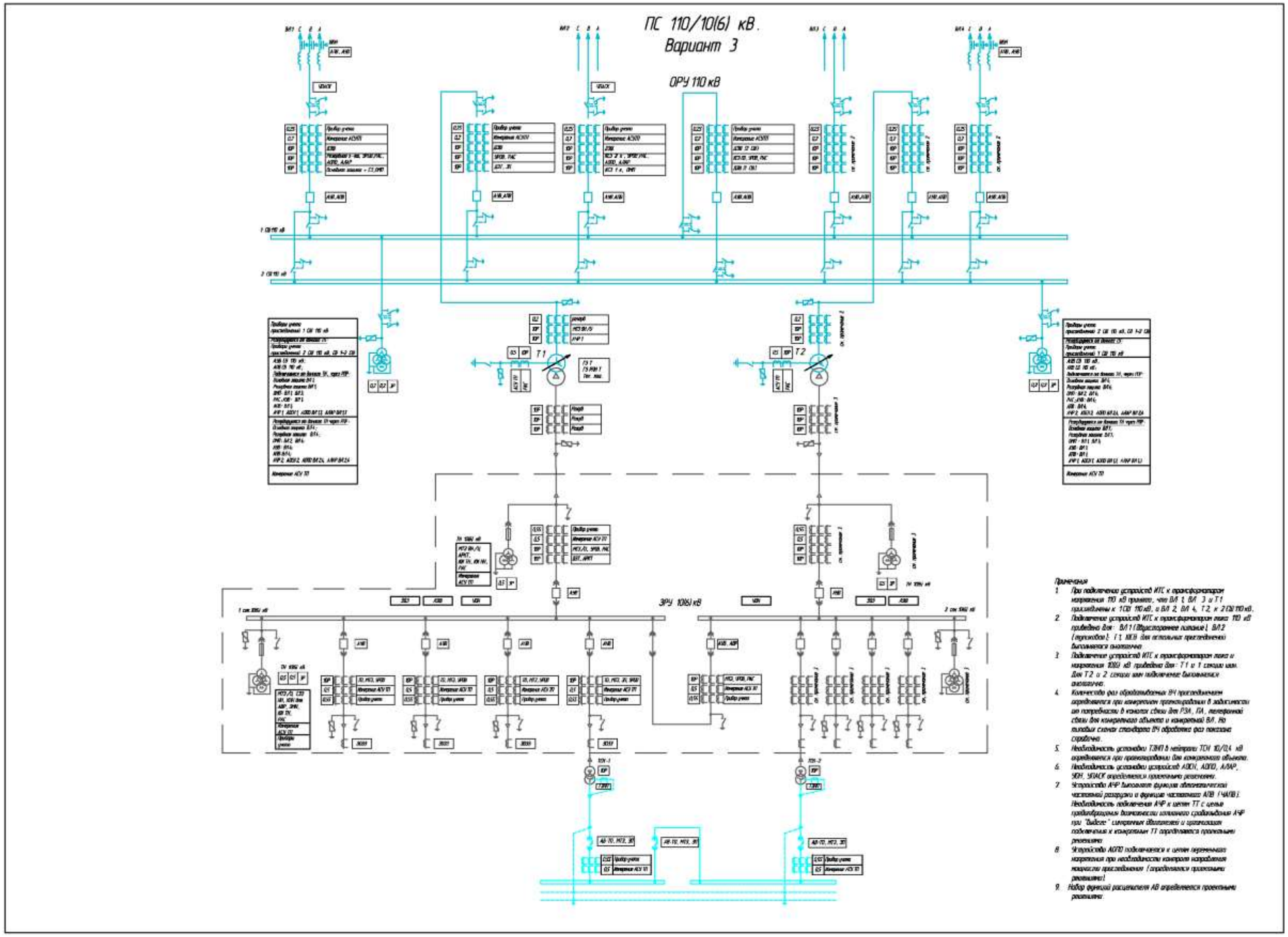
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



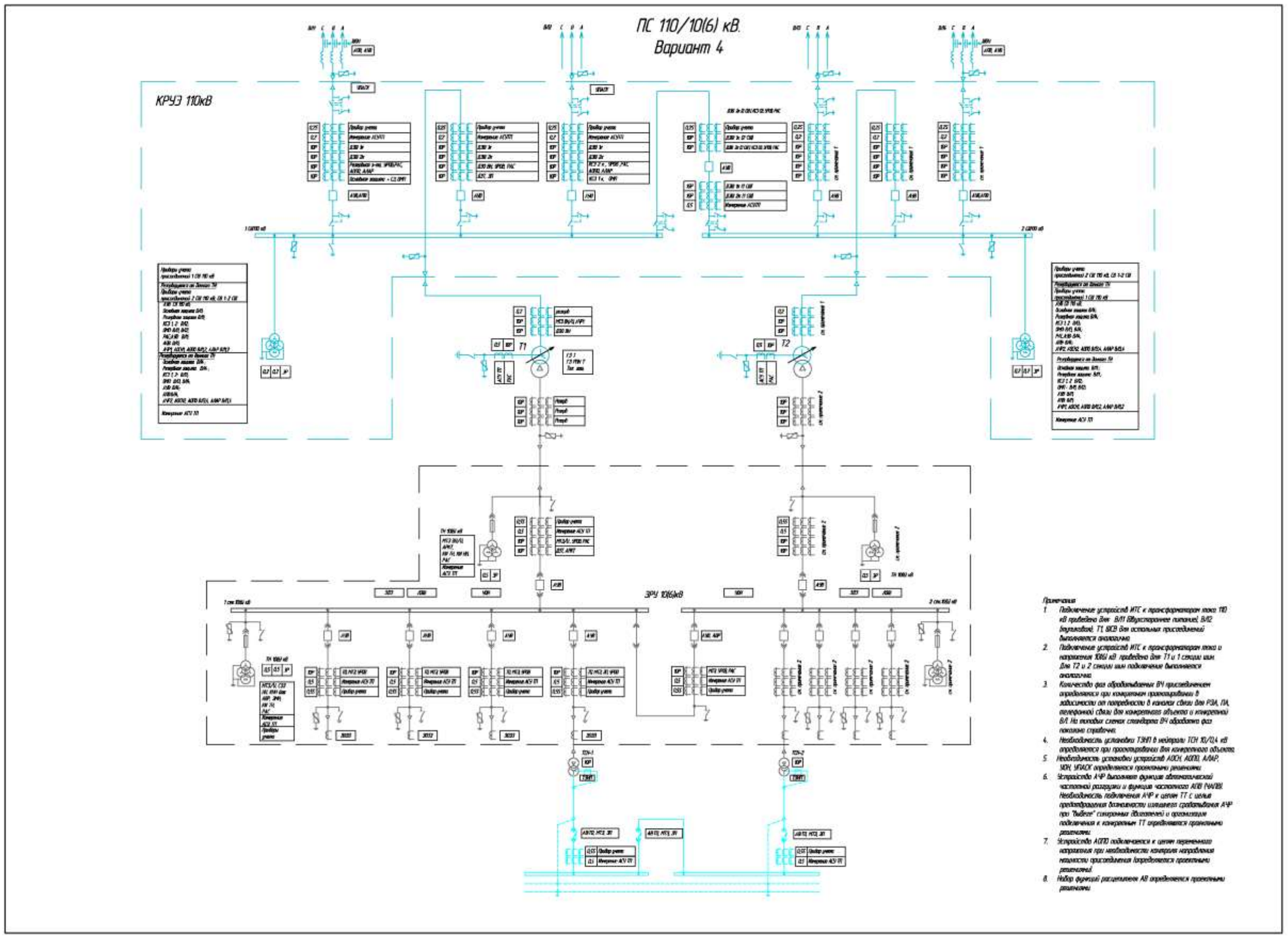
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



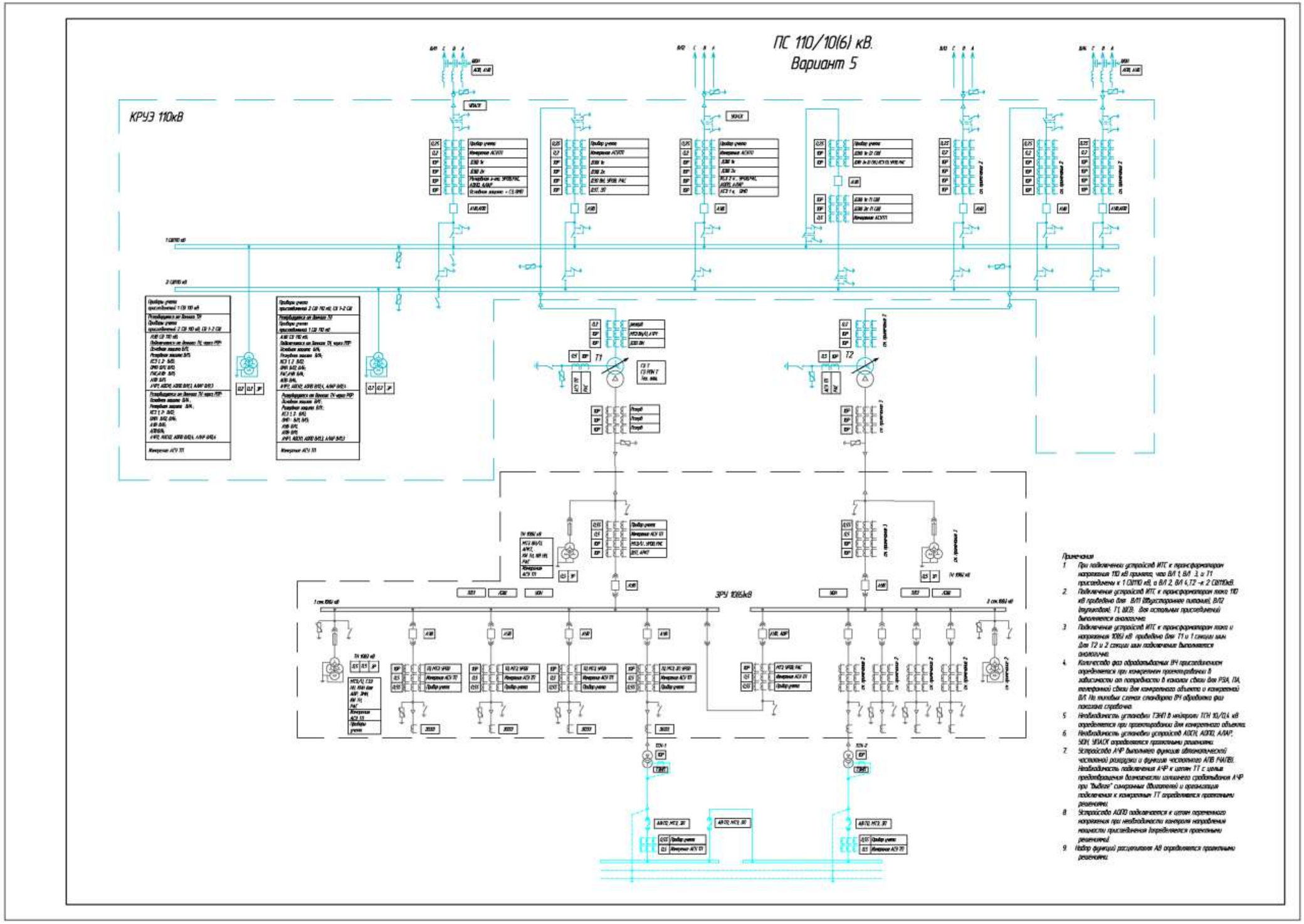
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



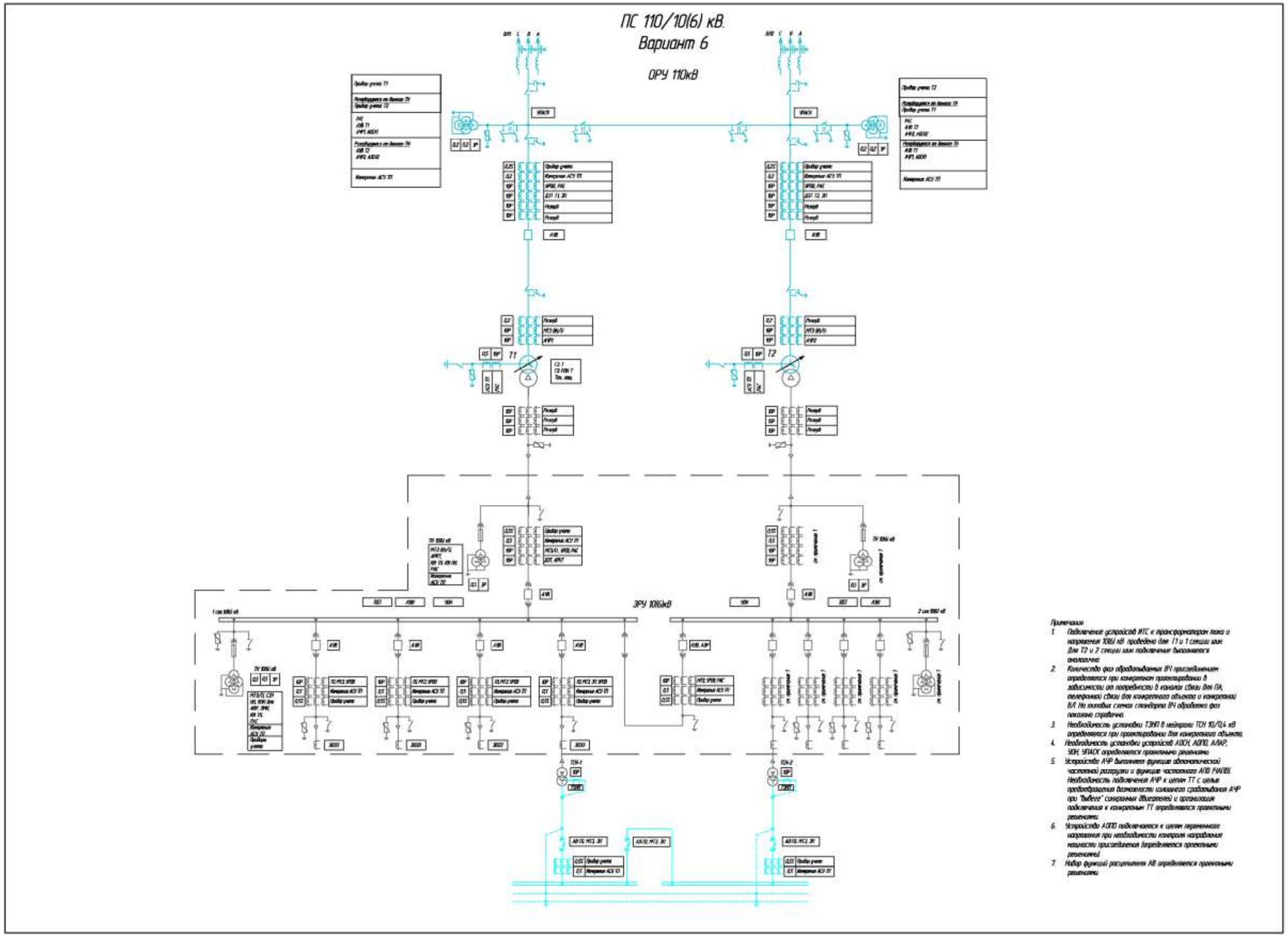
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



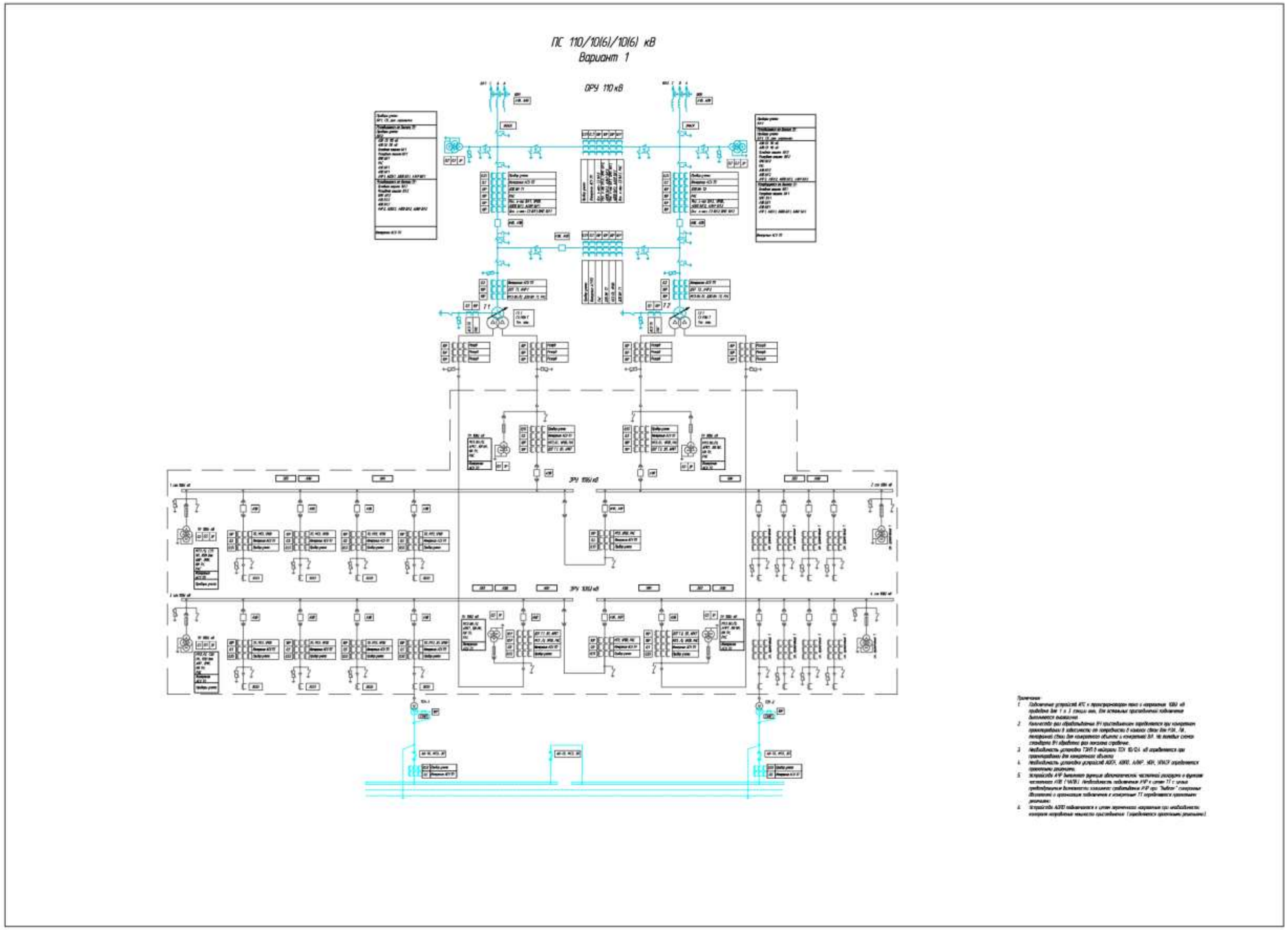
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

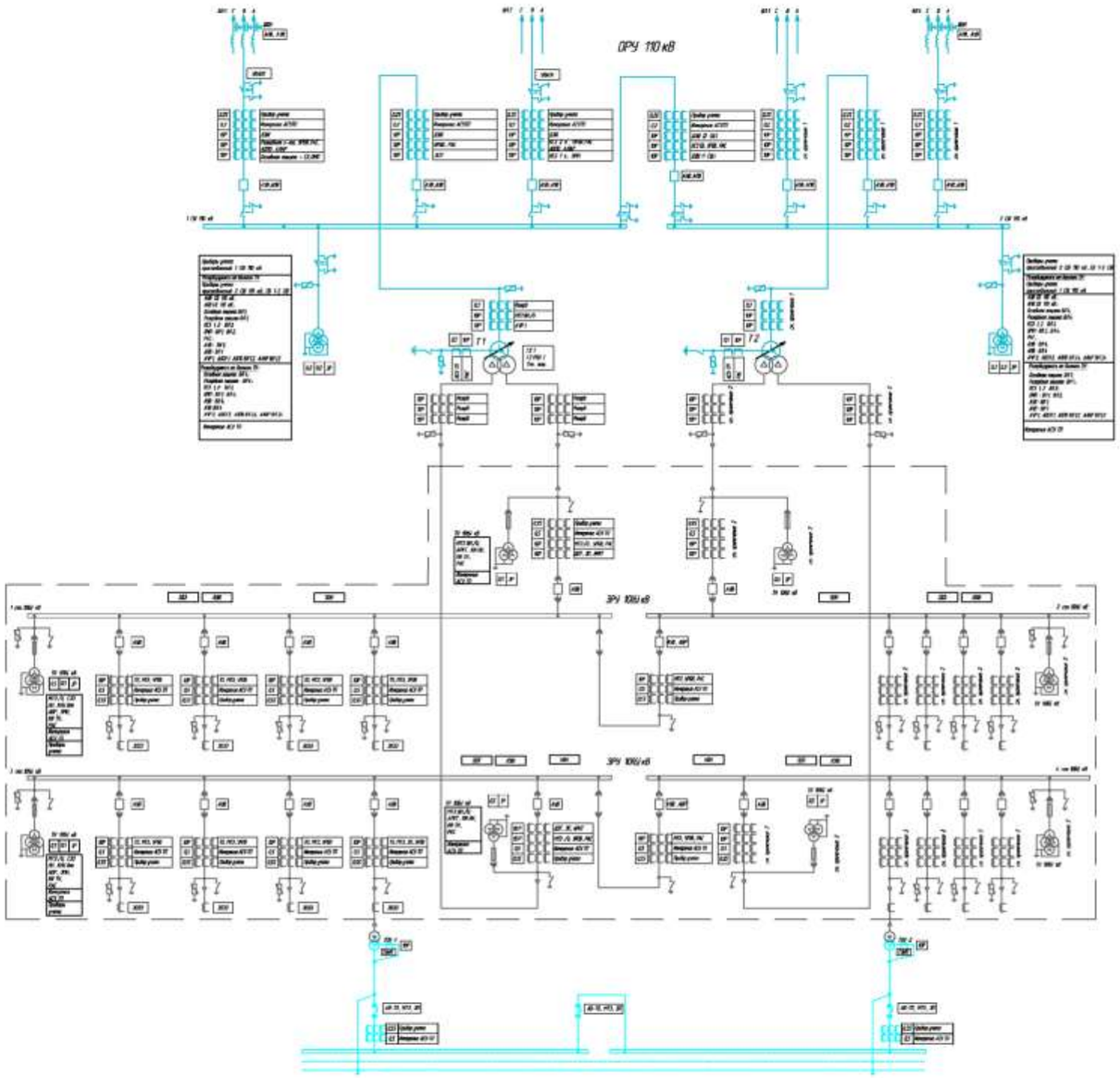


Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

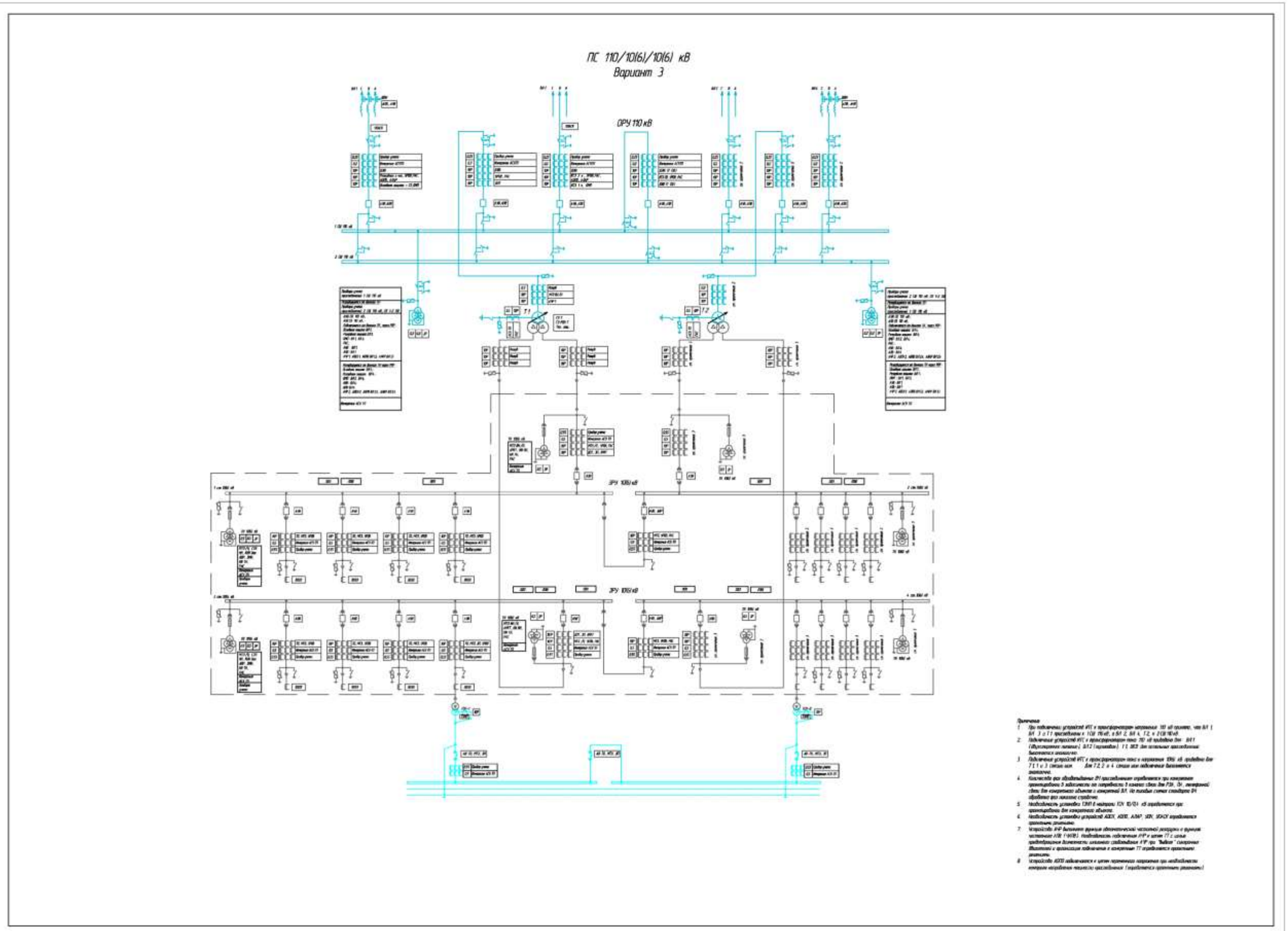
ПС 110/10(6)/10(6) кВ
Вариант 2



Примечания

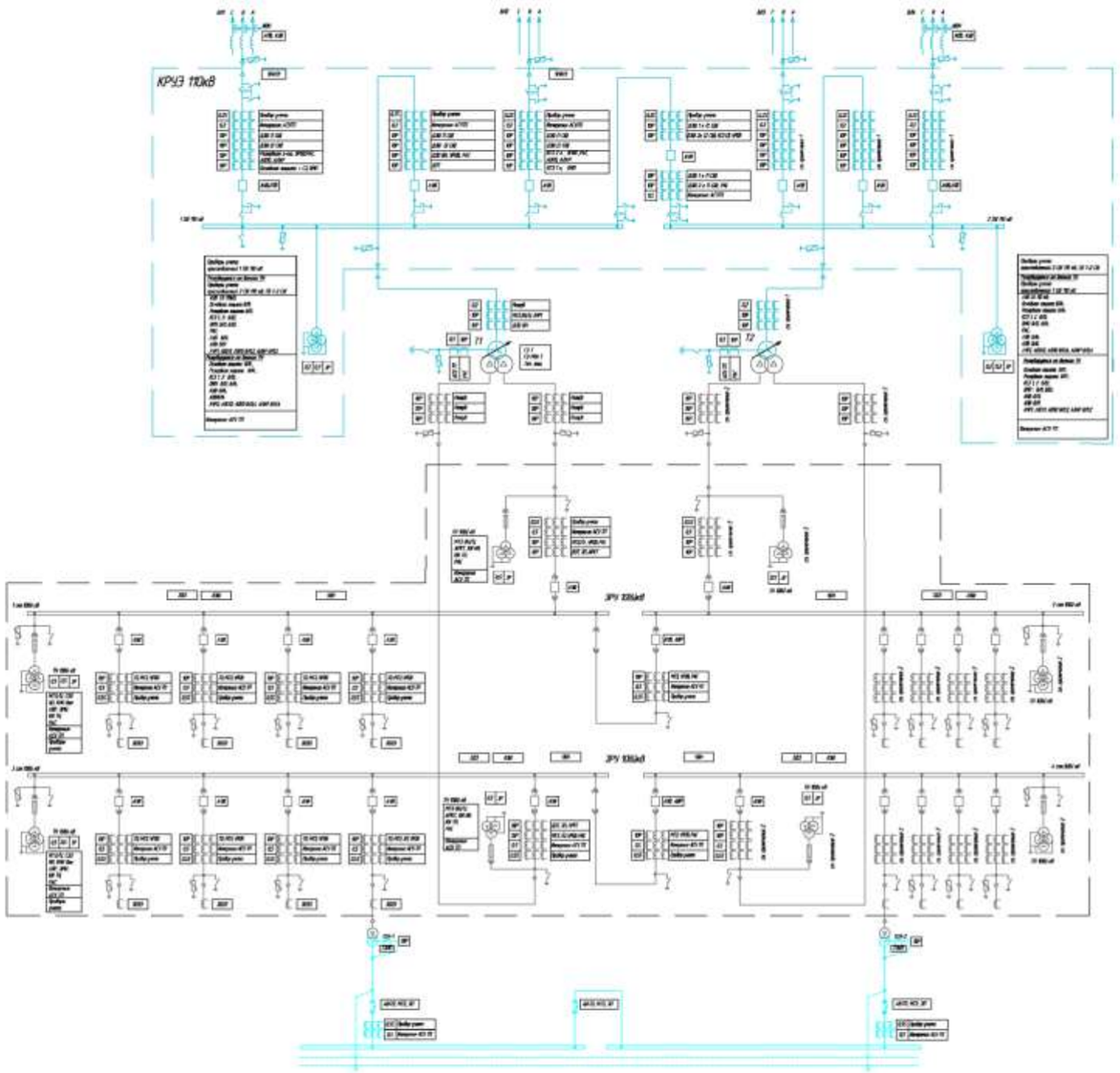
1. Подключение устройств АПВ к трансформатору типа ТМ на проводах для: АВ1 (Вертикальное питание), АВ2 (горизонтальное), Т1, ШЗ для остальных присоединений выполняется аналогично.
2. Подключение устройств АПВ к трансформатору типа с напряжение 10кВ на проводах для: Т1 1 и 3 стороны или для Т2 2 и 4 стороны или подключение выполняется аналогично.
3. Количество фо образующихся РП присоединения определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каждом случае. Для РЗМ, ОЯ, генеральной схемы для конкретного объекта и конкретной БА. На каждый случай разработать РП обработки для каждого проектного.
4. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали 10кВ 35/10кВ АВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
5. Необходимость установки устройств АВОН, АВОТ, АНАР, УОН, УМАОТ определяется проектным решением.
6. Устройство АПР выполняет функции автоматической частичной разгрузки с функции частотного АВР (АЧАВР). Необходимость подключения АПР к шине ТТ с целью предотвращения возникновения сложных срабатываний АПР при "Зависании" синхронных двигателей с организацией подключения к конкретным ТТ определяется проектным решением.
7. Устройство АОНР подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля потребления мощности присоединения (определяется проектным решением).

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6)/10(6) кВ
Вариант 4

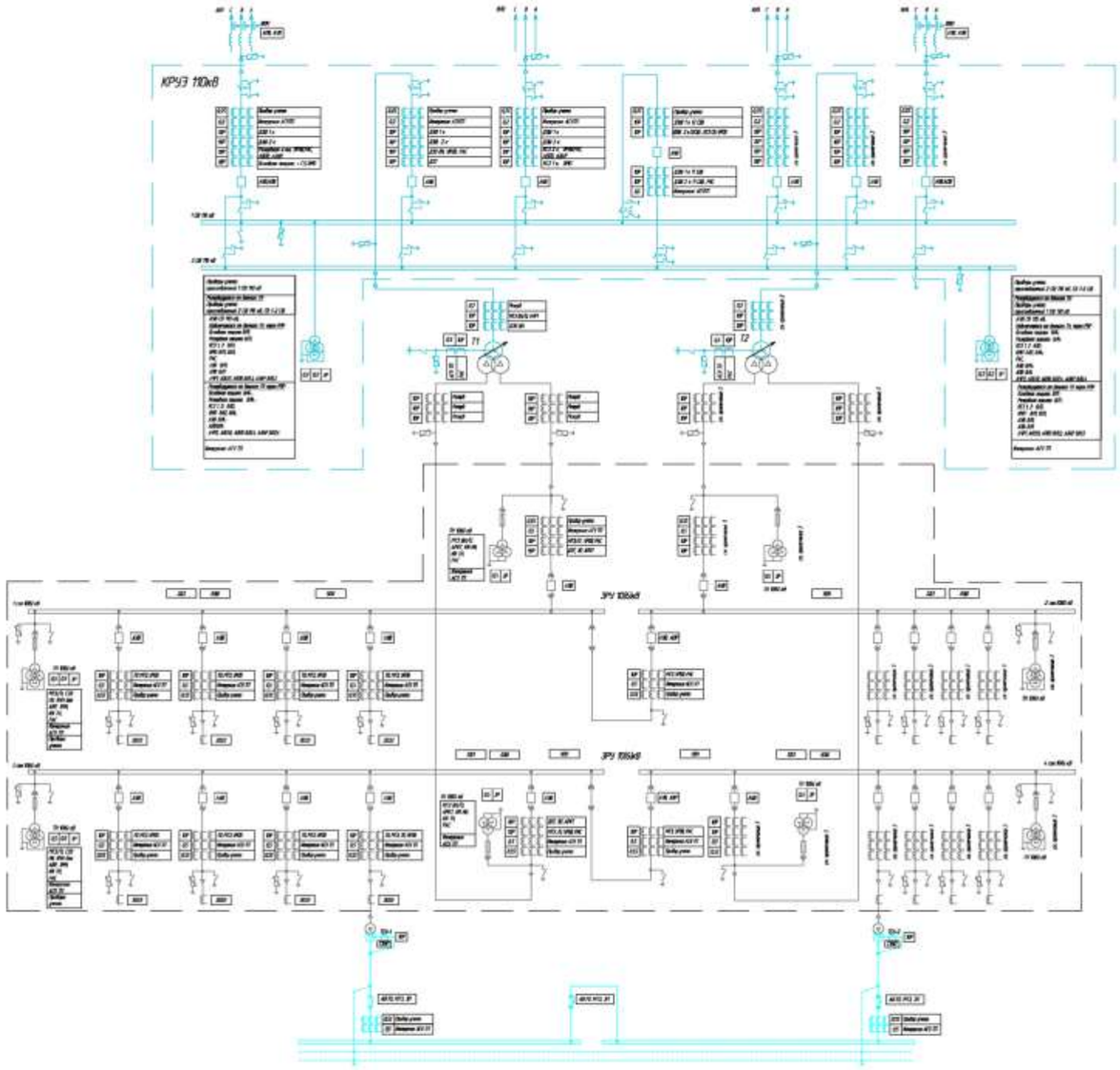


Примечания

1. Подключение устройств АТС к трансформатору тока ТО на проводах для ДЗТ (Шрюгающие сигналы) ВЛ2 (вариантов) ТТ ДЗЗ для остальных присоединений выполняется аналогично.
2. Подключение устройств АТС к трансформатору тока с напряжения 10(6) кВ проводов для ТТ 1 и 2 секции шин для ТТ 3 и 4 секции шин подключение выполняется аналогично.
3. Конечный ряд обозначения ВЧ присоединения определяется при конкретном проектировании в зависимости от порядковых номеров связи для КЗЛ, ОЗ, генераторной связи для конкретного объекта и конкретных БЛ на каждой схеме стандарта ВЧ обработки ряд показан условно.
4. Необходимость установки ГЗПП в модулях ТОУ 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
5. Необходимость установки устройств АВОУ, АВПВ, АОВР, МВ, ВВАОУ определяется проектным решением.
6. Устройства АРВ выполняет функции (технологической частотной разгрузки и функции частотного АВР ПАЧВ) необходимость подключения АРВ к шине ТТ с целью предотвращения возможности отключения средствами АРВ при "выбеге" генератора (двигателя) с организацией подключения к конкретным ТТ определяется проектным решением.
7. Устройства АПВ подключается к цепям приводного управления при необходимости контроля управления мощности присоединения определяется проектным решением.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10(6)/10(6) кВ
Вариант 5

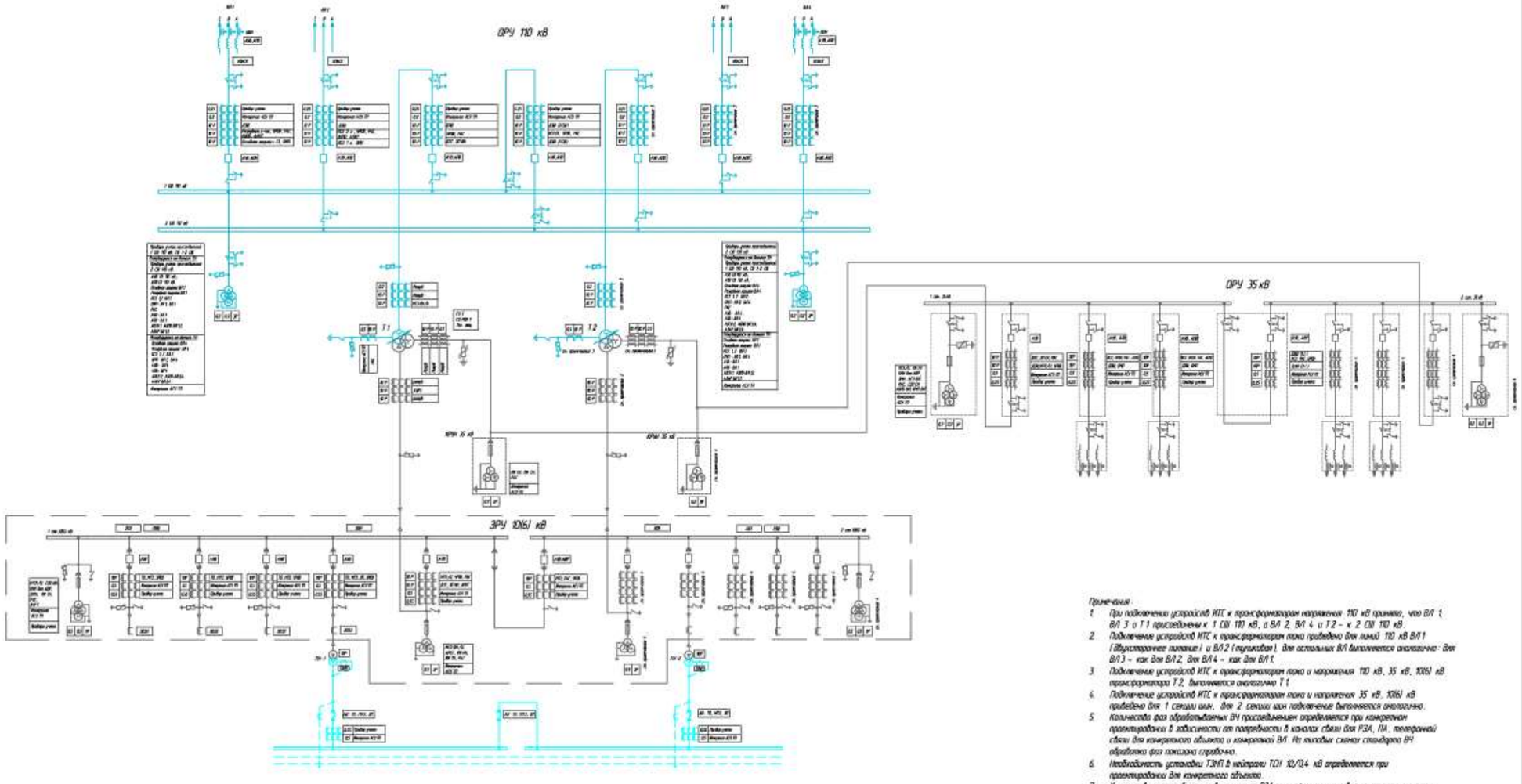


Примечания

1. При подключении устройств АПС к трансформаторам напряжения 110 кВ принято, что ВН 1, ВН 3, и ТТ присоединены к 1 СШ110 кВ, а ВН 2, ВН 4, ТТ – к 2 СШ110кВ.
2. Подключение устройств АПС к трансформаторам тока 110 кВ показано для ВЛ (Шунтирование линий) ВЛ2 (шунтируется), ТТ ВЛ3. Для остальных присоединений выполняется аналогично.
3. Подключение устройств АПС к трансформаторам тока и напряжения 10(6) кВ показано для ТТ 1 и 3 секции шин. Для ТТ 2 и 4 секции шин подключение выполняется аналогично.
4. Количество фаз необходимых ТН присоединения определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каждом сборе для РЗА, ОМ, измерения сборе для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На каждом сборе секции ВН обязательно для питания трансформ.
5. Необходимость установки ТАМП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
6. Необходимость установки устройств АВР, АПВ, АЧР, УВ, УРАОН определяется проектным решением.
7. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (АЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности отключения трансформатора АЧР при "выбросах" токовых нагрузок. Вопросы о организации подключения к конкретным ТТ определяются проектным решением.
8. Устройство АВР подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля напряжения конкретного присоединения определяется проектным решением.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/35/10(6) кВ
Вариант 1

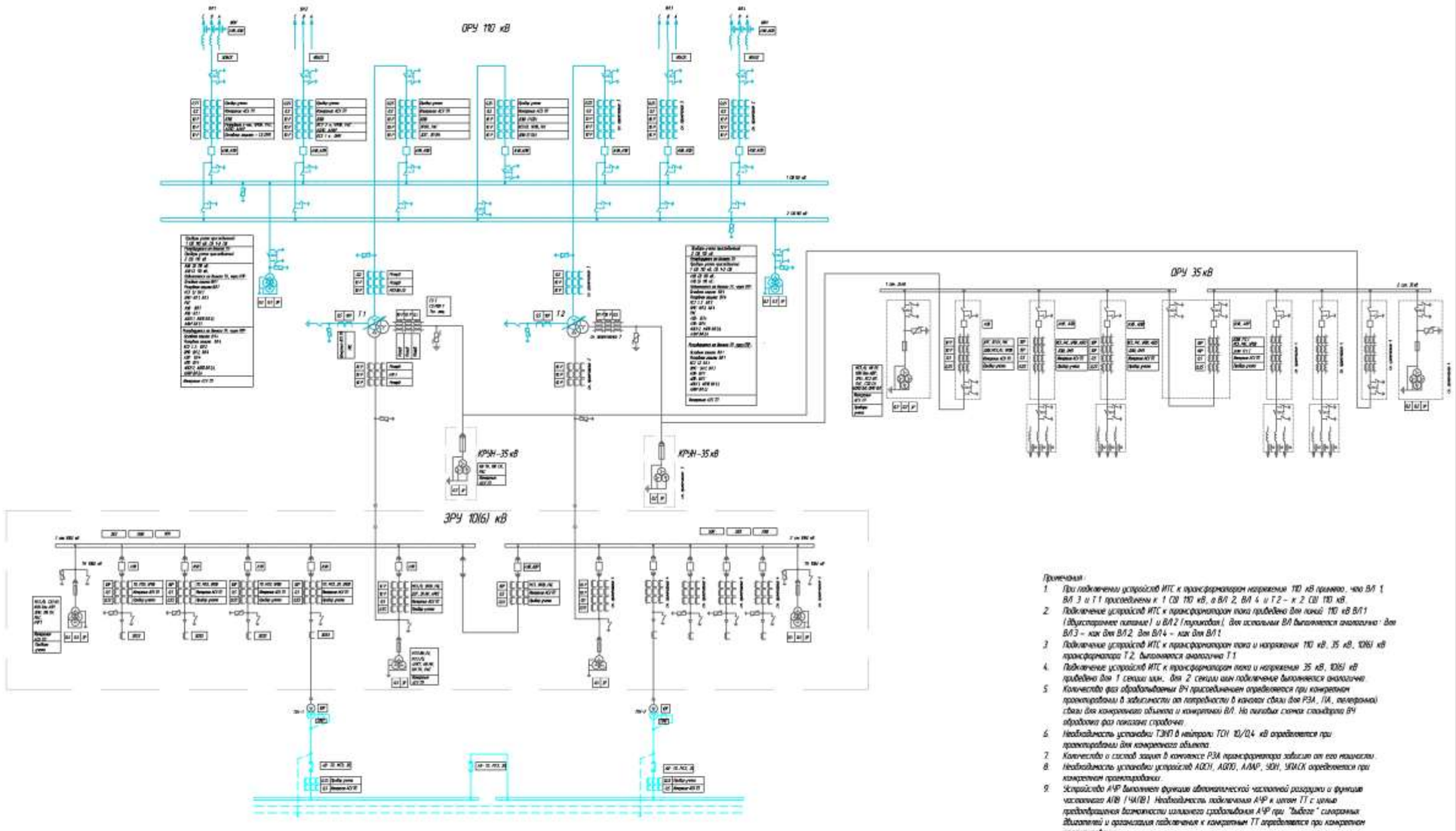


Примечания.

