

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку основных технических решений, рабочей и сметной документации по объекту: «Реконструкция распределительных сетей 6-10 кВ в г. Калининград с разработкой математической модели электрической сети с учетом перевода воздушных линий 6-10 кВ в кабельное исполнение и заменой изношенных сетей и сетей с недостаточной пропускной способностью»

1. Основание для проектирования:

- Износ и недостаточная пропускная способность электрических сетей 6-10 кВ.
- План развития АО «Янтарьэнерго» на 2016 – 2020 гг.
- Инвестиционная программа АО «Янтарьэнерго» на 2016 – 2020 гг.

2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации¹:

2.1. Нормативные акты федерального уровня:

- Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ (действующая редакция);
- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ (действующая редакция);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ (действующая редакция);
- Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7 (действующая редакция);
- Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008г. N123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- Приказ Росстандарта от 11.06.2013 № 156-ст «Об утверждении национального стандарта» ГОСТ Р 21.1101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации» с датой введения в действие 01.01.2014 взамен ГОСТ Р 21.1101-2009;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий», в

¹ Перечень НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

соответствии с требованиями Градостроительного Кодекса Российской Федерации.

2.2. Отраслевые НТД:

- Правила устройства электроустановок (действующее издание);
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);
- РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей»;
- СП 31-101-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий»;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281);
- Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий до 35 кВ;

2.3. ОРД и НТД ПАО «Россети», АО «Янтарьэнерго»:

- «Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе» (утвержденное решением Совета директоров ОАО «Россети» от 23.10.2013 г. протокол № 138).
- распоряжение ПАО «Россети» от 07.10.15 № 493р «О повышении уровня пожарной безопасности».
- Приказ от 25.07.2017 № 252 «Об утверждении методических указаний АО «Янтарьэнерго» (по разработке проекта производства работ на строительство, реконструкцию объектов электросетевого комплекса).
- «Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования» (СТО 34.01-6.1-001-2016).
- СТО 56947007-29.130.01.092-2011 «Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления».

3. Вид строительства и этапы разработки рабочей и сметной документация

3.1. Вид строительства – расширение, новое строительство, реконструкция.

3.2. Этапы проектирования:

3.2.1. Разработка математической модели сети 6-10 кВ в г. Калининград. Выбор оптимального сценария развития сети с формированием отчета.

3.2.2. Разработка и согласование с Заказчиком основных технических решений для всех электросетевых объектов 6-10 кВ, требующих реконструкции (строительства).

3.2.3. Разработка рабочей и сметной документации по реконструкции сетей 6-10 кВ в объеме, описанном в п. 5.2 Технического задания. При проектировании объектов капитального строительства в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ выполнить разработку проектно-сметной документации с прохождением Госэкспертизы проектной документации.

3.2.4. Сопровождение проведения государственной экспертизы достоверности определения сметной стоимости строительства и реконструкции с получением положительного заключения. Сопровождение прохождения Госэкспертизы проектной документации по объектам капитального строительства с получением положительного заключения.

3.3. Сроки выполнения:

3.3.1. Разработка математической модели и формирование итогового отчета с полным перечнем рекомендаций для развития электрической сети 6-10 кВ – до 10.04.2018.

3.3.2. Разработка и согласование с Заказчиком основных технических решений для всех электросетевых объектов 6-10 кВ, требующих реконструкции (строительства) – до 10.05.2018.

3.3.3. Разработка и согласование с Заказчиком рабочей документация и проектной документации по объектам капитального строительства – до 15.07.2018.

3.3.4. Разработка сметной документации и сопровождение проведения государственной экспертизы достоверности определения сметной стоимости строительства и реконструкции с получением положительного заключения, прохождения Госэкспертизы проектной документации по объектам капитального строительства с получением положительного заключения – до 20.10.2018.

4. Задание к этапу моделирования

4.1. Стадийность проектирования: внестадийная работа.

4.2. Объем сетей для включения в математическую модель: сети 6-10 кВ в зоне ответственности филиала АО «Янтарьэнерго» «Городские электрические сети» (включая электроустановки, принадлежащие прочим собственникам).

4.3. Виды математических моделей:

4.3.1. однолинейная схема электрической сети 6-10 кВ без привязки к топологической карте местности (расчетная модель);

4.3.2. однолинейная схема электрической сети 6-10 кВ с привязкой к топологической карте местности (графическая модель).

4.4. По итогу разработки математической модели в режиме максимума и минимума нагрузок в существующий период 2017 года и перспективный период 2022 года провести анализ следующих показателей:

4.4.1. показателей надежности, наличия резерва мощности, уровня напряжения, технических потерь электрической энергии;

4.4.2. токов короткого замыкания (ТКЗ) и устойчивость существующего оборудования к ТКЗ;

4.4.3. токов замыкания на землю.

4.5. При разработке математической модели на перспективный период должна учитываться следующая информация:

4.5.1. утвержденные технические условия на технологическое присоединение к исследуемой электрической сети;

4.5.2. схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области, выполненная в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2019 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

4.5.3. инвестиционная программа АО «Янтарьэнерго».

4.6. По итогу анализа, проведенного в п. 4.5 Технического задания (далее – ТЗ), определить «узкие» места, требующих реконструкции или резервирования. Перечень «узких» мест должен быть предоставлен Заказчику в форме отчета в электронном виде и бумажном виде в 2 экземплярах.

4.7. Разработанные математические модели должны быть переданы в интеллектуальную собственность АО «Янтарьэнерго».

4.8. Все результаты работы должны быть согласованы с Заказчиком.

5. Задание к этапу разработки основных технических решений для всех электросетевых объектов 6-10 кВ, требующих реконструкции (строительства)

5.1. Этап разработки основных технических решений начинается с формирования полного перечня рекомендаций по строительству, реконструкции, дооборудованию объектов в