1. При подключении устройств ИТС к трансформаторам напряжения 110 кВ принято, что ВЛ 1, ВЛ 3 и Т1 присоединены к 1 СШ 110 кВ, а ВЛ 2, ВЛ 4 и Т2 – к 2 СШ 110 кВ.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока проведено для линий 110 кВ ВЛ1 (двухстороннее питание) и ВЛ2 (одностороннее), для остальных ВЛ выполняется аналогично: для ВЛ3 – как для ВЛ2, для ВЛ4 – как для ВЛ1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 110 кВ, 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
4. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ проведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
5. Количество фаз обработываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для РЗА, ПА, телеграфной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На чертежах схемы стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
6. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
7. Количество и состав защит в комплексе РЗА трансформатора зависит от его мощности.
8. Необходимость установки устройств АОСН, АОПВ, АВР, УОН, УПАОК определяется при конкретном проектировании.
9. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбросе" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
10. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
11. Набор функций расцепителя АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/35/10(6) кВ
Вариант 2

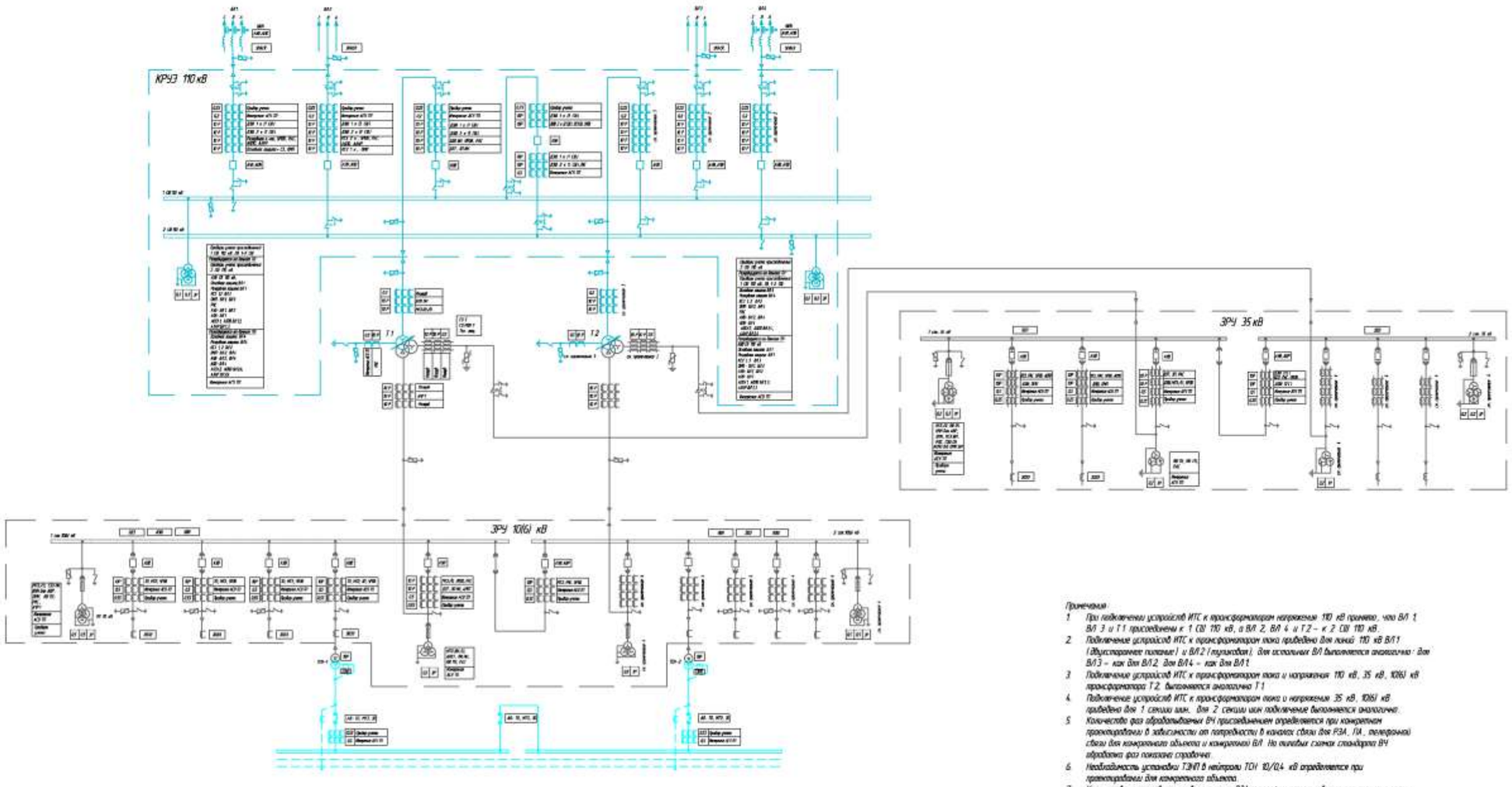


Примечания:

1. При подключении устройств ИТС к трансформаторам напряжения 110 кВ принято, что ВЛ 1, ВЛ 3 и Т1 присоединены к 1 СШ 110 кВ, а ВЛ 2, ВЛ 4 и Т2 – к 2 СШ 110 кВ.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока приведено для линий 110 кВ ВЛ1 (двухстороннее питание) и ВЛ2 (тупиковая); для остальных ВЛ выполняется аналогично: для ВЛ3 – как для ВЛ2, для ВЛ4 – как для ВЛ1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 110 кВ, 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
4. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
5. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для РЗА, ПА, телефонной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На типовых схемах стандартно ВЧ обработана фаз показана справочно.
6. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
7. Количество и состав защит в комплексе РЗА трансформатора зависит от его мощности.
8. Необходимость установки устройств АОСН, АОПО, АЛМР, УВН, УКМСК определяется при конкретном проектировании.
9. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
10. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
11. Набор функций расцепителя АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/35/10(6) кВ.
Вариант 3

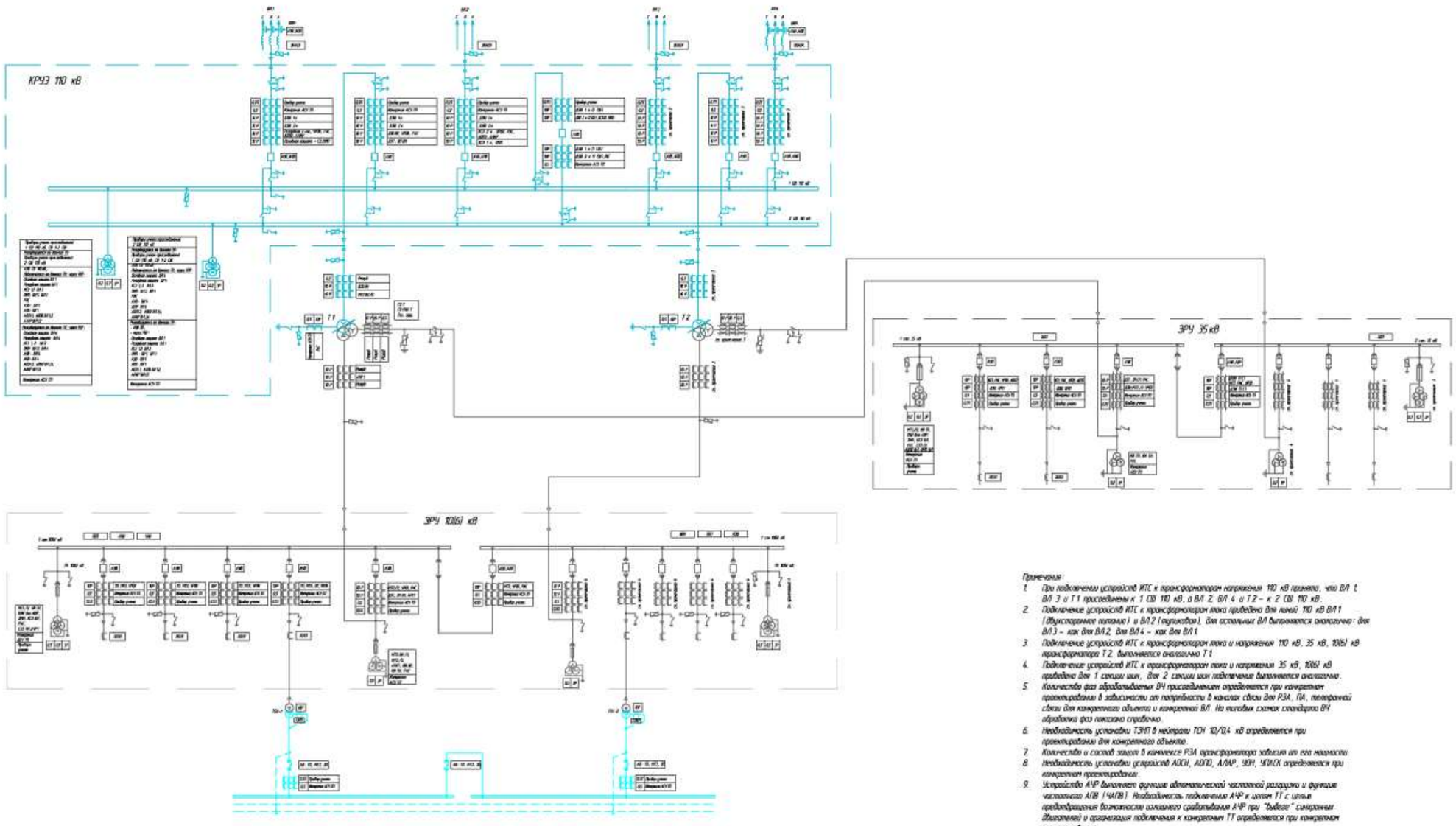


Примечания:

1. При подключении устройств ИТС к трансформаторам напряжения 110 кВ принято, что ВЛ 1, ВЛ 3 и Т1 присоединены к 1 СШ 110 кВ, а ВЛ 2, ВЛ 4 и Т2 – к 2 СШ 110 кВ.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока приведено для линий 110 кВ ВЛ1 (двухстороннее питание) и ВЛ2 (тупиковая); для остальных ВЛ выполняется аналогично: для ВЛ3 – как для ВЛ2, для ВЛ4 – как для ВЛ1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 110 кВ, 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т2, выполняется аналогично Т1.
4. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
5. Количество фаз обработываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для РЗА, ПА, телефонной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
6. Необходимость установки ТЭНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
7. Количество и состав защит в комплексе РЗА трансформатора зависит от его мощности.
8. Необходимость установки устройств АВСН, АВПО, АЛМР, УВН, УПАСК определяется при конкретном проектировании.
9. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения вероятности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
10. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
11. Набор функций расцепителя АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/35/10(6) кВ.
Вариант 4

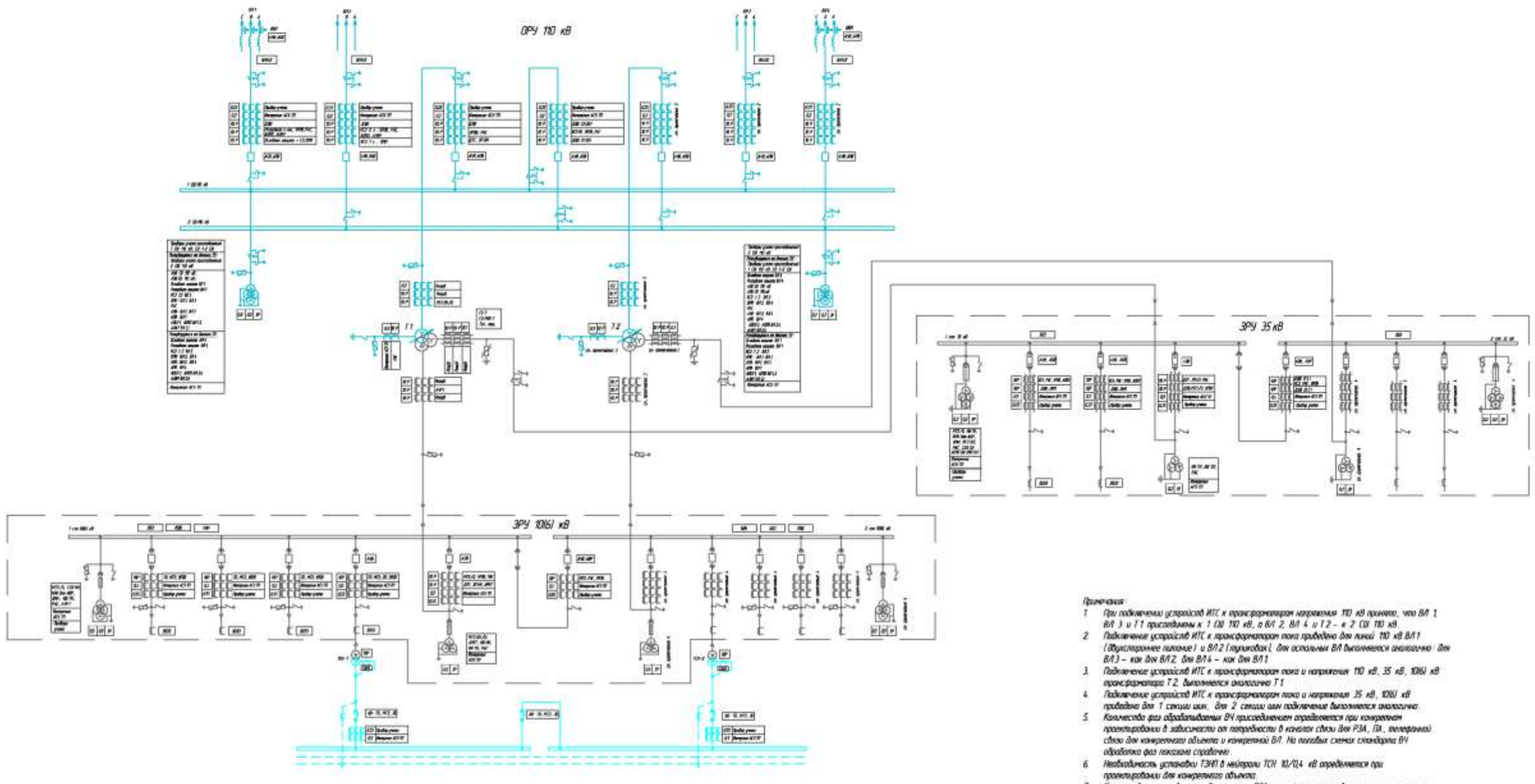


Примечания:

1. При подключении устройств ИТС к трансформаторам напряжения 110 кВ принято, что ВЛ 1, ВЛ 3 и Т 1 присоединены к 1 СШ 110 кВ, а ВЛ 2, ВЛ 4 и Т 2 – к 2 СШ 110 кВ.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока приведено для линий 110 кВ ВЛ 1 (двухстороннее питание) и ВЛ 2 (одностороннее). Для остальных ВЛ выполняется аналогично: для ВЛ 3 – как для ВЛ 2, для ВЛ 4 – как для ВЛ 1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 110 кВ, 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т 2 выполняется аналогично Т 1.
4. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ приведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
5. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от потребности в каналах связи для РЗА, ПА, телеуправлению для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На типовых схемах стандартно ВЧ обработка фаз показана справочно.
6. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
7. Количество и состав защит в комплексе РЗА трансформатора зависит от его мощности.
8. Необходимость установки устройств АОСН, АОПО, АЛАР, УОН, УМАСН определяется при конкретном проектировании.
9. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
10. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направленной мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
11. Набор функций расцепителей АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/35/10(6) кВ.
Вариант 5



Примечания:

1. При подключении устройств ИТС к трансформаторам напряжения 110 кВ принято, что ВЛ 1, ВЛ 3 и Т1 присоединены к 1 СШ 110 кВ, а ВЛ 2, ВЛ 4 и Т2 – к 2 СШ 110 кВ.
2. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока проведено для линий 110 кВ ВЛ 1 (двухстороннее питание) и ВЛ 2 (ответвлен). Для остальных ВЛ выполняется аналогично: для ВЛ 3 – как для ВЛ 2, для ВЛ 4 – как для ВЛ 1.
3. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 110 кВ, 35 кВ, 10(6) кВ трансформатора Т 2, выполняется аналогично Т 1.
4. Подключение устройств ИТС к трансформаторам тока и напряжения 35 кВ, 10(6) кВ проведено для 1 секции шин, для 2 секции шин подключение выполняется аналогично.
5. Количество фаз обрабатываемых ВЧ присоединением определяется при конкретном проектировании в зависимости от загруженности в каналах связи для РЗА, ПА, телефонной связи для конкретного объекта и конкретной ВЛ. На типовых схемах стандарта ВЧ обработка фаз показана справочно.
6. Необходимость установки ТЗНП в нейтрали ТСН 10/0,4 кВ определяется при проектировании для конкретного объекта.
7. Количество и состав защит в комплекте РЗА трансформатора зависит от его мощности.
8. Необходимость установки устройств АОЕН, АОПО, АЛАР, УОН, УПАСК определяется при конкретном проектировании.
9. Устройство АЧР выполняет функции автоматической частотной разгрузки и функции частотного АПВ (ЧАПВ). Необходимость подключения АЧР к цепям ТТ с целью предотвращения возможности излишнего срабатывания АЧР при "выбеге" синхронных двигателей и организация подключения к конкретным ТТ определяется при конкретном проектировании.
10. Устройство АОПО подключается к цепям переменного напряжения при необходимости контроля направления мощности присоединения (определяется при конкретном проектировании).
11. Набор функций регулятеров АВ определяется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ РЗА, СОТ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
Трансформаторная подстанция 2х(2500-3150) кВ·А блочного типа с 4 моноблоками с АВР. **Вариант 1**					
1.1	Терминал защиты трансформатора		шт.	2	
1.2	Щит тепловой защиты		шт.	2	см. прим. 1
1.3	Шкаф АВР		шт.	1	
1.4	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
1.5	Система оперативного тока - Шкаф ИБП		шт.	1	
Трансформаторная подстанция 2х(250-1600) кВ·А блочного типа с 4 моноблоками с АВР. **Вариант 2**					
2.1	Терминал защиты трансформатора		шт.	2	
2.2	Щит тепловой защита		шт.	2	см. прим. 1
2.3	Шкаф АВР		шт.	1	
2.4	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
2.5	Система оперативного тока - Шкаф ИБП		шт.	1	
Трансформаторная подстанция 2х(250-1600) кВ·А блочного типа с 2 моноблоками без АВР. **Вариант 3**					
3.1	Терминал защиты трансформатора		шт.	2	
3.2	Щит тепловой защита		шт.	2	см. прим. 1
3.3	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

3.4	Система оперативного тока - Шкаф ИБП		шт.	1	
Распределительный пункт с автоматическими выключателями на фидерах. Вариант 4					
4.1	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АПВ, ЛЗШ		шт.	2	см. прим. 2
4.2	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.		
4.3	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
1	2	3	4	5	6
4.4	**Дуговая защита РУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
4.5	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
4.6	Система оперативного тока - Шкаф ИБП		шт.	1	
Распределительный пункт с выключателями нагрузки на фидерах. Вариант 5					
5.1	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АПВ		шт.	2	
5.2	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР		шт.	1	
5.3	**Дуговая защита РУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
5.4	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
5.5	Система оперативного тока - Шкаф ИБП		шт.	1	

Примечания

1 Тепловая защита используется для сухих трансформаторов в качестве защиты от перегрузки.

2 Количество устройств защиты от однофазных замыканий на землю уточняется при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 35/10(6) кВ Вариант 1 **ОРУ 35 кВ** Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
1.1	**ВЛ1, ВЛ2 35 кВ** Шкаф КСЗ, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	2	
	ОМП		шт.	1	
1.2	Т1, Т2 35/10(6) кВ Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО ВН)		 шт. шт. шт.	 2 2 2	
1.3	**СВ 35 кВ** Шкаф АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
1.4	Шкаф организации цепей напряжения 35 кВ		шт.	1	
1.5	**Ввод 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
1.6	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
1.7	**КЛ 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
1.8	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
1.9	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
1.10	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
1.11	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
1.12	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
1.13	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
1.14	Шкаф центральной сигнализации		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 35/10(6) кВ Вариант 2 **ОРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
2.1	**ВЛ1, ВЛ2, ВЛ3, ВЛ4 35 кВ** Шкаф КСЗ АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	4	см. прим. 1
	ОМП		шт.		
2.2	**Т1, Т2 35/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора, Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ,АПВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
2.3	**Шины 35 кВ** Шкаф защиты шин		шт.	2	
2.4	**СВ 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
2.5	Шкаф организации цепей напряжения 35 кВ		шт.	1	
2.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
2.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
2.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
2.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
2.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
2.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
2.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
2.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
2.14	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
2.15	Шкаф центральной сигнализации		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 35/10(6) кВ Вариант 3 **ЗРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
3.1	**ВЛ1, ВЛ2, ВЛ3, ВЛ4 35 кВ** Терминал КСЗ АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	4	см. прим. 1
	ОМП		шт.		
3.2	**Т1, Т2 35/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
3.3	**Шины 35 кВ** Шкаф защиты шин		шт.	2	
3.4	**Дуговая защита ЗРУ 35 кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
3.5	**СВ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
3.6	**Шинный ТН 35 кВ** Терминал		шт.	2	
3.7	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
3.8	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
3.9	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
3.10	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
3.11	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
3.12	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
3.13	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
3.14	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
3.15	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
3.16	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 35/10(6) кВ Вариант 4 **ЗРУ 35 кВ** Мостик с выключателями в цепях трансформаторов **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
4.1	**ВЛ1, ВЛ2 35 кВ** Терминал КСЗ, АУВ, УРОВ		шт.	2	
	ОМП		шт.	1	
4.2	**Т1, Т2 35/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
4.3	**Дуговая защита ЗРУ 35 кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
4.4	**СВ 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
4.5	**Шинный ТН 35 кВ** Терминал		шт.	2	
4.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
4.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
4.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
4.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
4.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
4.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
4.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
4.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
4.14	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
4.15	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 35/10(6) кВ Вариант 5 **КРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
5.1	**ВЛ1, ВЛ2, ВЛ3, ВЛ4 35 кВ** Терминал КСЗ, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	4	см. прим. 1
	ОМП		шт.		
5.2	**Т1, Т2 35/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
5.3	**Шины 35 кВ** Шкаф защиты шин		шт.	2	
5.4	**Дуговая защита КРУ 35 кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
5.5	**СВ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
5.6	**Шинный ТН 35 кВ** Терминал		шт.	2	
5.7	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
5.8	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
5.9	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
5.10	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
5.11	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
5.12	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
5.13	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
5.14	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
5.15	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
5.16	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 35/10(6) кВ Вариант 6 **ОРУ 35 кВ** Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий **КРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
6.1	Т1, Т2 35/10(6) кВ Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		 шт. шт.	 2 2	
6.2	Шкаф организации цепей напряжения 35 кВ		шт.	1	
6.3	**Ввод 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
6.4	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
6.5	**КЛ 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
6.6	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
6.7	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
6.8	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
6.9	**Дуговая защита КРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
6.10	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
6.11	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
6.12	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6) кВ Вариант 1 **ОРУ 110 кВ** Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
1.1	**ВЛ1, ВЛ2 110 кВ** Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт.	 2 2	
	ОМП		шт.	1	см. прим. 1
1.2	Т1, Т2 110/10(6) кВ Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора,		 шт. шт.	 2 2	
	Шкаф независимой защиты ближнего резервирования		шт	2	см. прим. 6
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО ВН)		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	2	см. прим. 4
1.3	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
1.4	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
1.5	**Ввод 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
1.6	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
1.7	**КЛ 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
1.8	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
1.9	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
1.10	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
1.11	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
1.12	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1	2	3	4	5	6
1.13	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 5
1.14	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 7

Примечания:

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.

2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.

3 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании.

4 ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.

5 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании.

6 При соответствующем обосновании возможна установка дополнительного комплекта независимой одноступенчатой МТЗ 110 кВ в качестве устройства ближнего резервирования.

7 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6) кВ Вариант 2 **ОРУ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин					
2.1	ВЛ1, ВЛ3 110 кВ (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ ВЛ2, ВЛ4 110 кВ **(тупиковая)** Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		шт. шт. шт.	2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
2.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	2	
2.3	**Т1, Т2 110/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
	Шкаф защиты ошиновки НН		шт.	2	см. прим. 4
2.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
2.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
2.6	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
2.7	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	
2.8	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
2.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
2.10	**ТСН** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
1	2	3	4	5	6

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

2.11	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		шт.	2	
2.12	**Дуговая защита для ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
2.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
2.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
2.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
2.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
2.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
2.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
2.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
2.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 5

Примечания:

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании.
4 ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6) кВ Вариант 3 **ОРУ 110 кВ** Две рабочие системы шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
3.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, АПВ, УРОВ **ВЛ2, ВЛ4** 110 кВ (тупиковая) Шкаф КСЗ1 Шкаф КСЗ2, АУВ, АПВ, УРОВ		шт. шт. шт. шт.	2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.	2	см. прим. 1
3.2	**Т1, Т2 110/10(6)-10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	2	см. прим.4
3.3	**Шины 110 кВ** Шкаф защиты шин		шт.	2	
3.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ УРОВ		шт.	1	
3.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
3.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
3.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
3.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
3.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
3.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
3.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
3.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1	2	3	4	5	6
3.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
3.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
3.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
3.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
3.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
3.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
3.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
3.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 5

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании.
4 ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6) кВ Вариант 4 **КРУЭ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин					
4.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ **ВЛ2, ВЛ4 110 кВ** (тупиковая) Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
4.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	4	
4.3	**Т1, Т2 110/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ Шкаф защиты ошиновки ВН		 шт. шт. шт.	 2 2 2	
	Шкаф защиты ошиновки НН		шт.	2	см. прим. 4
4.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
4.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
4.6	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
4.7	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	
4.8	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
4.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
1	2	3	4	5	6

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

4.10	**ТСН** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
4.11	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		шт.	2	
4.12	**Дуговая защита для ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
4.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
4.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
4.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
4.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
4.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
4.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
4.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
4.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 5

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании.
4 ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6) кВ Вариант 5 **КРУЭ 110 кВ** Две рабочие системы шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
5.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии, АУВ, АПВ, УРОВ **ВЛ2, ВЛ4** 110 кВ (тупиковая) Шкаф КСЗ1 Шкаф КСЗ2, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.	2	см. прим. 1
5.2	**Т1, Т2 110/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО ВН)		 шт. шт. шт.	 2 2 2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	2	см. прим. 4
5.3	**Шины 110 кВ** Шкаф защиты шин 1 к, 2 к		шт.	4	
5.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
5.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
5.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
5.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
5.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
5.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

5.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
5.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
1	2	3	4	5	6
5.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
5.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
5.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
5.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
5.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
5.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
5.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
5.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
5.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 5

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании.
4 ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
ПС 110/10(6) кВ Вариант 6 **ОРУ 110 кВ** Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий **ЗРУ 10(6) кВ** Одна секционированная выключателем система шин					
6.1	**Т1, Т2 110/10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт. шт.	2 2	
6.2	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
6.3	**Ввод 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
6.4	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	
6.5	**КЛ 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 1
6.6	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 2
6.7	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
6.8	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	2	
6.9	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
6.10	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 2
6.11	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 3
6.12	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 4
Примечания 1 Количество устройств и состав функций РЗА уточняется при конкретном проектировании. 2 Количество устройств защиты уточняется при конкретном проектировании. 3 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании. 4 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6)-10(6) кВ Вариант 1 **ОРУ 110 кВ.** Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий **ЗРУ 10(6) кВ** Две секционированные выключателями системы шин					
1.1	**ВЛ1, ВЛ2 110 кВ** Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт.	 2 2	
	ОМП		шт.	1	см. прим. 1
1.2	**Т1, Т2 110/10(6)-10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 5
	Шкаф резервной защиты трансформатора,		шт.	2	
	Шкаф независимой защиты ближнего резервирования		шт	2	см. прим. 7
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО ВН)		шт	2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	4	см. прим. 4
1.3	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
1.4	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
1.5	**Ввод 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	4	
1.6	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
1.7	**КЛ 10(6)кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	14	см. прим. 2
1.8	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
1.9	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.10	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	4	
1	2	3	4	5	6
1.11	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	4	
1.12	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
1.13	**Шкаф управления оперативным током (ШУОТ) - модульная система шкафов**		шт.	1	см. прим. 6
1.14	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 8

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более.
6 Количество шкафов уточняется при конкретном проектировании.
7 При соответствующем обосновании возможна установка дополнительного комплекта независимой одноступенчатой МТЗ 110 кВ в качестве устройства ближнего резервирования.
8 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6)-10(6) кВ Вариант 2 **ОРУ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Две секционированные выключателями системы шин					
2.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии, АУВ, АПВ, УРОВ **ВЛ2, ВЛ4** 110 кВ (тупиковая) Шкаф КСЗ1 Шкаф КСЗ2, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
2.2	**Т1, Т2 110/10(6)-10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 5
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	4	см. прим. 4
2.3	**Шины 110 кВ** Шкаф защиты шин		шт.	2	
2.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
2.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
2.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	4	
2.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
2.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	14	см. прим. 2
2.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
2.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
2.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	4	
1	**2**	3	4	5	6

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

2.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	4	
2.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
2.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
2.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
2.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
2.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
2.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
2.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
2.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 6

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более.
6 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6)-10(6) кВ Вариант 3 **ОРУ 110 кВ** Две рабочие системы шин **ЗРУ 10(6) кВ** Две секционированные выключателями системы шин					
3.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, АПВ, УРОВ **ВЛ2, ВЛ4** 110 кВ (тупиковая) Шкаф КСЗ1 Шкаф КСЗ2, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
3.2	**Т1, Т2 110/10(6)-10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 5
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	4	см. прим. 4
3.3	**Шины 110 кВ** Шкаф защиты шин		шт.	2	
3.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ,УРОВ		шт.	1	
3.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
3.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	4	
3.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
3.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	14	см. прим. 2
3.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
3.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
3.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	4	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

3.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	4	
1	2	3	4	5	6
3.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
3.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
3.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
3.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
3.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
3.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
3.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
3.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 6

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более.
6 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6)-10(6) кВ Вариант 4 **КРУЭ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Две секционированные выключателями системы шин					
4.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии, АУВ, АПВ, УРОВ **ВЛ2, ВЛ4** 110 кВ (тупиковая) Шкаф КСЗ1 Шкаф КСЗ2, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
4.2	**Т1, Т2 110/10(6)-10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 5
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО ВН)		шт.	2	см. прим. 5
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	4	см. прим. 4
4.3	**Шины 110 кВ** Шкаф защиты шин 1 к, 2 к		шт.	4	
4.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
4.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
4.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	4	
4.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
4.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	14	см. прим. 2
4.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
4.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
4.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	4	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1	2	3	4	5	6
4.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	4	
4.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
4.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
4.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
4.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
4.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
4.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
4.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
4.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 6

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более. При этом ошиновка ВН включается в зону защиты основной защиты трансформатора и шкаф защиты ошиновки ВН не используется.
6 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/10(6)-10(6) кВ Вариант 5 **КРУЭ 110 кВ** Две рабочие системы шин **ЗРУ 10(6) кВ** Две секционированные выключателями системы шин					
5.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии, АУВ, АПВ, УРОВ **ВЛ2, ВЛ4** 110 кВ (тупиковая) Шкаф КСЗ1 Шкаф КСЗ2, АУВ, АПВ, УРОВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
5.2	**Т1, Т2 110/10(6)-10(6) кВ** Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 5
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт	2	
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО ВН)		шт.	2	см. прим. 5
	Шкаф защиты ошиновки трансформатора (ДЗО НН)		шт.	4	см. прим. 4
5.3	**Шины 110 кВ** Шкаф защиты шин 1 к, 2 к		шт.	4	
5.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
5.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
5.6	**Ввод 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	4	
5.7	**СВ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, АВР, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
5.8	**КЛ 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	14	см. прим. 2
5.9	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

5.10	**ТСН 10(6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
5.11	**Шинный ТН 10(6) кВ** Терминал		шт.	4	
1	2	3	4	5	6
5.12	**Дуговая защита ЗРУ 10(6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	4	
5.13	**Защита от однофазных замыканий на землю**		шт.		см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
5.14	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
5.15	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
5.16	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
5.17	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
5.18	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
5.19	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
5.20	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 6

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора со стороны НН.
5 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более. При этом ошиновка ВН включается в зону защиты основной защиты трансформатора и шкаф защиты ошиновки ВН не используется.
6 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/35/10(6) кВ Вариант 1 **ОРУ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ОРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин					
1.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ **ВЛ2, ВЛ4 110 кВ** (тупиковая) Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		шт. шт. шт. шт.	2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
1.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	2	
1.3	**Т1, Т2 110/35/10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 6
	Шкаф резервной защиты трансформатора АУВ, АПВ, УРОВ		шт	2	
	Шкаф защиты ошиновки НН		шт.	2	см. прим. 4
1.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
1.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
1.6	Шкаф защиты шин 35 кВ		шт.	2	см. прим. 5
1.7	**Ввод 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	см. прим. 5
1.8	**СВ 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	см. прим. 5
1.9	**ВЛ 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ, АПВ		шт.	4	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
1	2	3	4	5	6

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1.10	Шкаф организации цепей напряжения 35 кВ		шт.	1	
1.11	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
1.12	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	
1.13	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
1.14	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
1.15	**ТСН** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
1.16	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		шт.	2	
1.17	**Дуговая защита ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
1.18	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
1.19	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
1.20	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
1.21	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
1.22	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
1.23	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	4	
1.24	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
1.25	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 7

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф защиты ошиновки стороны НН трансформатора предусматривается при наличии со стороны НН токоограничивающего реактора.
5 Шкаф защиты шин 35 кВ предусматривается в тех случаях, когда имеется питание со стороны сети 35 кВ. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ).
6 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более.
7 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/35/10(6) кВ Вариант 2 **ОРУ 110 кВ** Две рабочие системы шин **ОРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин					
2.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ **ВЛ2, ВЛ4 110 кВ** (тупиковая) Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		шт. шт. шт. шт.	2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
2.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	2	
2.3	**Т1, Т2 110/35/10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 6
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки НН		шт.	2	см. прим. 4
2.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
2.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
2.6	Шкаф защиты шин 35 кВ		шт.	2	см. прим. 5
2.7	**Ввод 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	см. прим. 5
2.8	**СВ 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	1	см. прим. 5
2.9	**КЛ 35 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	4	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1	2	3	4	5	6
2.10	Шкаф организации цепей напряжения 35 кВ		шт.	1	
2.11	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
2.12	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, АВР		шт.	1	
2.13	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
2.14	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
2.15	**ТСН** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
2.16	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		шт.	2	
2.17	**Дуговая защита ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
2.18	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
2.19	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
2.20	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
2.21	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
2.22	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
2.23	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	4	
2.24	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
2.25	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 7

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф защиты ошиновки стороны НН трансформатора предусматривается при наличии со стороны НН токоограничивающего реактора.
5 Шкаф защиты шин 35 кВ предусматривается в тех случаях, когда имеется питание со стороны сети 35 кВ. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ).
6 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более.
7 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/35/10(6) кВ Вариант 3 **КРУЭ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин					
3.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ **ВЛ2, ВЛ4 110 кВ** (тупиковая) Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		шт. шт. шт. шт.	2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
3.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	4	
3.3	**Т1, Т2 110/35/10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 6
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт.	2	см. прим. 6
	Шкаф защиты ошиновки ВН		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки НН (ДЗО НН)		шт.	2	см. прим. 4
3.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
3.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
3.6	Шкаф защиты шин 35 кВ		шт.	2	см. прим. 5
3.7	**Ввод 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	см. прим. 5
3.8	**СВ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ,АВР		шт.	1	см. прим. 5
3.9	**КЛ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	4	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
3.10	**Шинный ТН 35 кВ** Терминал		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

3.11	**Дуговая защита ЗРУ 35 кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
1	2	3	4	5	6
3.12	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
3.13	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
3.14	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	
3.15	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
3.16	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
3.17	**ТСН** Терминал защиты, управления, УРОВ		шт.	2	
3.18	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		шт.	2	
3.19	**Дуговая защита ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
3.20	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
3.21	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
3.22	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
3.23	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
3.24	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
3.25	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
3.26	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
3.27	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 7

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.

2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при проектировании.

3 Количество устройств уточняется при проектировании.

4 Шкаф защиты ДЗО НН предусматривается при наличии токоограничивающего реактора.

5 Шкаф защиты шин 35 кВ предусматривается при питании со стороны сети 35 кВ. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ).

6 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах мощностью 63 МВ·А и более. При этом ошиновка ВН включается в зону основной защиты трансформатора и шкаф защиты ошиновки ВН не используется.

7 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/35/10(6) кВ Вариант 4 **КРУЭ 110 кВ** Две рабочие системы шин **ЗРУ 35 кВ** Две секционированные выключателями системы шин **ЗРУ 10(6) кВ** Две секционированные выключателями системы шин					
4.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ **ВЛ2, ВЛ4 110 кВ** (тупиковая) Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
4.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	4	
4.3	**Т1, Т2 110/35/10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 6
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, УРОВ		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки ВН		шт.	2	см. прим. 6
	Шкаф защиты ошиновки НН		шт.	2	см. прим. 4
4.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, УРОВ		шт.	1	
4.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
4.6	Шкаф защиты шин 35 кВ		шт.	2	см. прим. 5
4.7	**Ввод 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, ЛЗШ		шт.	2	см. прим. 5
4.8	**СВ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	см. прим. 5
4.9	**КЛ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ		шт.	4	см. прим. 2
4.9	ОМП		шт.		см. прим. 1
4.10	**Шинный ТН 35 кВ** Терминал		шт.	2	
4.11	**Дуговая защита ЗРУ 35 кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

1	2	3	4	5	6
4.12	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
4.13	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
4.14	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	
4.15	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт	6	см. прим. 2
4.16	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
4.17	**ТСН** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт	2	
4.18	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		шт	2	
4.19	**Дуговая защита ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
4.20	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
4.21	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
4.22	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
4.23	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
4.24	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
4.25	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	2	
4.26	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
4.27	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 7

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.

2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при конкретном проектировании.

3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.

4 Шкаф защиты ошиновки стороны НН трансформатора предусматривается при наличии со стороны НН токоограничивающего реактора.

5 Шкаф защиты шин 35 кВ предусматривается в тех случаях, когда имеется питание со стороны сети 35 кВ. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ).

6 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более. При этом ошиновка ВН включается в зону защиты основной защиты трансформатора и шкаф защиты ошиновки ВН не используется.

7 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Приме-чание
1	2	3	4	5	6
ПС 110/35/10(6) кВ Вариант 5 **ОРУ 110 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 35 кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин **ЗРУ 10(6) кВ** Одна рабочая секционированная выключателем система шин					
5.1	**ВЛ1, ВЛ3 110 кВ** (двухстороннее питание) Шкаф основной защиты линии Шкаф резервной защиты линии АУВ, УРОВ, АПВ **ВЛ2, ВЛ4 110 кВ** (тупиковая) Шкаф КСЗ 1 Шкаф КСЗ 2, АУВ, УРОВ, АПВ		 шт. шт. шт. шт.	 2 2 2 2	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1
5.2	Шкаф защиты шин 110 кВ		шт.	2	
5.3	**Т1, Т2 110/35/10(6) кВ**				
	Шкаф основной защиты трансформатора		шт.	2х2	см. прим. 6
	Шкаф резервной защиты трансформатора, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	2	
	Шкаф защиты ошиновки НН		шт.	2	см. прим. 4
5.4	**СВ 110 кВ** Шкаф защиты, АУВ, АПВ, УРОВ		шт.	1	
5.5	Шкаф организации цепей напряжения 110 кВ		шт.	1	
5.6	Шкаф защиты шин 35 кВ		шт.	2	см. прим. 5
5.7	**Ввод 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	см. прим. 5
5.8	**СВ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	см. прим. 5
5.9	**КЛ 35 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	4	см. прим. 2
	ОМП		шт.		см. прим. 1

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

5.10	**Шинный ТН 35 кВ** Терминал		шт.	2	
1	2	3	4	5	6
5.11	**Дуговая защита ЗРУ 35 кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
5.12	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
5.13	**Ввод 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ		шт.	2	
5.14	**СВ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ, ЛЗШ, АВР		шт.	1	
5.15	**КЛ 10 (6) кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	6	см. прим. 2
5.16	**Устройство компенсации реактивной мощности 10 кВ** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.		см. прим. 3
5.17	**ТСН** Терминал защиты, АУВ, УРОВ		шт.	2	
5.18	**Шинный ТН 10 (6) кВ** Терминал		т.	2	
5.19	**Дуговая защита ЗРУ 10 (6) кВ** Устройство от дуговых замыканий		шт.	2	
5.20	**Защита от однофазных замыканий на землю**				см. прим. 3
	Система оперативного постоянного тока				
5.21	**Аккумуляторная батарея (АБ)**		шт.	2	
5.22	**Зарядно-подзарядное устройство (ЗПУ)**		шт.	4	
5.23	**Блок выносных предохранителей (БВП)**		шт.	2	
5.24	**Щит постоянного тока (ЩПТ)** (2 шкафа распределения)		шт.	2	
5.25	**Шкаф распределения оперативного тока** (ШРОТ)		шт.	4	
5.26	**Шкаф питания вспомогательных цепей**		шт.	1	
5.27	**Шкаф центральной сигнализации**		шт.	1	см. прим. 7

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Примечания

1 Количество устройств ОМП уточняется при конкретном проектировании.
2 Количество устройств и состав функций РЗА линий уточняется при проектировании.
3 Количество устройств уточняется при конкретном проектировании.
4 Шкаф защиты ошиновки стороны НН трансформатора предусматривается при наличии со стороны НН токоограничивающего реактора.
5 Шкаф защиты шин 35 кВ предусматривается при питании со стороны сети 35 кВ. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ выполняется логическая защита шин (ЛЗШ)
6 Два комплекта основной защиты предусматриваются на трансформаторах, имеющих мощность 63 МВ·А и более.
7 Решение по наличию шкафа принимается при конкретном проектировании.

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ПО ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ

ПС 6 - 10 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	-	-	-	-	Установка устройств ПА на ПС 6-10 кВ не предусматривается

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35 - 110 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф АЧР (с ЧАПВ)**		шт.	1	Количество шкафов (терминалов) АЧР может быть уточнено проектными решениями в зависимости от типа применяемого оборудования, количества отключаемых присоединений от АЧР, реализации необходимого количества очередей АЧР.
2	**Шкаф ПА**		шт.	*	* - Необходимость установки шкафов с функциями АПНУ, АЛАР, АОСН, АОПН, АОПО, УПАСК, а также количество шкафов (терминалов) определяются конкретными проектными решениями, разработанными на основании выполненных расчетов.

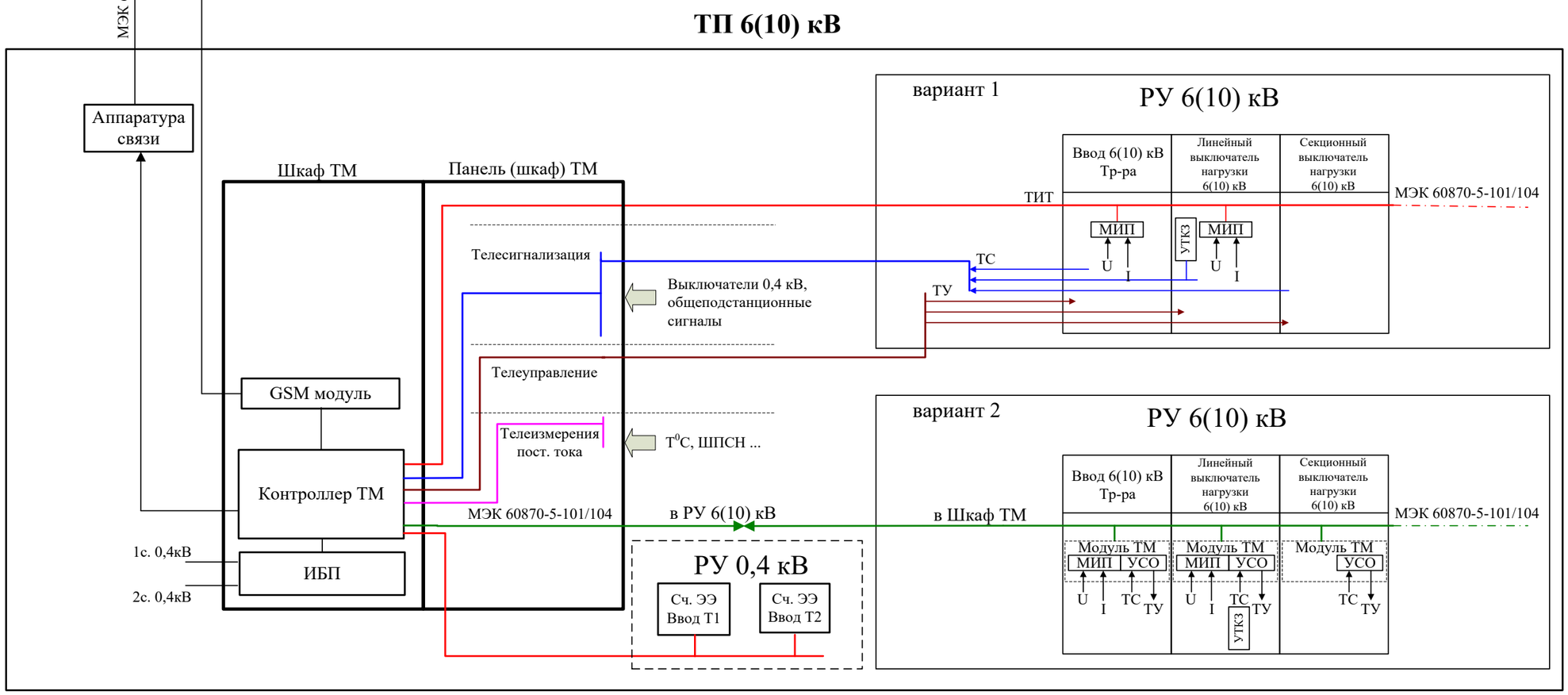
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Приложение Г (обязательное) Альбом структурных схем телемеханики и АСУ ТП подстанций, ведомости оборудования

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Синхронизация таймеров ПТК ССПИ ПС с временем диспетчерского центра (ДЦ) осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы единого времени (СЕВ).
2. Вариант 1 конфигурации телемеханики в РУ 6(10) кВ допускает размещение всех МИП непосредственно на панели ТМ.
3. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.



Условные обозначения:

GSM – глобальная система мобильной связи
РУ – распределительное устройство
ШПСН – шкаф питания собственных нужд,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,

Цепи, выполненные контрольным кабелем,

Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

Сч.ЭЭ - балансирующий счетчик электроэнергии (технический учет).

U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом,
УТКЗ – указатель тока короткого замыкания (оснащен «сухим» контактом для связи с контроллером ТМ

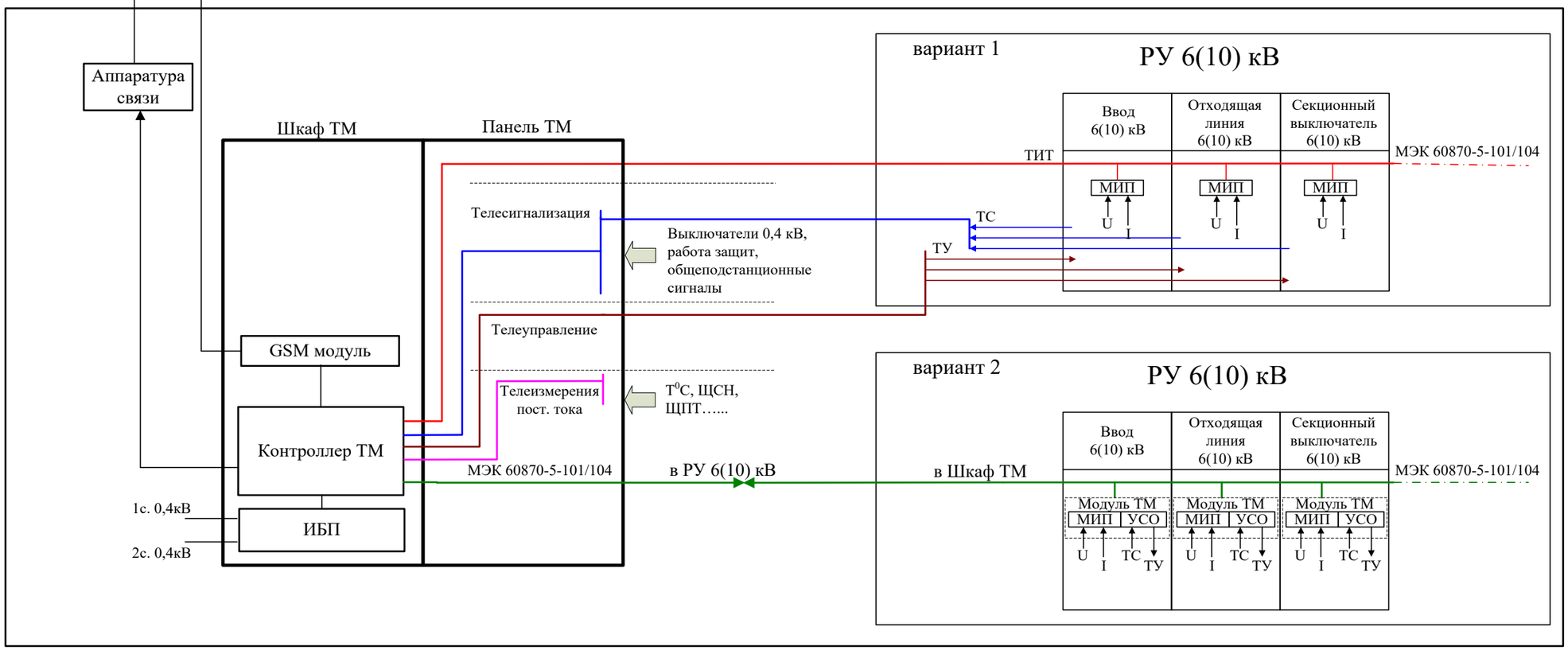
Типовая структурная схема телемеханики ТП 6(10) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Синхронизация таймеров ПТК ССПИ ПС с временем диспетчерского центра (ДЦ) осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
2. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.

РП 6(10) кВ с выключателями



Условные обозначения:

GSM – глобальная система мобильной связи
РУ – распределительное устройство
ЩСН – щит собственных нужд,
ЩПТ – щит постоянного тока,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,
Цепи, выполненные контрольным кабелем.
Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом.

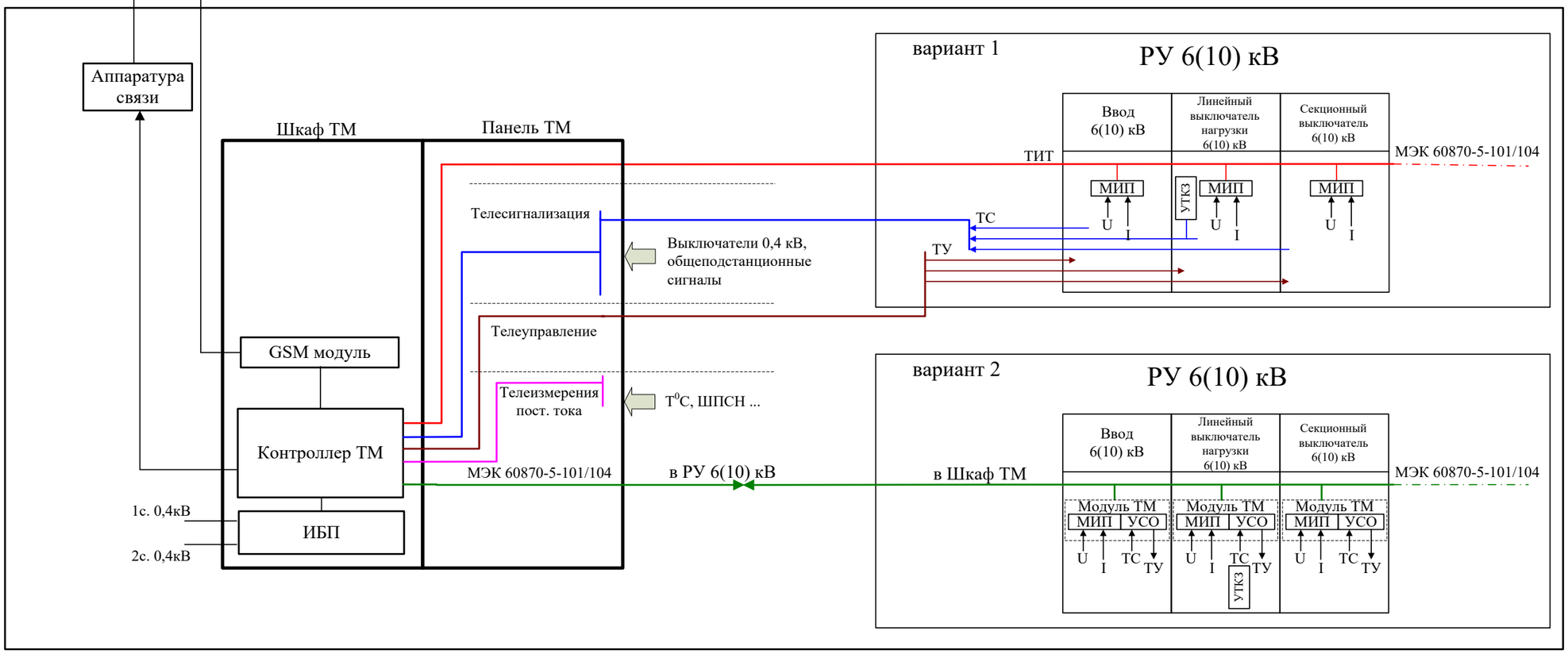
Типовая структурная схема телемеханики РП 6(10) кВ с выключателями

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Синхронизация таймеров ПТК ССПИ ПС с временем диспетчерского центра (ДЦ) осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
2. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.

РП 6(10) кВ с выключателями нагрузки



Условные обозначения:

GSM – глобальная система мобильной связи
РУ – распределительное устройство
ШПСН – шкаф питания собственных нужд,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,

Цепи, выполненные контрольным кабелем,

Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

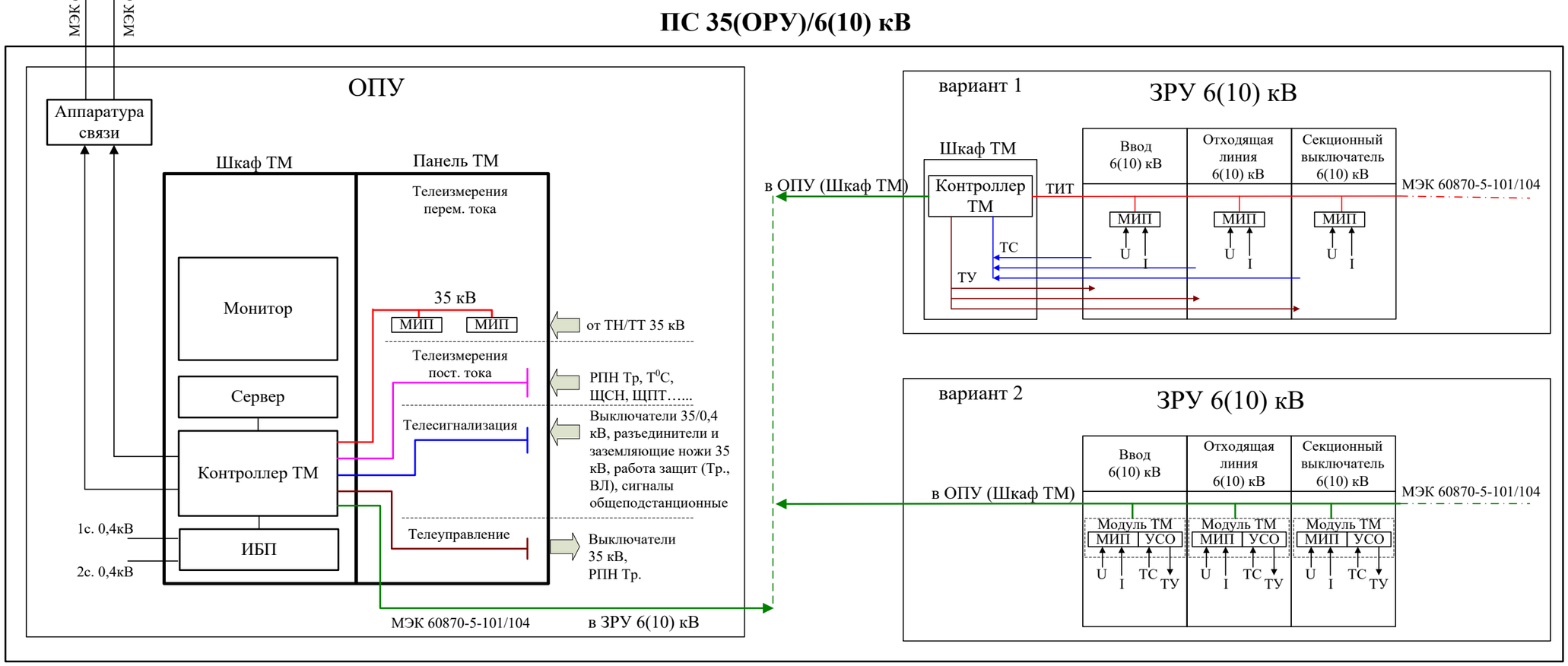
U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом,
УТКЗ – указатель тока короткого замыкания (оснащен «сухим» контактом для связи с контроллером ТМ

Типовая структурная схема телемеханики РП 6(10) кВ с выключателями нагрузки

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Синхронизация устройств ССПИ ПС с временем ДЦ осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
2. При необходимости на ПС устанавливается регистратор аварийных событий (РАС), обеспечивающий запись аварийной информации, включая ОМП на ВЛ 110 кВ, подключаемый к серверу, где организуется хранение НТИ и откуда она может передаваться в ЦУС и ДЦ по протоколам файлового обмена.
3. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.



Условные обозначения:

ОПУ - оперативный пункт управления
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
РПН – регулирование под нагрузкой,
ЩСН – щит собственных нужд,
ЩПТ – щит постоянного тока,
Сервер - процессорный блок промышленного исполнения,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,
Цепи, выполненные контрольным кабелем.
Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

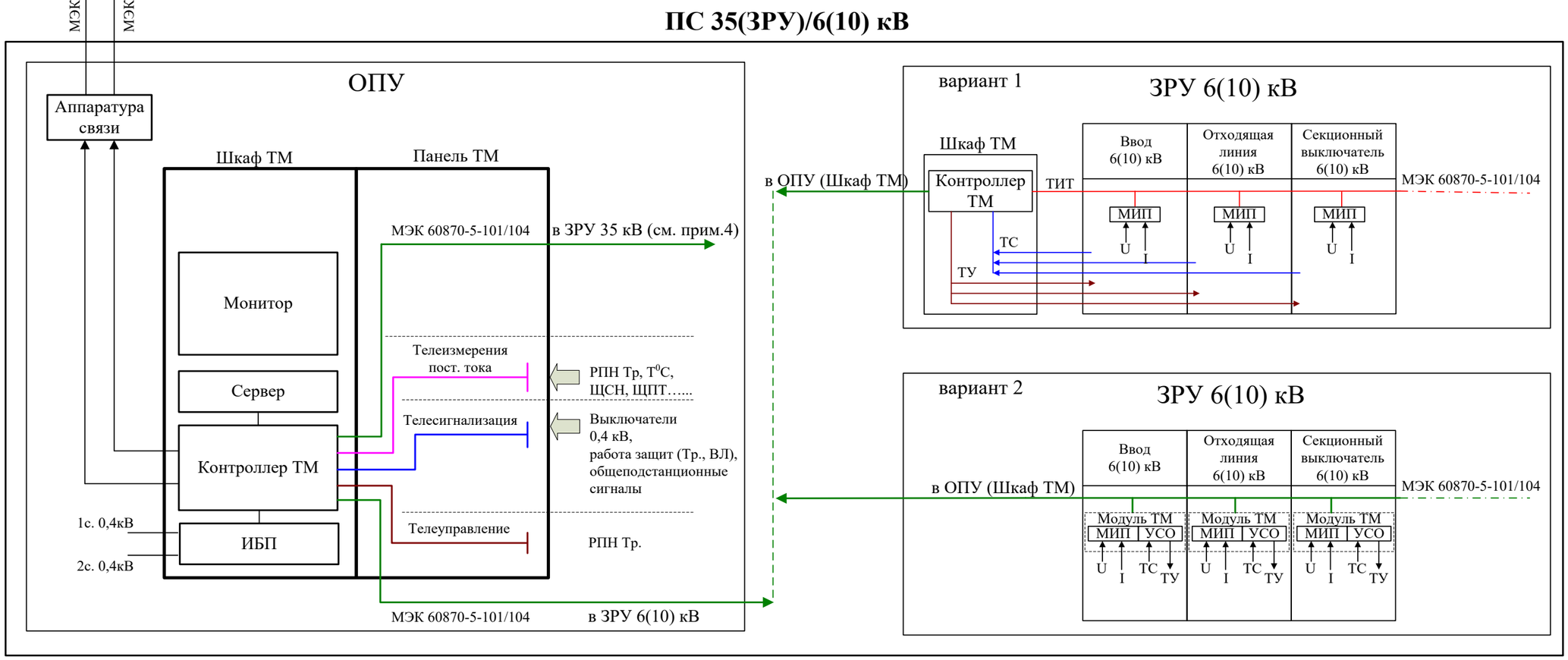
ТН - измерительный трансформатор напряжения,
ТТ - измерительный трансформатор тока,
U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом.

Типовая структурная схема телемеханики ПС 35(ОРУ)/6(10) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. Синхронизация устройств ССПИ ПС с временем ДЦ осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
2. При необходимости на ПС устанавливается регистратор аварийных событий (РАС), обеспечивающий запись аварийной информации, включая ОМП на ВЛ 110 кВ, подключаемый к серверу, где организуется хранение НТИ и откуда она может передаваться в ЦУС и ДЦ по протоколам файлового обмена.
3. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.
4. Построение ССПИ ЗРУ 35 кВ аналогично построению ССПИ ЗРУ 6(10) кВ.



Условные обозначения:

ОПУ - оперативный пункт управления
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
РПН – регулирование под нагрузкой,
ЩСН – щит собственных нужд,
ЩПТ – щит постоянного тока,
Сервер - процессорный блок промышленного исполнения,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,
Цепи, выполненные контрольным кабелем.
Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

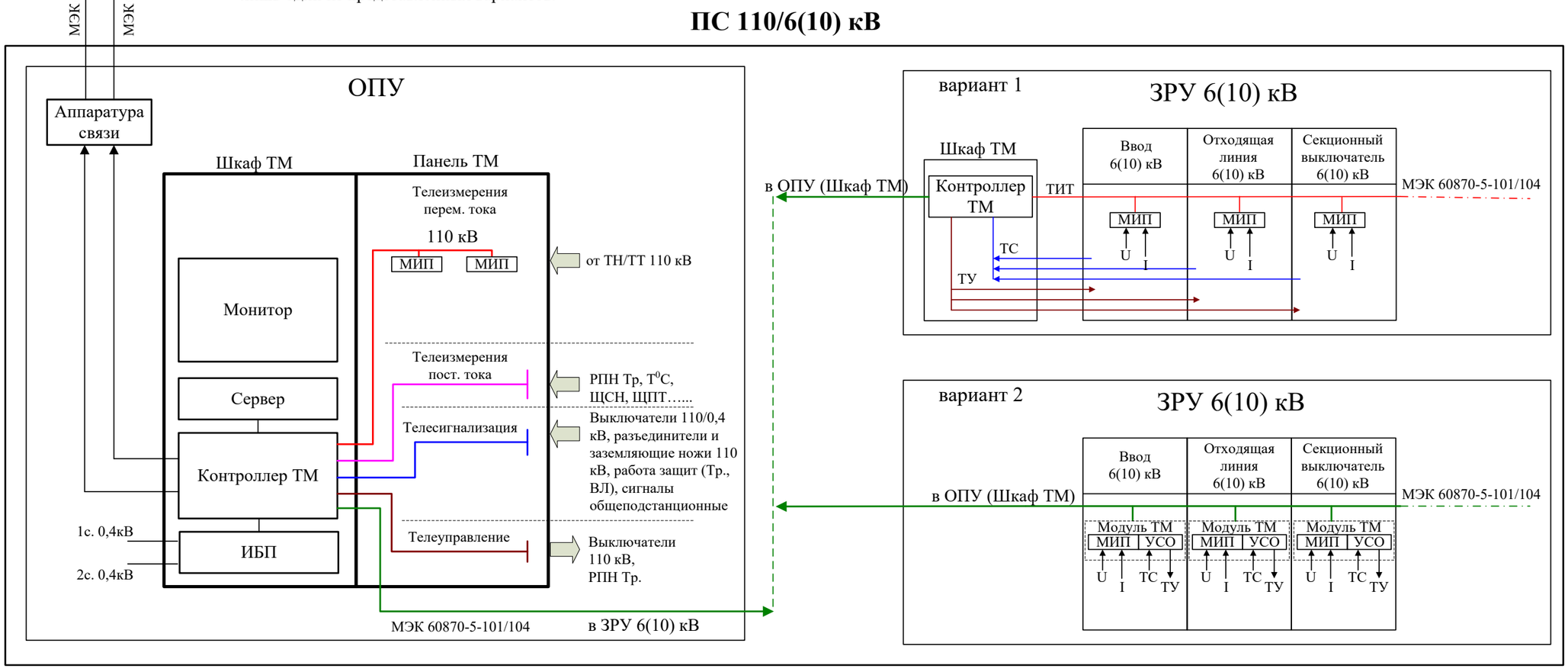
ТН - измерительный трансформатор напряжения,
ТТ - измерительный трансформатор тока,
U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом.

Типовая структурная схема телемеханики ПС 35(ЗРУ)/6(10) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. При информационном обмене с РДУ используется протокол МЭК 60870-5-104.
2. Синхронизация устройств ССПИ ПС с временем ДЦ осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
3. При необходимости на ПС устанавливается регистратор аварийных событий (РАС), обеспечивающий запись аварийной информации, включая ОМП на ВЛ 110 кВ, подключаемый к серверу, где организуется хранение НТИ и откуда она может передаваться в ЦУС и ДЦ по протоколам файлового обмена.
4. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.



Условные обозначения:

ОПУ - оперативный пункт управления
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
РПН – регулирование под нагрузкой,
ЩСН – щит собственных нужд,
ЩПТ – щит постоянного тока,
Сервер - процессорный блок промышленного исполнения,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,
Цепи, выполненные контрольным кабелем.
Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

ТН - измерительный трансформатор напряжения,
ТТ - измерительный трансформатор тока,
U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом.

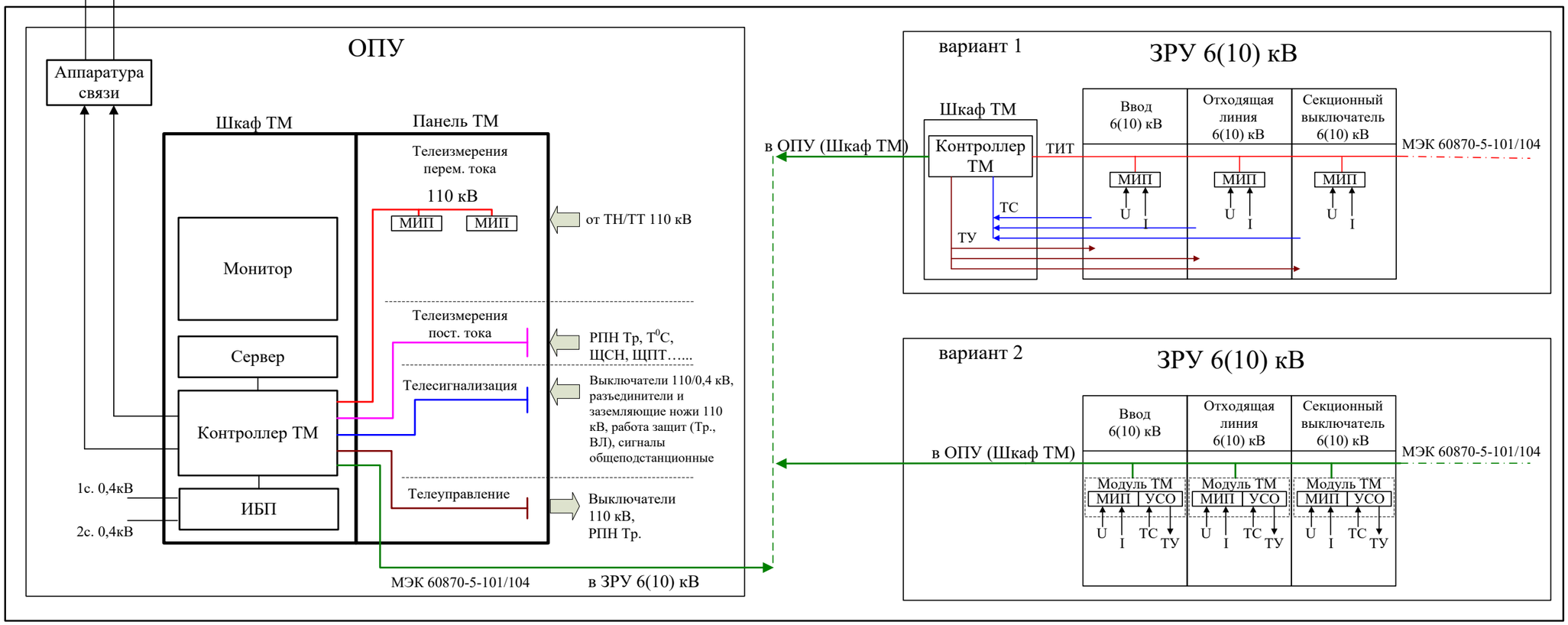
Типовая структурная схема телемеханики ПС 110/6(10) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. При информационном обмене с РДУ используется протокол МЭК 60870-5-104.
2. Синхронизация устройств ССПИ ПС с временем ДЦ осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
3. При необходимости на ПС устанавливается регистратор аварийных событий (РАС), обеспечивающий запись аварийной информации, включая ОМП на ВЛ 110 кВ, подключаемый к серверу, где организуется хранение НТИ и откуда она может передаваться в ЦУС и ДЦ по протоколам файлового обмена.
4. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.

ПС 110/6(10)/6(10) кВ



Условные обозначения:

ОПУ - оперативный пункт управления
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
РПН – регулирование под нагрузкой,
ЩСН – щит собственных нужд,
ЩПТ – щит постоянного тока,
Сервер - процессорный блок промышленного исполнения,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,
Цепи, выполненные контрольным кабелем.
Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

ТН - измерительный трансформатор напряжения,
ТТ - измерительный трансформатор тока,
U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом.

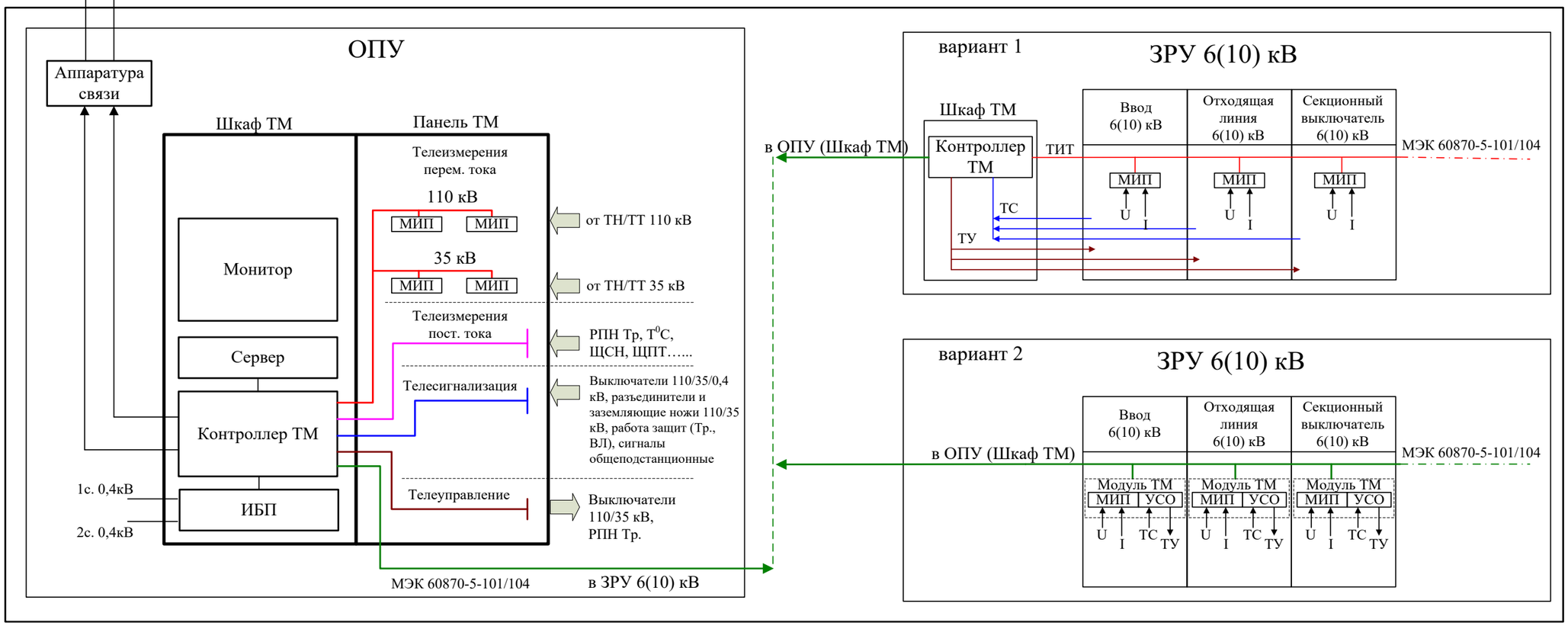
Типовая структурная схема телемеханики ПС 110/6(10)/6(10) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПРИМЕЧАНИЯ

1. При информационном обмене с РДУ используется протокол МЭК 60870-5-104.
2. Синхронизация устройств ССПИ ПС с временем ДЦ осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-101/104. Возможен также вариант синхронизации с помощью организуемой на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ).
3. При необходимости на ПС устанавливается регистратор аварийных событий (РАС), обеспечивающий запись аварийной информации, включая ОМП на ВЛ 110 и 35 кВ, подключаемый к серверу, где организуется хранение НТИ и откуда она может передаваться в ЦУС и ДЦ по протоколам файлового обмена.
4. Сбор информации и управление оборудованием РУ 6 (10) кВ предлагается выполнять по одному из двух вариантов. Окончательный вариант структурной схемы для РУ 6(10) кВ определяется после выбора конкретного производителя оборудования ПТК, поскольку аппаратная часть комплексов, в большинстве случаев, позволяет реализовать лишь один из представленных вариантов.

ПС 110/35/6(10) кВ



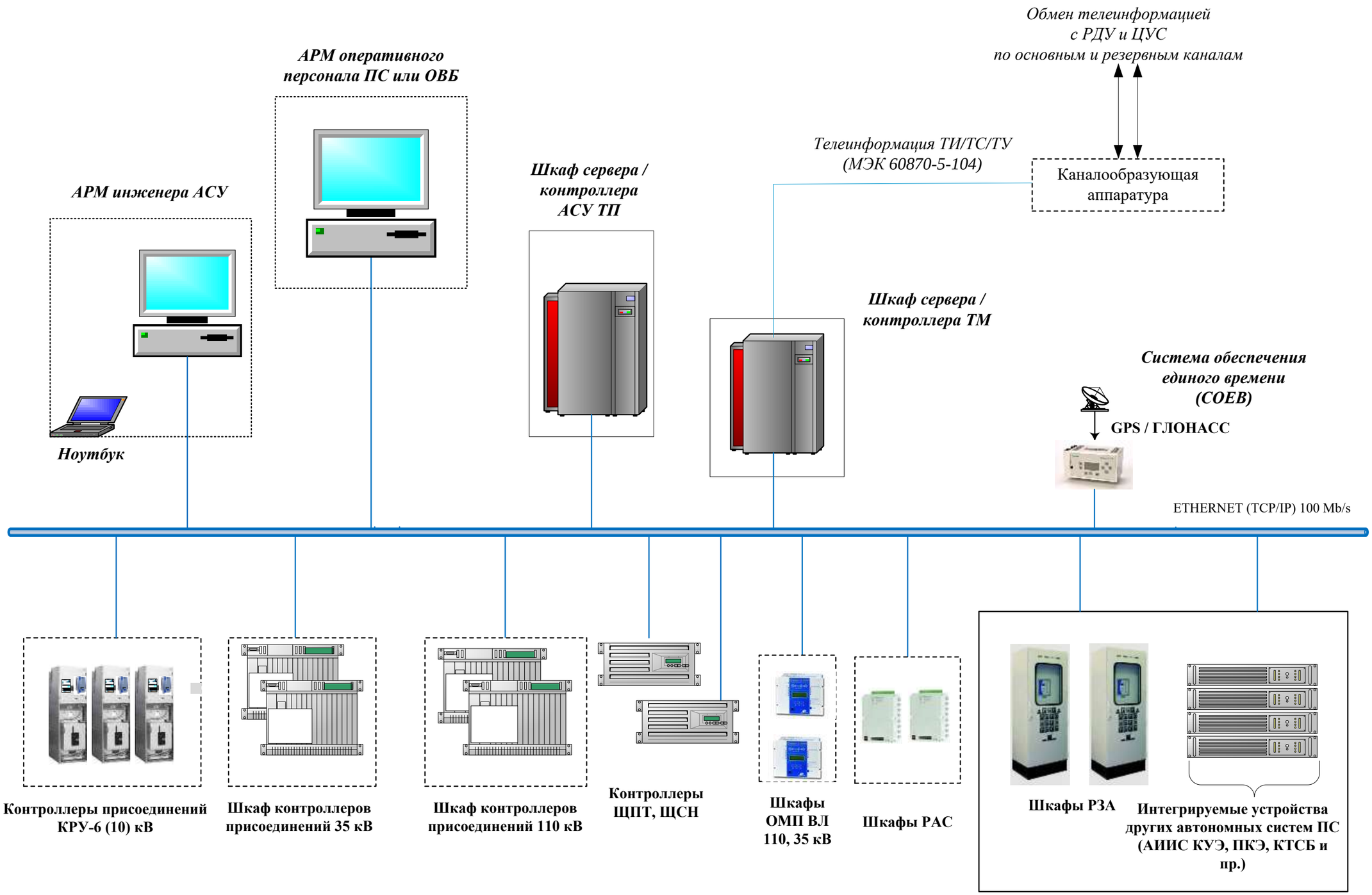
Условные обозначения:

ОПУ - оперативный пункт управления
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
РПН – регулирование под нагрузкой,
ЩСН – щит собственных нужд,
ЩПТ – щит постоянного тока,
Сервер - процессорный блок промышленного исполнения,
Контроллер ТМ – микропроцессорное устройство с функциональными блоками ввода/вывода,
ИБП – источник бесперебойного питания,
Цепи, выполненные контрольным кабелем.
Цифровые кабельные связи (интерфейс в зависимости от применяемого коммуникационного протокола)

ТН - измерительный трансформатор напряжения,
ТТ - измерительный трансформатор тока,
U – напряжение вторичных цепей ТН,
I – ток вторичных цепей ТТ,
МИП – многофункциональный измерительный преобразователь (цифровой),
ТС – телесигнализация,
ТУ – телеуправление,
ТИТ – телеизмерения текущие,
Модуль ТМ – распределенная телемеханика с цифровым каналом связи,
УСО - устройство сопряжения с объектом.

Типовая структурная схема телемеханики ПС 110/35/6(10) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру



Структурная схема АСУ ТП для всех вариантов ПС 110 и 35 кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ТП 6(10) кВ (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1.	**Шкаф ТМ в составе:**		компл.	1	
1.1	GSM модуль (+ антенна)		шт.	1	
1.2	контроллер ТМ		шт.	1	
1.3	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-ва выключателей, выключателей нагрузки.
3	**МИП (6(10) кВ)**		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей трансформаторов (2 шт.) и линейных выключателей нагрузки.
4	**Счетчики электрической энергии (РУ 0,4 кВ)**		шт.	2	На вводах 0,4 кВ трансформаторов
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	
8	**УТКЗ**		компл.	*	* УТКЗ (указатель тока короткого замыкания) должны быть смонтированы в заводских условиях во всех линейных ячейках с выключателями нагрузки.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ТП 6(10) кВ (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ в составе:**		компл.	1	
1.1	GSM модуль (+ антенна)		шт.	1	
1.2	контроллер ТМ		шт.	1	
1.3	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ**		компл.	1	
3	**Модуль ТМ (РУ 6(10) кВ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей трансформаторов (2 шт.) и линейных выключателей нагрузки. Модуль ТМ секционной перемычки оснащается только УСО.
4	**Счетчики электрической энергии (РУ 0,4 кВ)**		шт.	2	На вводах 0,4 кВ трансформаторов
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	
8	**УТКЗ**		компл.	*	* УТКЗ (указатель тока короткого замыкания) должны быть смонтированы в заводских условиях во всех линейных ячейках с выключателями нагрузки.

Примечание к ведомостям для обоих вариантов телемеханики ТП 6(10) кВ

1. При необходимости организации на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики РП 6(10) кВ с выключателями (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ в составе:**		компл.	1	
1.1	GSM модуль (+ антенна)		шт.	1	
1.2	контроллер ТМ		шт.	1	
1.3	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	выходные промежуточные реле*		шт.	18	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей
3	**МИП (6(10) кВ)***		шт.	9	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики РП 6(10) кВ с выключателями (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ в составе:**		компл.	1	
1.1	GSM модуль (+ антенна)		шт.	1	
1.2	контроллер ТМ		шт.	1	
1.3	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
3	**Модуль ТМ ***		шт.	9	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики РП 6(10) кВ с выключателями нагрузки (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ в составе:**		компл.	1	
1.1	GSM модуль (+ антенна)		шт.	1	
1.2	контроллер ТМ		шт.	1	
1.3	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	выходные промежуточные реле*		шт.	22	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-ва выключателей и выключателей нагрузки.
3	**МИП (6(10) кВ)***		шт.	9	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей и линейных выключателей нагрузки
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	
	УТКЗ*		шт.	6	* УТКЗ (указатель тока короткого замыкания) должны быть смонтированы в заводских условиях во всех линейных ячейках с выключателями нагрузки.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики РП 6(10) кВ с выключателями нагрузки (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ в составе:**		компл.	1	
1.1	GSM модуль (+ антенна)		шт.	1	
1.2	контроллер ТМ		шт.	1	
1.3	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ**		компл.	1	
3	**Модуль ТМ ***		шт.	9	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей и линейных выключателей нагрузки
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	
7	**УТКЗ***		шт.	6	* УТКЗ (указатель тока короткого замыкания) должны быть смонтированы в заводских условиях во всех линейных ячейках с выключателями нагрузки.

Примечание к ведомостям для всех вариантов телемеханики РП 6(10) кВ

1. При необходимости организации на РП системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики 35(ЗРУ)/6(10) кВ (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-ва РПН ТР
3	**Шкаф ТМ (ЗРУ 35 кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	контроллер ТМ		шт.	1	
3.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-ва выключателей 35 кВ
4	**МИП (ЗРУ 35 кВ)**		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
5	**Шкаф ТМ (ЗРУ 6(10) кВ) в составе:**		компл.	1	
5.1	контроллер ТМ		шт.	1	
5.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-ва выключателей 6(10) кВ
6	**МИП (ЗРУ 6(10) кВ)**		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
7	**Программное обеспечение**		компл.	1	
8	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
9	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 35(ЗРУ)/6(10) кВ (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в РПН ТР
3	**Модуль ТМ (ЗРУ 35 кВ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
4	**Модуль ТМ (ЗРУ 6(10) кВ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	

Примечания к ведомостям для обоих вариантов телемеханики ПС 35(ЗРУ)/6(10) кВ

1. При необходимости организации на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.

2. При необходимости организации на ПС регистрации аварийных событий и процессов спецификация дополняется устройством РАС для оборудования 35 кВ.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 35(ОРУ)/6(10) кВ (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (35 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
2.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 35 кВ, РПН ТР
3	**Шкаф ТМ (ЗРУ) в составе:**		компл.	1	
3.1	контроллер ТМ		шт.	1	
3.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 6(10) кВ
4	**МИП (ЗРУ)**		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 35(ОРУ)/6(10) кВ (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (35 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
2.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 35 кВ, РПН ТР
3	**Модуль ТМ (ЗРУ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	

Примечания к ведомостям для обоих вариантов телемеханики ПС 35(ОРУ)/6(10) кВ

1. При необходимости организации на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.
2. При необходимости организации на ПС регистрации аварийных событий и процессов спецификация дополняется устройством РАС для оборудования 35 кВ.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 110/6(10) кВ (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		комп л.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (110 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется электрической схемой ПС
2.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 110 кВ, РПН ТР
3	**Шкаф ТМ (ЗРУ) в составе:**		компл.	1	
3.1	контроллер ТМ		шт.	1	
3.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 6(10) кВ
4	**МИП (ЗРУ)**		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 110/6(10) кВ (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		комп л.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (110 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется электрической схемой ПС
2.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 110 кВ, РПН ТР
3	**Модуль ТМ (ЗРУ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	

Примечания к ведомостям для обоих вариантов телемеханики ПС 110/6(10) кВ

1. При необходимости организации на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.

2. При необходимости организации на ПС регистрации аварийных событий и процессов спецификация дополняется устройством РАС для оборудования 110 кВ.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 110/6(10)/6(10) кВ (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		комп л.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (110 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется электрической схемой ПС
2.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 110 кВ, РПН ТР
3	**Шкаф ТМ (ЗРУ) в составе:**		компл.	1	
3.1	контроллер ТМ		шт.	1	
3.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 6(10) кВ
4	**МИП (ЗРУ)**		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 110/6(10)/6(10) кВ (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (110 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется электрической схемой ПС
2.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 110 кВ, РПН ТР
3	**Модуль ТМ (ЗРУ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
6	**ЗИП**		компл.	1	

Примечания к ведомостям для обоих вариантов телемеханики ПС 110/6(10)/6(10) кВ

1. При необходимости организации на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.

2. При необходимости организации на ПС регистрации аварийных событий и процессов спецификация дополняется устройством РАС для оборудования 110 кВ.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 110/35/6(10) кВ (вариант 1)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		комп л.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок (сервер)		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (110 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется электрической схемой ПС
2.2	МИП (35 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
2.3	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 110/35 кВ, РПН ТР
3	**Шкаф ТМ (ЗРУ) в составе:**		компл.	1	
3.2	контроллер ТМ		шт.	1	
3.2	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 6(10) кВ
4	**МИП (ЗРУ)****		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
5	**Программное обеспечение**		компл.	1	
6	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
7	**ЗИП**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
телемеханики ПС 110/35/6(10) кВ (вариант 2)

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	**Шкаф ТМ (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	монитор		шт.	1	
1.2	процессорный блок		шт.	1	
1.3	контроллер ТМ		шт.	1	
1.4	ИБП		шт.	1	
2	**Панель ТМ в составе:**		компл.	1	
2.1	МИП (110 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется электрической схемой ПС
2.2	МИП (35 кВ)		шт.	*	* Кол-во МИП определяется кол-вом выключателей
2.3	выходные промежуточные реле		шт.	*	* Кол-во реле равно удвоенной сумме кол-в выключателей 110/35 кВ, РПН ТР
3	**Модуль ТМ (ЗРУ)**		компл.	*	* Кол-во модулей ТМ (МИП + УСО) определяется кол-вом выключателей
4	**Программное обеспечение**		компл.	1	
5	**Сетевое оборудование**		компл.	1	При использовании протокола МЭК 60870-5-104
8	**ЗИП**		компл.	1	

Примечания к ведомостям для обоих вариантов телемеханики ПС 110/35/6(10) кВ

1. При необходимости организации на ПС системы обеспечения единого времени (СОЕВ) спецификация дополняется СОЕВ в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.
2. При необходимости организации на ПС регистрации аварийных событий и процессов спецификация дополняется устройством РАС для оборудования 110 и 35 кВ.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ
АСУ ТП для всех вариантов ПС 110 и 35 кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Сервер / контроллер сбора и передачи информации (телемеханики)		Компл.	1	Шкаф с ИБП
2	Сервер / контроллер АСУ ТП		Компл.	1	Шкаф с ИБП
3	Контроллеры присоединений 110, 35 кВ		Компл.	*	В соответствии с главной схемой варианта ПС
4	Контроллеры присоединений 10 (6) кВ		Компл.	*	В соответствии с главной схемой варианта ПС; при отсутствии МП РЗА
5	Контроллер ЩПТ		Компл.	1	Если не поставляется в составе оборудования ЩПТ
6	Контроллер ЩСН		Компл.	1	
7	Регистраторы аварийных событий (РАС)		Компл.	*	В зависимости от количества линий 110, 35 кВ и трансформаторов
8	Устройства определения места повреждения (ОМП)		Компл.	*	По числу линий 110, 35 кВ
9	АРМ оперативного персонала ПС или ОВБ в составе: рабочая станция, мониторы, ИБП		Компл.	1	Решения по кол-ву рабочих станций и мониторов АРМ принимаются при проектировании
10	АРМ инженера, обслуживающего АСУ ТП, в составе: рабочая станция, монитор, ИБП, ноутбук		Компл.	1	
11	Система обеспечения единого времени (СОЕВ) в составе: антенна, приемник, блок защиты от молнии, кабель с разъемами, сервер.		Компл.	1	
12	Коммуникационное оборудование ЛВС		Компл.	1	
13	Инструментальное				

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

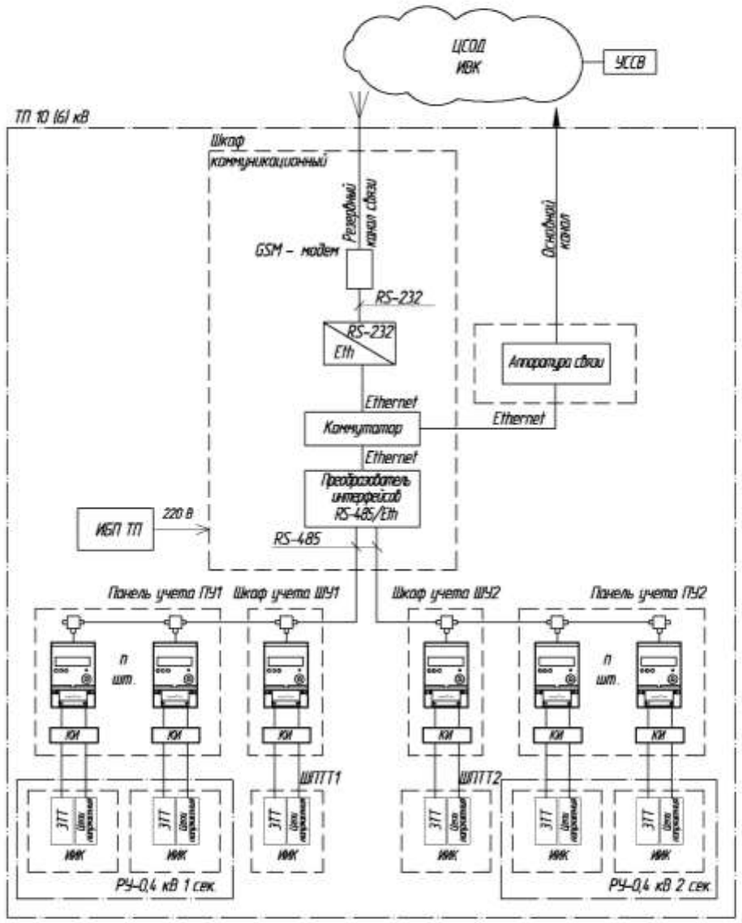
	программное обеспечение ПТК АСУ ТП ПС, в т.ч.:				
13.1	ПО сервера / контроллера ТМ		Компл.	1	
13.2	ПО сервера / контроллера АСУ ТП, в т.ч. SCADA-система		Компл.	1	
13.3	ПО контроллеров присоединений 110, 35, 10(6) кВ		Компл.		
13.4	ПО контроллера ЩПТ		Компл.	1	Если не поставляется в составе оборудования ЩПТ
13.5	ПО контроллера ЩСН		Компл.	1	
14	Программно-аппаратные средства обеспечения информационной безопасности		Компл.	1	
15	Кабельная продукция, в т.ч.: - цифровые кабели; - контрольные кабели		м		Состав и кол-во определяются проектом
16	ЗИП				

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Приложение Д (обязательное) Альбом структурных схем систем учета электроэнергии и ведомости оборудования

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ТП 10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии



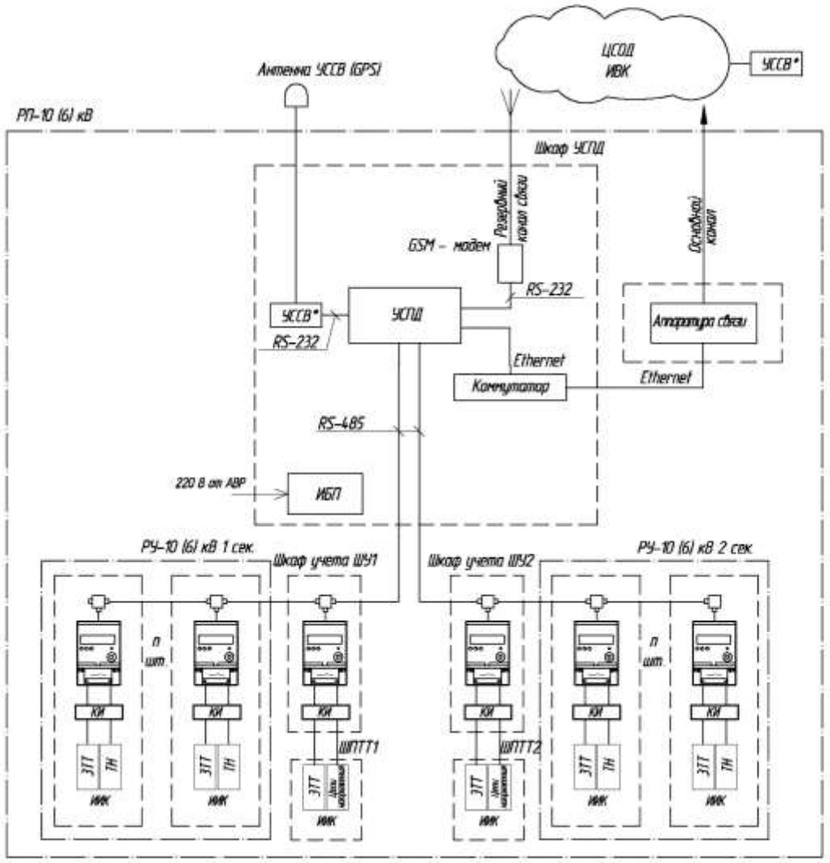
Условные обозначения:

- прибор учета;
- КИ – коробка испытательная;
- разветвитель интерфейса.

Синхронизация времени осуществляется с уровня ИВК (ЦСОД)

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

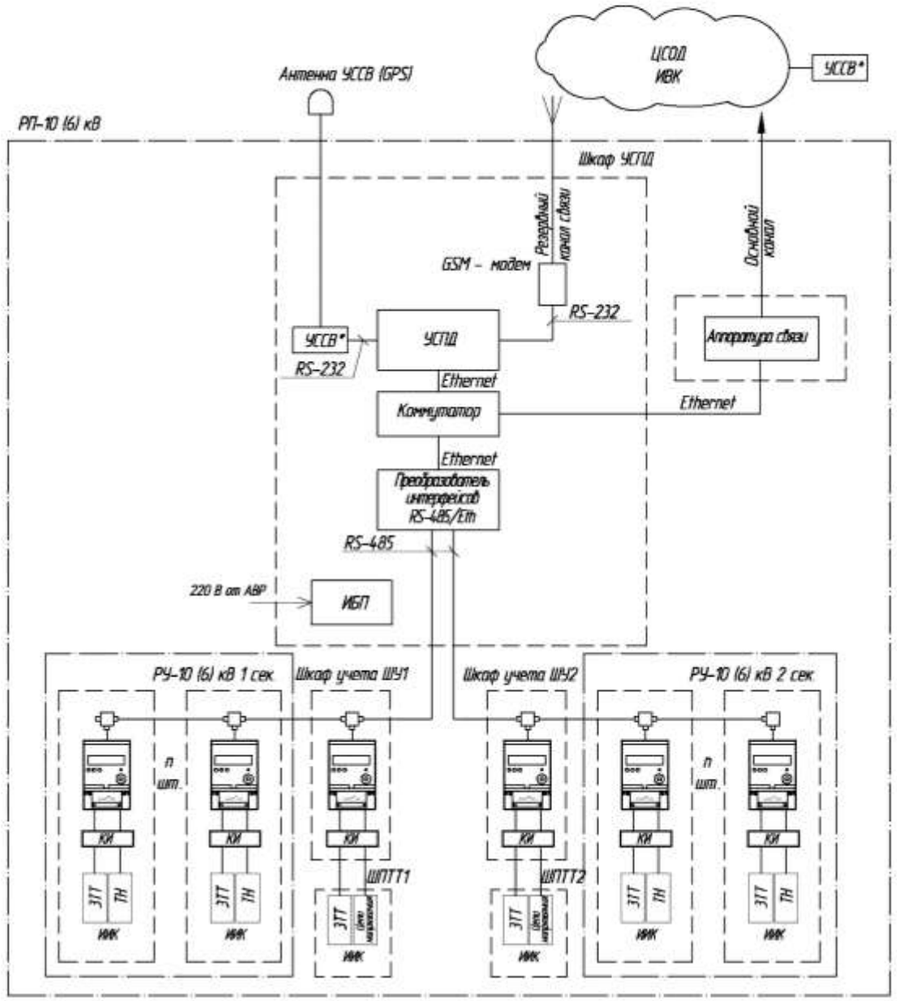
РП 10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 1



* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

РП 10 (6) кВ
Схема структурная системы учета электроэнергии
Вариант 2

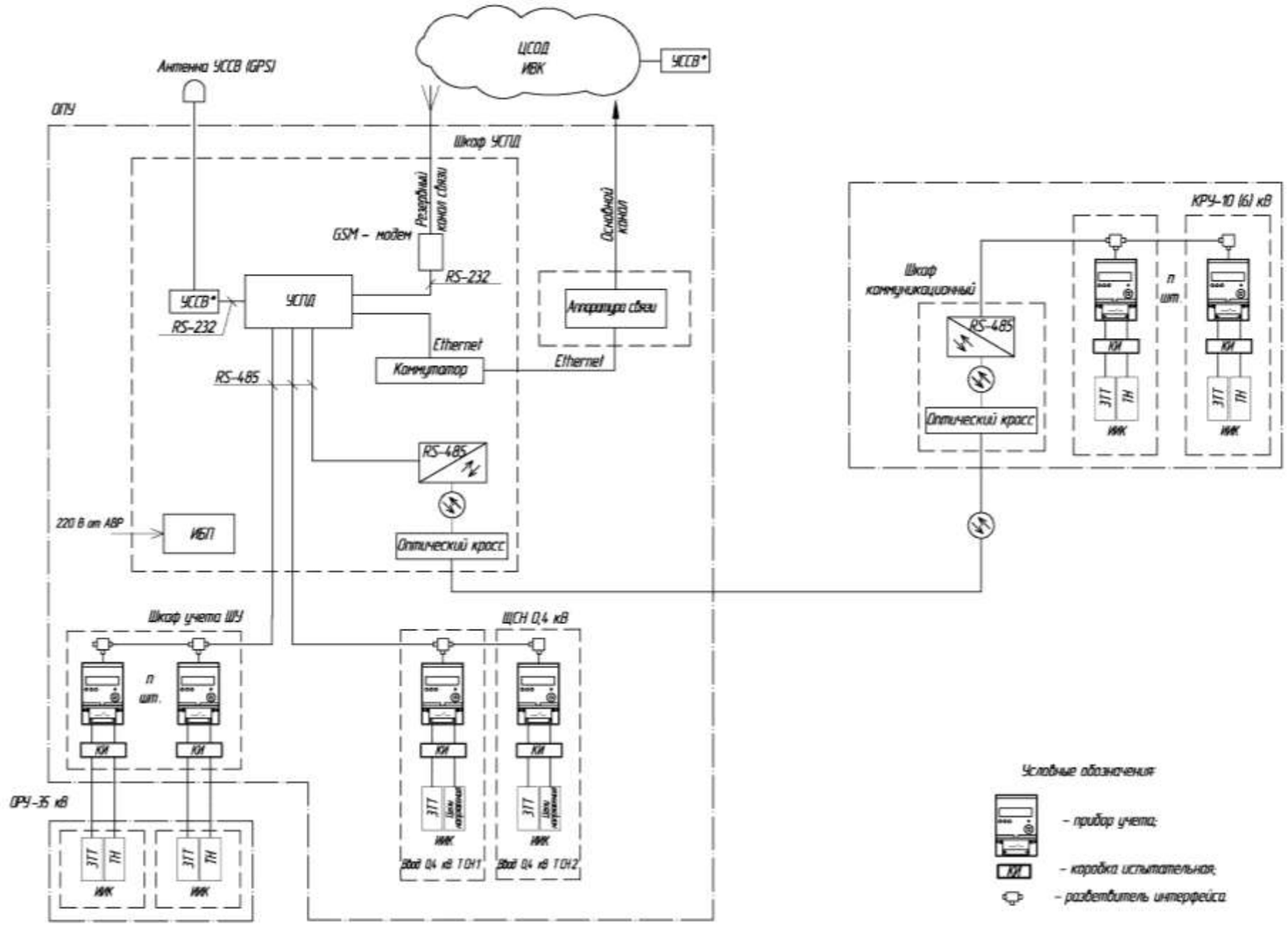


Вариант 2 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.

* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

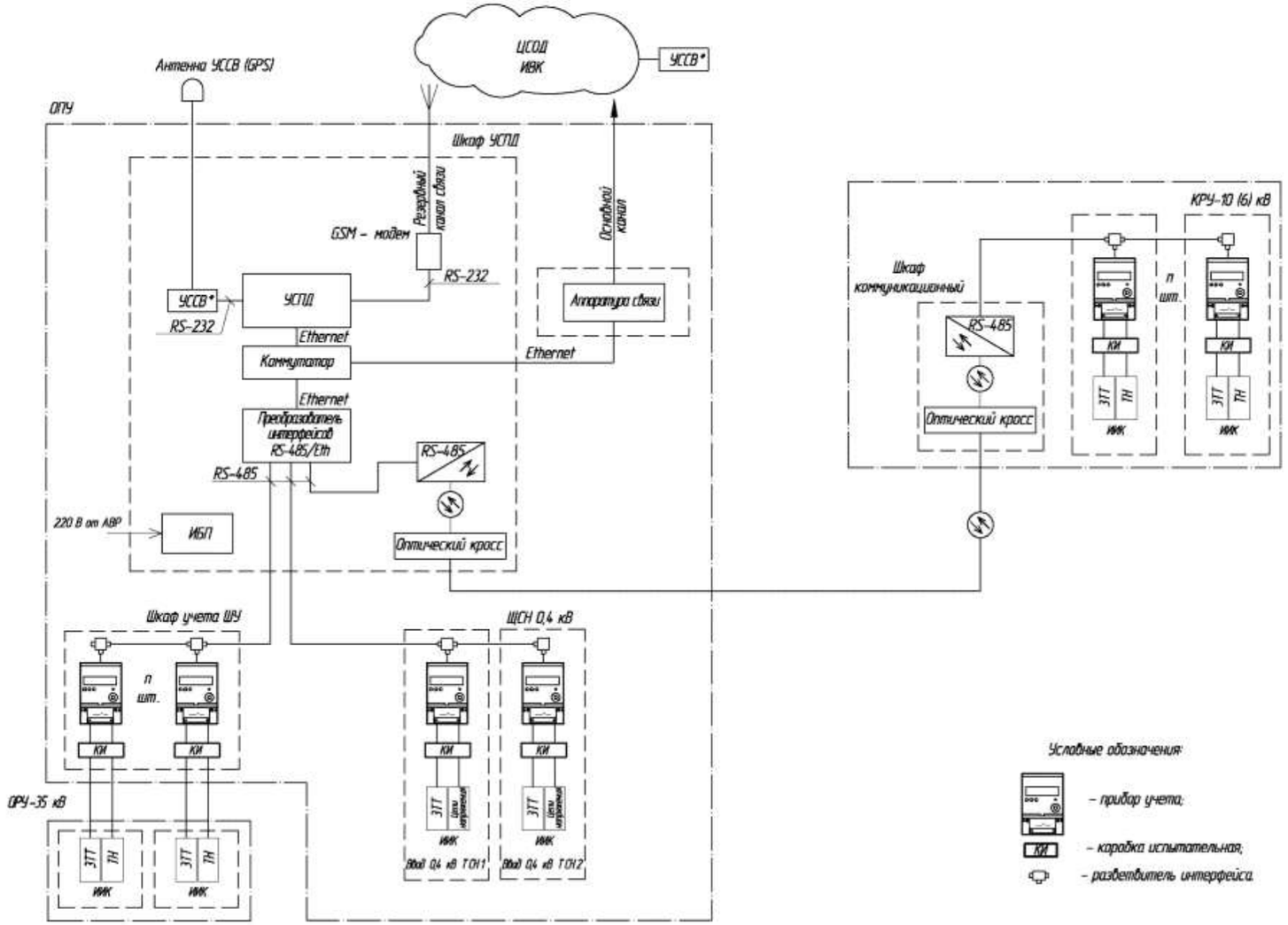
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 1 (для ПС с ОРУ-35 кВ)



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

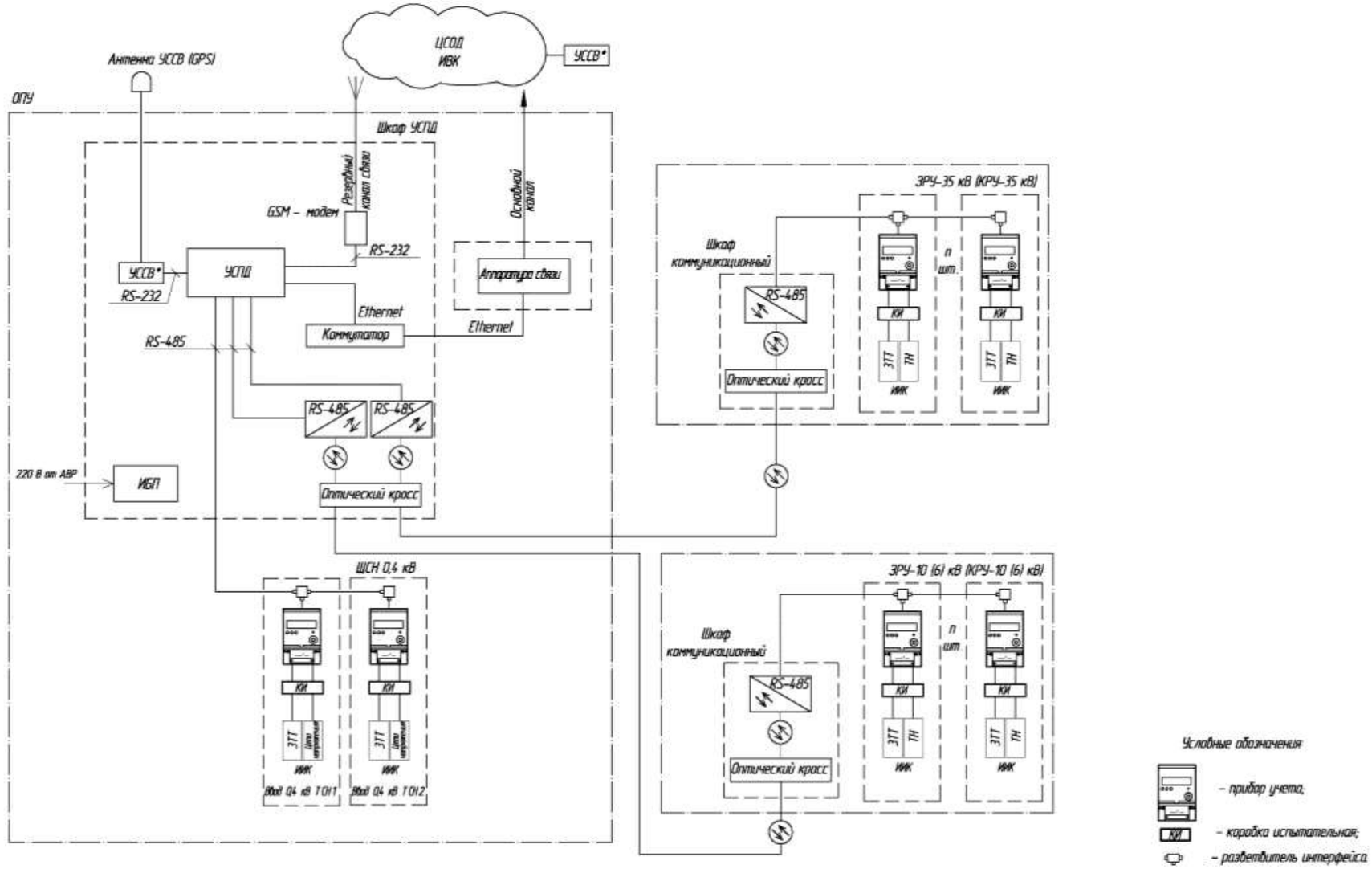
ПС 35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 2 (для ПС с ОРУ-35 кВ)



Вариант 2 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.
* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

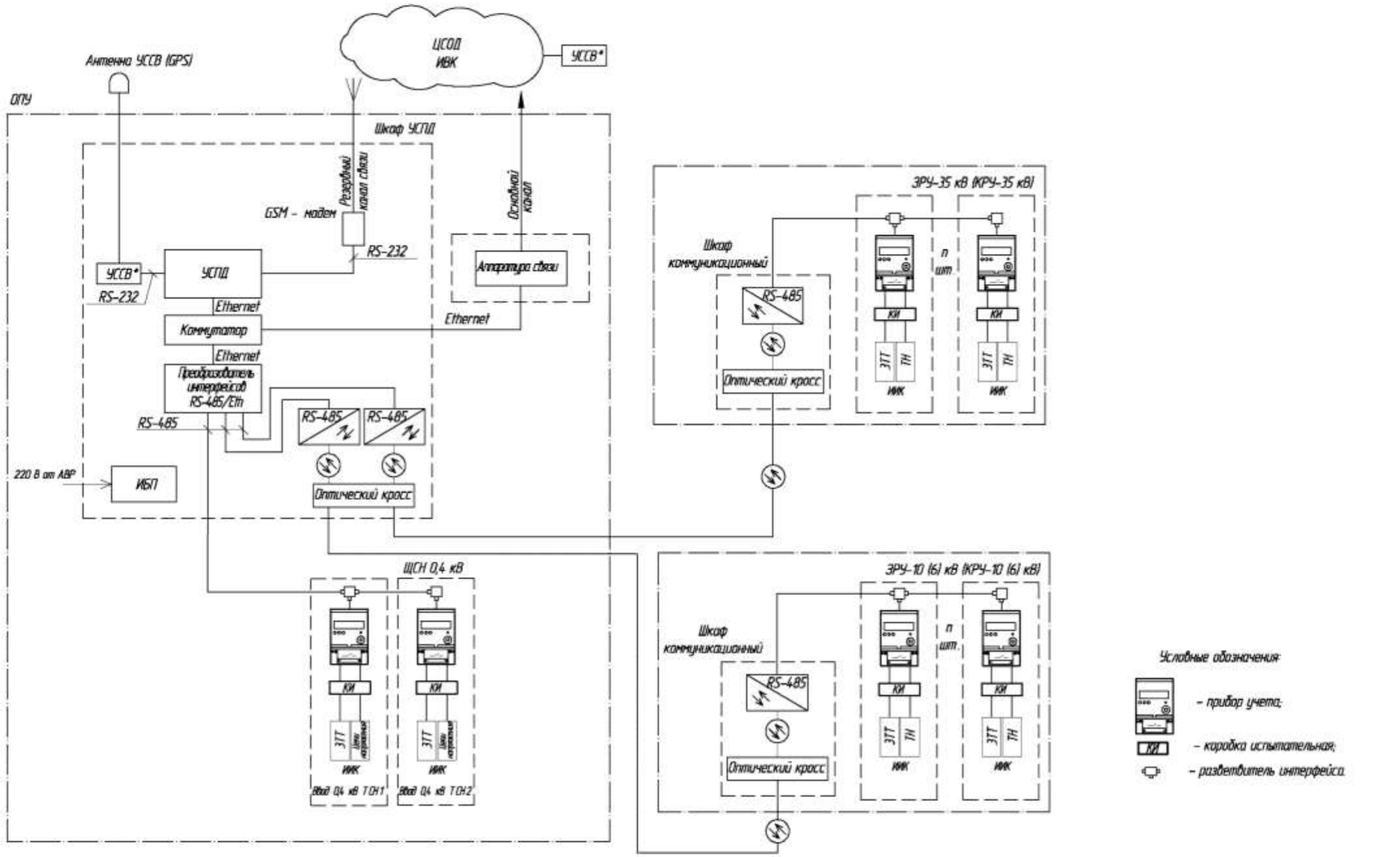
ПС 35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 3 (для ПС с ЗРУ-35 кВ)



* - Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

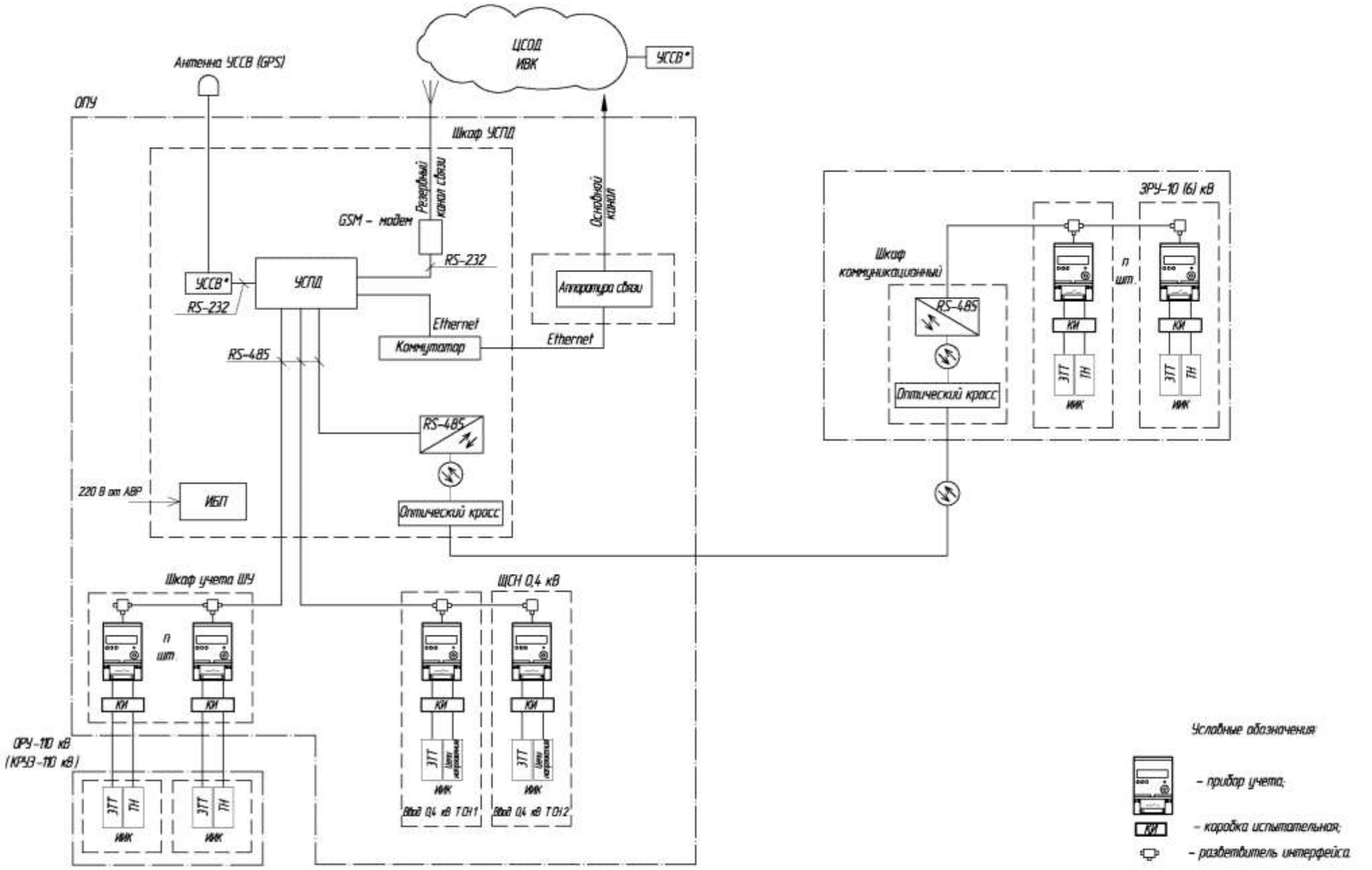
ПС 35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 4 (для ПС с ЗРУ-35 кВ)



Вариант 4 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.
* –Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

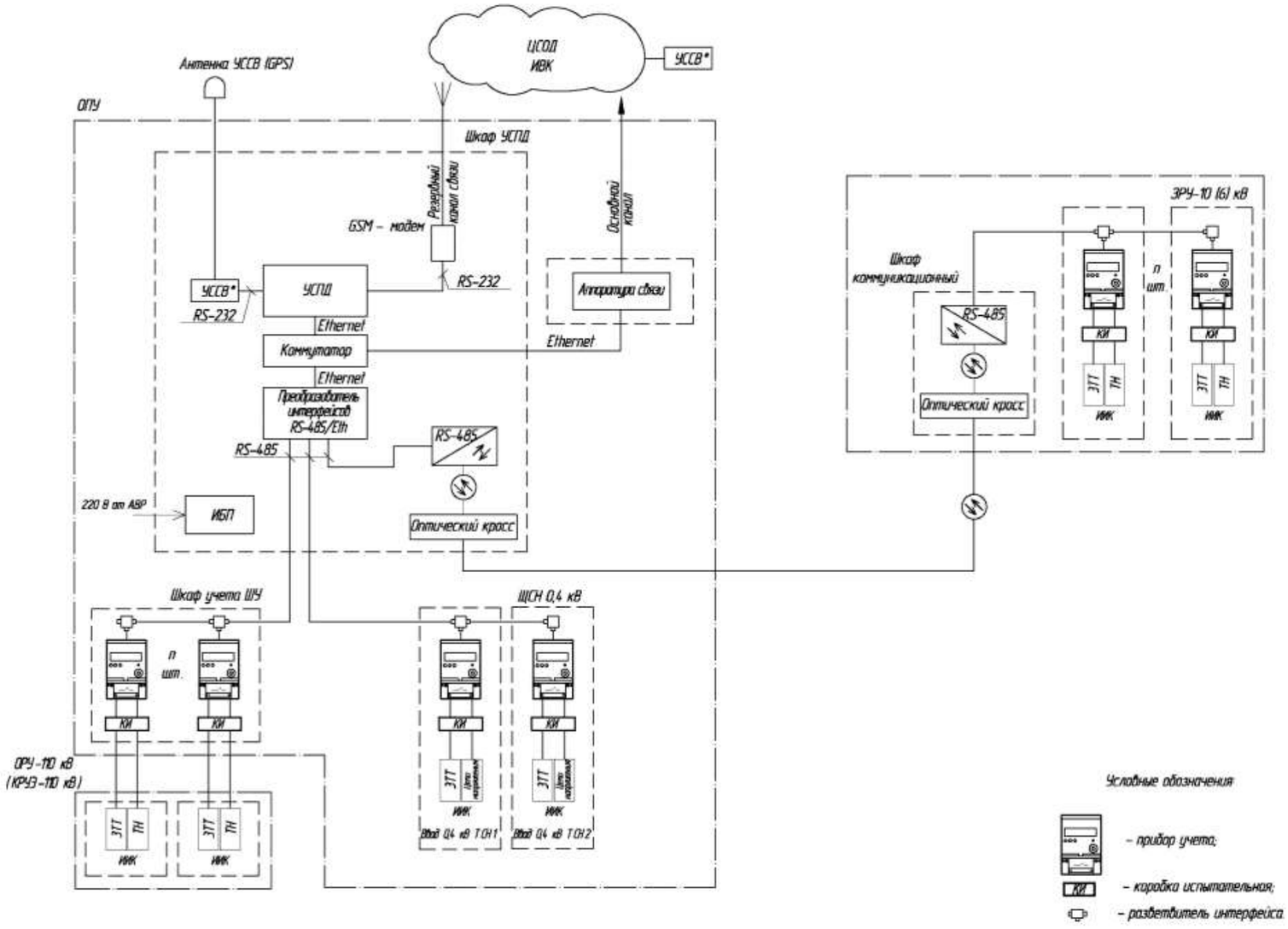
ПС 110/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 1



* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

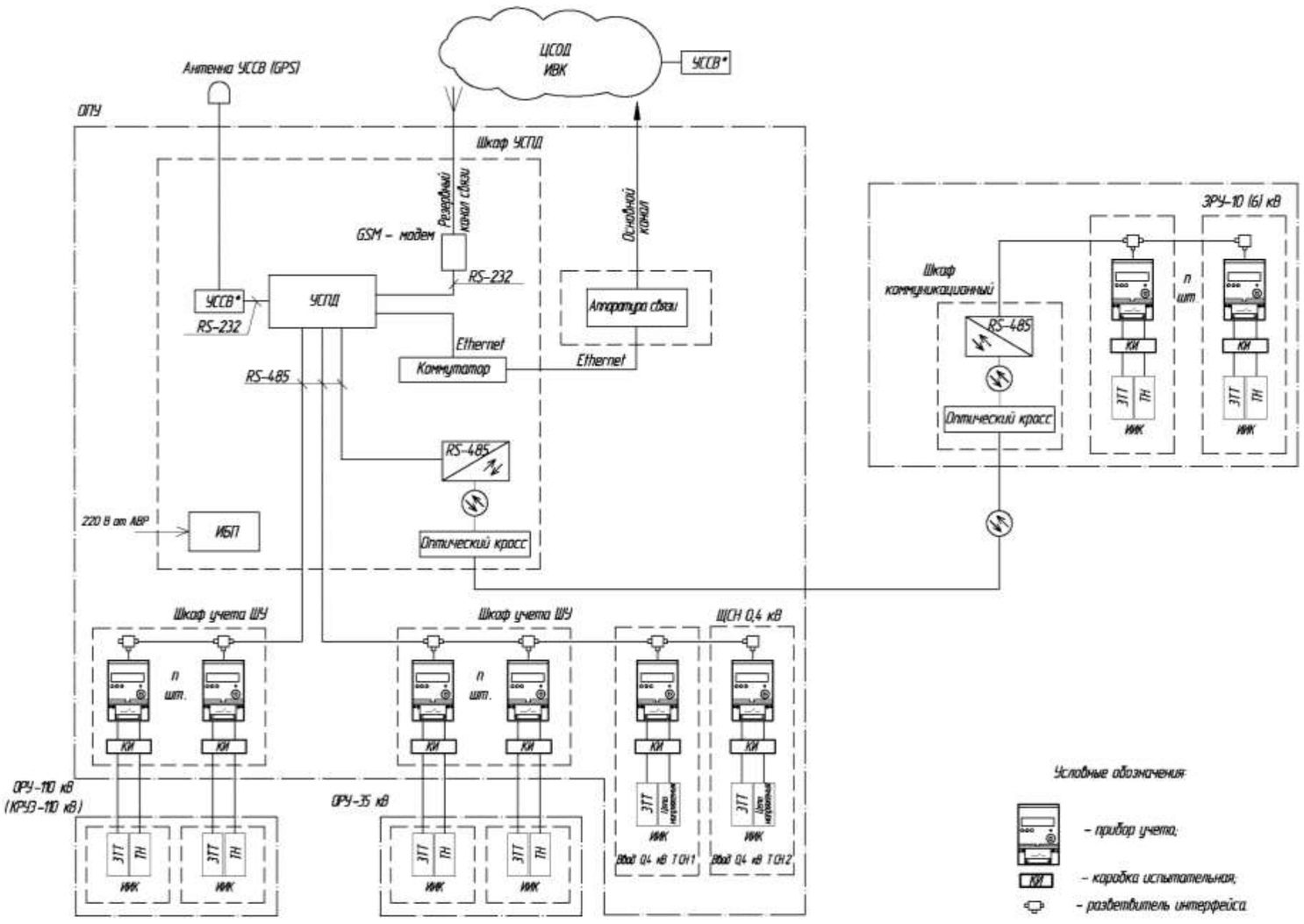
ПС 110/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 2



Вариант 2 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.
* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

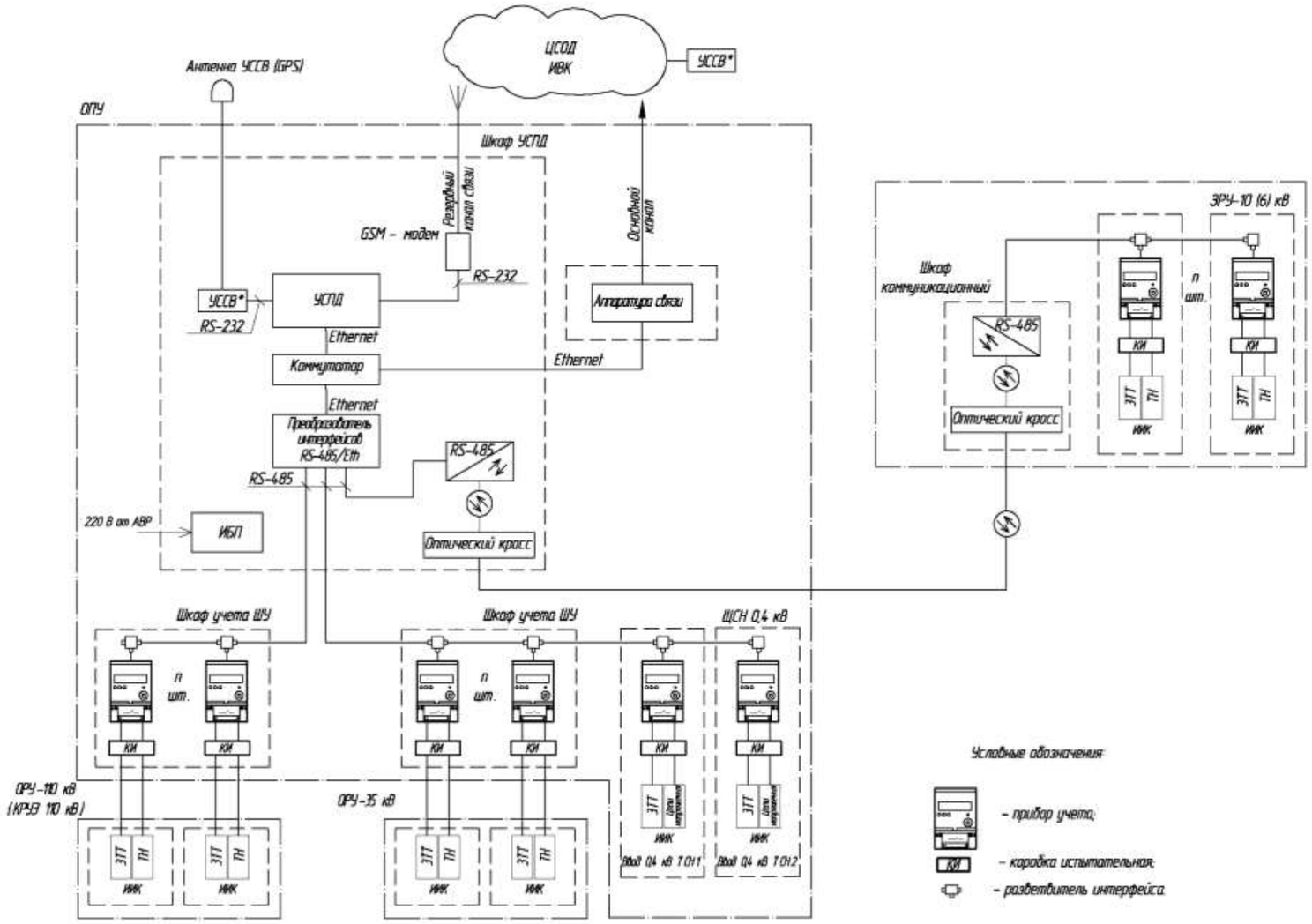
ПС 110/35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 1 (для ПС с ОРУ-35 кВ)



* - Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

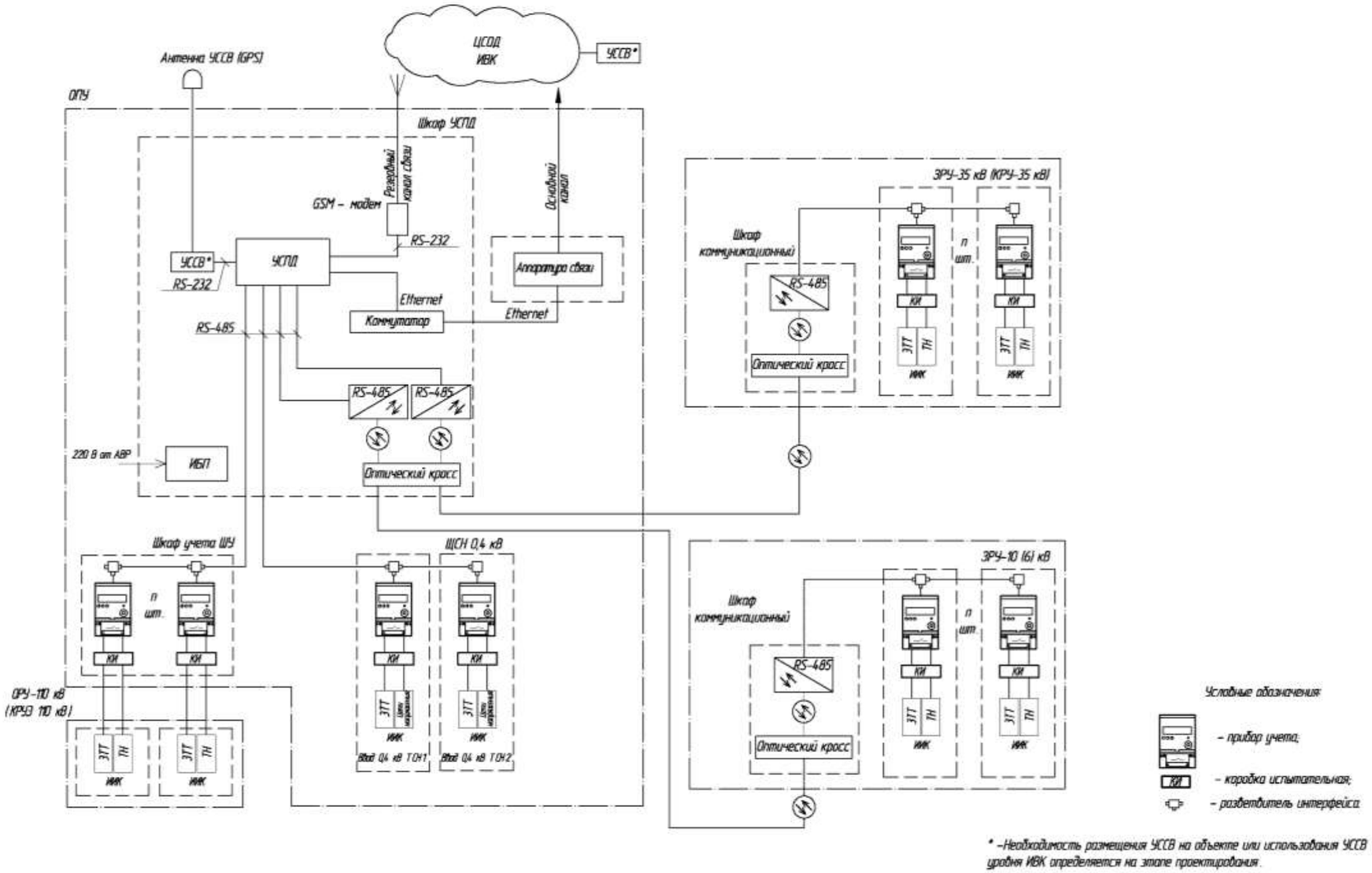
ПС 110/35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 2 (для ПС с ОРУ-35 кВ)



Вариант 2 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.
* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

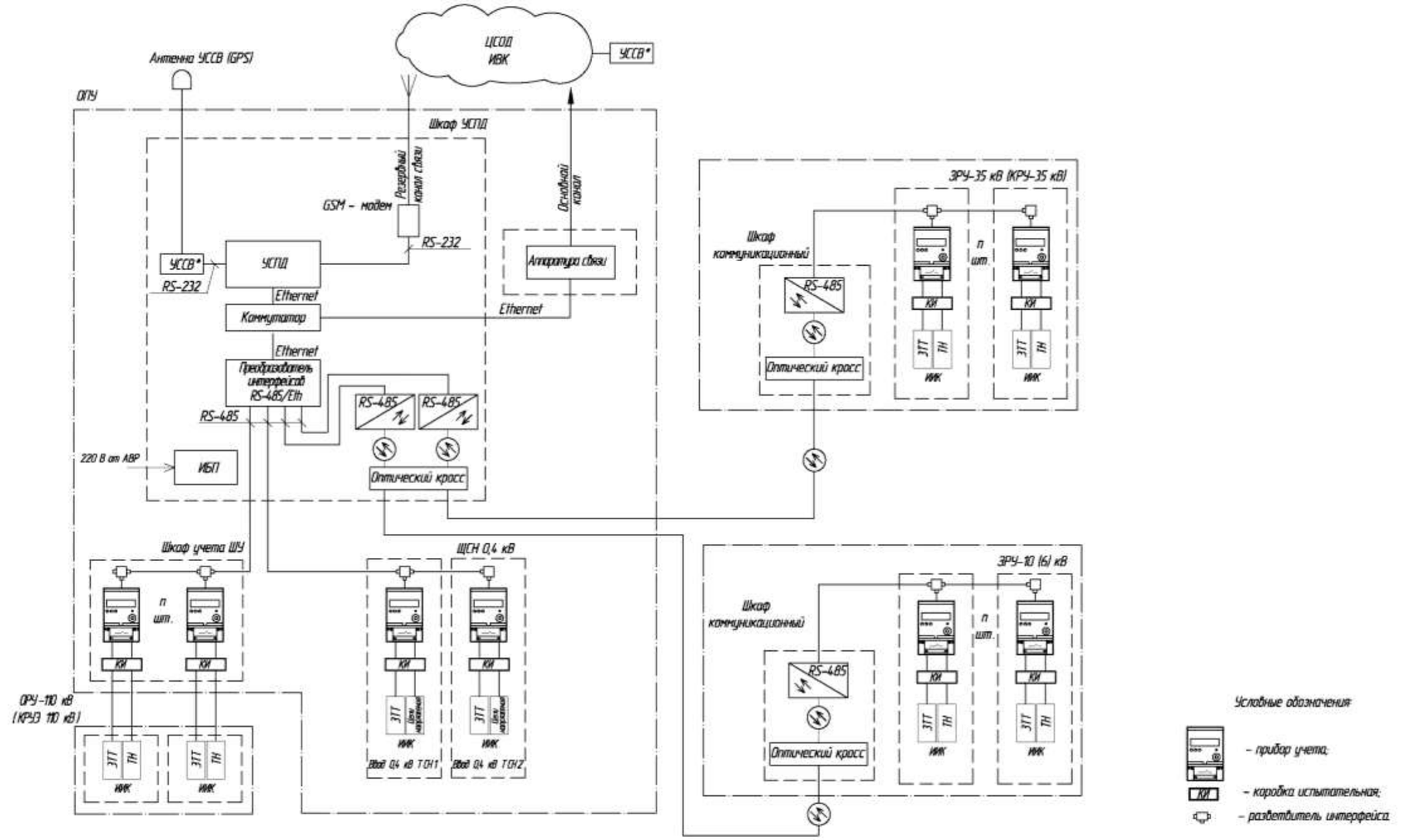
ПС 110/35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 3 (для ПС с ЗРУ-35 кВ)



* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

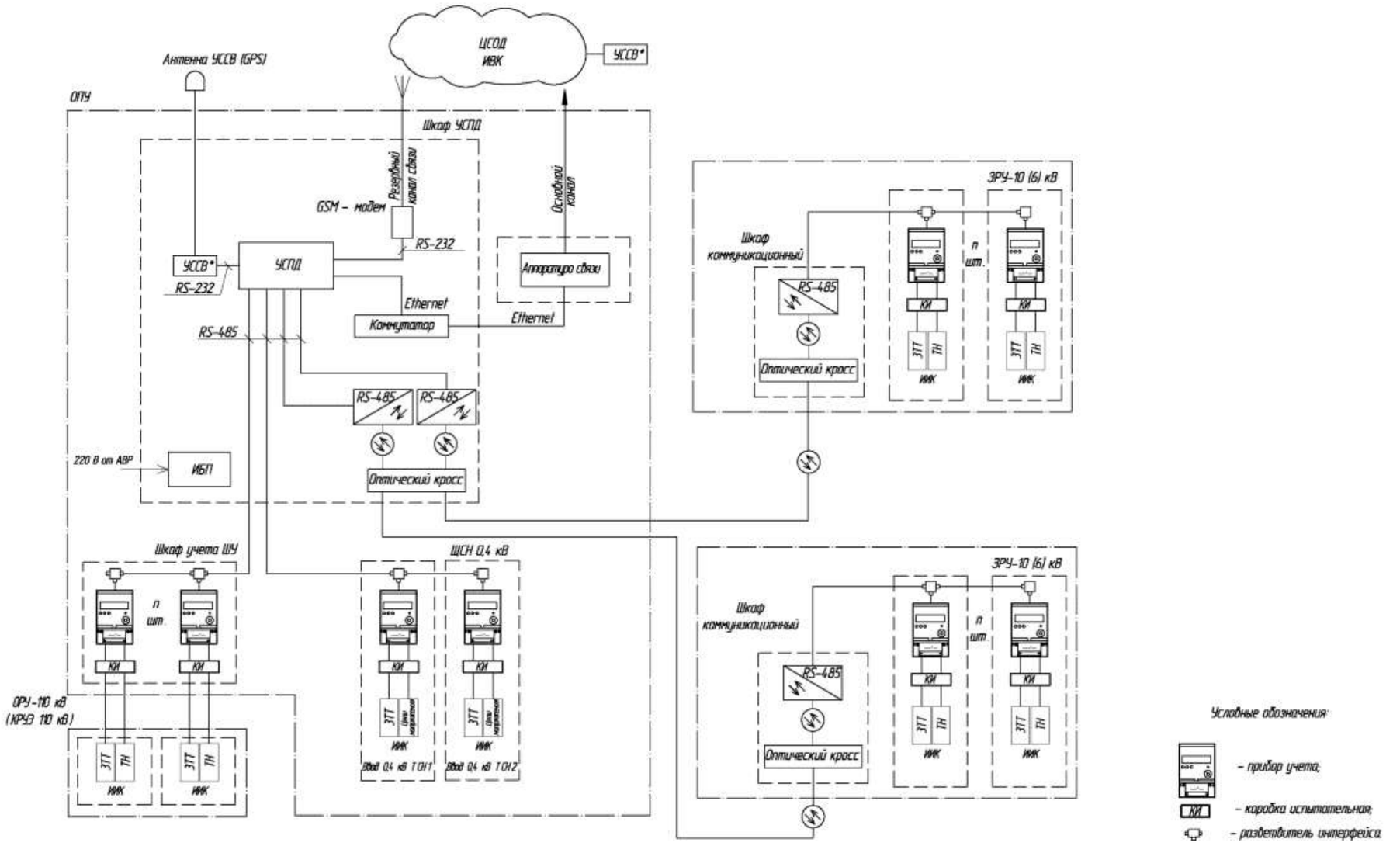
ПС 110/35/10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 4 (для ПС с ЗРУ-35 кВ)



Вариант 4 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.
* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

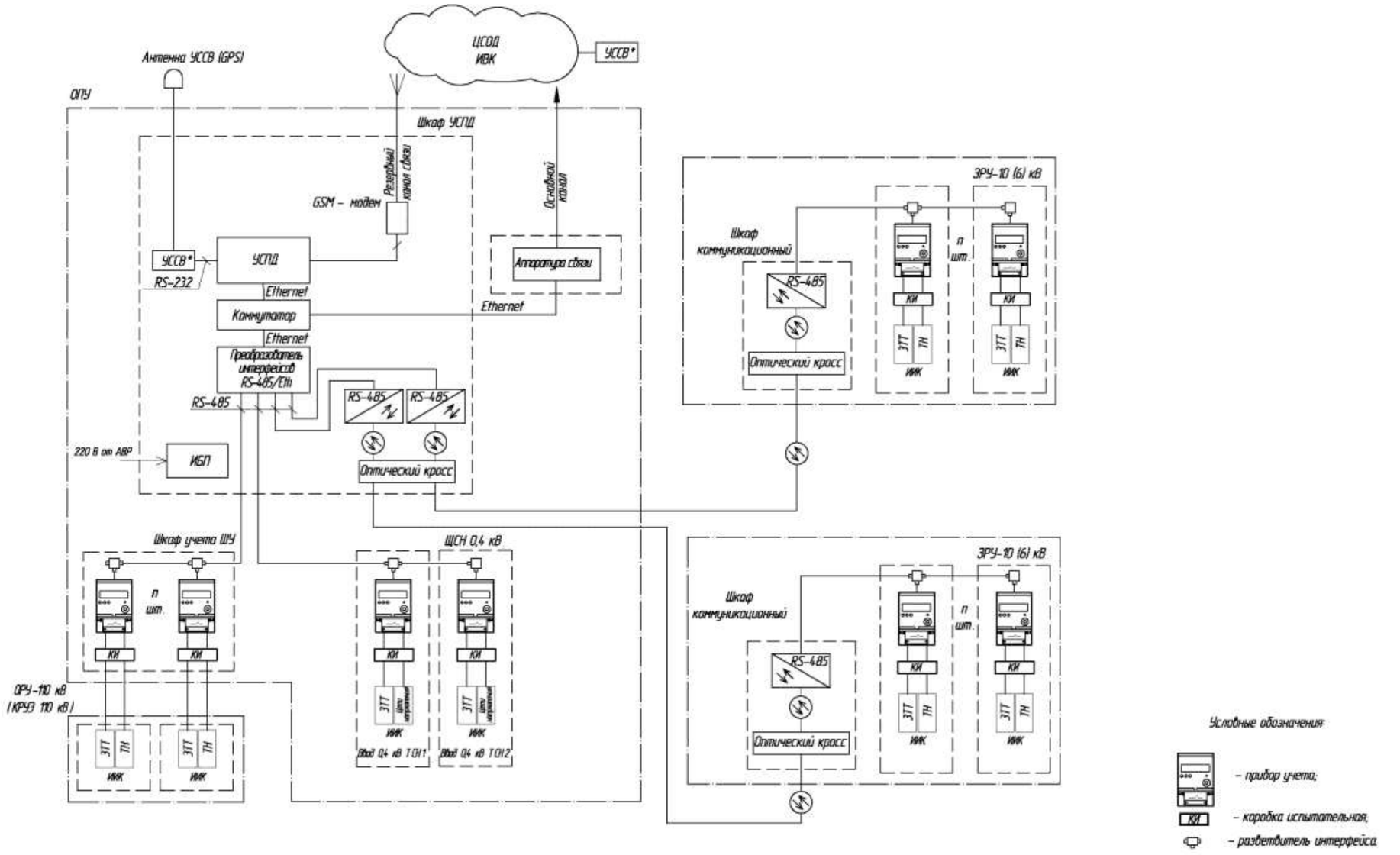
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10 (6)-10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 1



Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ПС 110/10 (6)-10 (6) кВ
Схема структурная
системы учета электроэнергии
Вариант 2



Вариант 2 предусматривает возможность предоставления доступа к информации приборов учета со стороны ИВК.
* -Необходимость размещения УССВ на объекте или использования УССВ уровня ИВК определяется на этапе проектирования.

ссылке

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
ТП 10(6) кВ					
1	**Шкаф коммуникационный в составе:**		компл.	1	
1.1	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.2	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/RS-232		шт.	1	
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Блок питания		шт.	1	
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	**Шкаф учета ШУ1 (ШУ2) (для присоединений СН ТП) в составе:**		компл.	2	
2.2	Приборы учета микропроцессорные А+Р 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	1	
2.3	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	1	
3	**Панель учета ПУ1 (ПУ2) (для присоединений 0,4 кВ) в составе:**		компл.	2	
3.1	Приборы учета микропроцессорные А+Р 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	*- количество оборудования определяется количеством присоединений 0,4 кВ
3.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
3.3	Коробка испытательная		шт.	*	
4	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
РП 10(6) кВ, вариант 1					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	GSM-модем		шт.	1	
1.4	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.5	ИБП		шт.	1	
1.6	Блок питания		шт.	1	
1.7	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ1 (ШУ2) (для присоединений СН РП) в составе:**		компл.	2	
2.1	Приборы учета микропроцессорные А+Р 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	1	
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	1	
2.3	Коробка испытательная		шт.	1	
2.4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) кВ
3	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
4	Коробка испытательная		шт.	*	
5	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
РП 10(6) кВ, вариант 2					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.6	ИБП		шт.	1	
1.7	Блок питания		шт.	1	
1.8	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ1 (ШУ2) (для присоединений СН РП) в составе:**		компл.	2	
2.1	Приборы учета микропроцессорные А+Р 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	1	
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	1	
2.3	Коробка испытательная		шт.	1	
3	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество оборудования определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) кВ
4	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
5	Коробка испытательная		шт.	*	
6	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
ПС 35(ОРУ)/10(6) кВ, вариант 1					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Оптический кросс		шт.	1	
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.7	ИБП		шт.	1	
1.8	Блок питания		шт.	1	
1.9	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 35 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 35 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
5	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
6	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
7	Коробка испытательная		шт.		
8	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 35(ОРУ)/10(6) кВ, вариант 2					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
1.5	GSM-модем		шт.	1	
1.6	Оптический кросс		шт.	1	
1.7	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.8	ИБП		шт.	1	
1.9	Блок питания		шт.	1	
1.10	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 35 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со		шт.	*	*- количество определяется

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S				количеством присоединений 35 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
5	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
6	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
7	Коробка испытательная		шт.	*	
8	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 35(3РУ)/10(6) кВ, вариант 3					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	2	
1.4	GSM-модем		шт.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.5	Оптический кросс		шт.	1	
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.7	ИБП		шт.	1	
1.8	Блок питания		шт.	1	
1.9	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф коммуникационный (РУ-35 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
2.2	Оптический кросс		шт.	1	
2.3	Блок питания		шт.	1	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ- 35 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 35 кВ
5	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
6	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
7	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
8	Коробка испытательная		шт.	*	определяется общим количеством приборов учета присоединений 35, 10(6) и 0,4 кВ
9	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 35(ЗРУ)/10(6) кВ, вариант 4					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	2	
1.5	GSM-модем		шт.	1	
1.6	Оптический кросс		шт.	1	
1.7	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.8	ИБП		шт.	1	
1.9	Блок питания		шт.	1	
1.10	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф коммуникационный (РУ-35 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
2.2	Оптический кросс		шт.	1	
2.3	Блок питания		шт.	1	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ- 35 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 35 кВ
5	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
6	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
7	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 35, 10(6) и 0,4 кВ
8	Коробка испытательная		шт.	*	
9	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
ПС 110/10(6) кВ, вариант 1					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Оптический кросс		шт.	1	
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.7	ИБП		шт.	1	
1.8	Блок питания		шт.	1	
1.9	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
5	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
6	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
7	Коробка испытательная		шт.		
8	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 110/10(6) кВ, вариант 2					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
1.5	GSM-модем		шт.	1	
1.6	Оптический кросс		шт.	1	
1.7	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.8	ИБП		шт.	1	
1.9	Блок питания		шт.	1	
1.10	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
5	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
6	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
7	Коробка испытательная		шт.	*	
8	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
ПС 110/10(6)-10(6) кВ, вариант 1					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Оптический кросс		шт.	1	
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.7	ИБП		шт.	1	
1.8	Блок питания		шт.	1	
1.9	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	2	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
5	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
6	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством
7	Коробка испытательная		шт.		

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
					приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
8	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 110/10(6)-10(6) кВ, вариант 2					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	2	
1.5	GSM-модем		шт.	1	
1.6	Оптический кросс		шт.	1	
1.7	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.8	ИБП		шт.	1	
1.9	Блок питания		шт.	1	
1.10	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
5	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
6	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
7	Коробка испытательная		шт.	*	
8	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
ПС 110/35(ОРУ)/10(6) кВ, вариант 1					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Оптический кросс		шт.	1	
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.7	ИБП		шт.	1	
1.8	Блок питания		шт.	1	
1.9	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 35 кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 35 кВ
3.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
3.3	Коробка испытательная		шт.	*	
4	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
4.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
4.2	Оптический кросс		шт.	1	
4.3	Блок питания		шт.	1	
5	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
6	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс		шт.	2	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	точности 0,5S				
7	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
8	Коробка испытательная		шт.		
9	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 110/35(ОРУ)/10(6) кВ, вариант 2					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
1.5	GSM-модем		шт.	1	
1.6	Оптический кросс		шт.	1	
1.7	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.8	ИБП		шт.	1	
1.9	Блок питания		шт.	1	
1.10	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 35 кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 35 кВ
3.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
3.3	Коробка испытательная		шт.	*	
4	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
4.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
4.2	Оптический кросс		шт.	1	
4.3	Блок питания		шт.	1	
5	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
6	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
7	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 10(6) и 0,4 кВ
8	Коробка испытательная		шт.	*	
9	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 110/35(ЗРУ)/10(6) кВ, вариант 3					

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	2	
1.4	GSM-модем		шт.	1	
1.5	Оптический кросс		шт.	1	
1.6	Устройство синхронизации системного времени (УССВ)		компл.	1	
1.7	ИБП		шт.	1	
1.8	Блок питания		шт.	1	
1.9	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-35 кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
4.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
4.2	Оптический кросс		шт.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
4.3	Блок питания		шт.	1	
5	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ- 35 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 35 кВ
6	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	*	* - количество определяется количеством присоединений 10 (6) кВ
7	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
8	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 35, 10(6) и 0,4 кВ
9	Коробка испытательная		шт.	*	
10	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	
ПС 110/35(3РУ)/10(6) кВ, вариант 4					
1	**Шкаф УСПД (ОПУ) в составе:**		компл.	1	
1.1	Устройство сбора и передачи данных (УСПД)		шт.	1	
1.2	Коммутатор Ethernet		шт.	1	
1.3	Преобразователь интерфейсов Ethernet/4xRS-485		шт.	1	
1.4	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	2	
1.5	GSM-модем		шт.	1	
1.6	Оптический кросс		шт.	1	
1.7	Устройство синхронизации		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	системного времени (УССВ)				
1.8	ИБП		шт.	1	
1.9	Блок питания		шт.	1	
1.10	Модули защиты от перенапряжения (для RS-232, RS-485, Ethernet)		шт.	*	*- количество определяется количеством защищаемых каналов связи
2	**Шкаф учета ШУ (для присоединений 110 кВ) в составе:**		компл.	1	
2.1	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 110 кВ
2.2	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	
2.3	Коробка испытательная		шт.	*	
3	**Шкаф коммуникационный (РУ-35 кВ) в составе:**		компл.	1	
3.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
3.2	Оптический кросс		шт.	1	
3.3	Блок питания		шт.	1	
4	**Шкаф коммуникационный (РУ-10(6) кВ) в составе:**		компл.	1	
4.1	Преобразователь интерфейсов ВОЛС/RS-485		шт.	1	
4.2	Оптический кросс		шт.	1	
4.3	Блок питания		шт.	1	
5	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ- 35 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220. В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,2S		шт.	*	*- количество определяется количеством присоединений 35 кВ
6	Приборы учета микропроцессорные 2А+2Р для РУ - 10 (6) кВ со встроенным ист. питания от сети ~220 В и двумя		шт.	*	* - количество определяется количеством

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

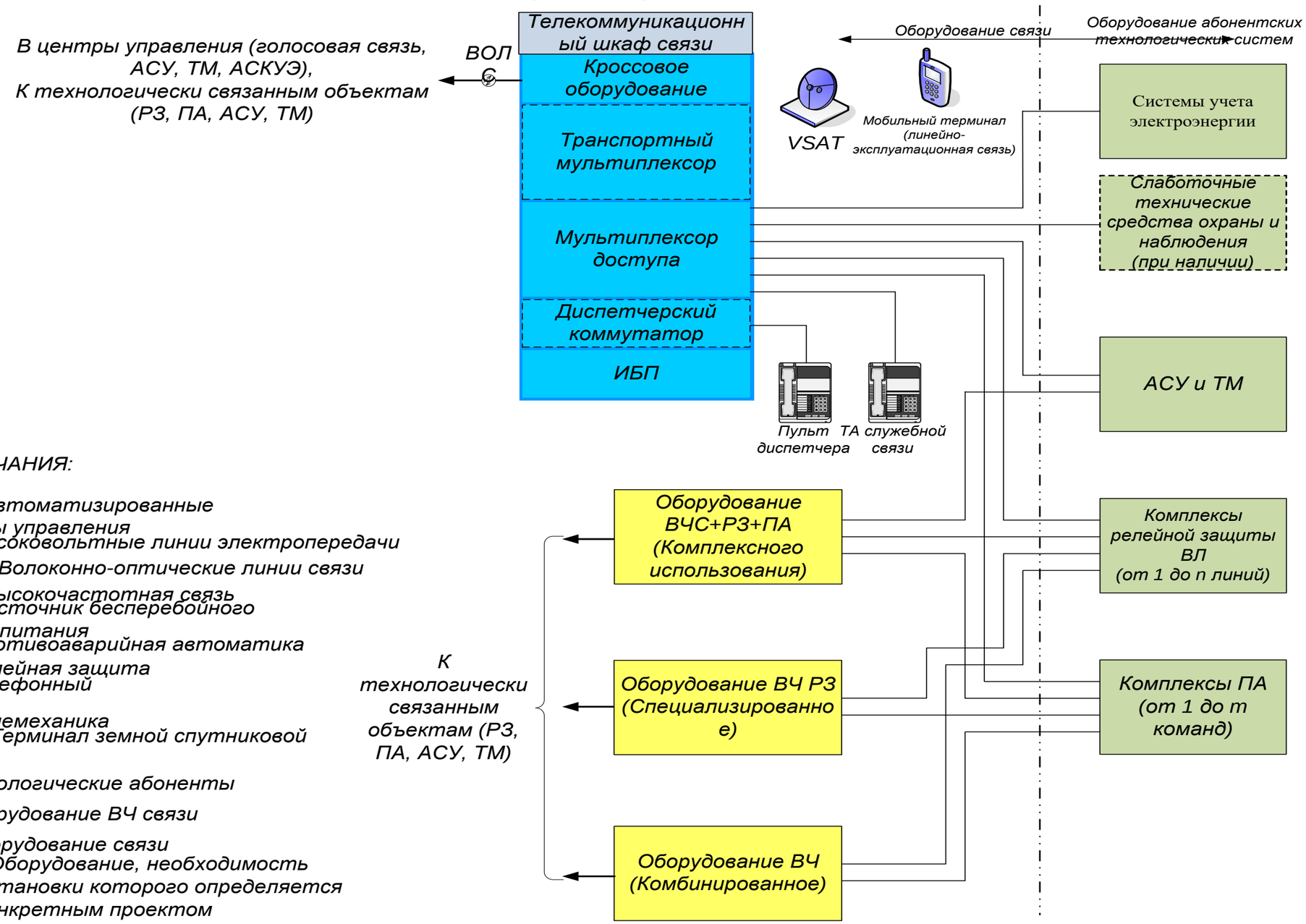
Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S				присоединений 10 (6) кВ
7	Приборы учета микропроцессорные А+Р для ТСН на стороне 0,4 кВ, со встроенным ист. питания от сети ~220 В, двумя цифровыми интерфейсами, класс точности 0,5S		шт.	2	
8	Разветвитель интерфейса RS-485		шт.	*	* - количество определяется общим количеством приборов учета присоединений 35, 10(6) и 0,4 кВ
9	Коробка испытательная		шт.	*	
10	Инженерный пульт с оптическим преобразователем (для связи приборов учета с инженерным пультом) и программным обеспечением для конфигурирования приборов учета		компл.	1	

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Приложение Е (обязательное) Альбом структурных схем средств связи и ведомости оборудования

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Типовое техническое решение по оборудованию систем связи для ПС 6-110 кВ



ПРИМЕЧАНИЯ:

АСУ – Автоматизированные системы управления
ВЛ – Высоковольтные линии электропередачи
ВОЛС – Волоконно-оптические линии связи
ВЧС – Высокочастотная связь
ИБП – Источник бесперебойного электропитания
ПА – Противоаварийная автоматика
РЗ – Релейная защита
ТА – Телефонный аппарат
ТМ – Телемеханика
VSAT – Терминал земной спутниковой станции

- Технологические абоненты
- Оборудование ВЧ связи
- Оборудование связи
- Оборудование, необходимость установки которого определяется конкретным проектом

Формат А3

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ
для оборудования связи ТП и РП 10(6) кВ, ПС 35/10(6) кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Телекоммуникационный шкаф связи (ТШС)		компл.	1	Настенный
2	Оборудование оптического кросса		компл.	1	24 ОВ
3	Оборудование электрического кросса		компл.	1	От 10 пар
4	Мультиплексор доступа (уровень не менее STM-1, на два направления)		компл.	1	С набором интерфейсных плат Набор интерфейсных плат должен устанавливаться в модульную платформу с поддержкой функционала MPLS-TP.
5	Источник бесперебойного питания оборудования связи (Включая АКБ)		компл.	1	Отдельностоящий (при настенном ТШС)
6	Оптический патч-корд		м	10	
7	Соединительные кабели		м	50	
8	Кабели питания		м	10	
9	Оборудование ВЧ связи по ВЛ комплексного использования		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
10	Оборудование ВЧ связи, специализированное		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

11	Оборудование ВЧ связи, комбинированное		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
12	Оборудование ВЧ обработки и присоединения (включая фильтр присоединения, ВЧ заградитель, конденсатор связи, разъединительный нож)		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
13	Высокочастотный кабель		м	30	На одну фазу
14	ЗИП оборудования ВЧ		компл.	1	Предусмотреть поставку комплекта в эксплуатирующую организацию
15	ЗИП оборудования СП по ВОЛС		компл.	1	Предусмотреть поставку комплекта в эксплуатирующую организацию
16	Мобильный терминал беспроводной связи для выездных бригад.		шт.	1	Предусмотреть обеспечение в эксплуатирующей организации
17	Диспетчерский коммутатор (включая диспетчерский пульт)		шт	1	При обслуживаемой подстанции и наличии дежурного персонала (кроме ТП и РП)
18	Телефонный аппарат служебной связи		шт	1	При необслуживаемой подстанции для связи выездных бригад и технического персонала СС.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ВЕДОМОСТЬ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ для оборудования связи ПС110/10 (6) кВ, ПС 110/10 (6) /10 (6) кВ, ПС 110/35/10(6) кВ

Поз.	Наименование и техническая характеристика основного и дополнительного оборудования, а также материалов	Тип, марка, опросн. лист	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Телекоммуникационный шкаф связи (ТШС)		компл.	1	Напольный
2	Оборудование оптического кросса		компл.	1	От 24 до 48 ОВ
3	Оборудование электрического кросса		компл.	1	От 20 пар
4	Мультиплексор доступа (уровень не менее STM-1, на два направления)		компл.	1	С набором интерфейсных плат. Набор интерфейсных плат должен устанавливаться в модульную платформу с поддержкой функционала MPLS-TP.
5	Мультиплексор транспортный (уровень не менее STM-4 на два направления)		компл.	1	С набором интерфейсных плат. Набор интерфейсных плат должен устанавливаться в модульную платформу с поддержкой функционала MPLS-TP.
6	Источник бесперебойного питания оборудования связи (Включая АКБ)		компл.	1	
7	Оптический патч-корд		м	20	
8	Соединительные кабели		м	150	
9	Кабели питания		м	10	
10	Оборудование ВЧ связи по ВЛ комплексного использования		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

					определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
11	Оборудование ВЧ связи, специализированное		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
12	Оборудование ВЧ связи, комбинированное		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
13	Оборудование ВЧ обработки и присоединения (включая фильтр присоединения, ВЧ заградитель, конденсатор связи, разъединительный нож)		п/компл.	1	Полукомплект (на одной стороне канала) (Кол-во определяется кол-вом отходящих ВЛ и обрабатываемых фаз)
14	Высокочастотный кабель		м	70	На одну фазу
15	ЗИП оборудования ВЧ		компл.	1	Предусмотреть поставку комплекта в эксплуатирующую организацию
16	ЗИП оборудования СП по ВОЛС		компл.	1	Предусмотреть поставку комплекта в эксплуатирующую организацию
17	Мобильный терминал беспроводной связи для выездных бригад.		Шт.	1	Предусмотреть обеспечение в эксплуатирующей организации
18	Диспетчерский коммутатор (включая диспетчерский пульт)		шт	1	При обслуживаемой подстанции и наличии дежурного персонала
19	Телефонный аппарат служебной связи		шт	1	При необслуживаемой подстанции для связи выездных бригад и технического персонала СС.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Приложение Ж (справочное) Компоновочные решения по ПС 6-110 кВ заводов-производителей

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Комплектные трансформаторные подстанции 6 (10)-110 кВ, изготавливаемые на заводах:

ЗАО «Группа компаний «Электрощит - ТМ Самара»
ООО «Высоковольтный союз», г. Екатеринбург
ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки
ЗАО «Группа «СВЭЛ», г. Екатеринбург
АО «ГК «Таврида Электрик»

В настоящее время практические все ПС 6(10) - 35 кВ изготавливаются на заводах и поставляются на вновь вводимые или реконструируемые подстанции ПАО «Россети» в виде полностью собранных и отрегулированных комплектных подстанций (КТП) или в виде отдельных крупных блоков (для 110 кВ и частично для 35 кВ).

При этом проектирование подстанции, в том числе определение условий связи с энергосистемой, климатических и других факторов, определение параметров ПС по напряжению, току, изоляции, выбор оборудования, средств защиты, проектирования ВЛ и ее заходов на ПС, фундаментов, ошиновки, молниезащиты, защиты от перенапряжений и т.д., а также разработку установочных чертежей КТП, поставляемых заводами, выполняет проектная организация.

Применение КТП значительно снижает объем работ по строительству и монтажу подстанций (РУ, ОПУ и др.).

Ниже в качестве примера приведены характеристики, схемы, планы КТП и распределительных устройств (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ), аттестованных комиссиями ПАО «Россети», изготавливаемые некоторыми заводами в Российской Федерации.

Кроме приведенных примеров, большие объемы комплектных распределительных устройств и подстанций изготавливают и другие предприятия:

- ЗАО «РК Таврида Электрик» (модульные КТП 35/10/0,4 кВ серии SKP, КТП 10/0,4 кВ, реклоузеры вакуумные РВА/ГЕД 10/35 кВ, КРУ 10, 20, 35 кВ и другие изделия);
- ЗАО «ЭЗОИС» (КТП 6-20 кВ, мощностью до 1600 кВА);
- ООО «Эльмаш (УЭТМ)» (РУ элегазовые серии РУЭН - УЭТМ - 110 кВ и др.);
- ЗАО «Специнжэлектро» (г. Щелково, КТП 10, 20 кВ);
- ОАО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург, КРУЭ - 110 кВ);
- ОАО «Электромеханический завод» (г. Санкт-Петербург, КРУЭ - 110 кВ);
- ОАО «Новая ЭРА» (г. Санкт-Петербург, КТПП 6(10) кВ, 25 - 2500 кВА;
- ОАО «НИПОМ» (г. Дзержинск, КТП 6(10) кВ), -

и др.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

ЗАО «Группа компаний «Электрощит - ТМ Самара».
Предприятием поставляются следующие изделия:

- КТПБ(М)-СЭЩ-220,110,35 кВ (комплектная подстанция блочного типа модернизированная), ОРУ-220,110,35 **-** открытое распределительное устройство 220,110,35 кВ, в том числе блочные малогабаритные ОРУ-110,220 кВ;

- **ЗРУ-110,220** - закрытые распределительные устройства 110,220 кВ;

- **ЗП 35/10(6), 110/10(6) -** закрытая подстанция 35/10(6), 110/10(6); КРУЭ-СЭЩ-110 кВ;

- **ЗРУ 10(6),20,35** - закрытые распределительные устройства 10(6),20,35 кВ в блочно-модульных зданиях (РУ, ЦРП, РП, РТП, ПС), **КРУН КРУ-СЭЩ-59**;

- **КТП** - комплектные трансформаторные подстанции 10(6),20,35/0,4 кВ, 25-2500 кВА (КТП-М, КТП-К, КТП-Г, КТПБ, КТП-БМ и др.).

Общие сведения
КТПБ(М)-СЭЩ 220, 110, 35 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции блочного типа модернизированные марки СЭЩ предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальных напряжениях 220, 110, 35, 10(6) кВ.

КТПБ(М)-СЭЩ выпускаются по главным схемам в соответствии с СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Так же на базе приведенных технических решений могут быть реализованы и нетиповые схемы электрических соединений.

КТПБ(М)-СЭЩ производятся на следующие классы напряжений с возможной трансформаторной мощностью:

220/35/10(6) кВ, 220/110/10(6) кВ с трансформаторами мощностью до 125 000 кВА;

110/10(6) кВ, 110/35/10(6) кВ с трансформаторами мощностью до 63 000 кВА;

35/10(6) кВ, в том числе полностью закрытые, с трансформаторами мощностью до 32 000 кВА.

КТПБ(М)-СЭЩ является комплектным изделием высокой заводской готовности и включает в себя все элементы электрической подстанции 35/10(6), 110/10(6), 110/35/10(6) кВ:

- ОРУ, с элементами жесткой и гибкой ошиновки, устройствами ВЧ-связи;
- силовые трансформаторы;
- распределительные устройства 10(6), 20 и 35 кВ на базе КРУ К-63(61М), К-70 и К-65, в блочно-модульном здании с однорядным или двухрядным расположением шкафов КРУ, либо комплектное распределительное устройство наружной установки типа КРУ-СЭЩ-59;
- общеподстанционный пункт управления (ОПУ) с оборудованием и аппаратурой релейной защиты, управления, связи и телемеханики, охранно-

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

пожарной сигнализацией и др., возможно совмещенное исполнение ОПУ и ЗРУ;

- оборудованием собственных нужд и системой оперативного постоянного тока;
- устройства освещения, грозозащиты, необходимые инструменты, принадлежности, средства индивидуальной защиты, туалет.

Применение КТПБ(М)-СЭЩ позволяет:

- сократить сроки проектирования и строительства;
- применять как в условиях нового строительства, так и при реконструкции;
- переходить от простых главных схем электрических соединений к сложным без принципиального изменения компоновочных решений;
- использовать ячейки и блоки, изготавливаемые заводом СЭЩ, для нетиповых главных схем.

Компоновки КТПБ(М)-СЭЩ разработаны в соответствии с действующими нормами, а также с соблюдением следующих принципов:

- расположение оборудования на одном уровне (распластанная компоновка);
- удобство транспортирования оборудования.

Техническая информация на изделие изложена в ТИ-064. Техническая информация, техническое описание и инструкция по монтажу доступны на сайте www.electroshield.ru.

На стр. 287, 288 и 289 приведен вариант КТП СЭЩ Б(М)-110-5АН/10-2х40000.

Вариант КТПБ(М)-СЭЩ с использованием ЗРУ-35 кВ

КТПБ(М)-СЭЩ 35/10(6) кВ с использованием ЗРУ-35 кВ - комплектная подстанция повышенной заводской и монтажной готовности.

Важнейшая особенность закрытого распределительного устройства - его компоновка из типовых узлов высокой монтажной готовности. Такая технология пользуется большой популярностью у потребителей, благодаря тому, что позволяет уменьшить габариты РУ и существенно снизить затраты.

Применение блочно-модульной конструкции позволяет экономить на многих этапах строительства и эксплуатации.

Использование технических решений многократного применения снижает материальные и временные затраты на проектирование РУ под конкретную электрическую схему.

В случае возникновения необходимости ремонта, блочно-модульная компоновка позволяет установить новое оборудование в максимально короткий срок. По тому же принципу можно произвести реконструкцию РУ, применив новый набор типовых блоков и модулей. Модернизация РУ возможна также путем расширения с использованием резерва, заложенного в распределительное устройство.

Применение ЗРУ-35 позволяет в большинстве случаев, проводить полную реконструкцию существующих подстанции 35/10(6) без увеличения площади

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

занимаемого земельного участка, что значительно снижает материальные и временные затраты

Техническая информация на изделие изложена в ТИ-064, ТИ-077, доступна на сайте www.electroshield.ru.

На стр. 290, 291 приведен вариант КТП СЭЩ Б(М)-35/10-2х6300.

ОРУ-35, 110, 220 кВ

Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ применяются как для комплектования КТПБ(М)-СЭЩ, так и в виде отдельных блоков для модернизации или расширения существующих ОРУ.

Внедрение компоновочных решений на базе нового уникального изделия СЭЩ-разъединителя с центральной поворотной колонкой (РНЦ) позволило значительно сократить габариты ОРУ-110,220 кВ. Малогабаритные ОРУ на базе РНЦ-СЭЩ применяются в том числе в составе ЗРУ СЭЩ «Самара» 110 кВ.

Техническая информация изложена в ТИ-064, техническое описание, доступно на сайте www.electroshield.ru.

ЗРУ-СЭЩ-110,220 кВ

Закрытые распределительные устройства ЗРУ СЭЩ «Самара» 110 кВ применяются для комплектования подстанций 110/10(6), 110/35/10(6) кВ, включая КТПБ(М)-СЭЩ, на стороне 110 кВ.

Закрытые распределительные устройства ЗРУ-110 используются на стороне 110 кВ сетевых подстанций, а также для электроснабжения нефтяных и газовых месторождений, для электроснабжения промышленных потребителей и др. Уникальное техническое решение для северных районов, а также для районов с высокой степенью загрязнения атмосферы.

Быстровозводимое здание защищает РУ подстанции от воздействий окружающей среды (низкой температуры, осадков, загрязнения атмосферы) и других нежелательных воздействий. Под крышей здания персонал может в комфортных условиях проводить работы по обслуживанию и ремонту. В здании предусмотрен въезд для грузового транспорта, позволяющий доставить необходимое оборудование непосредственно в помещение. Для обеспечения легкой разгрузки и монтажа тяжелых узлов, без применения дополнительных технических средств, под крышей здания установлен мостовой электрический кран. Техническая информация доступна на сайте www.electroshield.ru.

На стр. 293, 284 приведен вариант ЗРУ-110 кВ.

Закрытая подстанция 35/10(6), 110/10/6 кВ

Закрытая подстанция 35/10(6), 110/10/6 кВ, все элементы которой расположены в специальных помещениях.

Закрытые ПС находит применение в городе, где нужно снизить уровень шума и, по возможности, сделать внешний вид подстанции подходящим к архитектуре города, а также на крайнем севере из-за низких температур.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

На первом этаже здания располагаются распредустройства 6, 10 кВ и вспомогательные помещения (аккумуляторная, реакторные, панели защит и т.д.) На втором - распредустройство 110 кВ. Трансформаторы располагаются в отдельных помещениях, оснащенных системами пожаротушения и вентиляции.

Быстровозводимое здание со стальным каркасом обеспечивает теплоизоляцию и шумопоглощение.

Использование зданий со стальным каркасом позволяет:

- существенно сократить сроки возведения подстанции;
- обеспечивает разнообразие архитектурных, планировочных и отделочных решений.

Малый, по сравнению с железобетонными конструкциями, вес удешевляет фундаментные работы.

Подстанции высоких напряжений часто занимают большие площади и выглядят, мягко говоря, некрасиво. Внешний вид и цвет здания может быть практически любым. Здание прекрасно вписывается в любую городскую архитектуру.

Данные подстанции поставляются как с КРУЭ, так и на базе малогабаритных ОРУ-СЭЩ.

Техническая информация доступна на сайте www.electroshield.ru.

Закрытые распределительные устройства ЗРУ 10(6), 20, 35 кВ

Устройство комплектное распределительное 10(6), 20 кВ, размещенное в модульном здании, предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц напряжением 6(10), 20 кВ и применяется в качестве распредустройства среднего напряжения (центральный распределительный пункт (ЦРП) распределительные подстанции (РП), распределительные трансформаторные подстанции (РТП), и в том числе в составе комплектных трансформаторных блочных модернизированных подстанций КТПБ(М)-СЭЩ-35-220 кВ.

Техническая информация, технические описания, типовые альбомы, руководства по эксплуатации доступны на сайте www.electroshield.ru.

Модульное здание, в котором размещается распределительное устройство РУ, состоит из отдельных транспортабельных блоков, монтируемых в здание на месте монтажа подстанции. В блоки встроены шкафы КРУ в соответствии со схемой электрических соединений на заказ. В пределах каждого блока полностью осуществлен монтаж оборудования (шкафов КРУ, КСО, шинных перемычек, шинопроводов, блоков панелей, кабельных лотков и т.д.).

Распредустройство имеет одно- и двухрядное расположение шкафов и состоит из одной или нескольких секций сборных шин. Присоединения могут быть как шинными, так и кабельными. В помещении распредустройства наряду со шкафами КРУ или КСО установлены панели, блоки панелей заводского изготовления с размещением общеподстанционной аппаратуры, необходимые для нормального функционирования РУ.

В случае возникновения необходимости ремонта, блочно-модульная компоновка позволяет установить новое оборудование в максимально короткий

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

срок. По тому же принципу можно произвести реконструкцию РУ, применив новый набор типовых блоков и модулей. Модернизация РУ возможна также путем расширения с использованием резерва, заложенного в распределительное устройство.

ЗРУ на базе КРУ-СЭЩ-63(61М) - модульное здание, в котором размещено устройство комплектное распределительное напряжением 10 кВ на токи 2000 А СЭЩ®-63 (К-63) и (или) устройство комплектное распределительное напряжением 10 кВ на токи 4000 А СЭЩ®-61М (СЭЩ-61М).

Применяется:

- для комплектования трансформаторных подстанций 35/10(6), 110/1096), 110/35/6(10), 220/35/6(10) кВ и в качестве распределительных устройств среднего напряжения 10(6) кВ;

- в качестве отдельностоящих распределительных устройств 10(6) кВ.

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КРУ в соответствии с техническими информациями ТИ-071, ТИ-076, ТИ-088.

ЗРУ на базе КРУ-СЭЩ-70 - модульное здание, в котором размещено устройство комплектное распределительное напряжением 10, 20 кВ на токи 4000 А СЭЩ-70

Применяется:

- для комплектования трансформаторных подстанций 35/10(6), 110/20/10(6), 110/35/6(10), 220/20/6(10) кВ и в качестве распределительных устройств среднего напряжения 10(6),20 кВ;

- в качестве отдельностоящих распределительных устройств 10(6),20 кВ.

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КРУ в соответствии с техническими информациями ТИ-145, ТИ-088, ТИ-115.

КРУН СЭЩ-59 - комплектное распределительное устройство наружной установки напряжением 10 кВ на токи 3150 А.

Применяется:

- для комплектования трансформаторных подстанций 35/10(6), 110/10(6), 110/35/6(10), 220/35/6(10) кВ и в качестве распределительных устройств среднего напряжения 10(6),20 кВ;

- в качестве отдельностоящих распределительных устройств 10(6),20 кВ.

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КРУ в соответствии с техническими информациями ТИ-160, ТИ-116.

На стр. 296 и 297 приведен вариант КРУН 6(10) кВ.

ЗРУ на базе КРУ СЭЩ-66 - модульное здание с размещенным малогабаритным комплектным распределительным устройством одностороннего обслуживания КРУ СЭЩ-66 напряжением 10 кВ на токи 1000 А.

Применяется в основном в составе распределительных пунктов (РП) городских сетей, РТП, КТП.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КСО СЭЩ в соответствии с технической информацией ТИ-083.

ЗРУ на базе КСО-СЭЩ - модульное здание, в котором размещено распределительное устройство, состоящее из камер сборных одностороннего обслуживания КСО СЭЩ, напряжением 10 кВ на токи 1600 А.

Применяется в основном в составе РП, РТП, КТП.

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КСО СЭЩ в соответствии с технической информацией ТИ-082.

ЗРУ на базе КСО-СЭЩ-298М - модульное здание, в котором размещено распределительное устройство, состоящее из камер сборных одностороннего обслуживания КСО-СЭЩ-298М, напряжением 10 кВ на токи 1000 А.

Применяется в основном в составе РП, РТП, КТП.

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КСО-СЭЩ-298М в соответствии с технической информацией ТИ-155.

ЗРУ 35 кВ серии КРУ СЭЩ-65 (СЭЩ-70-35) - распределительное устройство закрытого типа 35 кВ изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него КРУ серии СЭЩ-65 (СЭЩ-70-35) и применяется:

- для комплектования трансформаторных подстанций 35/6(10) в качестве вводных устройств;
- для комплектования трансформаторных подстанций 110/35/6(10), 220/35/6(10) кВ и в качестве распределительных устройств среднего напряжения (35 кВ);
- в качестве отдельностоящих распределительных устройств 35 кВ;
- в качестве пунктов секционирования в сетях 35 кВ.

Принципиальные схемы электрических соединений главных и вспомогательных цепей КРУ СЭЩ-65 в соответствии с технической информацией ТИ-077.

На стр. 298, 299 и 300 приведен вариант ЗРУ-35 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции КТП-СЭЩ 10(6),20,35/0,4 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции КТП-10(6),20,35/0,4 кВ предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц.

Техническая информация, технические описания, типовые альбомы, руководства по эксплуатации доступны на сайте www.electroshield.ru.

КТП-СЭЩ-К 10(6)/0,4 кВ типа «Киоск» - применяется для энергоснабжения сельскохозяйственных объектов, нефтегазовых месторождений, отдельных населенных пунктов и промышленных объектов. Мощность силового трансформатора 25-1000 кВА. Изготавливается в габаритах: до 250, 400 и 1000 кВА. Дополнительные варианты:

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

вандалозащищенный вариант - (V), малогабаритный - (Км). Техническая информация изложена в ТИ-151, ТИ-010, ТИ-153.

КТП-СЭЩ-М 10(6)/0,4 кВ мачтового типа - применяется для энергоснабжения небольших сельскохозяйственных и поселковых объектов. Мощность силового трансформатора 25, 40, 63 кВА. Техническая информация изложена в ТИ-150.

КТП-СЭЩ-У 10(6),35/0,4 кВ универсальная - применяется для энергоснабжения небольших сельскохозяйственных, городских, поселковых, промышленных и других объектов. Мощность силового трансформатора 25-400 кВА. Техническая информация изложена в ТИ-152, ТИ-058.

КТП-СЭЩ-Н 10(6)/0,4 кВ наружной установки с коридором обслуживания - применяется для энергоснабжения небольших сельскохозяйственных, городских, поселковых, промышленных и других объектов. Мощность силового трансформатора 100-400 кВА. Техническая информация изложена в ТИ-066-99.

КТП-СЭЩ-Г 10(6),20/0,4 кВ городского типа - применяются для электроснабжения коммунальных сетей городов и поселков, в различных отраслях народного хозяйства. Варианты исполнения - однотрансформаторная, двухтрансформаторная. Мощность силовых трансформаторов 250-1250 кВА. Изготавливается в металлическом корпусе или в блок-модуле (БМ). Техническая информация изложена в ТИ-126, ТИ-158.

КТП-СЭЩ 10(6),20/0,4 кВ в БМ здании - применяются для электроснабжения коммунальных сетей городов, промышленных объектов, в различных отраслях народного хозяйства. Варианты исполнения - однотрансформаторная, двухтрансформаторная. Мощность силовых трансформаторов 100-2500 кВА. Техническая информация изложена в ТИ-075, ТИ-090.

КТП-СЭЩ-Г(МБ), КТПБ-СЭЩ 10(6),20/0,4 кВ - городская подстанция с применением железобетона, используется для электроснабжения коммунальных сетей городов и поселков. Варианты исполнения - однотрансформаторная, двухтрансформаторная. Мощность силовых трансформаторов 100-1600 кВА. Техническая информация изложена в ТИ-158, ТИ-126.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Однолинейная схема

ВЧ-связь

Разъединитель
РГПЗ-СЭЩ-2-110/1250 УХЛ1
Привод
ПД-СЭЩ (ПР М)

Трансформатор напряжения
ЗНОГ-110-УХЛ1

Разъединитель
РГПЗ-СЭЩ-1(2)-110/1250 УХЛ1
Привод
ПД-СЭЩ (ПР М)

Трансформатор тока
ТОГФ-110-УХЛ1

Выключатель
ВГТ-110-УХЛ1

Разъединитель
РГПЗ-СЭЩ-1(2)-110/1250 УХЛ1
Привод
ПД-СЭЩ (ПР М)

ОПН-П-3ЭУ-110 УХЛ1

Трансформатор силовой 40000 кВА

КРУ СЭЩ-63М (61М)

Порядковый номер ячейки	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212
Наименование ячейки	линия	Ввод-1	ТН-1	СВ	ТСН-1	линия	линия	линия	линия	линия	линия	линия	линия	линия	Ввод-2	линия	линия	линия	ТН-2	СР	ТСН-2	линия	линия	линия
Номинальный ток, А	630	3150(4000)		3150(4000)	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	3150(4000)	630	630	630		3150(4000)	630	630	630	630
Ток термической стойкости, кА	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.					
Пров.					
Т.Контр.					
Н.Контр.					
Утв.					

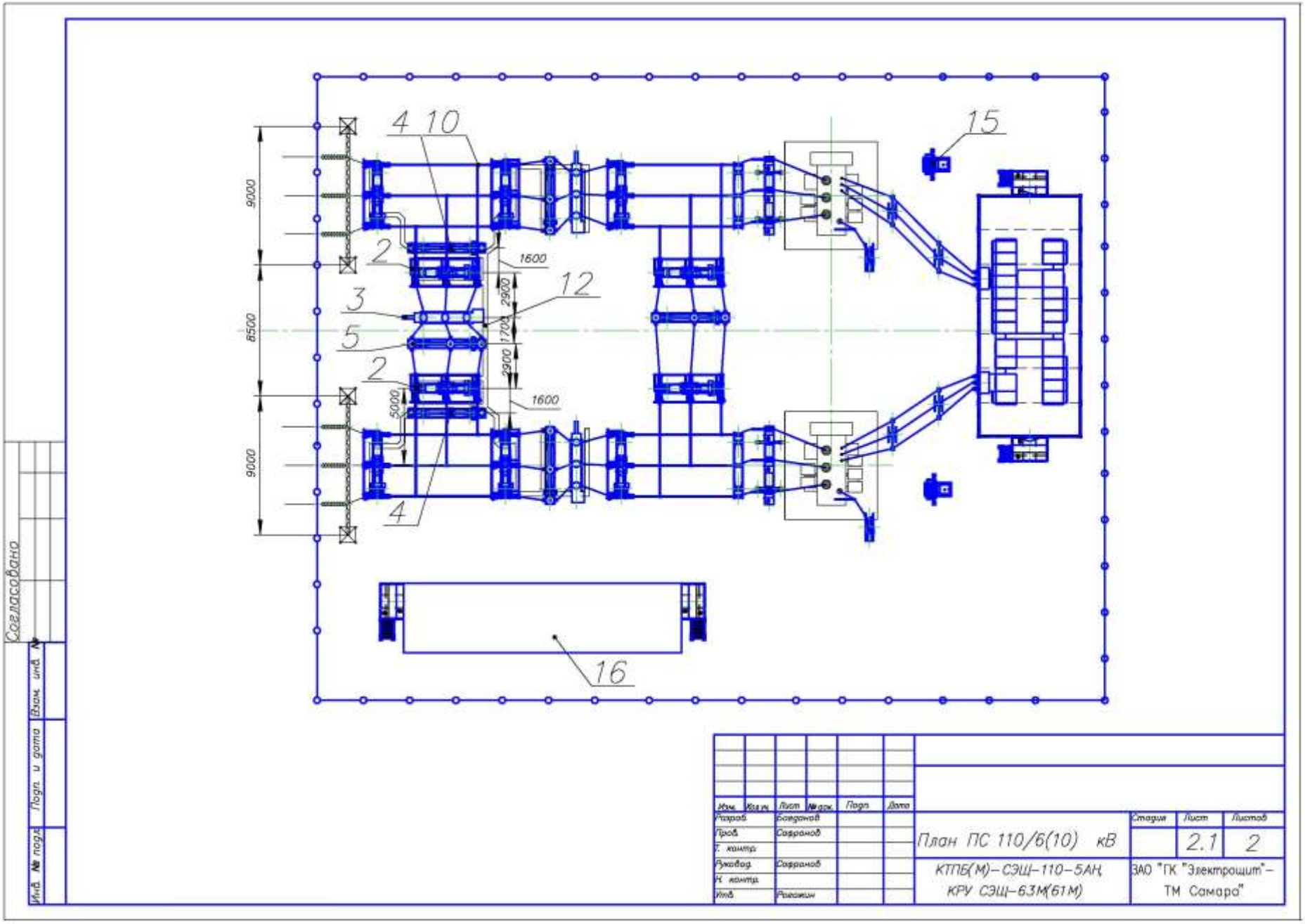
Схема 110/6(10)кВ (110-5АН)

Стадия	Лист	Листов
	1	1

Однолинейная схема

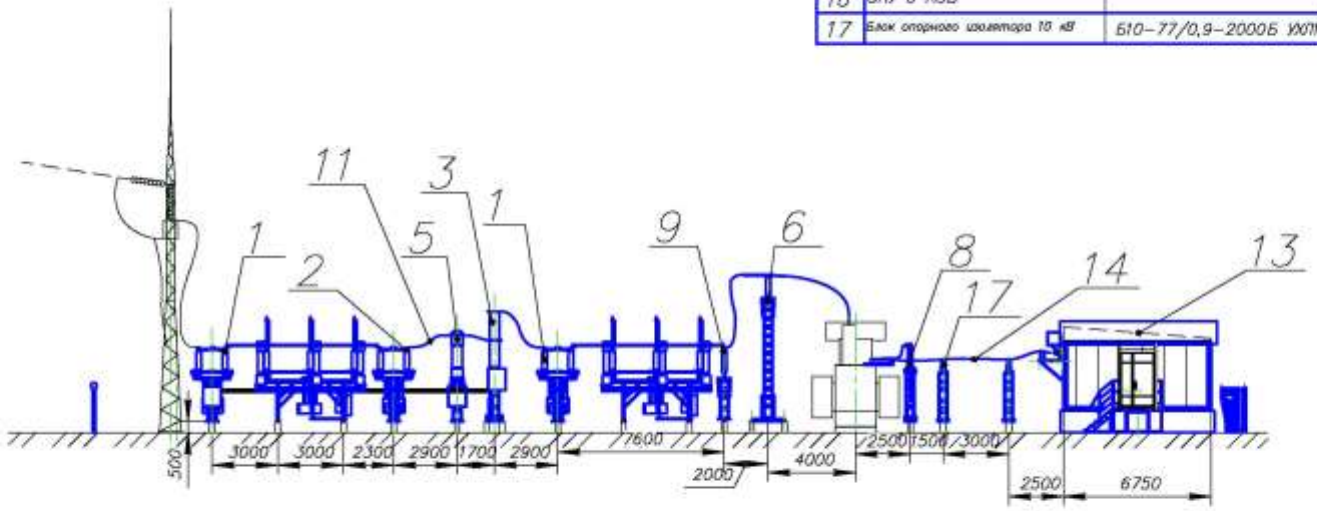
ЗАО "ГК "Электрощит"-ТМ Самара"

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

Поз	Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
1	Блок разъединителя 110 кВ	Б110-20/2_Б-УХЛ1	4	
2	Блок разъединителя 110 кВ	Б110-18/2-_Б-УХЛ1	6	
3	Блок выключателя 110 кВ	Б110-42/1,4-_Б-УХЛ1	3	
4	Блок ТН 110 кВ	Б110-74/2-КБ УХЛ1	2	
5	Блок ТТ 110 кВ	Б110-71/2-КБ УХЛ1	4	
6	Блок опорных изоляторов и ОПН 110 кВ	Б110-68/2- УХЛ1	2	
7				
8	Блок ЗОН 110 кВ	Б110-62-Б УХЛ1	2	
9	Блок опорных изоляторов	Б110-77/2- УХЛ1	2	
10	Жесткая ошиновка 110 кВ	ОЖ-3	к-т	
11	Гибкая ошиновка 110 кВ	УМ-2	к-т	
12	Кабельная конструкция	КК-2	к-т	
13	КРУ 6(10) кВ	СЭЩ-63	1	
14	Ошиновка 10 кВ		к-т	
15	Отдельно стоящий шкаф ТСН	СЭЩ-59	2	
16	ОПУ в МЗБ		1	
17	Блок опорного изолятора 10 кВ	Б10-77/0,9-2000Б УХЛ1	4	



Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

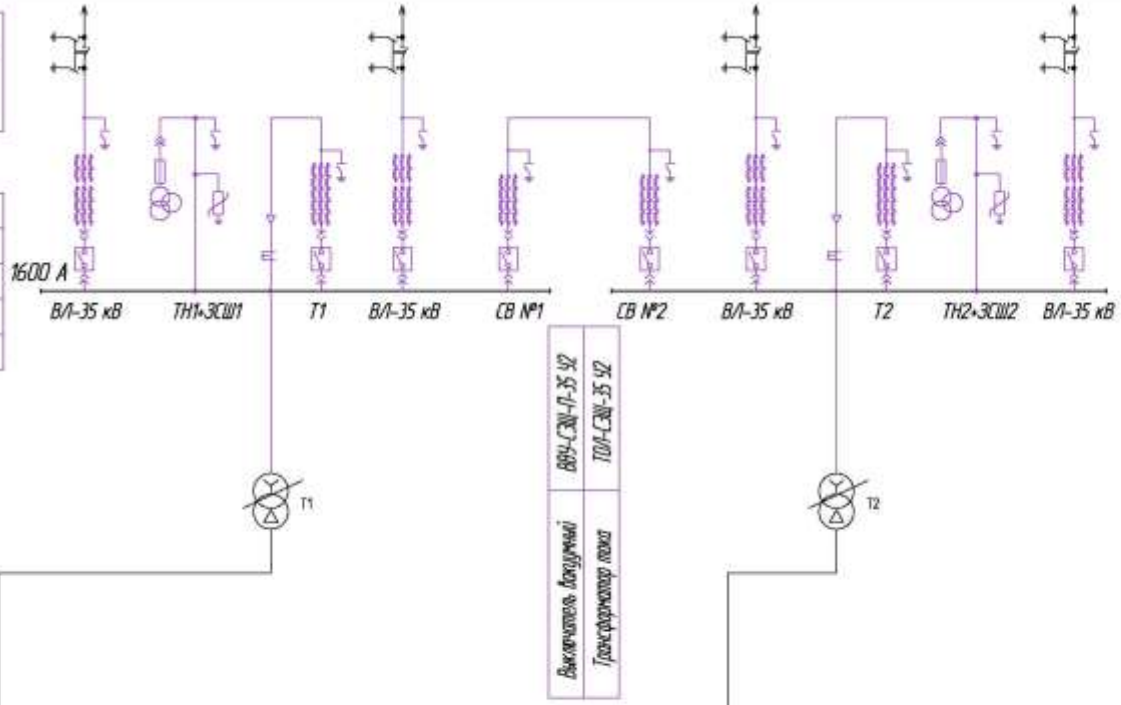
Лист 2.2

Копировал Формат А3

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

Разъединитель 35 кВ с заземляющим ножом	РПЗ-СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1
Тип привода	ПР-М СЭЩ УХЛ1

Ограничитель перенапряжений	ОСР2-41М-000 УХЛ1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35 У2
Выключатель вакуумный	ВВУ-СЭЩ-П-35 У2
Трансформатор силовой	6300 кВА



КРУН СЭЩ-59																		
Климатическое исполнение, УХЛ																		
Номинальное напряжение, 6/10 кВ																		
Номинальный ток сборных шин, 1600 А																		
ТЗЛК-СЭЩ-0,66-..., У2 ОПН-П-6/10/1 УХЛ2 ТОЛ-СЭЩ-10 У2 НАЛМ-СЭЩ-6/10 У2 ВВУ-СЭЩ-03-10-20-1000 У2 ВВУ-СЭЩ-03-10-20-1600 У2																		
№ схемы главных соединений	08	08	01	08	08	08	08	24	27	145	24	08	08	01	08	08	08	08
Порядковый номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Назначение ячейки	КЛ	КЛ	Ввод-1	КЛ	КЛ	КЛ	ТСН-1	ТН-1	СР	СВ	ТН-2	ТСН-2	КЛ	Ввод-2	КЛ	КЛ	КЛ	КЛ
Номинальный ток, А	630	630	1600	630	630	630	630		1600	1600		630	630	1600	630	630	630	630
Ток термической стойкости, кА	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.					
Пров.					
Т.Контр.					
Н.Контр.					
Утв.					

КТПБ(М) 35/10 кВ

Однолинейная схема

Стадия	Лист	Листов
	3	1

ЗАО "ГК "Электрощит"-ТМ Самара"

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

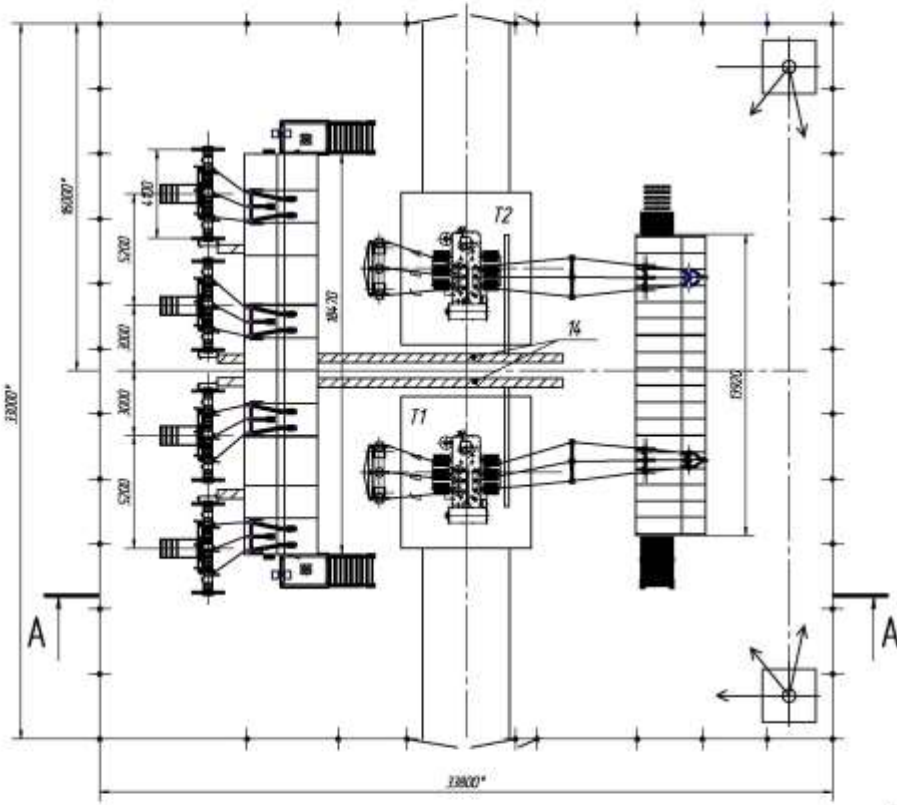
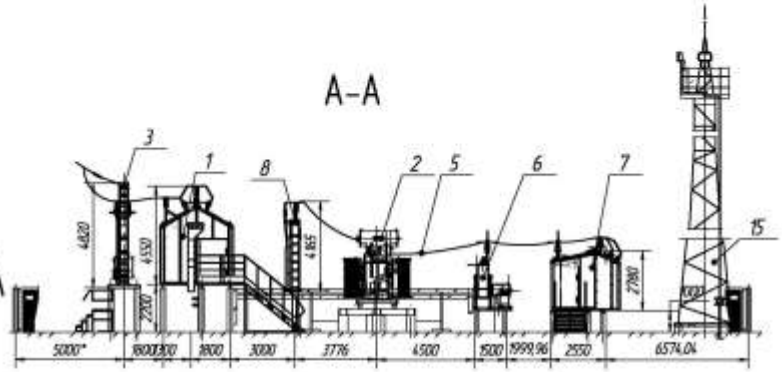


Таблица 1

Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг	Примечание
1		КРУ 35 кВ в блочно-модульном			Комплектная поставка завода-изготовителя
		здании, выполненное на шкафах			
		СЭЩ-65	1		
2		Силовой трансформатор			
		ТМН-6300/35 Х/П	2		
3		Блок ВЛ 35 кВ с ошиновкой			
		БЗЗ-18П/1.0-П10005-УХ/П	4		
5		Ошиновка 6 кВ	2 ком		
6		Шкаф ТСН серии СЭЩ-59	2		
7		КРУ-6(10)кВ серии СЭЩ-59	1		
8		Блок кабельных муфт			
		БЗЗ-97/0.8-Б-УХ/П	2		
14		Подвесные кабельные конструкции	2		
15		Прожекторная мачта	2		В поставку завода не входит



* Размеры для справок.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Фурсова			04.08	План подстанции 35/6(10)кВ	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Сафронов			04.08			4	1
Гл.ТСН									
Н.Контр.						СЭЩ-65, СЭЩ-59	ЗАО "ТК "Электрощит"-ТМ Самара"		
Утв.		Васильев							

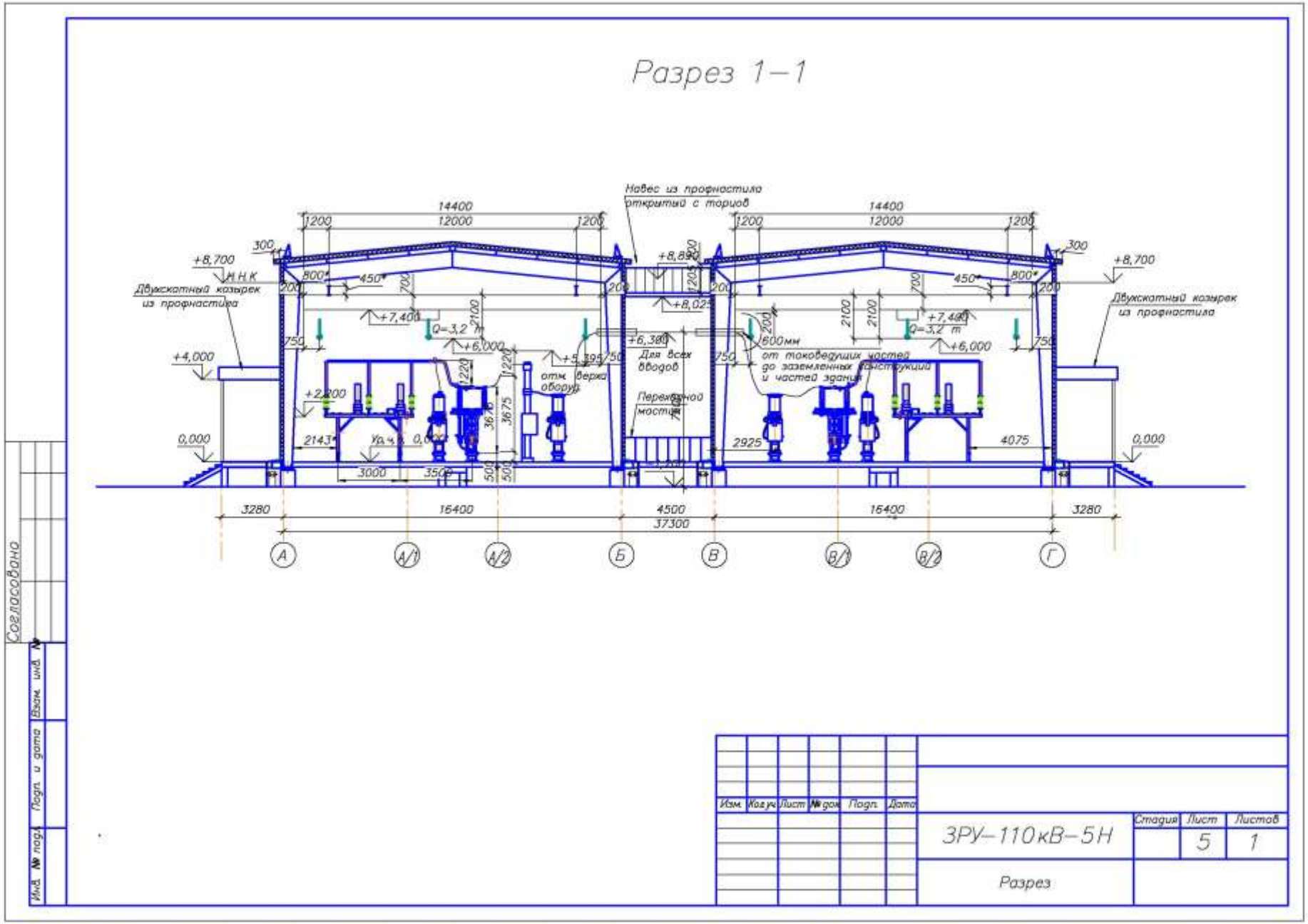
Согласовано

Взам. инв. №

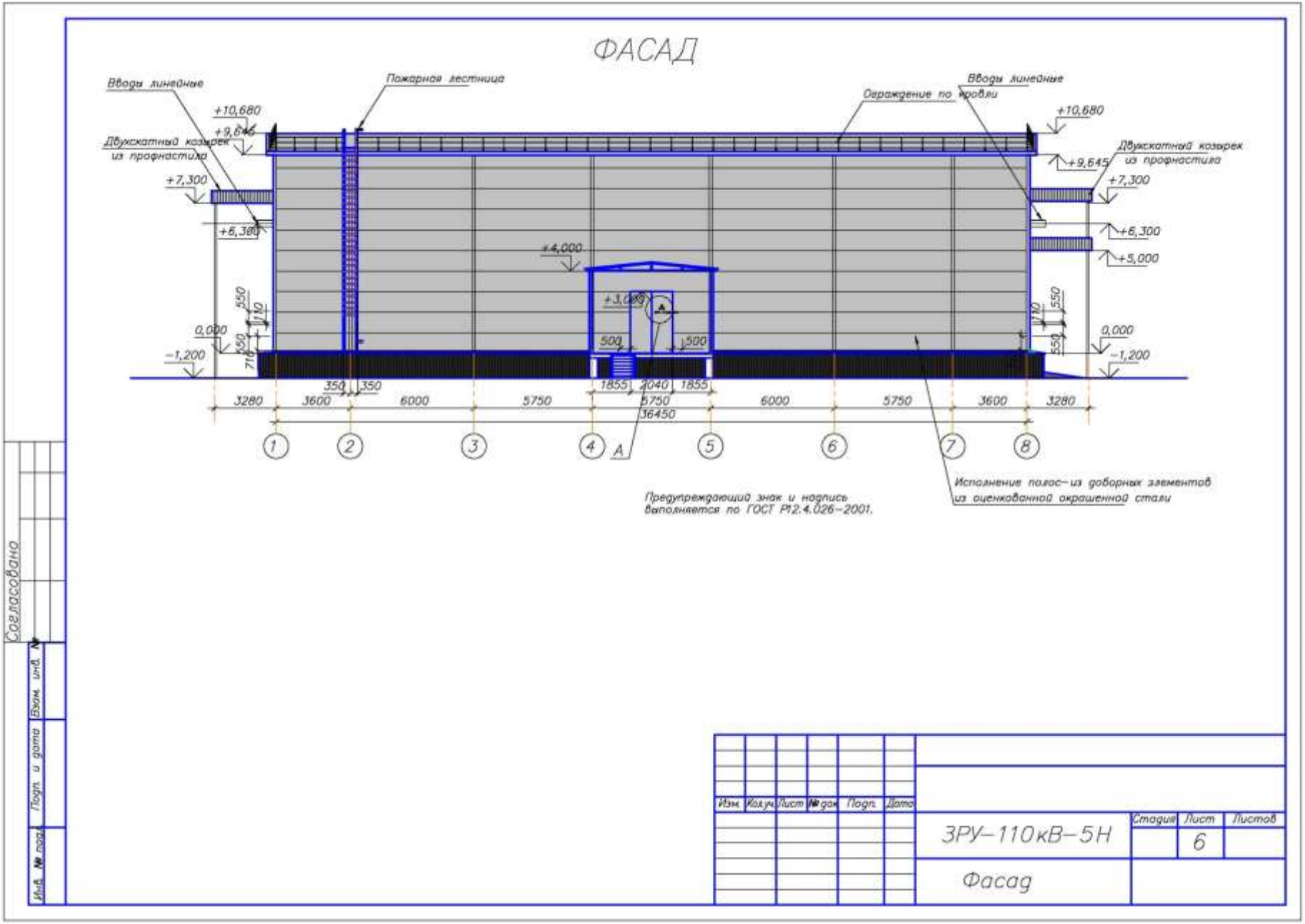
Подп. и дата

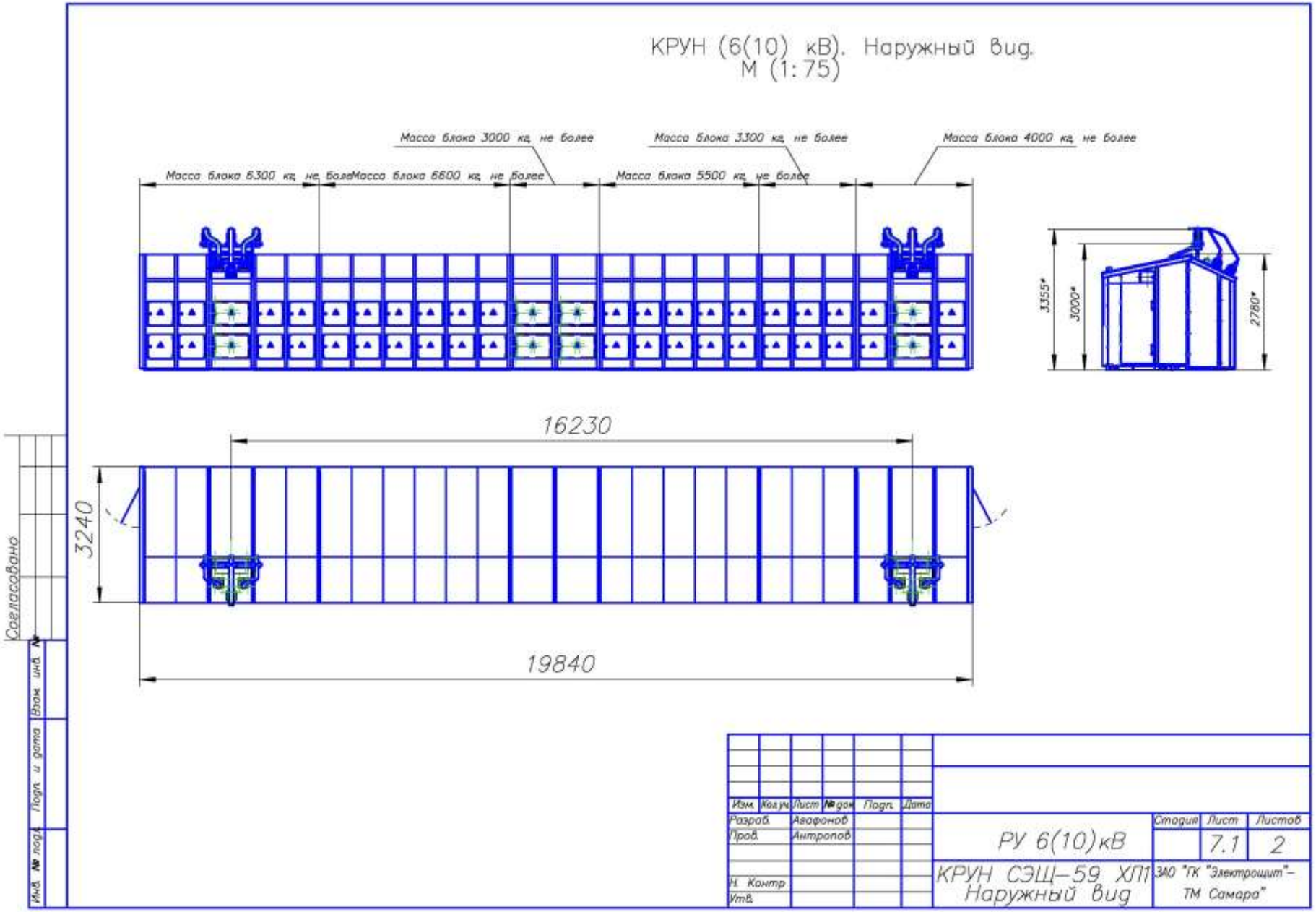
Инв. № подл.

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру


ФАСАД
Вводы линейные
Пожарная лестница
Ограждение по кровли
Вводы линейные
+10,680
+9,645
Двухскатный козырек из профнастила
+7,300
+6,380
+4,000
+3,080
+6,300
+5,000
0,000
-1,200
550
110
710
500
350
1855
2040
3280
3600
6000
5750
36450
1
2
3
4
A
5
6
7
8
Предупреждающий знак и надпись выполняется по ГОСТ Р12.4.026-2001.
Исполнение полос-из доборных элементов из оцинкованной окрашенной стали
Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата
ЗРУ-110кВ-5Н
Стадия
Лист
Листов
6
Фасад



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

КРУН (6(10) кВ). Схема однолинейная

КРУН СЭЩ-59

08	147	08	08	08	08	08	24	08	08	08	149	151	08	08	08	08	24	08	08	08	147	08	08
101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212
КП	Ввод-1	КП	КП	КП	КП	КП	ТН-1	КП	КП	КП	СВ-1	СВ-2	КП	КП	КП	КП	ТН-2	КП	КП	КП	Ввод-2	КП	КП
630	3150	630	630	630	630	630		630	630	630	3150	3150	630	630	630	630		630	630	630	3150	630	630
20	31,5	20	20	20	20	20	20	20	20	20	31,5	31,5	20	20	20	20	20	20	20	20	31,5	20	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

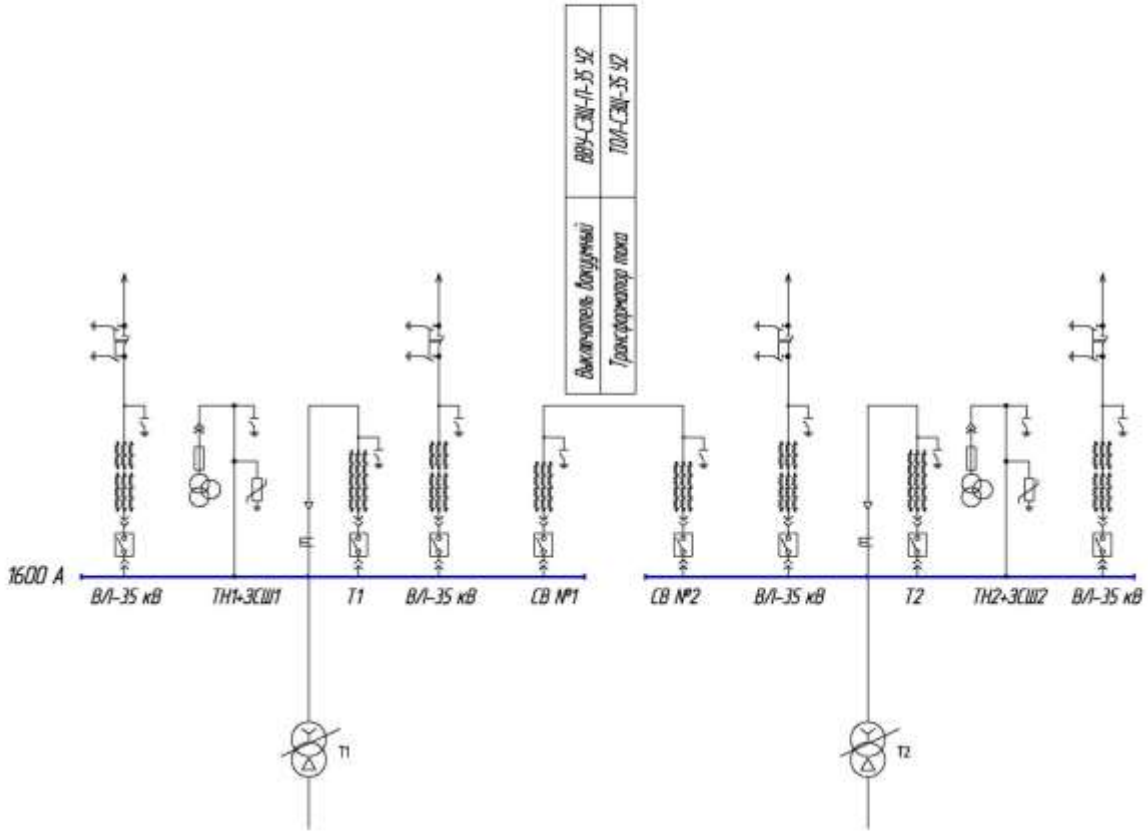
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Лист 7.2

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

Разъединитель 35 кВ с заземляющим ножом	РПЗ-СЭЩ-2-35/1000 УХЛ1
Тип привода	ПР-М СЭЩ УХЛ1

Ограничитель перенапряжений	ОПР2-41М-000 УХЛ1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-35 У2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35 У2
Выключатель вакуумный	ВВУ-СЭЩ-П-35 У2
Трансформатор силовой	



Согласовано

Взам. инв. №

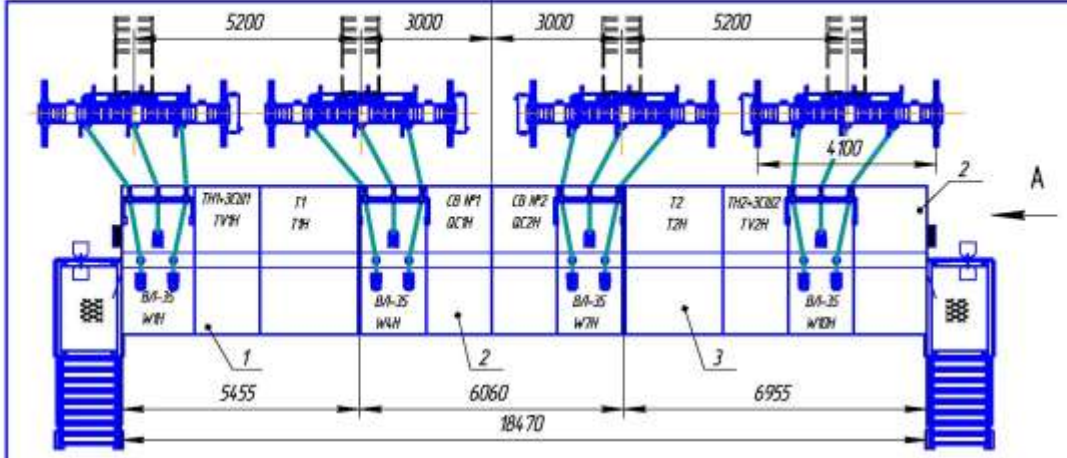
Подп. и дата

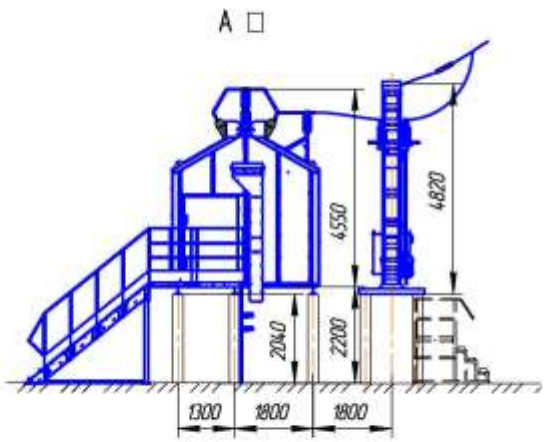
Инв. № подл.

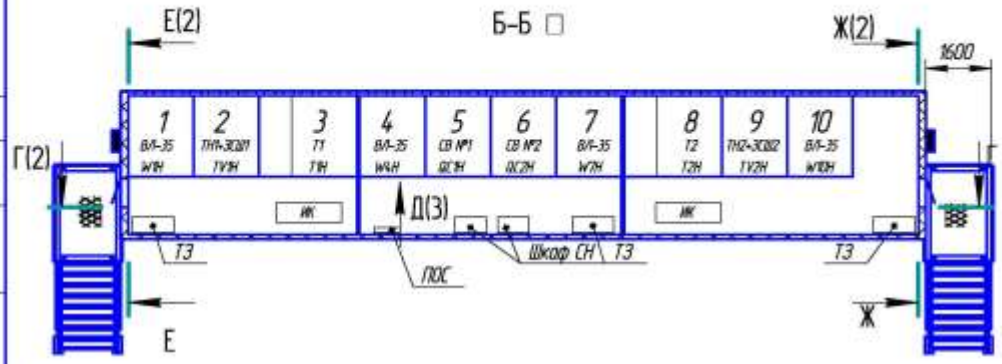
Изм	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата
Разраб.					
Пров.					
Т.Контр.					
Н.Контр.					
Утв.					

РУ 35/6 кВ	Стадия	Лист	Листов
		8	1
Однолинейная схема 35 кВ	ЗАО "ТК "Электрощит"-ТМ Самара"		

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру







1. Размеры для справок.
2. * Установка узлов и деталей на месте монтажа КРУ.
3. Вывод заземления от ячеек и высоковольтного оборудования.
4. Заземление МЭБ осуществляется путем приварки оснований МЭБк контуру заземления.
5. ОПК устанавливается на торце внутри РУ 1 шт., снаружи РУ – 2 шт. по торцам.
6. Вес на фундамент указан в таблице 1, без учета ветровой и гололедной нагрузок.

Таблица 1

Поз.	Масса не более, кг		Кол-во, шт	Примечание
	МЭБ	МЭБ с ячейками		
1	4200	10000	1	МЭБ на 3 ячейки (2х1500+2250)
2	4200	10000	1	МЭБ на 4 ячейки (4х1500)
3	5200	12000	1	МЭБ на 4 ячейки (2250+3х1500)
4	1140		4	Блок приема ВЛ БЭС-18П

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Фурсова				РУ 35 кВ	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Сафронов						9.1	2
Т.Контр.									
Н. Контр.						Чертеж общего вида КРУ СЭЩ-65	ЗАО "Группа компаний "Электрощит" - ТМ Самара"		
Утв.		Васильев							

Согласовано

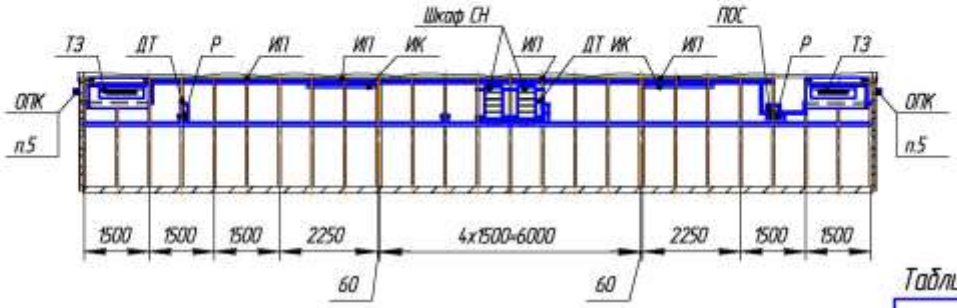
Взам. инв. №

Подп. и дата

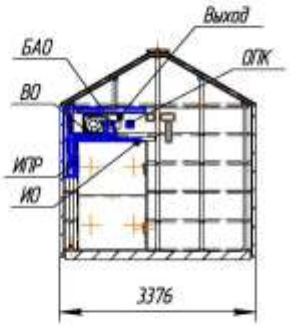
Инв. № подл.

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

Г–Г □ (1)
(компановка датчиков и оборудования)



Е–Е □
Ж–Ж □ (зеркальное отражение)



И–И □
(стыковка МЭБ
по секционированию)

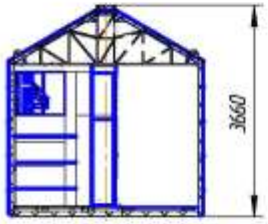


Таблица 2

Сокращения		Кол-во
БАО	Блок аварийного освещения серии "LUNA"	2
ВО	Вентилятор осевой ВО-2.5-220	2
Выход	Оповещатель световой "Выход" Блик-С-12(М)	2
ДТ	Датчик температуры (ВО, ИК)	2х2
ИК	Инфракрасный обогреватель "Ballu", 2 кВт	2
ИО	Извещатель охранный ИО 102-20	2
ИП	Извещатель пожарный ИП 212	3
ИПР	Извещатель пожарный ручной ИПР	2
ОПК	Оповещатель охранно-пожарный комбинированный Маяк-12-К	3
ПОС	Прибор пожарно-охранной сигнализации	1
Р	Розетка	3х2
ТЗ	Тепловая завеса "Ballu", 6 кВт	2
Шкаф СН	Шкаф собственных нужд	2
	Электроконвектор ЭВПН-1 / 220, 1 кВт	6

*Данное оборудование указано типовое и должно уточнятся конструкторской службой на стадии проектирвания.

Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата

Лист 9.2

КТПБ АО «Группы СВЭЛ», г. Екатеринбург
ПС 110/35 кВ
Пример выполнения ОРУ 110 кВ для схем 110-4Н и 110-5Н

Общие сведения

КТПБ 110/35 кВ производства АО «Группа СВЭЛ» выполнены в соответствии с СТО 56947007-29.240.25.161--2014 «КТПБ. Типовые технические требования» ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».

В КТПБ применяется оборудование, аттестованное в ПАО «Россети».

Компоновки ПС 110 и 35 кВ соответствуют СТО56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» и могут быть выполнены по любой из рекомендуемых схем с возможностью их поэтапного расширения и развития от простых к более сложным.

Элементы ОРУ 110 и 35 кВ выполнены в виде отдельных блоков. Путем сочетания соответствующих блоков образуется любое исполнение ОРУ.

ПС 110/35 кВ рассчитаны:

- на восприятие ветровых нагрузок соответствующих IV климатическому району по ветру, и гололедных нагрузок, соответствующих IV району по гололеду, а также совместного воздействия климатических факторов в сочетаниях, предусмотренных в [1];
- для работы в районах с умеренным (У) и холодным климатом (ХЛ) на высоте не более 1000 м над уровнем моря. При применении в условиях умеренного климата (У) изделия входящие в состав ОРУ ПС 110/35 кВ выполняются из стали Ст3 ГОСТ 535-2005, при применении в условиях холодного климата (ХЛ) из стали 09Г2С ГОСТ 19281-89;
- для работы в условиях нормальной и загрязненной среды (IV - степень загрязнения атмосферы);
- на сейсмичность площадки строительства до 9 балов по шкале MSK-64 (при сейсмичности 6 баллов и ниже, изделия входящие в состав ОРУ 110 кВ выполняются из стали Ст3 ГОСТ 535-2005, при сейсмичности выше 6 баллов из стали 09Г2С ГОСТ 19281-89).

ОРУ 110 и 35 кВ рассчитаны на номинальный ток главных цепей до 630 А, номинальный ток сборных шин 1000 и 2000 А, на сквозной ток короткого замыкания (амплитуда) 125 кА и ток термической стойкости в течение 3 сек 50 кА.

Все металлоконструкции, входящие в состав ОРУ 110 кВ и 35 кВ, имеют покрытие методом горячего цинкования в соответствии с ГОСТ 9.307-89.

Жесткая ошиновка ОРУ 110 и 35 кВ выполняется из алюминиевых шин круглого сечения, устанавливаемых на выводы высоковольтных аппаратов при помощи литых шинодержателей. Цветовая маркировка шин выполняется при помощи маркировочных колец. Жесткая ошиновка изготавливается в соответствии с ТУ 3414-003-63920658-2014.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Комплект кабельных конструкций выполняется с применением изделий производства «Meka» и «Коробов».

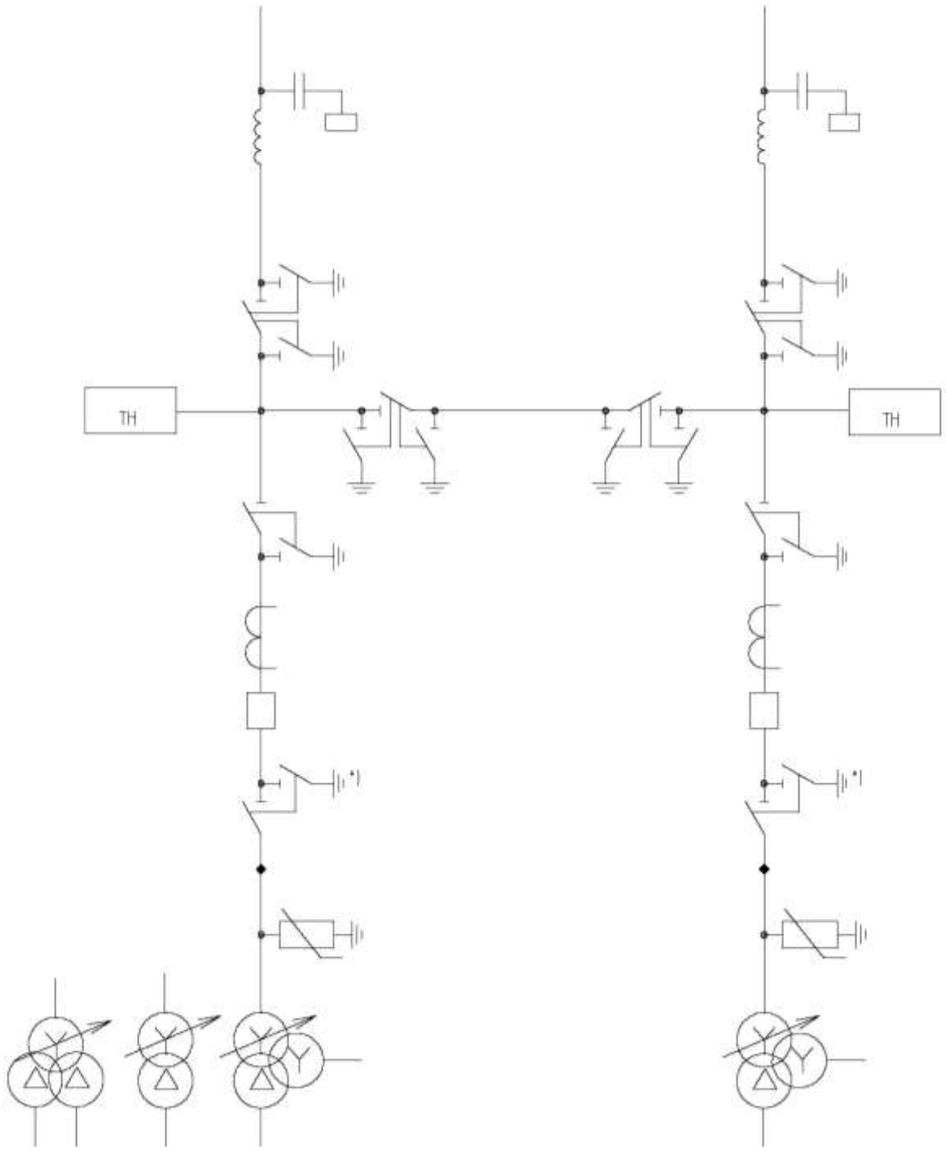
Предприятие постоянно занимается совершенствованием конструкции изделий, входящих в ОРУ, поэтому возможны некоторые расхождения с альбомом типовых решений, не ведущие к функциональным изменениям.

На приведенных ниже чертежах показаны примеры выполнения ОРУ 110 кВ для схем 110-4Н и 110-5Н.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Схема № 110-4Н

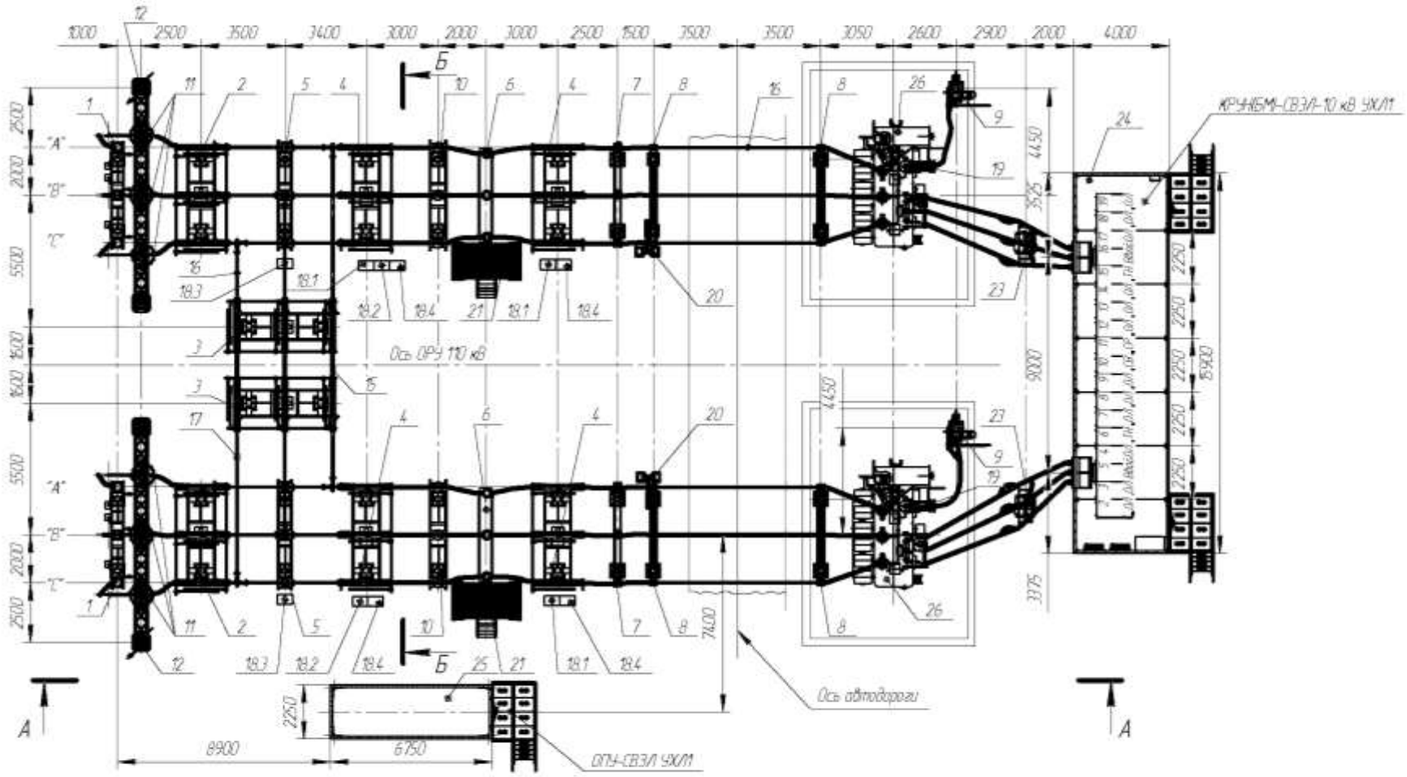
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий



Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

КТПБ-СВЭЛ-110-4Н(К)-ХХ-У(ХЛ)1

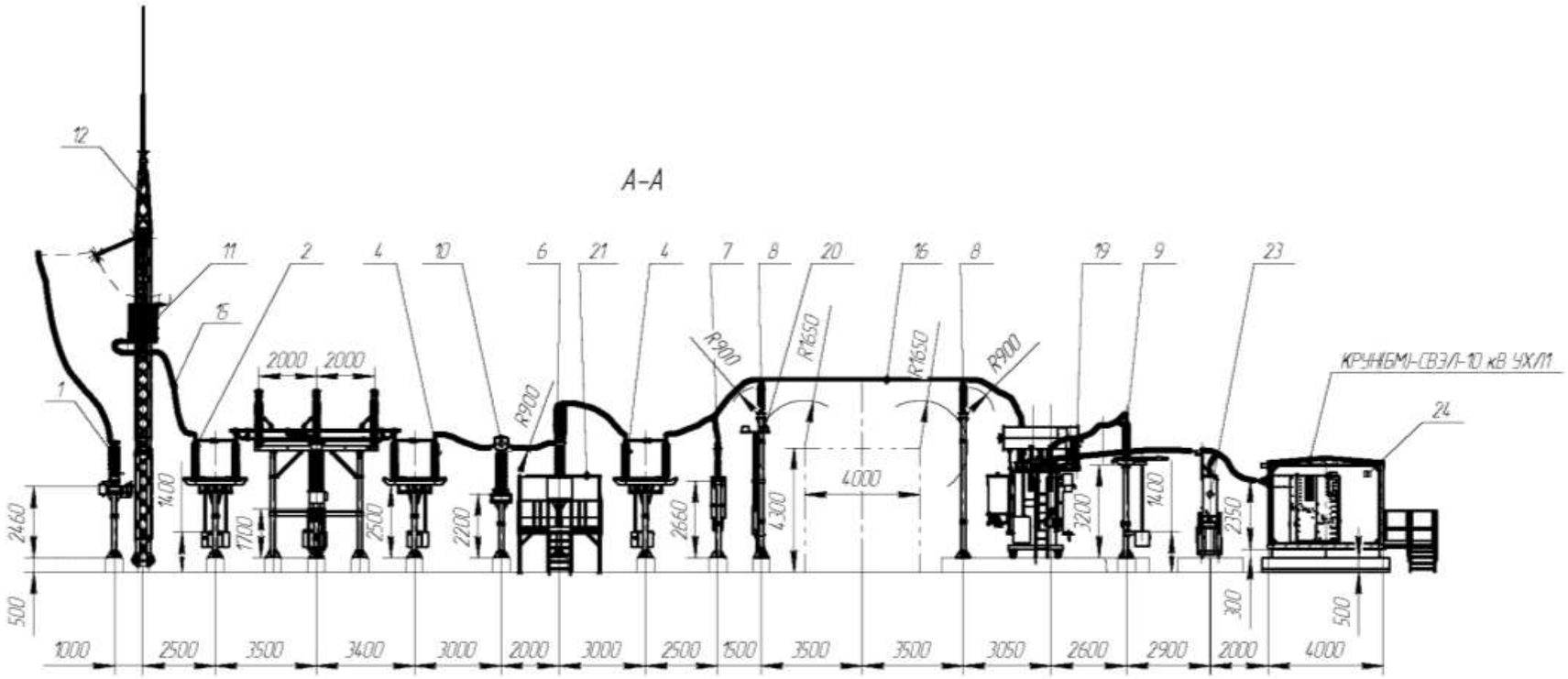
КТПБ с ОРУ 110 кВ по схеме 4Н с выносными трансформаторами тока

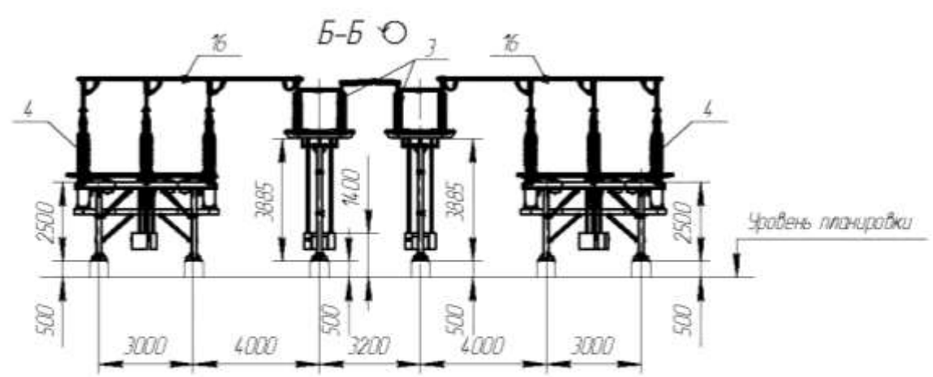


Поз.	Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
1	Блок конденсаторов связи	Б.110.КС-24,6/20-УХЛ1	2	
	Конденсатор связи	СМ(В)-110/√3-6,4	6	
	Фильтр присоединения	ФП-6400	6	
	Разъединитель однополюсный 10кВ	РВО-10/400М	6	
2	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-25/20-УХЛ1	2	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123кV-1100-2E, МО-50-3 шт	2	
3	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-38,85/20-УХЛ1	2	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123кV-1100-2E, МО-50-3 шт	2	
4	Блок разъединителя с 1 З.Н.	Б.110.Р3.1-25/20-УХЛ1	4	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123кV-1100-1E, МО-50-2 шт	4	
5	Блок трансформаторов напряжения	Б.110.ТН-17/20-УХЛ1	2	
	Трансформатор напряжения	CPB-123 (145)	6	
6	Блок выключателя	Б.110.ВК(К)-22,3/17,5-УХЛ1	2	
	Выключатель	LTB145	2	
7	Блок ограничителей перенапряжения	Б.110.ОПН-26,6/20-УХЛ1	2	
	Ограничитель перенапряжения	POLIM P108-YV-123 на изол. основ.	6	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	6	
8	Блок опорных изоляторов	Б.110.ОИ-50/20-УХЛ1	4	
	Изолятор опорный	ОСК 10-110-А-2	12	
9	Блок заземлителя нейтрали	Б.110.ЗН-32/100-УХЛ1	2	
	Заземлитель	ОЕА-123 УХЛ 1 МО-50	2	
	Ограничитель перенапряжения нейтрали	POLIM P072-VN-123 УХЛ1 на изол. основ.	2	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	2	
10	Блок трансформаторов тока	Б.110.ТТ-22/20-УХЛ1	2	
	Трансформатор тока	TG-145N	6	
11	Заградитель высокочастотный	ВЗ-630-0,5 УХЛ1	6	
12	Портал	ПСЛ-110 Я2	2	
12.1	Крепежный элемент	ТД-1	4	п.4
12.2	Плита опорная	ТД-2	16	п.4
13	Комплект ЗИП	–	1	
14	Комплект кабельных конструкций	–	1	л.101
15	Комплект контактно-натяжной арматуры	–	1	
16	Комплект жесткой ошиновки	–	1	
17	Комплект заземления	–	1	
18	Комплект шкафов вторичной коммутации	–	1	л.101
18.1	Шкаф зажимов	ШЗВ-120	3	
18.2	Шкаф зажимов	ШЗВ-90	2	
18.3	Шкаф зажимов	ШЗН-1А	2	
18.4	Шкаф обогрева	ШОВ-2	4	
19	Комплект кронштейнов силового трансформатора	–	1	
19.1	Изолятор опорный	ОСК-10-35-А-2	4	
19.2	Изолятор опорный	ОНШП-10-20-03 (2)	6	
20	Комплект освещения	–	2	
21	Площадка обслуживания привода выключателя	–	2	
22	Мачта прожекторная	ПМС-24,0	2	
23	ТСН	–	2	
24	КРУН	КРУНБМ-СВЭЛ-10 кВ УХЛ1	1	
25	ОПУ	ОПУ-СВЭЛ УХЛ1	1	
26	Трансформатор силовой	–	2	

1. Размеры для справок.
2. Комплект кабельных конструкций и шкафы вторичной коммутации условно не показаны.
3. Тип фундаментов определяется проектной организацией. В случае использования фундаментов типа ленц. сваи, стойки УСО необходим комплект ростверков.
4. В зависимости от строительной части проекта возможно использование ростверка ТС-23.
5. Оборудование и строительная часть, показанные тонкой линией, в состав данного чертежа не входят.
6. Мачта прожекторная ПМС-24 условно не показана.
7. Кроме указанного оборудования может применятся любое указанное в ПАО "Россети".

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

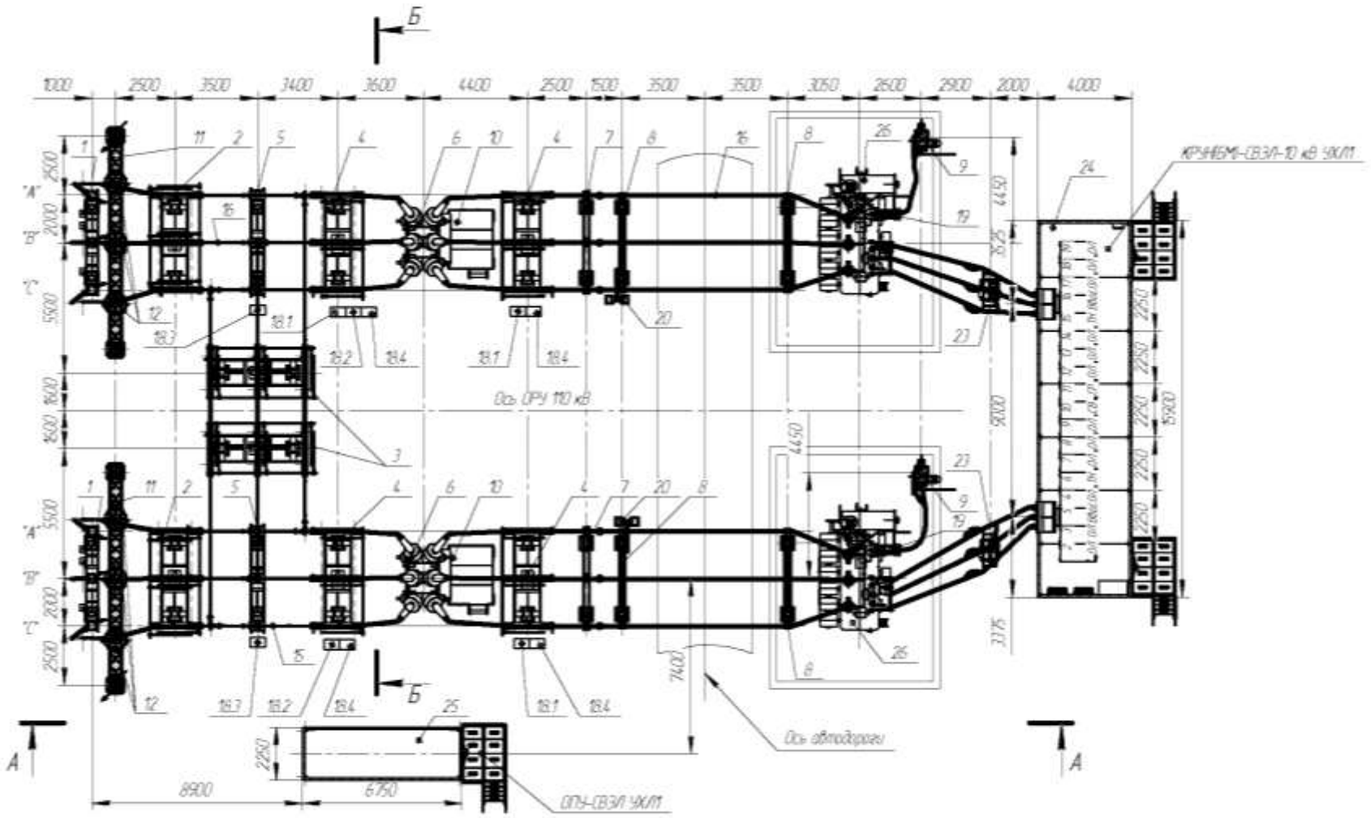




Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

КТПБ-СВЭЛ-110-4Н(Б)-XX-У(ХЛ)1

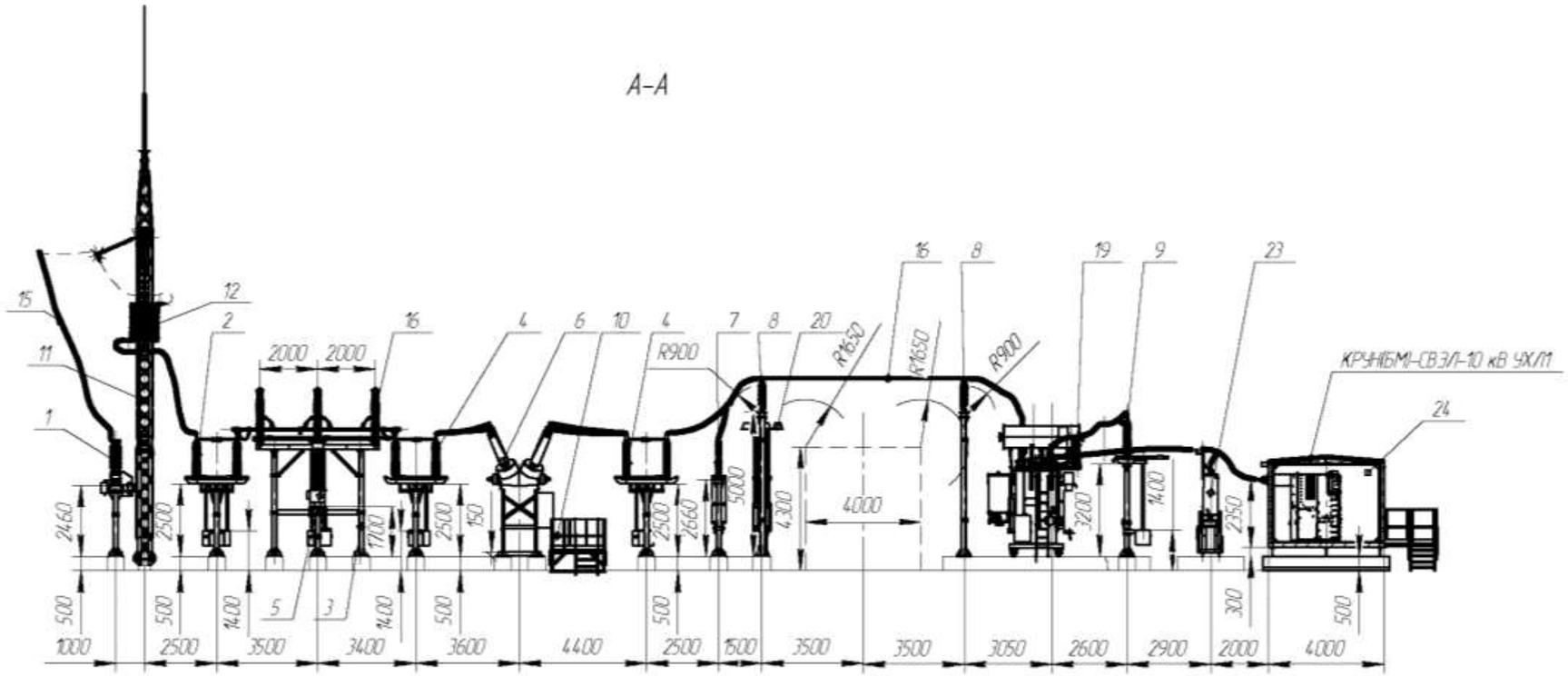
КТПБ с ОРУ 110 кВ по схеме 4Н со встроенными трансформаторами тока

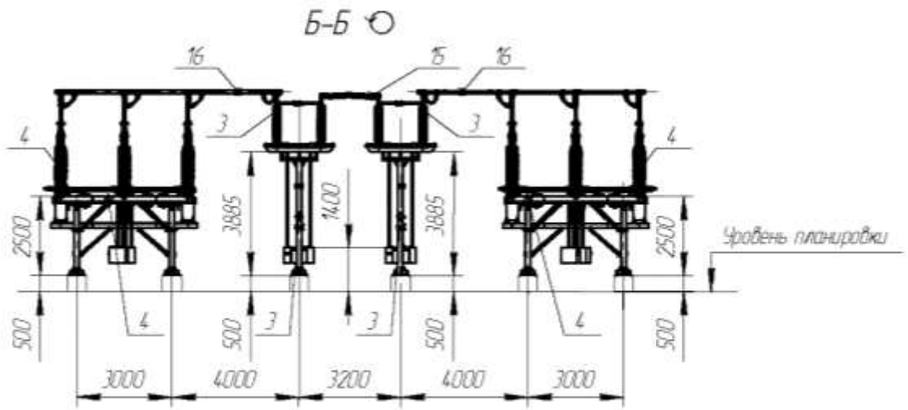


Поз.	Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
1	Блок конденсаторов связи	Б.110.КС-24,6/20-У(ХЛ)1	2	
	Конденсатор связи	СМТВ-110/$\sqrt{3}$-6,4	6	
	Фильтр присоединения	ФП-6400	6	
	Разъединитель одноколонный 10кВ	РВО-10/400М	6	
2	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-25/20-У(ХЛ)1	2	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123nII-100-2E, МО-50-3 шт	2	
3	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-38,85/20-У(ХЛ)1	2	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123nII-100-2E, МО-50-3 шт	2	
4	Блок разъединителя с 1 З.Н.	Б.110.Р3.1-25/20-У(ХЛ)1	4	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123nII-100-1E, МО-50-2 шт	4	
5	Блок трансформаторов напряжения	Б.110.ТН-17/20-У(ХЛ)1	2	
	Трансформатор напряжения	CPB-123 (145)	6	
6	Блок выключателя	Б.110.ВК(Б)-15/18,8-У(ХЛ)1	2	
	Выключатель	145PM	2	
7	Блок ограничителей перенапряжения	Б.110.ОПН-26,6/20-У(ХЛ)1	2	
	Ограничитель перенапряжения	POLIM P108-YV-123 на изол. основ.	6	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	6	
8	Блок опорных изоляторов	Б.110.ОИ-50/20-У(ХЛ)1	4	
	Изолятор опорный	ОСК 10-110-А-2	12	
9	Блок заземителя нейтрали	Б.110.ЗН-32/100-У(ХЛ)1	2	
	Заземнитель	DEA-123 У(ХЛ) 1, МО-50	2	
	Ограничитель перенапряжения нейтрали	POLIM P072-YN-123 У(ХЛ) на изол. основ.	2	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	2	
10	Площадка обслуживания приводов выключателя	–	2	
11	Портал	ПСЛ-110 Я2	2	
11.1	Крепежный элемент	Т.В-1	4	п.4
11.2	Плита опорная	Т.В-2	16	п.4
12	Заградитель высокочастотный	ВЗ-630-0,5	6	
13	Комплект ЗИП	–	1	
14	Комплект кабельных конструкций	–	1	п.104
15	Комплект контактно-натяжной арматуры	–	1	
16	Комплект жесткой ошиновки	–	1	
17	Комплект заземления	–	1	
18	Комплект шкафов вторичной коммутации	–	1	п.104
18.1	Шкаф зажимов	ШЗВ-120	3	
18.2	Шкаф зажимов	ШЗВ-60	2	
18.3	Шкаф зажимов	ШЗН-14	2	
18.4	Шкаф обогрева	ШОВ-2	4	
19	Комплект кронштейнов силового трансформатора	–	1	
19.1	Изолятор опорный	ОСК-10-35-А-2	4	
19.2	Изолятор опорный	ОНШП-10-20-03 (2)	6	
20	Комплект освещения	–	2	
21	Мачта прожекторная	ПМС-24,0	2	
23	ТОН	–	2	
24	КРЗН	КРЗНЕБМ-СВЭЛ-10 кВ УХЛ1	1	
25	ОПУ	ОПУ-СВЭЛ УХЛ1	1	
26	Трансформатор силовой	–	2	

1. Размеры для справок.
2. Комплект кабельных конструкций и шкафы вторичной коммутации условно не показаны.
3. Тип фундаментов определяется проектной организацией. В случае использования фундаментов типа ленты, сваи, стойки УСО необходим комплект ростверков.
4. В зависимости от строительной части проекта возможно использование ростверка ТС-23.
5. Оборудование и строительная часть, показанные тонкой линией, в состав данного чертежа не входят.
6. Мачта прожекторная ПМС-24 условно не показана.
7. Кроме указанного оборудования может применятся иное указанное в ПАО "Россети".

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

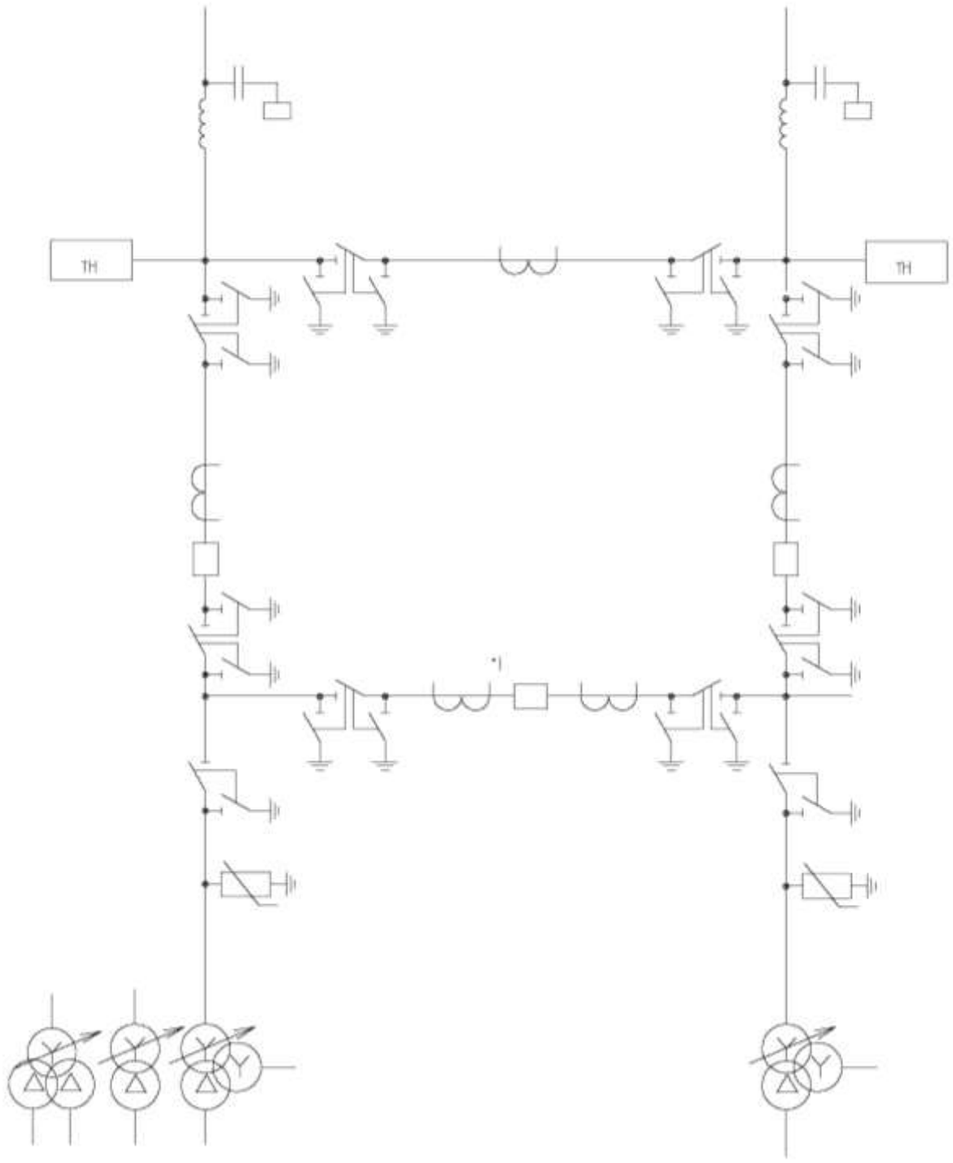




Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

Схема № 110-5Н

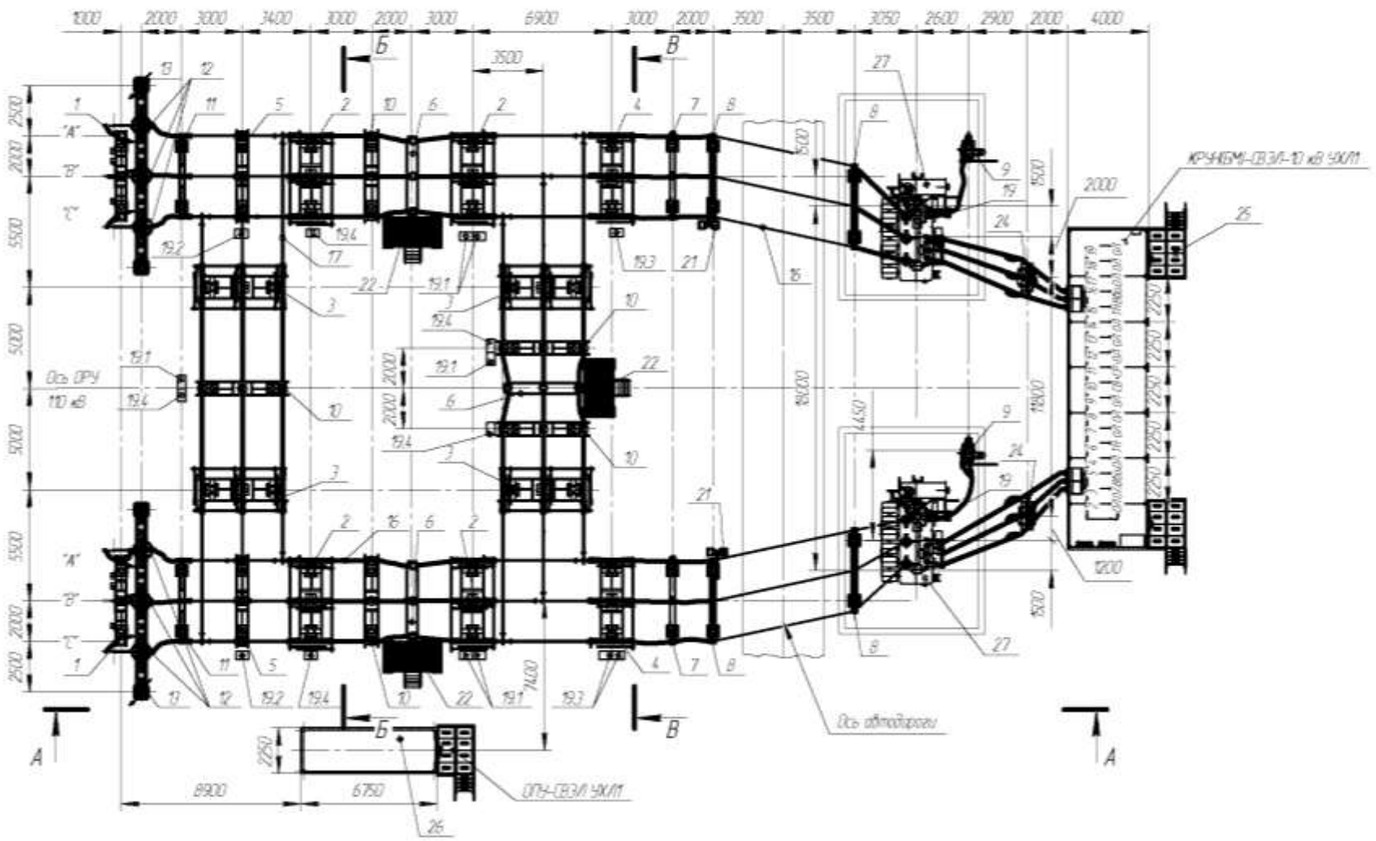
Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий



Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

КТПБ-СВЭЛ-110-5Н(К)-ХХ-У(Х/Л)1

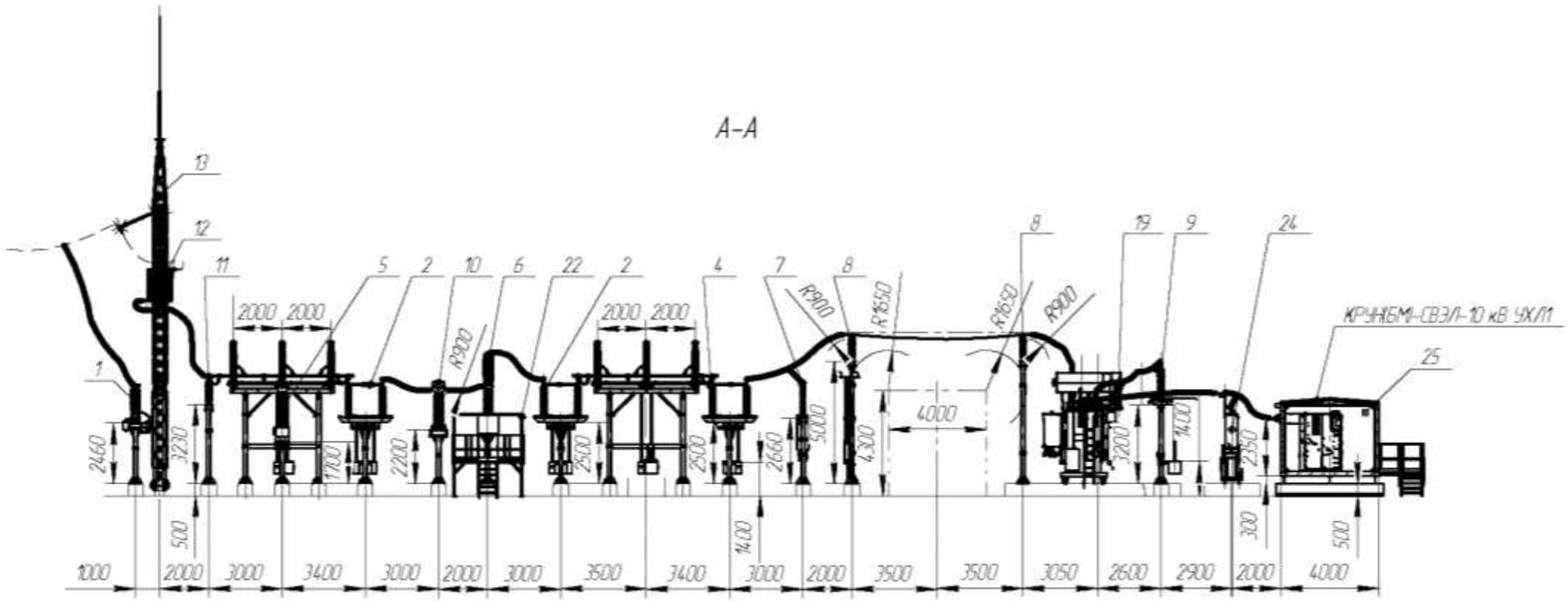
КТПБ с ОРУ 110 кВ по схеме 5Н с выносными трансформаторами тока

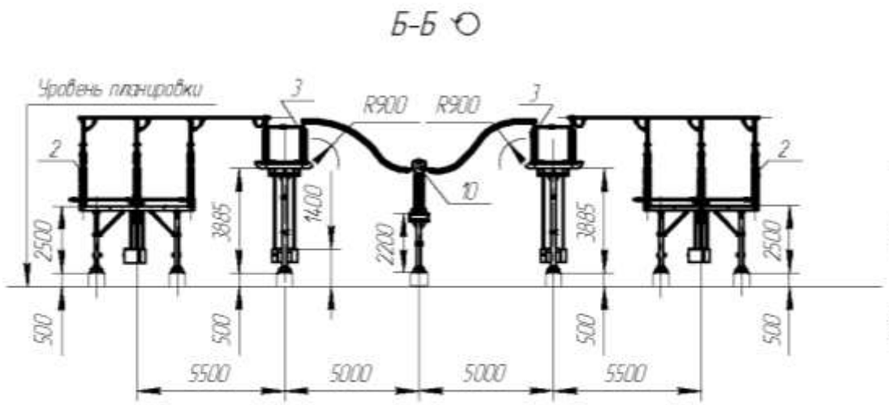


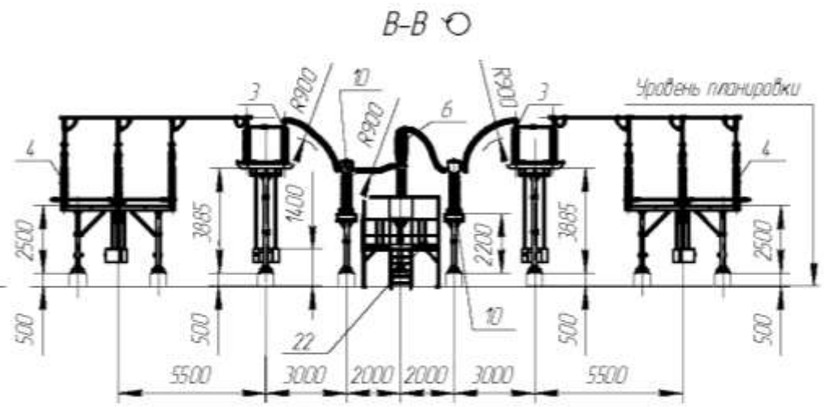
Поз.	Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
1	Блок конденсаторов связи	Б.110.КС-24.6/20-УХЛ1	2	
	Конденсатор связи	ОМТВ-110/√3-6,4	6	
	Фильтр присоединения	ФП-6400	6	
	Разъединитель однополюсный 10кВ	РВО-10/400М	6	
2	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-25/20-УХЛ1	4	
	Разъединитель трехполюсный приводной установки	SDF 12Ink-100-2E, MD-50-3 шт	4	
3	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-38.85/20-УХЛ1	4	
	Разъединитель трехполюсный приводной установки	SDF 12Ink-100-2E, MD-50-3 шт	4	
4	Блок разъединителя с 1 З.Н.	Б.110.Р3.1-25/20-УХЛ1	2	
	Разъединитель трехполюсный приводной установки	SDF 12Ink-100-1E, MD-50-2 шт	2	
5	Блок трансформаторов напряжения	Б.110.ТН-17/20-УХЛ1	2	
	Трансформатор напряжения	CPB-123 (NLS)	6	
6	Блок выключателя	Б.110.ВКК-22.3/17.5-УХЛ1	3	
	Выключатель	LTB145	3	
7	Блок ограничителей перенапряжения	Б.110.ОПН-26.6/20-УХЛ1	2	
	Ограничитель перенапряжения	POLIM R108-YV-123 на шин. конд.	6	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	6	
8	Блок опорных изоляторов	Б.110.ОИ-50/20-УХЛ1	4	
	Изолятор опорный	ОСК 10-110-А-2	12	
9	Блок заземлителя нейтрали	Б.110.ЗН-32/100-УХЛ1	2	
	Заземлитель	DEA-123, MD-50	2	
	Ограничитель перенапряжения нейтрали	POLIM R072-YN-123 на шин. конд.	2	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	2	
10	Блок трансформаторов тока	Б.110.ТТ-22/20-УХЛ1	5	
	Трансформатор тока	TG-145N	15	
11	Блок опорных изоляторов	Б.110.ОИ-32.3/20-УХЛ1	2	
	Изолятор опорный	ОСК 10-110-А-2	6	
12	Заградитель высокочастотный	ВЗ-630-0,5	6	
13	Портал	ПСЛ-110 R2	2	
13.1	Крепежный элемент	ТД-1	4	п.4
13.2	Плита опорная	ТД-2	16	п.4
14	Комплект ЗИП	-	1	
15	Комплект кабельных конструкций	-	1	л.107
16	Комплект контрятно-натяжной арматуры	-	1	
17	Комплект жесткой ошиновки	-	1	
18	Комплект заземления	-	1	
19	Комплект шкафов вторичной коммутации	-	1	л.107
19.1	Шкаф зажимов	ШЗВ-120	6	
19.2	Шкаф зажимов	ШЗН-14	2	
19.3	Шкаф обогрева	ШОВ-2	3	
19.4	Шкаф зажимов	ШЗВ-60	5	
20	Комплект крепежей силового трансформатора	-	1	
20.1	Изолятор опорный	ОСК-10-35-А-2	4	
20.2	Изолятор опорный	ОНШП-10-20-03 (2)	6	
21	Комплект освещения	-	2	
22	Площадка обслуживания привода выключателя	-	3	
23	Мачта прожекторная	ПМС-24,0	2	
24	ТСН	-	2	
25	КРУН	КРУНБМ-СВЭЛ-10 кВ УХЛ1	1	
26	ОПУ	ОПУ-СВЭЛ УХЛ1	1	
27	Трансформатор силовой	-	2	

1. Размеры для справок.
2. Комплект кабельных конструкций и шкафы вторичной коммутации условно не показаны.
3. Тип фундаментов определяется проектной организацией. В случае использования фундаментов типа ленц. сбор. стойки УС0 необходим комплект ростверков.
4. В зависимости от строительной части проекта возможно использование ростверка ТС-23.
5. Оборудование и строительная часть, показанные тонкой линией, в состав данного чертежа не входят.
6. Мачта прожекторная ПМС-24 условно не показана.
7. Кроме указанного оборудования может применятся любое указанное в ПАО "Россети".

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру



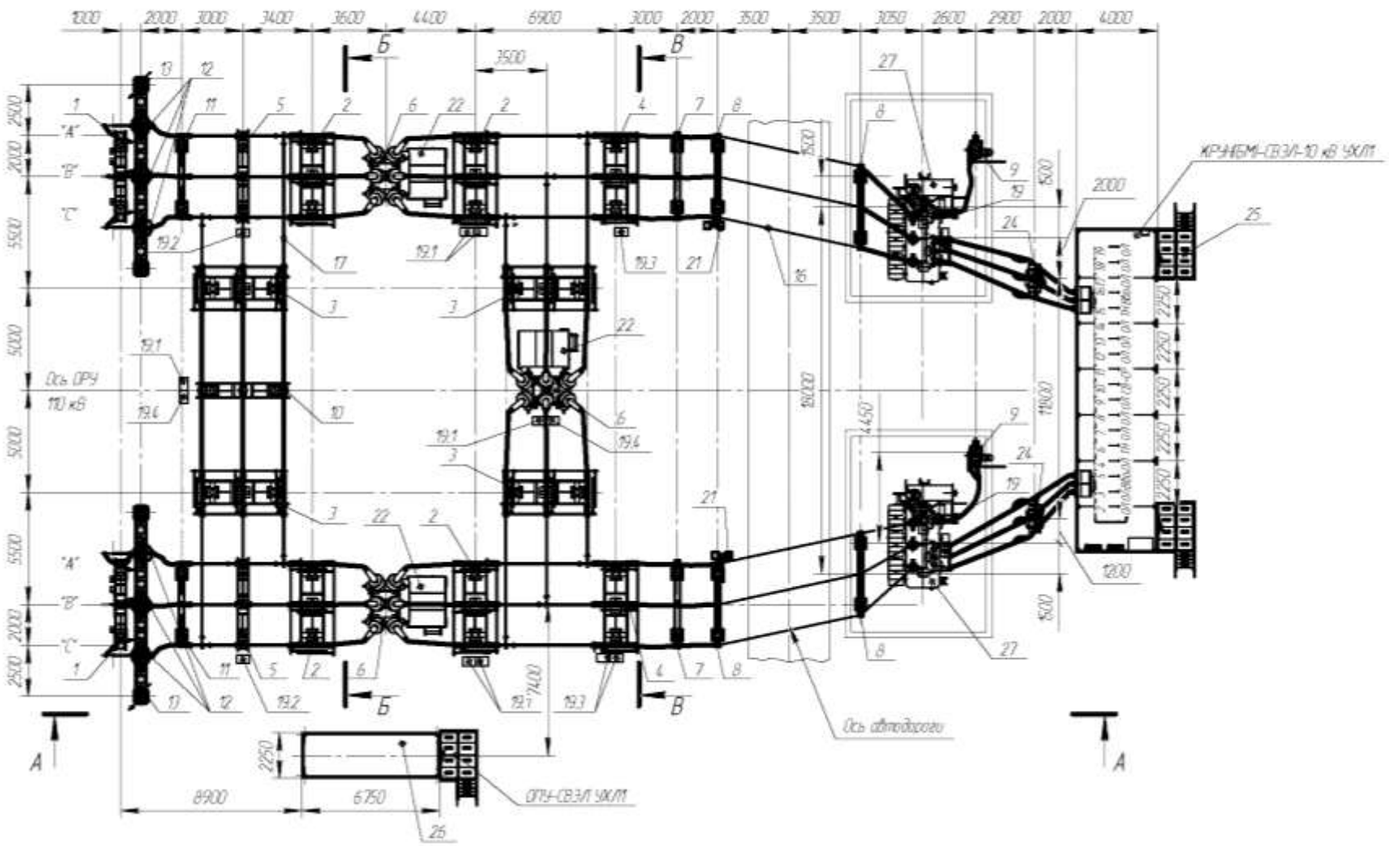




Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

КТПБ-СВЭЛ-110-5Н(Б)-ХХ-У1(Х/Л)1

КТПБ с ОРУ 110 кВ по схеме 5Н со встроенными трансформаторами тока



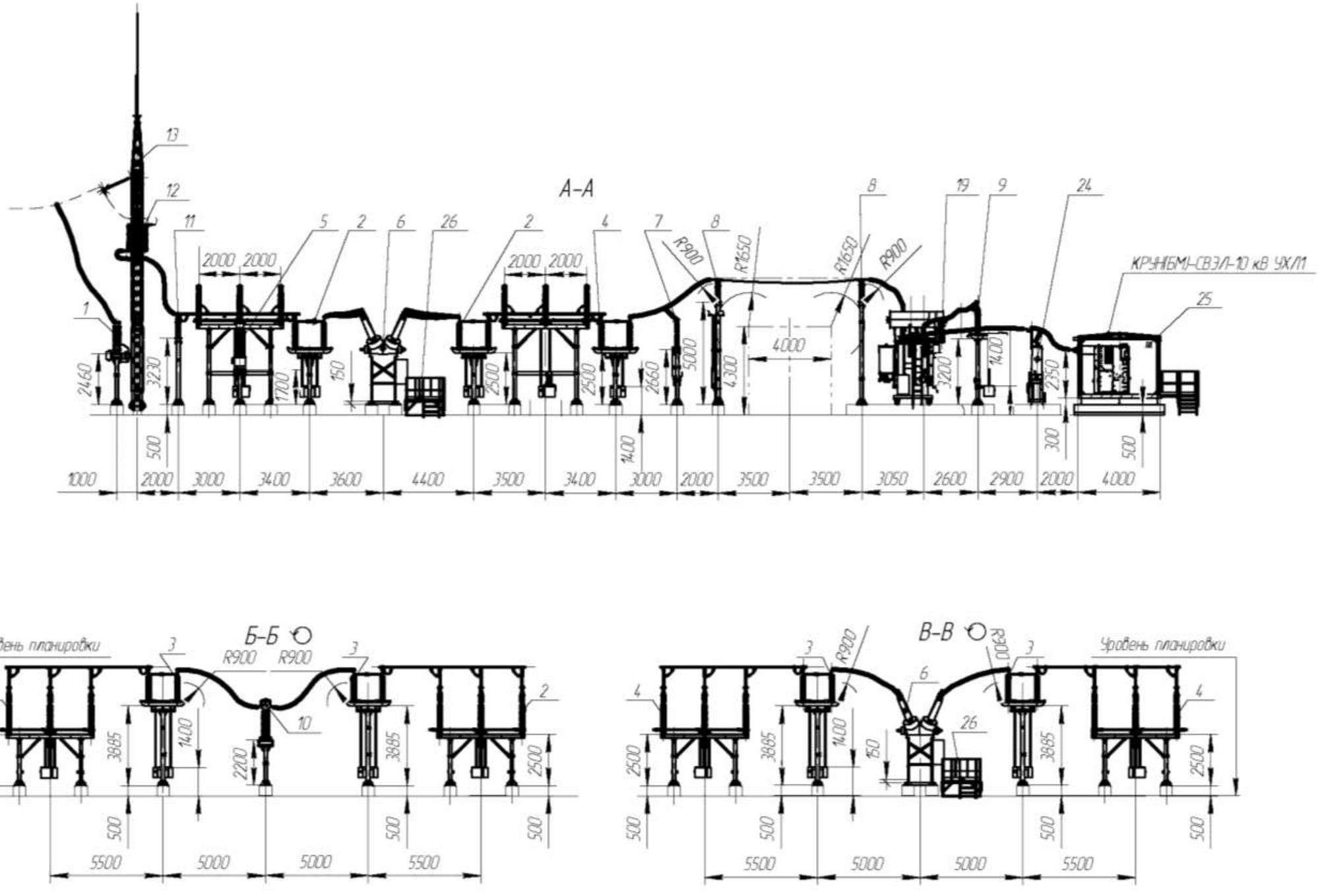
Поз.	Наименование	Тип	Кол-во	Примечание
1	Блок конденсаторов связи	Б.110.КС-24,6/20-У1Х/Л1	2	
	Конденсатор связи	СМФВ-110/√3-6,4	6	
	Фильтр присоединения	ФП-640,0	6	
	Разъединитель однополюсный 10кВ	РВО-10/400М	6	
2	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-25/20-У1Х/Л1	4	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123нИ-100+2Е, МО-50-3 шт	4	
3	Блок разъединителя с 2 З.Н.	Б.110.Р3.2-38,85/20-У1Х/Л1	4	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123нИ-100-2Е, МО-50-3 шт	4	
4	Блок разъединителя с 1 З.Н.	Б.110.Р3.1-25/20-У1Х/Л1	2	
	Разъединитель трехполюсный горизонтальной установки	SDF 123нИ-100+1Е, МО-50-2 шт	2	
5	Блок трансформаторов напряжения	Б.110.ТН-17/20-У1Х/Л1	2	
	Трансформатор напряжения	СРВ-123 (145)	6	
6	Блок выключателя	Б.110.ВК(Б)-15/18,8-У1Х/Л1	3	
	Выключатель	145PM	3	
7	Блок ограничителей перенапряжения	Б.110.ОПН-26,6/20-У1Х/Л1	2	
	Ограничитель перенапряжения	POLIM R108-Y4-123 на изол. основ.	6	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	6	
8	Блок опорных изоляторов	Б.110.ОИ-50/20-У1Х/Л1	4	
	Изолятор опорный	ОСК 10-110-А-2	12	
9	Блок заземлителя нейтрали	Б.110.ЗН-32/100-У1Х/Л1	2	
	Заземлитель	ОЕА-123, МО-50	2	
	Ограничитель перенапряжения нейтрали	POLIM R072-Y4-123 на изол. основ.	2	
	Счетчик импульсов	EXCOUNT C	2	
10	Блок трансформаторов тока	Б.110.ТТ-22/20-У1Х/Л1	1	
	Трансформатор тока	TG-145N	3	
11	Блок опорных изоляторов	Б.110.ОИ-32,3/20-У1Х/Л1	2	
	Изолятор опорный	ОСК 10-110-А-2	6	
12	Заградитель высокочастотный	ВЗ-630-0,5	6	
13	Портал	ПСА-110 №2	2	
13.1	Крепежный элемент	ТП-1	4	п.4
13.2	Плита опорная	ТП-2	16	п.4
14	Комплект ЗИП	–	1	
15	Комплект кабельных конструкций	–	1	п.111
16	Комплект контактно-натяжной арматуры	–	1	
17	Комплект жесткой ошиновки	–	1	
18	Комплект заземления	–	1	
19	Комплект шкафов вторичной коммутации	–	1	п.111
19.1	Шкаф зажимов	ШЗВ-120	6	
19.2	Шкаф зажимов	ШЗН-14	2	
19.3	Шкаф обогрева	ШОВ-2	3	
19.4	Шкаф зажимов	ШЗВ-60	2	
20	Комплект кронштейнов силового трансформатора	–	1	
20.1	Изолятор опорный	ОСК-10-35-А-2	4	
20.2	Изолятор опорный	ОНШП-10-20-0,3 (2)	6	
21	Комплект освещения	–	2	
22	Площадка обслуживания привода выключателя	–	3	
23	Мачта прожекторная	ПМС-24,0	2	
24	ТСН	–	2	
25	КРУН	КРУНБМ-СВЭЛ-10 кВ У1Х/Л1	1	
26	ОПУ	ОПУ-СВЭЛ У1Х/Л1	1	
27	Трансформатор силовой	–	2	

1. Размеры для справок.
2. Комплект кабельных конструкций и шкафы вторичной коммутации условно не показаны.
3. Тип фундаментов определяется проектной организацией. В случае использования фундаментов типа лежни, сваи, стойки У1.0 необходим комплект ростверков.
4. В зависимости от строительной части проекта возможно использование ростверка ТС-23.
5. Оборудование и строительная часть, показанные тонкой линией, в состав данного чертежа не входят.
6. Мачта прожекторная ПМС-24 условно не показана.
7. Кроме указанного оборудования может применятся любое указанное в ПАО "Россети".

Важные пункты документа можно найти по ссылке

ссылке

на Энергетик.ру



Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

ЗАО «ЗЭТО», г. Великие Луки

Закрытое акционерное общество «Завод электротехнического оборудования» осуществляет изготовление открытых блочных распределительных устройств на класс напряжения 35-110 кВ. Открытые распределительные устройства используются для электроснабжения промышленных и коммунальных потребителей, сельскохозяйственных районов и крупных строительств, объектов РЖД, а также сетевых подстанций.

ОРУ по схемам 110-4Н и 35-4Н для ПС 110/35 кВ

Таблица Ж1 Основные параметры и характеристики

Наименование параметра	Значение параметра	
	35 кВ	100 кВ
Номинальное напряжение, кВ	35	110
Наибольшее значение напряжения, кВ	40,5	126
Номинальный ток главных цепей, А	1000	630; 1000; 2000
Номинальный ток сборных шин, А	1000	1000; 2000
Максимальная мощность, кВ*А	до 40000	до 40000
Количество силовых трансформаторов	1;2	1;2
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3	а;б	а;б
Ток электродинамической мощности	50;63;80	80;100;125
Ток термической стойкости жесткой ошиновки в течение 3 с, кА	20,0;25,0;31,5	25,0; 31,5; 40,0; 50,0
Частота переменного тока вспомогательных Цепей, Гц	35 кВ	110 кВ

ЗАО «ЗЭТО» изготавливает и поставляет ОРУ 110 кВ на любые схемы на базе компактного модуля.

ОРУ состоят из блоков (оборудование стоящее на металлоконструкции) гибкой и/или жесткой ошиновкой, кабельных подвесных конструкций, портальных металлоконструкций. По желанию заказчика распределительные устройства укомплектовываются площадками обслуживания приводов выключателей, козырьками над приводами разъединителей, лотками для монтажа контрольных и силовых кабелей.

Конструктивно блоки состоят из опорной рамы и стоек. Оборудование на блоках размещено таким образом, чтобы соблюдались все требования [1]. Все металлоконструкции под оборудование и ошиновку жесткую в заводских условиях оцинкованы методом горячего цинкования. Толщина цинкового покрытия не менее 80 мкм. Слой оцинковки, нарушенный во время работ при монтаже конструкций, восстановить цинкосодержащим составом типа «Цинотан». Сборка металлоконструкций на объекте монтажа осуществляется без сварки, т.е. с использованием болтовых соединений. Метизы имеют антикоррозионное покрытие не менее 20 мкм.

Жесткая ошиновка распределительных устройств выполняется из алюминиевых шин круглого сечения в соответствии с ТУ 3414-046-49040910-2002.

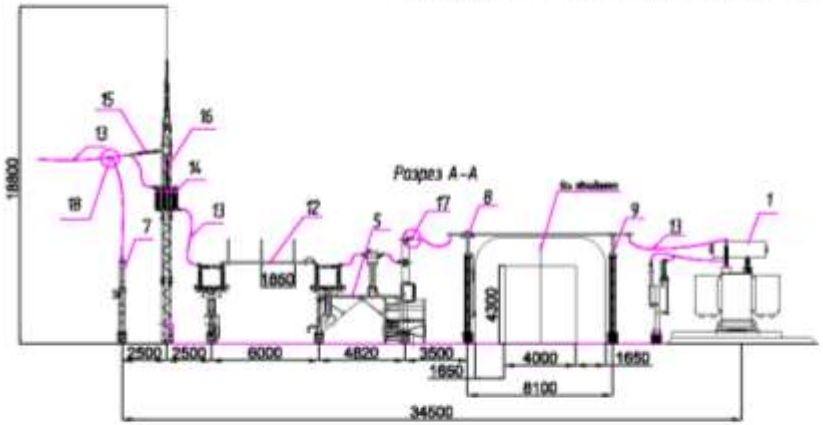
Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

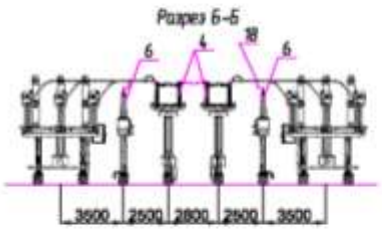
Основные технические характеристики:

- климатическое исполнение УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1;
- высота установки над уровнем моря - не более 1000 м;
- нижнее рабочее значение температуры воздуха - минус 60°С;
- верхнее рабочее значение температуры воздуха - до плюс 40°С;
- сейсмостойкость - не более 9 баллов по шкале MSK-64;
- содержание коррозионно-активных агентов должно быть не выше значений для атмосферы II по ГОСТ 15150-69;
- номинальное напряжение (линейное) - 110 кВ;
- наибольшее рабочее напряжение -126 кВ;
- номинальный ток -1000, 2000 А;
- номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) - 40, 50 кА.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Компоновочное решение ОРУ по схеме 110-4Н





Поз.	Наименование	Кол. шт.	Примечание
1	Трансформатор силовой трёхфазный	2	
2	Ограничитель нелинейный ОПН-110	2	
3	Блок разъединителя РГМ1	2	
4	Блок разъединителя РГМ1-1	2	
5	Блок РТМВ	2	
6	Блок трансформатора напряжения	2	
7	Блок конденсатора связи	6	
8	Блок опорных изоляторов и ОПН / БМОПН	2	
9	Блок опорных изоляторов	2	
10	Блок ЗОН и ОПН	2	
11	Площадка обслуживания выключателя	2	
12	Молниеотвод высотой 110 м	1 к-т	
13	Провод сталеалюминиевый АС-240/32	1 к-т	
14	ВЧ-заградитель	6	
15	Гирлянда изоляторов натяжная	6	
16	Гирлянда изоляторов поддерживающая	12	
17	Зажим аппаратный прессуемый АКА-240-2	50	
18	Зажим ответвительный прессуемый ОА-240-2	8	

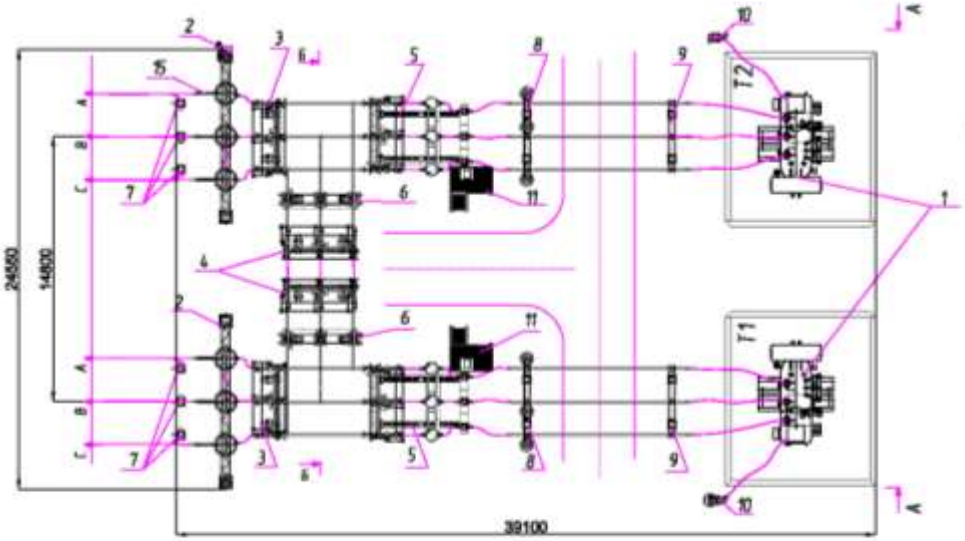
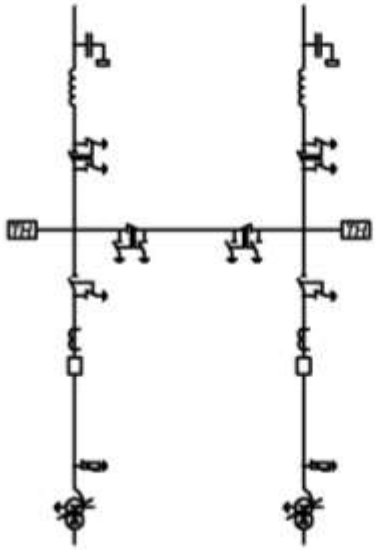


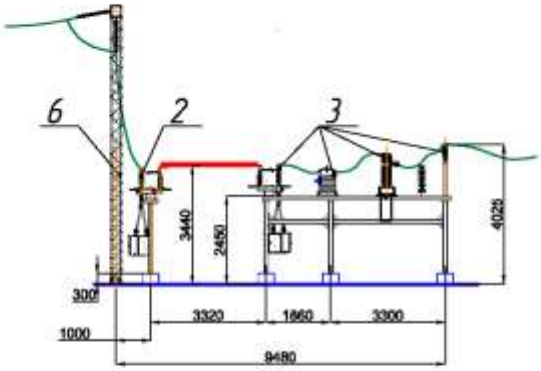
Схема 110-4Н

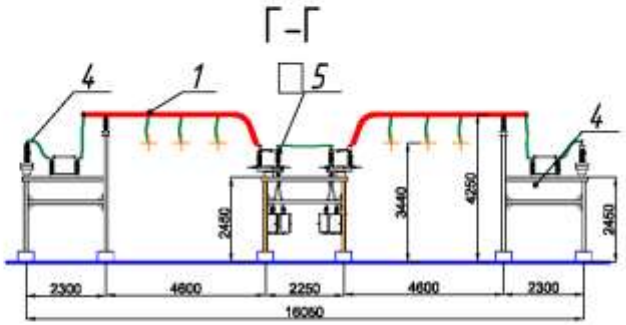
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

Компоновочное решение ОРУ по схеме 35-4Н





Поз.	Наименование	Кол., шт.	Примечание
1	Ошиновка жесткая 35 кВ	1 к-т	
2	Блок разъединителей РазъединителиЯ	2	
3	Блок разъединителей РТиЕОмкВ	2	
4	Блок разъединителей ТиЛмкВ	2	
5	Блок РР	1	
6	Портал металлический ПСЛ-110	2	

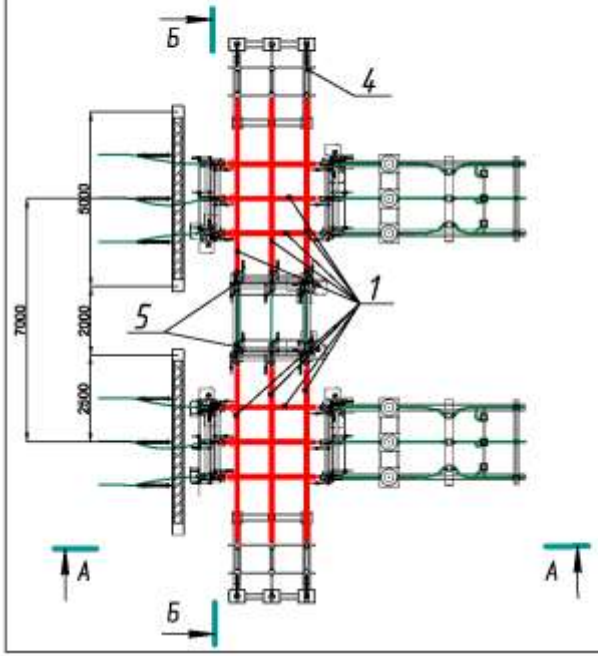
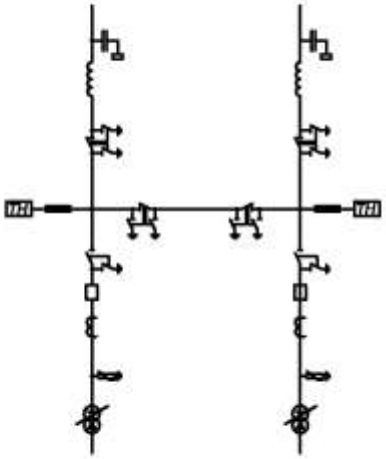


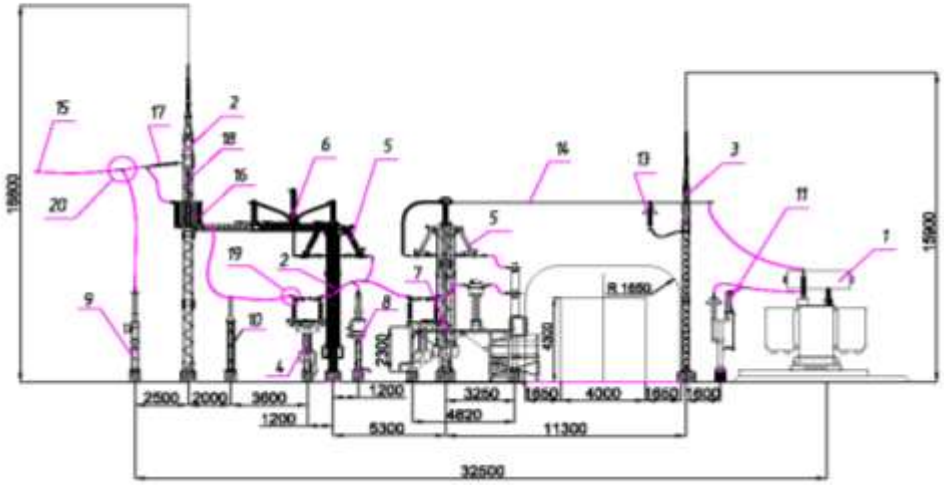
Схема 35-4Н

Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

Компоновочное решение ОРУ по схеме 110-4Н на базе компактного модуля



Поз.	Наименование	Кол., шт.	Примечание
1	Трансформатор силовой трехфазный	2	
2	Портальные металлоконструкции	1 к-т	
3	Трансформаторный портал	2	
4	Блок разъединителя РГНТ	2	
5	Разъединитель шинный (РГНЛВ)	4	
6	Заземлитель сборных шин (ГКВ)	1	
7	Блок РТМВ	2	
8	Блок трансформатора напряжения	2	
9	Блок конденсатора связи	6	
10	Блок опорных изоляторов	2	
11	Блок ЗОН и ОПН	2	
12	Площадка обслуживания выключателя	2	
13	Ограничитель перенапряжения ОПН	6	
14	Шинопровод жёсткий 110 кВ	1 к-т	
15	Провод сталеалюминиевый АС-240/32	1 к-т	
16	ВЧ-заградитель	6	
17	Гирлянда изоляторов натяжная	6	
18	Гирлянда изоляторов поддерживающая	12	
19	Зажим аппаратный прессуемый АААС-240-2	50	
20	Зажим ответвительный прессуемый ОА-240-2	8	

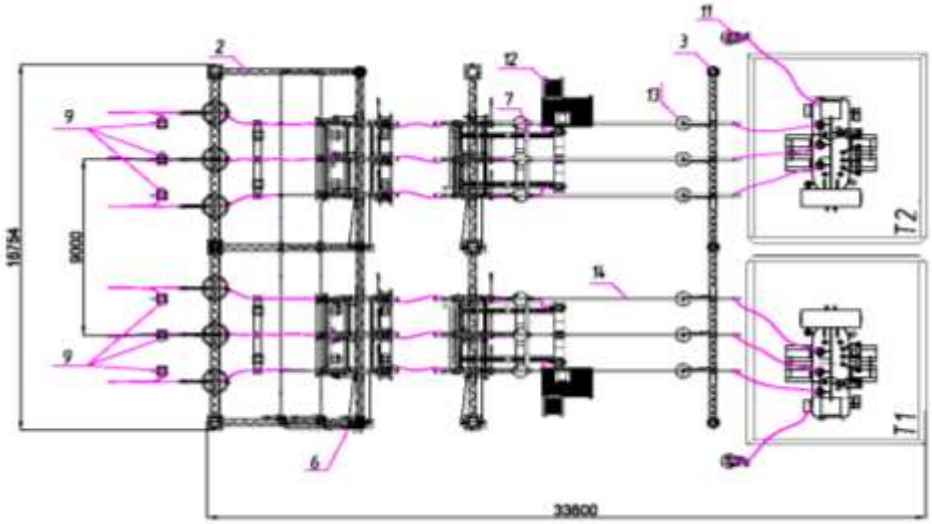
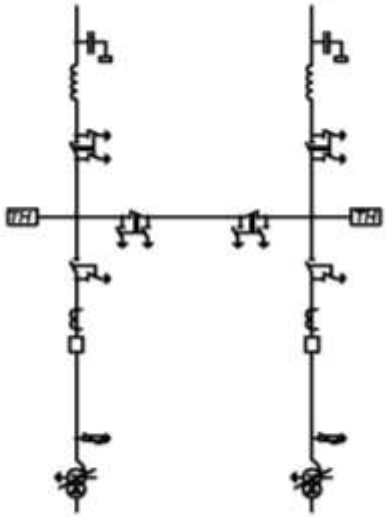


Схема 4Н

Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

КРУЭ-110 кВ

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией на номинальное напряжение 110 кВ (КРУЭ-110, далее - КРУЭ) с трехполюсными ячейками серии ЯТЭ-110, с одной или двумя системами сборных шин и отдельными составляющими элементами в однополюсном и трехполюсном исполнении.

КРУЭ представляет собой комплекс аппаратов: выключателей, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, соединительных элементов, вводов кабельных и воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой. КРУЭ предназначены для эксплуатации в районах с умеренным климатом (исполнение У2) и соответствуют международным и российским стандартам.

Комплектное распределительное устройство может использоваться как для внутренней, так и для наружной установки. КРУЭ широко применяют в тех случаях, где необходимо компактное размещение распределительного устройства, в частности на электрических станциях, городских подстанциях, для питания объектов нефтяной промышленности.

КРУЭ предназначено для работы в условиях нормальных климатических факторов внешней среды в соответствии с ГОСТ15150 и ГОСТ 15543.1 климатическое исполнение У, категория размещения 2, при этом:

а) степень загрязнения атмосферы - II* ГОСТ 9920;

б) рабочий диапазон температуры окружающего воздуха:

- верхнее - плюс 40°С;
- нижнее - минус 45°С;

в) относительная влажность воздуха при температуре 15°С - 75%

(верхнее рабочее значение - 100% при 25°С);

г) наибольшая высота установки над уровнем моря - 1000 м;

д) скорость ветра не более 40 м/с;

е) интенсивность сейсмического воздействия - не более 9 баллов по шкале MSK-64.

Основные технические характеристики КРУЭ представлены в таблице Ж2.

Таблица Ж2 Технические параметры КРУЭ

Наименование параметра	Значение
1	2
1. Номинальное / наибольшее рабочее напряжение, кВ.	110/126
2. Номинальная частота, Гц.	50
3. Номинальный ток, А: - сборных шин; - отводов.	 3150 2500

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

4. Нормированные параметры сквозного тока короткого замыкания: - пик номинально выдерживаемого тока (ток динамической стойкости), кА; - номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости), кА; - номинальная длительность короткого замыкания главной цепи, с; - номинальная длительность короткого замыкания заземляющей цепи, с	 102 40 3 1
5. Номинальный уровень изоляции. 5.1. Испытательное напряжение кратковременное одноминутное переменное, кВ: - относительно земли, между полюсами и между контактами выключателей; - между контактами разъединителей. 5.2. Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ: - относительно земли, между полюсами и между контактами выключателей; - между контактами разъединителей.	 230 265 550 630
6. Номинальное давление элегаза (давление заполнения), МПа (кгс/см2)*: - для выключателя; - для других составляющих элементов.	 0,50 (5,0) 0,40 (4,0)
7. Минимальное давление элегаза, при котором сохраняется номинальный уровень изоляции (давление срабатывания предупредительной сигнализации), МПа (кгс/см2)*: - для выключателя.	 0,45 (4,5) 0,37 (3,7)
8. Нижнее давление элегаза, МПа (кгс/см2)*: - для выключателя (давление срабатывания блокировки управления или автоматического отключения с блокировкой включения); - для других составляющих элементов (аварийный сигнал).	 0,42(4,2) 0,35(3,5)
9. Максимальный кажущийся заряд единичного частичного разряда (ЧР) в изоляции главной цепи, пКл, не более.	10
10. Допускаемый уровень утечки элегаза в год, % от массы элегаза, не более.	0,5
11. Напряжение постоянного тока цепей управления (ЦУ) и вспомогательных цепей (ВЦ), В: - номинальное; - верхний предел; - нижний предел; а) для выключателя; б) для разъединителей и заземлителей.	 220 242 187 187
12. Напряжение переменного тока для питания электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей, В: - номинальное; - верхний предел; - нижний предел.	 220 242 187
13. Срок службы до среднего ремонта, лет.	25

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

14. Срок службы до списания, лет.	40
*Давление, приведенное к температуре плюс 20°С, абсолютное	

На рисунках Ж1, Ж2 иЖ3 представлены примеры ячеек КРУЭ (линейная, шиносоединительная и измерительная).

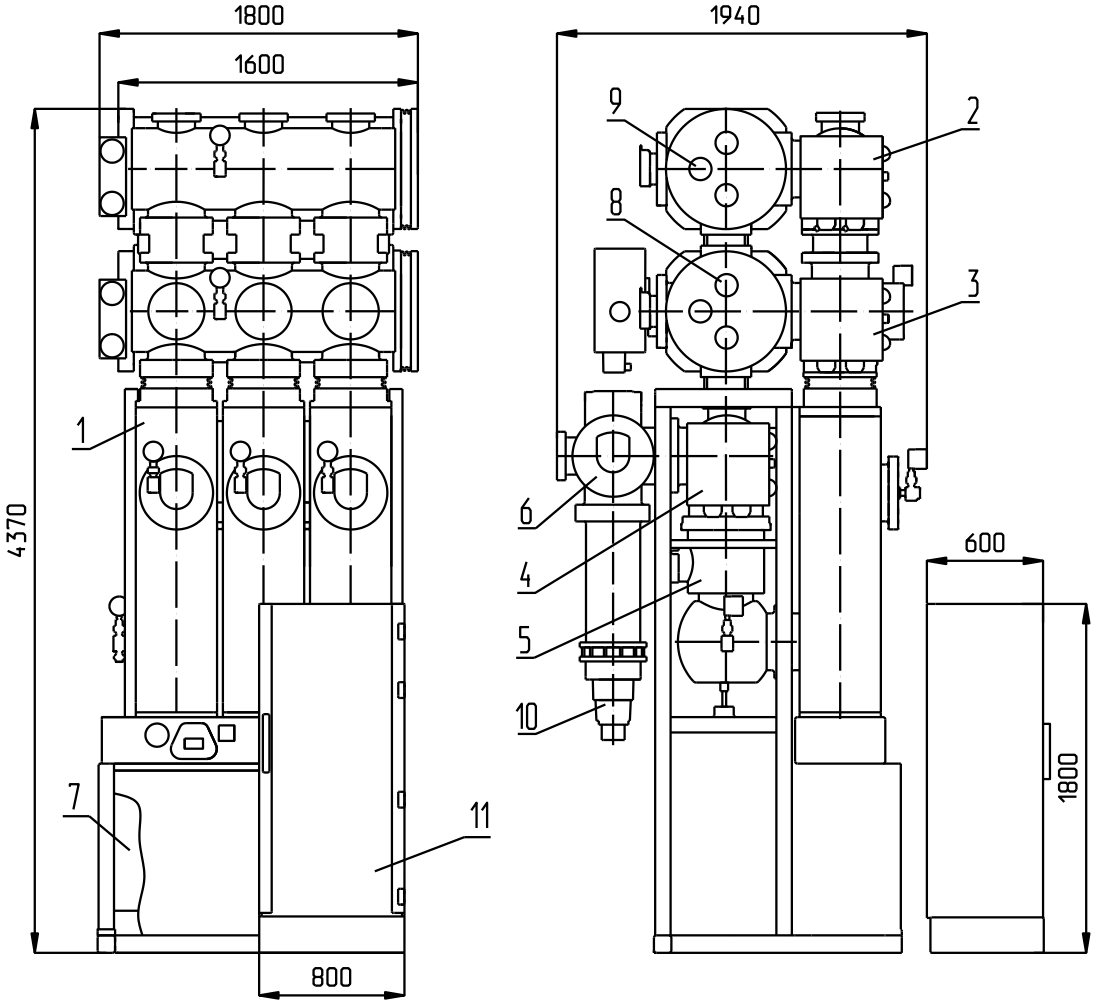
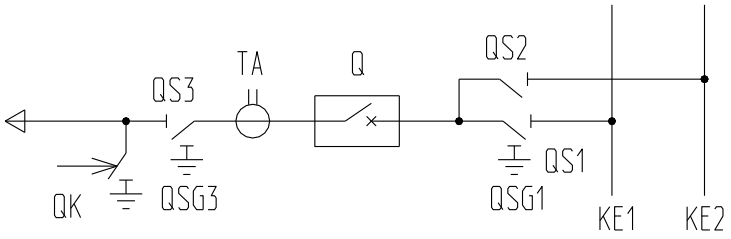


Рисунок Ж1. Ячейка линейная типа ЯТЭ-110-Л1-40/2500-2 У2

Схема электрическая принципиальная



1 - выключатель (Q)
2 - разъединитель (QS)
3, 4 - разъединитель-заземлитель (QS-QSG)
5 - трансформатор тока (TA)
6 - заземлитель быстродействующий (QK)
7 - привод выключателя
8, 9 - шина сборная (KE)
10 - муфта кабельная
11 - шкаф аппаратный

Масса ячейки без элегаза: 4000±100 кг

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

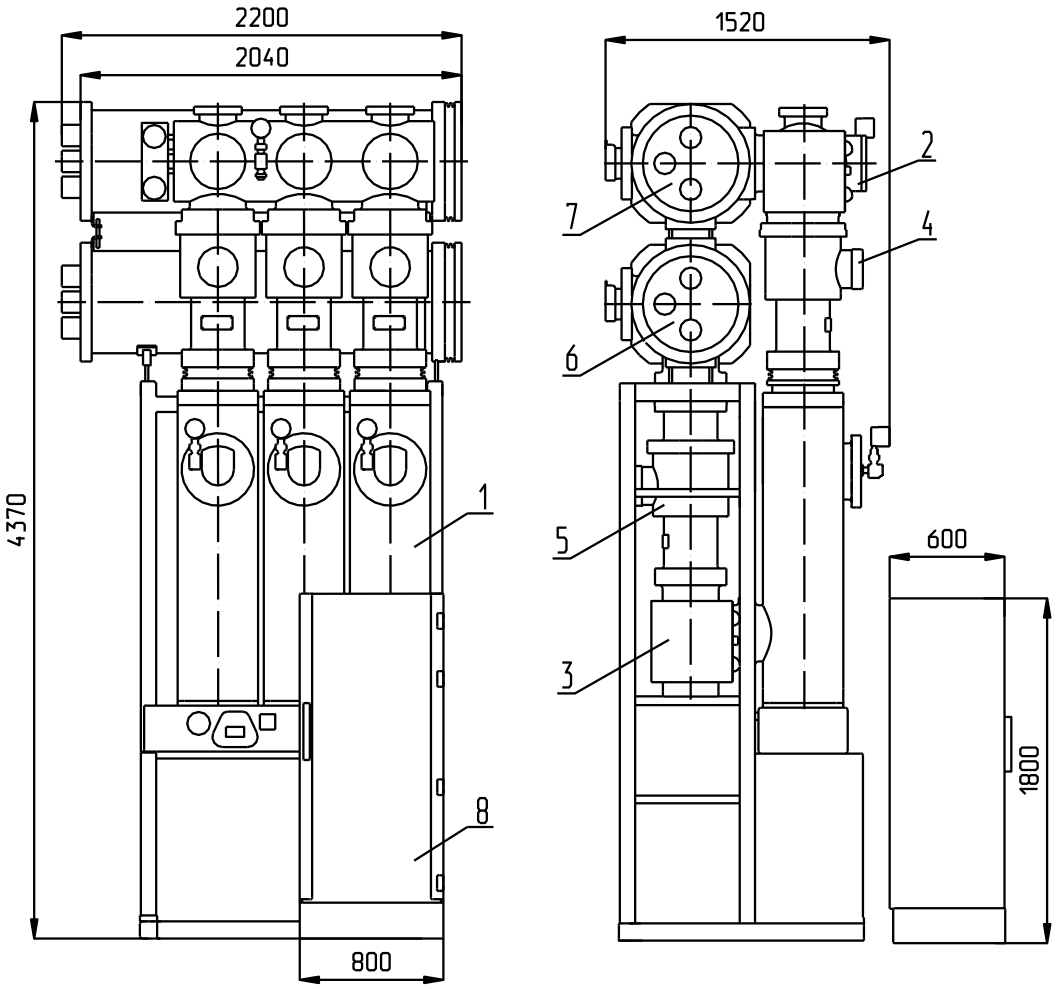
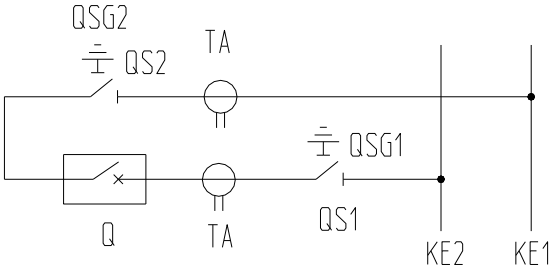


Рисунок Ж2. Ячейка шиносоединительная типа ЯТЭ-110Ш-40/2500-2 У2

Схема электрическая принципиальная

1 - выключатель (Q)
2, 3 - разъединитель-заземлитель (QS-QSG)
4, 5 - трансформатор тока (TA)
6, 7 - шина сборная (KE)
8 - шкаф аппаратный



Масса ячейки без элегаза: 3740±90 кг.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

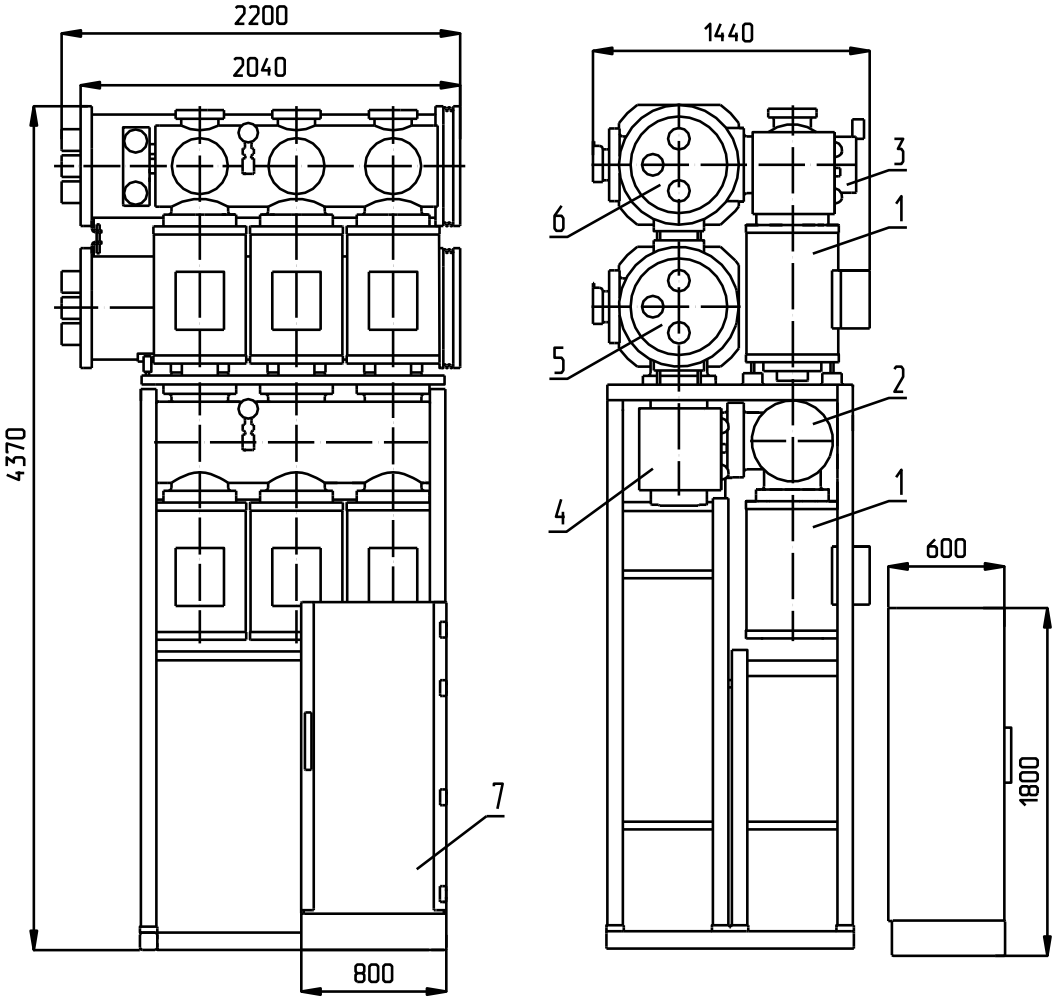
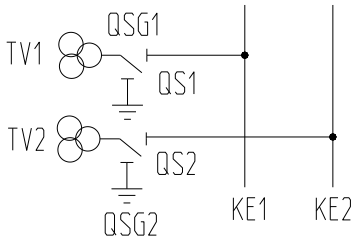


Рисунок Ж3 Ячейка измерительная типа ЯТЭ-110И-2 У2

Схема электрическая принципиальная

1 - трансформатор напряжения (TV)
2 - секция угловая
3, 4 - разъединитель-заземлитель (QS-QSG)
5, 6 - шина сборная (KE)
7 - шкаф аппаратный



Масса ячейки без элегаза: 4100±100 кг.

Основной отличительной чертой распределительных устройств с элегазовой изоляцией производства ЗАО «ЗЭТО» является высокая степень гибкости, достигаемая путем использования модульной системы. При этом компоненты монтируются отдельно или в комбинированном виде в соответствии с их функциональным и техническим предназначением внутри герметичных газоплотных корпусов. С помощью небольшого числа модулей возможна

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

реализация всех вариантов электрических схем. Ориентированная на пользователя модульная концепция обеспечивает простоту доступа к элементам управления. В качестве материала корпусов используется алюминий, что обеспечивает малую массу установки и оптимальные антикоррозионные свойства. Малая масса ячеек создает лишь небольшие нагрузки на грунт и позволяет использовать наипростейшие виды фундамента. Газогерметичность фланцевых соединений в местах соединения модулей обеспечивается посредством уплотнительных колец. В качестве изолирующего и дугогасящего газа применяется элегаз (SF_6).

Каждый отдельный объем разделен газоплотными проходными изоляторами, статическими фильтрами (поглощающими влагу и продукты разложения), разрывными мембранными устройствами, позволяющие надежным образом предотвратить разрушение корпусов при недопустимо высоком избыточном давлении.

Пример выполнения КРУЭ представлены на стр. 324 (схема № 110-13 - две рабочие системы шин) и 308 (схема № 110-4Н - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии).

Оборудование КРУЭ является высоконадежным оборудованием при правильной его эксплуатации, может работать без ремонта 25 лет.

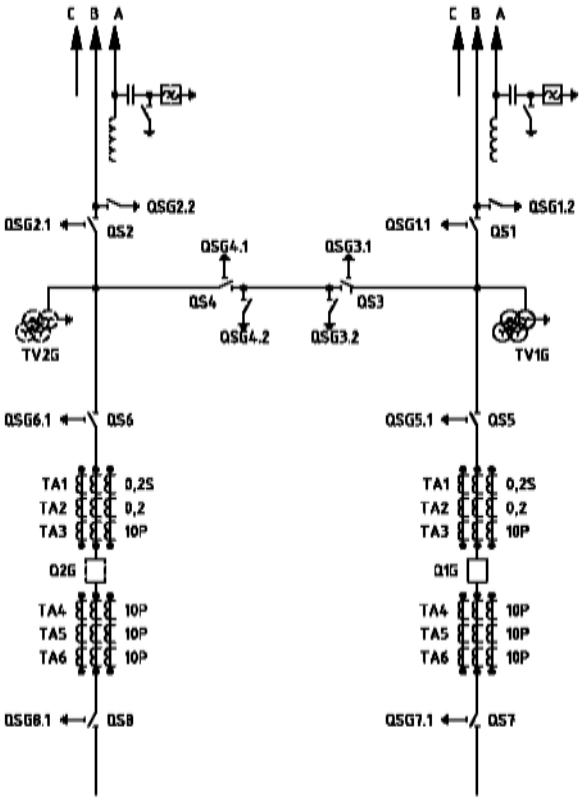
Срок службы - 40 лет.

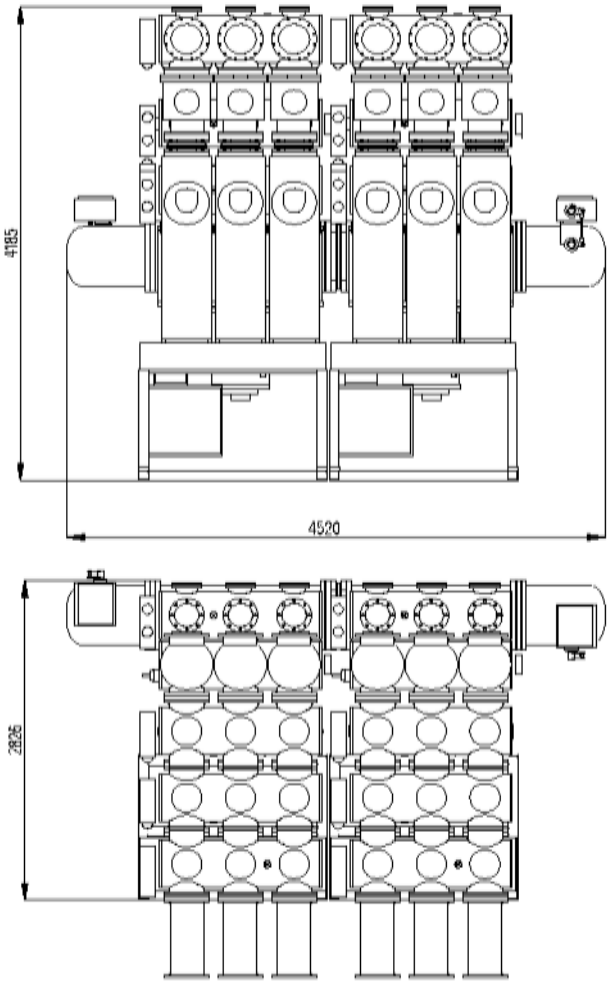
Гарантийный срок обслуживания - 5 лет.

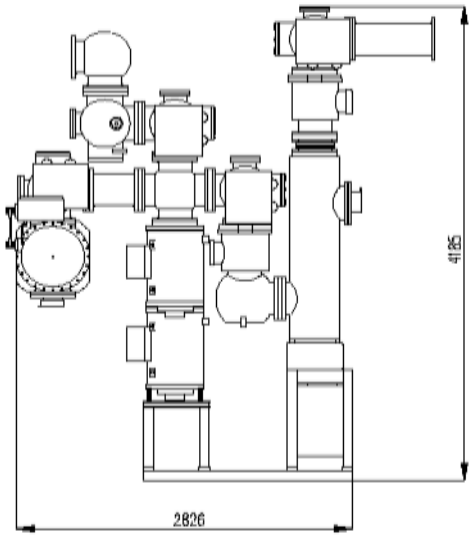
Срок до среднего ремонта - 25 лет.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

КРУЭ Выполненное по схеме 110-4Н.

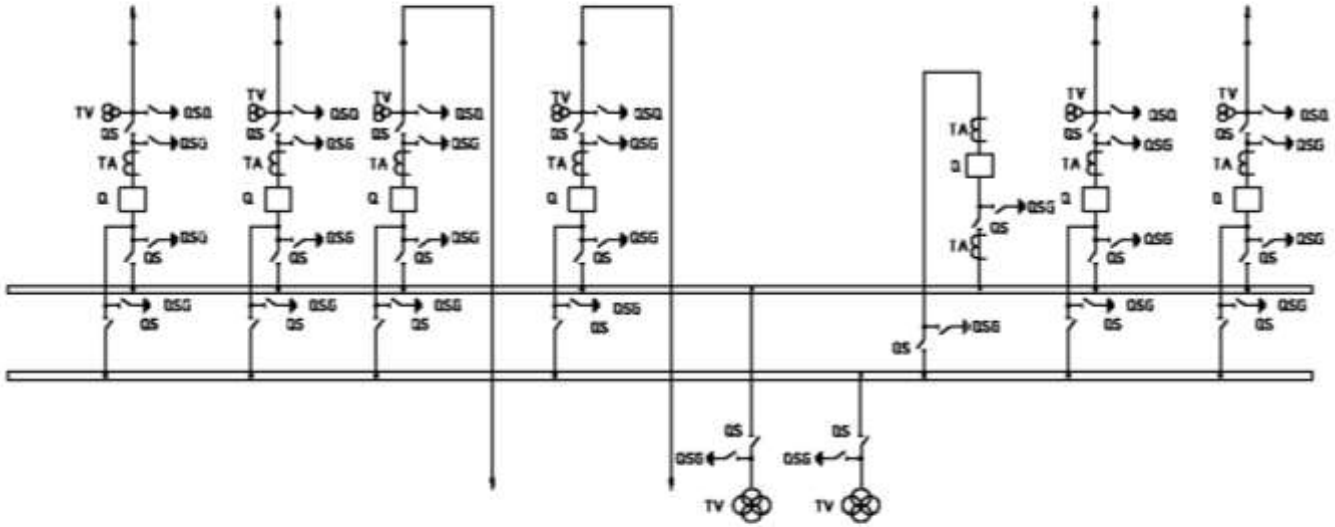




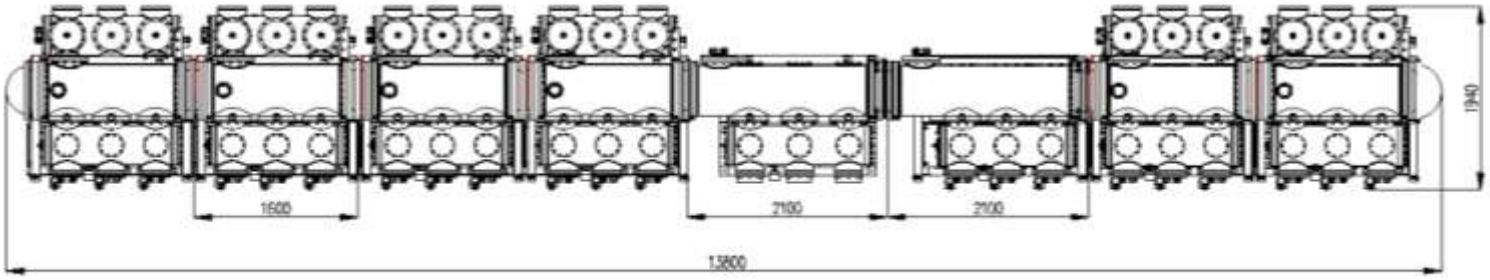


Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

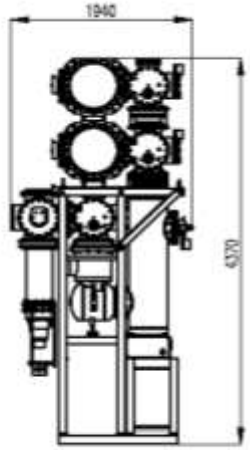
КРУЭ выполненное по схеме 110–13.



План КРУЭ вид сверху



Линейная ячейка
(вид сбоку)



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

ООО «Высоковольтный союз»

ООО «Высоковольтный союз» выпускает комплектные трансформаторные подстанции (именуемые в дальнейшем КТПБР):

- напряжением 35/10(6) кВ с трансформаторами мощностью 1-25МВА;
- напряжением 110/10(6)кВ, 110/35/10(6)кВ с трансформаторами мощностью 2,5-40МВА;
- напряжением 150/10(6)кВ, 150/35/10(6)кВ с трансформаторами мощностью 32-130МВА;
- напряжением 220/35/10(6)кВ, 220/110/10(6)кВ с трансформаторами мощностью 25-125МВА.

КТПБР в целом рассматриваются как сооружения, строительство и монтаж которых выполняются в каждом случае на основании проекта и привязки, выполняемых проектной организацией.

Техническая информация размещена на сайте ООО «Высоковольтный союз» (http://www.vsoyuz.com) и содержит исчерпывающую информацию по:

а) транзитным КТПБР 35 кВ по схеме мостика с выключателями в перемычке и в цепях линий;

б) КТПБ 35 кВ с одной рабочей секционированной выключателем системой шин;

в) тупиковым и ответвительным КТПБР 35, 110, 150 кВ по блочным схемам;

г) транзитным КТПБР 110 кВ, 150 кВ по схеме мостиков с выключателями в цепях линий;

д) КТПБР 110 и 220 кВ по схемам со сборными шинами;

е) тупиковым и ответвительным КТПБР 220 кВ по блочным схемам;

ж) транзитным КТПБР 220 кВ по схеме мостика с выключателем в перемычке и выключателями в цепях трансформаторов и в цепях линий.

Распредустройства СН всех напряжений указанных КТПБР выполнены по схемам со сборными шинами.

Изменения комплектующего оборудования, материалов, в том числе связанные с дальнейшим совершенствованием конструкции КТПБР, не влияющие на основные данные и установочные размеры, могут быть внесены в поставляемые конструкции без дополнительного уведомления.

Общие сведения

КТПБР предназначены для работы в условиях климатического исполнения У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ15150-69 и ГОСТ15543.1-89. Температура окружающего воздуха не выше плюс 40°С и не ниже минус 45°С (для исполнения У1) и не ниже минус 60°С (для исполнения УХЛ1), высота над уровнем моря до 1000 м.

Максимальный скоростной нормативный напор ветра 65 кГс/м2 (650Н/м2) на высоте до 10 м от поверхности земли при повторяемости 1 раз в 15 лет. Для поставок в Российскую Федерацию: максимальный скоростной

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

нормативный напор ветра 80 кГс/м2 (800Н/м2) на высоте до 10 м от поверхности земли при повторяемости 1 раз в 25лет.

Нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли 34 мм при повторяемости 1 раз в 15 лет. Для поставок в Российскую Федерацию: нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли 25 мм при повторяемости 1 раз в 25 лет. Изоляция оборудования блоков открытых распределительных устройств (ОРУ) 220, 150, 110 и 35 кВ, проходные изоляторы 10 кВ предусматривают эксплуатацию КТПБР в районах с I(А), II*(Б) и III степенью загрязнения по ГОСТ 9920-89. Окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров, разрушающих металл и изоляцию.

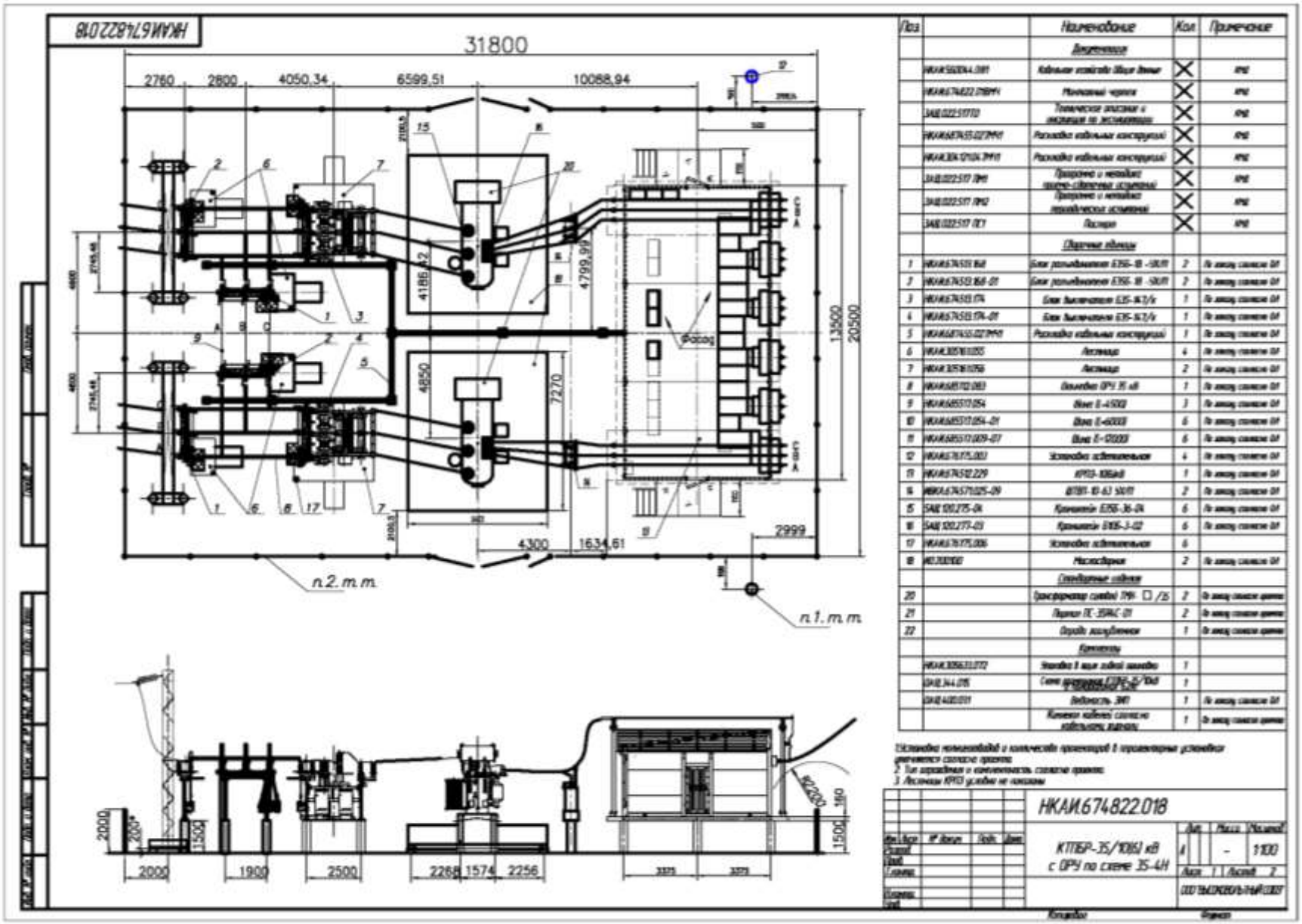
Тип атмосферы II по ГОСТ15150-69.

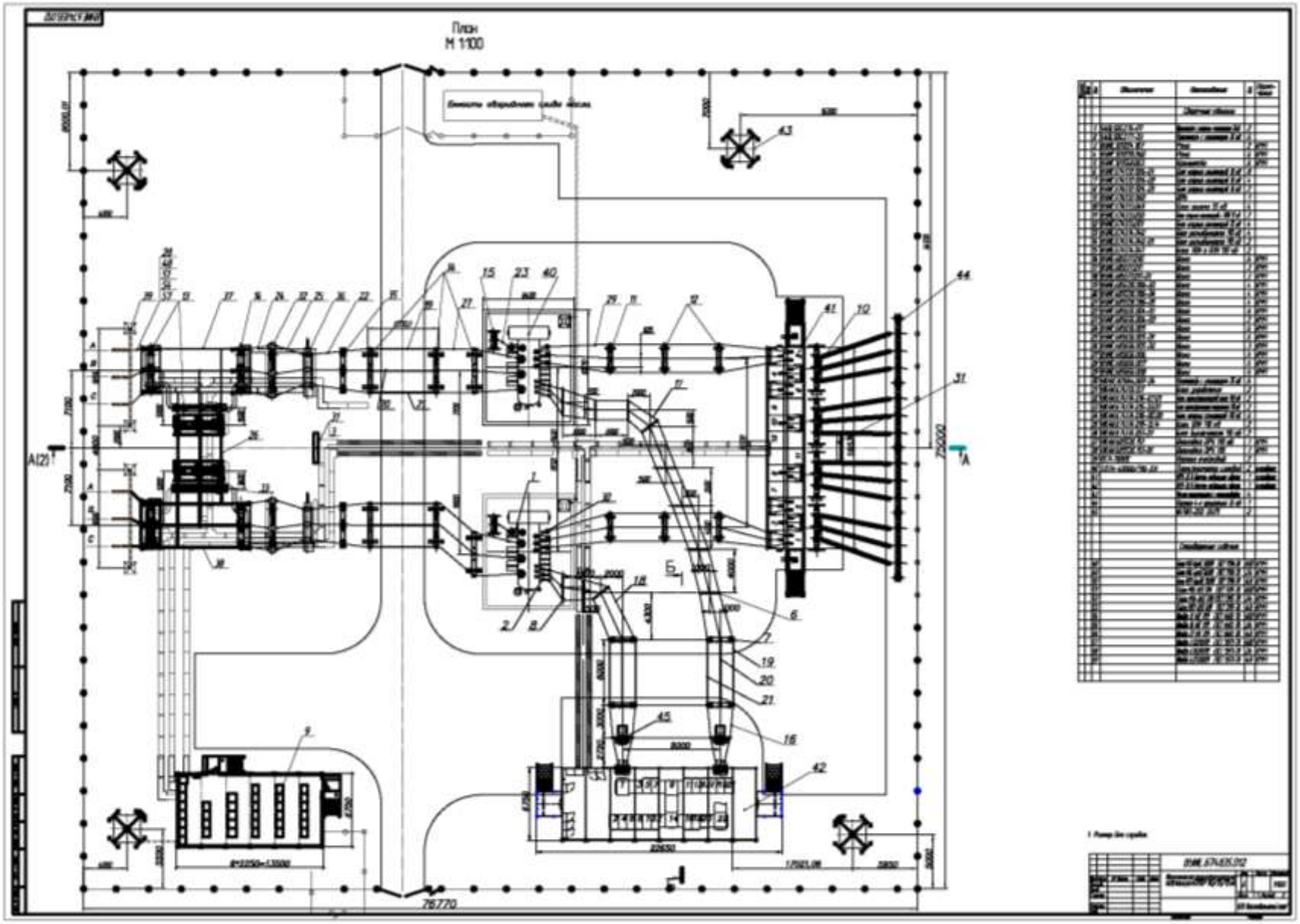
По воздействию механических факторов внешней среды КТПБР соответствует группе условий эксплуатации М1 по ГОСТ 17516.1-90.

Сейсмическая стойкость 9 балов по шкале MSK-64 на уровне 0-10 м.

Ниже приведены примеры подстанций типа КТПБР.

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру


НКАИ.674822.018
31800
2760
2800
4050,34
6599,51
10088,94
4186,62
4799,99
4850
7270
13500
20500
4300
1634,61
2999
п.2.м.м.
п.1.м.м.
2000
1900
2500
2268
1574
2256
1500
НКАИ.674822.018
КПТБР-35/1000 кВ
с ОРУ по схеме 35-4Н
1:100



Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

АО «ГК «Таврида Электрик»

Вакуумные реклоузеры

Все большее применение в сетях 10-35 кВ для повышения надежности их работы находят **реклоузеры -** программно-аппаратные комплексы на основе вакуумных выключателей, непрерывно измеряющие и записывающие параметры сети и, в случае короткого замыкания на каком-либо участке, отключающие данный участок (аппарат защиты трансформаторов, ВЛ секционный аппарат). Реклоузеры Rec 15 (для сети 10 кВ), Rec 25 (для сети 20 кВ) Rec Smart 35 кВ изготавливает АО «ГК «Таврида Электрик». Аппараты (Rec 15, 25L5) применяется для автоматического секционирования сети с несколькими источниками питания, а Rec 15, 25R5 - для установки на магистральных линиях. Аппарат разработан и изготавливается в России и поставляется на экспорт во многие страны.

Ниже приведены технические данные указанных реклоузеров (таблица Ж2) и примеры их установки (стр. 313, 315-317).

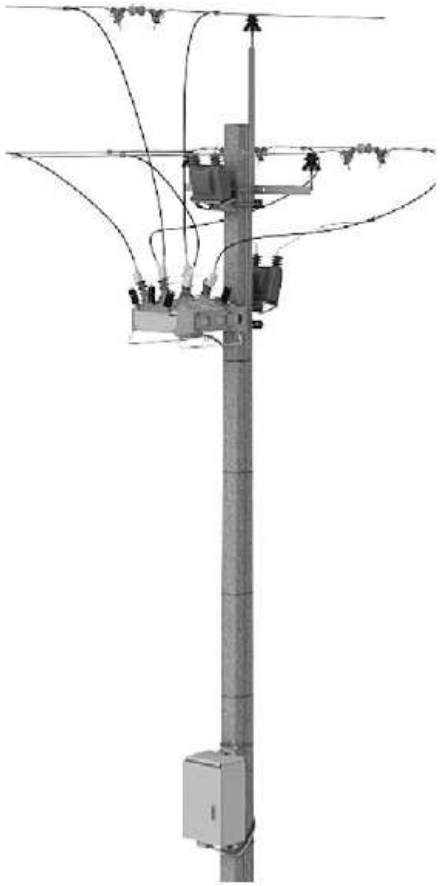
В АО «ГК «Таврида Электрик» также разработана и изготавливается комплексная трансформаторная подстанция КГПБ (М) - TEL 35/6 (10) кВ, состоящая из ряда транспортабельных блоков, изготовленных на собственных заводах.

Таблица Ж2 Технические характеристики реклоузеров

№ п/п	Наименование параметра	Значение		
1	Номинальное напряжение, кВ	10	20	35
2	Номинальный ток, А	630		1250
3	Номинальный ток отключения, кА	12,5		20
4	Ток электродинамической стойки, кА	31,5		51
5	Механический ресурс, циклов «ВО»	30 000		20 000
6	Коммутационный ресурс при номинальном токе отключения, циклов «ВО»	50	25	25
7	Собственное время отключения, мс	50		45
8	Полное время отключения, мс ОТ РЗА	80		55
9	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	75	125	190
10	Испытательное напряжение промышленной частоты в сухом состоянии, кВ	42	65	95
11	Степень защиты оболочки привода, ГОСТ 14254-96	IP 54		IP 54
12	Климатическое исполнение	УХЛ1		УХЛ1
13	Верхнее значение относительной влажности воздуха при температуре 25^0С	100%		100%
14	Допустимое значение скорости ветра в условиях гололеда(толщина корки льда до 20 мм), м/с, не более	15		15
15	Наибольшая высота эксплуатации над уровнем моря, м	1000		1000

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Примеры установки реклоузеров



Реклоузеры Rec15_L5
(для сети 10 кВ)

Реклоузеры Rec25_L5
(для сети 20 кВ)

Реклоузеры Rec15_R5
(для установки на отпайках)

Важные пункты документа можно найти по на Энергетик.ру

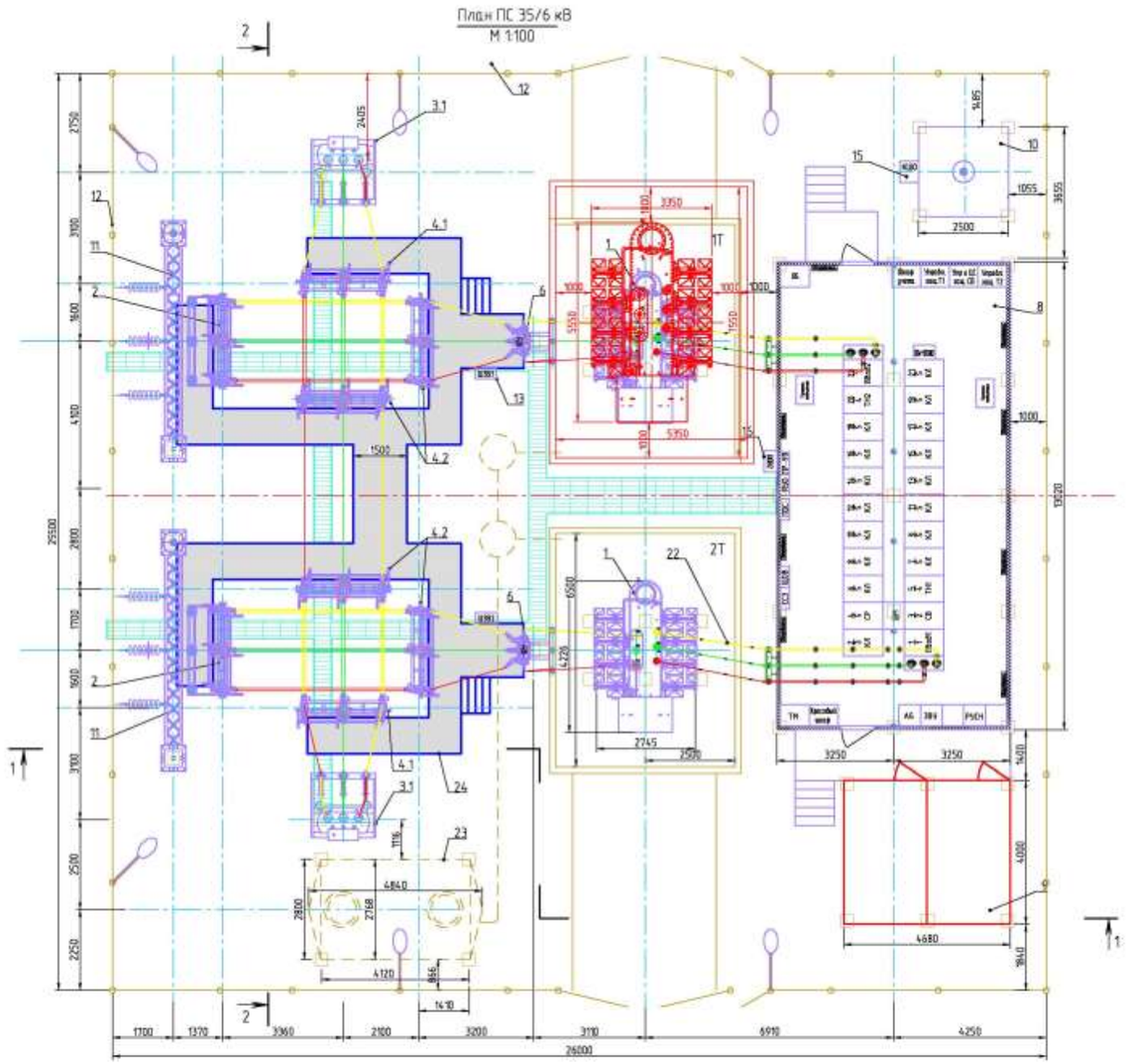
Комплексная трансформаторная подстанции КТПБ(М) - TEL 35/6 кВ. ОРУ - 35 Кв на базе реклоузера Smart 35, ОПУ совмещенное с КРУ - 6 кВ в модульном здании на базе шкафов D - 12

Типовые технические решения

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру

Спецификация оборудования (начало)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг	Прим.
1	ТТР-2014-01.01.ЭП л.12.1...12.2	Трансформатор силовой масляный			
		трехфазный двухобмоточный			
		ТМН-35/6 с РПН 6300 кВА	2	18400	
2	ТТР-2014-01.01.ЭП л.7	Блок разъединителя			
		РГПЗ-2-II-35/1000 УХЛ1/ПР			
		с ОПН-РК/TEL-35/40.5 УХЛ1	2	430	
3.1	ТТР-2014-01.01.ЭП л.11	Блок ТСН с предохранителем			Включая
		ПКТ 101-35 и ОПН-РК-35/40,5	2	1822	вес ТСН
3.2					
4.1	ТТР-2014-01.01.ЭП л.5	Блок разъединителя			
		РГПЗ-16-II-35/1000 УХЛ1/ПР	2	350	
4.2	ТТР-2014-01.01.ЭП л.6	Блок разъединителя			
		РГПЗ-2-II-35/1000 УХЛ1/ПР	4	350	
5					
6	ТТР-2014-01.01.ЭП л.4	Блок линейного выключателя			
		Smart35, с ограничителями			
		перенапряжения ОПН-РК-35/40,5	2	210	
7					
8	ТТР-2014-01.01.ЭП л.22.1...22.2	Блочно модульное здание			
		КРУМ-6 кВ на базе шкафов D-12PT	1		
9	---	Устройство компенсации			
		реактивной мощности АУКРМ 2х450кВар	1	5500	
10	---	Прожекторная мачта с			
		молниеотводом ПМС-24,0	1	2623	
11	---	Линейный портал ПС-35 Я2С			
		с молниеотводом	2	1221	
12	---	Сетчатое ограждение			
		подстанции, м.п.	114		
13	ШЗВ1-ШЗВ3	Шкаф зажимов выключателя			
		на ОРУ 35 кВ	2	25	
14					
15	ТУ 3434-044-32574607-2004	Шкаф освещения 380/220 В			
		КШО-3-3(Н) УХЛ1	1		
16	ШОВ2	Сварочный пост	1	30	
17	ТТР-2014-01.01.ЭП л.16	Гирлянда изоляторов 7хПС 70-Е			
		натяжная одноцепная для одно-			
		го провода сечением АС-95/16	6	23,8	
18	ТТР-2014-01.01.ЭП л.17	Гирлянда изоляторов 7хПС 70-Е			
		поддерживающая одноцепная для			
		одного провода сечением АС-95/16	6	22,87	
19	ГОСТ 18482-79	Труба алюминиевая АД31,			
		ø80х3 мм, м	60	1,132	



Спецификация оборудования (продолжение)

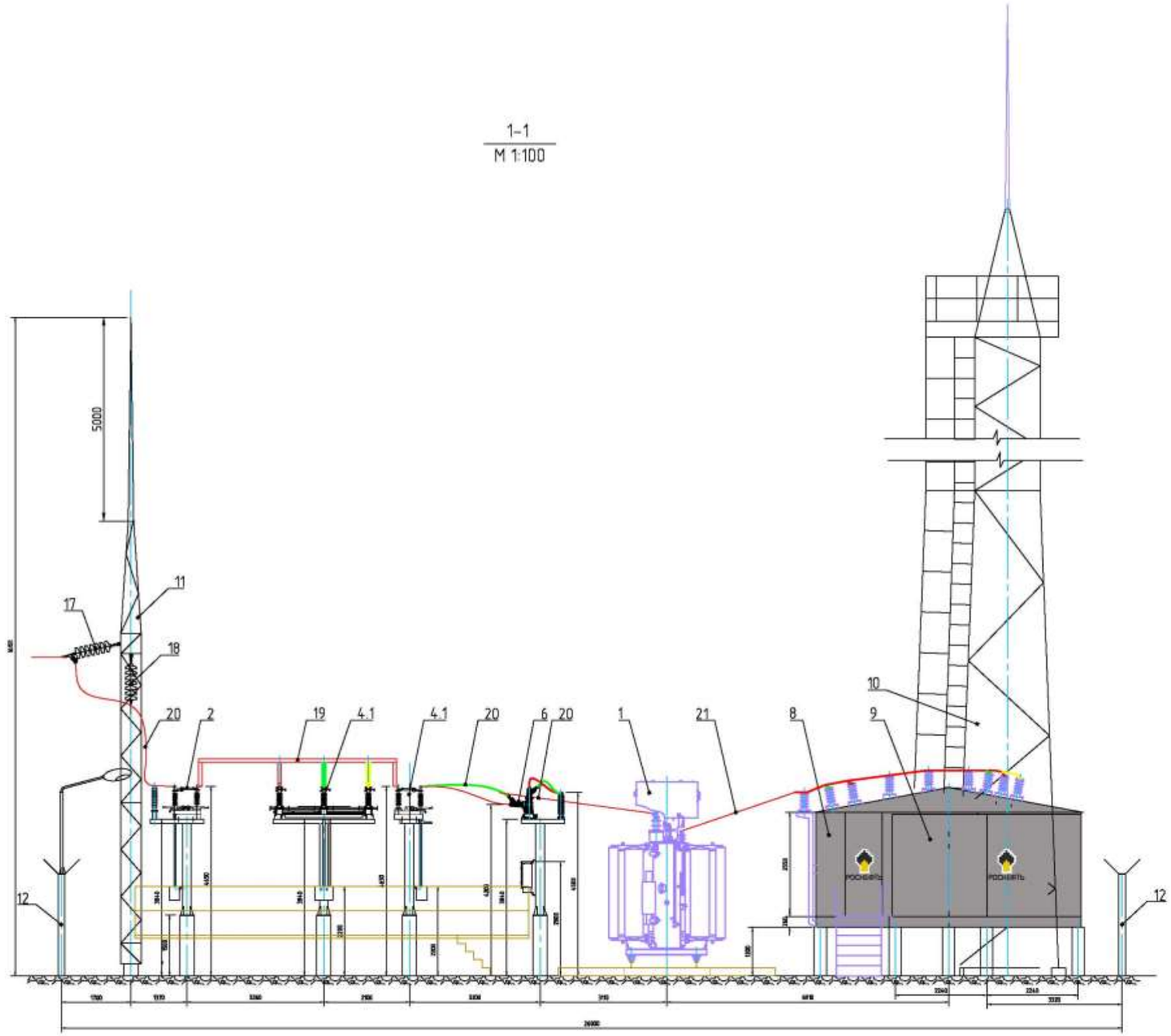
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Прим.
11	2	3	4	5	6
20	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый,			
		АС-95/16 м	130	0,385	
21	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый,			
		АС-300/39 м	40	1,132	
22		Распорка Р-2-120	18	0,5	Для АС-300/39
23		Маслосборник 50м.куб.	1		
24		Площадка	1		

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	ТТР-2014-01.01.ЭП			
						Комплектная трансформаторная подстанция КТПБ/МI-TEL 35/6 кВ. ОРУ-35 кВ на базе реклаузера SMART35. ОПУ совмещенное с КРУ-6 кВ в модульном здании на базе шкафов D-12PT.			
Разработ.		Осипов			09.14	Конструктивно-монтажные электротехнические чертежи ПС 35/6 кВ	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Приймак			09.14		Р	3.1	5
Т. контр.									
Н. контр.		Ражковский			09.14	План подстанции. Разрезы	ООО"ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК ОМСК"		
Утв.		Осипов			09.14				

Инв. N подл. | Подпись и дата | Взамен инв.N

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

1-1
М 1:100



Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	ТТР-2014-01.01.ЭП	Лист 3.2

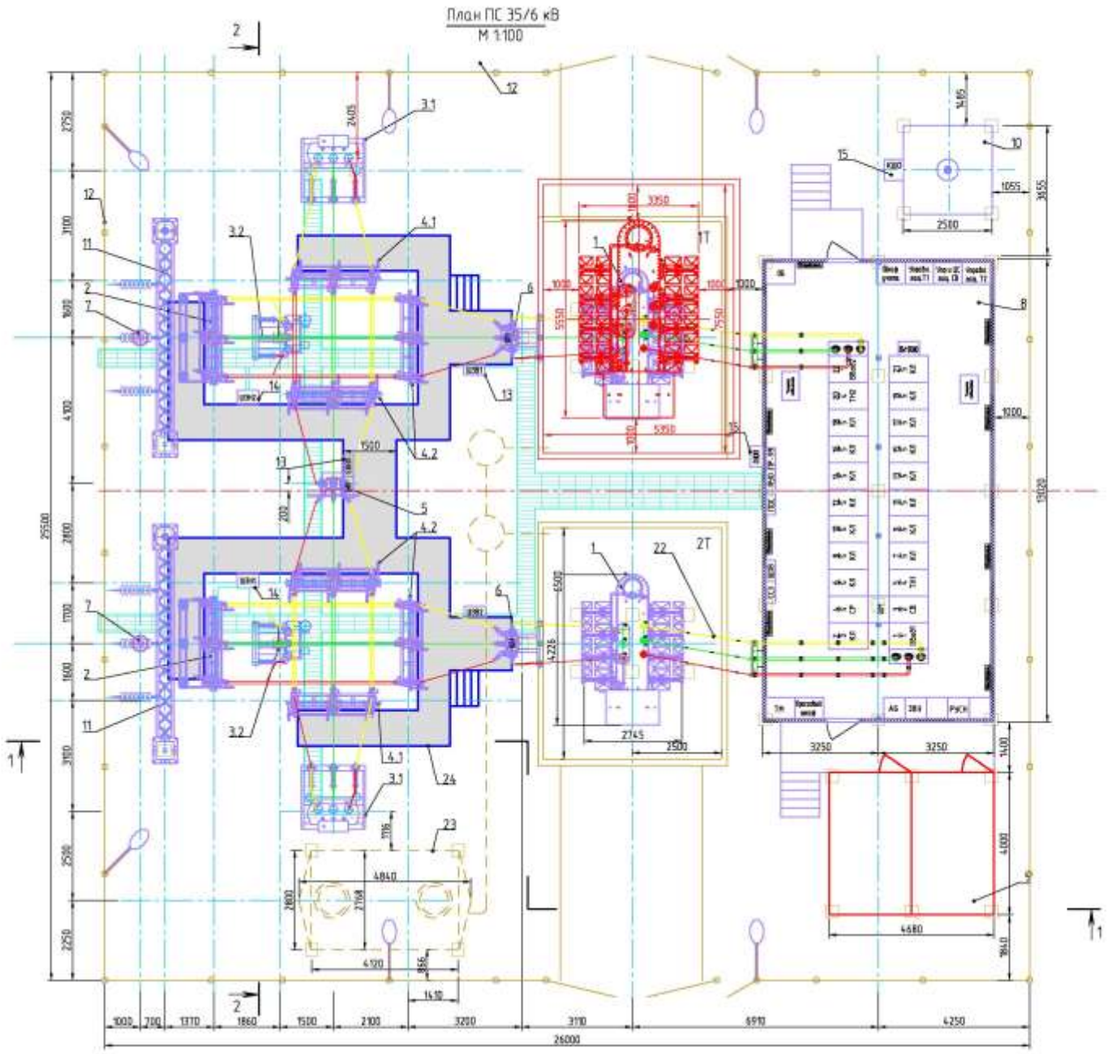
Инв. N подл. | Подпись и дата | Взамен инв. N

Формат А3

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

Спецификация оборудования (начало)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Прим.
1	ТТР-2014-01.01.ЭП л.12.1...12.2	Трансформатор силовой масляный			
		трехфазный двухобмоточный			
		ТМН-35/6 с РПН 6300 кВА	2	18400	
2	ТТР-2014-01.01.ЭП л.7	Блок разъединителя			
		РГПЗ-2-II-35/1000 УХЛ1/ПР			
		с ОПН-РК/TEL-35/40.5 УХЛ1	2	430	
3.1	ТТР-2014-01.01.ЭП л.11	Блок ТСН с предохранителем			Включая
		ПКТ 101-35 и ОПН-РК-35/40,5	2	1822	вес ТСН
3.2	ТТР-2014-01.01.ЭП л.10	Блок ТН НАМИ-35 с ПКН 001-35			
		и ОПН-РК-35/40,5	2	460	
4.1	ТТР-2014-01.01.ЭП л.5	Блок разъединителя			
		РГПЗ-10-II-35/1000 УХЛ1/ПР	2	350	
4.2	ТТР-2014-01.01.ЭП л.6	Блок разъединителя			
		РГПЗ-2-II-35/1000 УХЛ1/ПР	4	350	
5	ТТР-2014-01.01.ЭП л.8	Блок секционного выключателя			
		Smart35	1	200	
6	ТТР-2014-01.01.ЭП л.4	Блок линейного выключателя			
		Smart35, с ограничителями			
		перенапряжения ОПН-РК-35/40,5	2	210	
7	ТТР-2014-01.01.ЭП л.9	Блок связи с ВЧ-заградителем			
		и конденсатором связи			
		СМПВА-66/√3-4.4 хл1	2	255	
8	ТТР-2014-01.01.ЭП л.22.1...22.2	Блочно модульное здание			
		КРУМ-6 кВ на базе шкафов D-12РТ	1		
9	---	Устройство компенсации			
		реактивной мощности АУКРМ 2х450кВар	1	5500	
10	---	Прожекторная мачта с			
		молниеотводом ПМС-24,0	1	2623	
11	---	Линейный портал ПС-35 Я2С			
		с молниеотводом	2	1221	
12	---	Сетчатое ограждение			
		подстанции, м.п.	114		
13	Ш3В1-Ш3В3	Шкаф зажимов выключателя			
		на ОРУ 35 кВ	3	25	
14	Ш3Н1, Ш3Н2	Шкаф зажимов трансформатора			
		напряжения на ОРУ 35 кВ	2	50	
15	ТУ 3434-044-32574607-2004	Шкаф освещения 380/220 В			
		КШО-3-3(Н) УХЛ1	1		
16	ШОВ2	Сварочный пост	1	30	
17	ТТР-2014-01.01.ЭП л.16	Гирлянда изоляторов 7хПС 70-Е			
		натяжная одноцепная для одно-			
		го провода сечением АС-95/16	6	23,8	
18	ТТР-2014-01.01.ЭП л.17	Гирлянда изоляторов 7хПС 70-Е			
		поддерживающая одноцепная для			
		одного провода сечением АС-95/16	6	22,87	
19	ГОСТ 18482-79	Труба алюминиевая АД31,			
		ф80х3 мм, м	60	1,132	



Спецификация оборудования (продолжение)

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед.кг.	Прим.
1	2	3	4	5	6
20	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый,			
		АС-95/16 м	130	0,385	
21	ГОСТ 839-80	Провод сталеалюминиевый,			
		АС-300/39 м	40	1,132	
22		Распорка Р-2-120	18	0,5	Для АС-300/39
23		Маслосборник 50м.куб.	1		
24		Площадка	1		

Изм.	Кол.уч.	Лист	N док.	Подпись	Дата	ТТР-2014-01.01.ЭП			
						Комплектная трансформаторная подстанция КТПБМ-TEL 35/6 кВ. ОРУ-35 кВ на базе реклоузера SMART35, ОПУ совмещенное с КРУ-6 кВ в модульном здании на базе шкафов D-12РТ.			
Разработ.		Осипов			09.14	Конструктивно-монтажные электротехнические чертежи ПС 35/6 кВ	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Приймак			09.14		Р	3.1	5
Т. контр.									
Н. контр.		Рожковский			09.14	План подстанции. Разрезы	ООО "ГАВРИЛА ЭЛЕКТРИК ОМСК"		
Утв.		Осипов			09.14				

Формат А2

Инв. N подл. | Подпись и дата | Взамен инв.N

Важные пункты документа можно найти по ссылке ссылке на Энергетик.ру

Библиография

[1] ПУЭ (7-е издание), утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204.

[2] Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ОАО «Россети», протокол от 25.10.2013 № 138).

[3] Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса (приложение 1 к протоколу Правления ПАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр).

[4] Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме».

Важные пункты документа можно найти по ссылке на Энергетик.ру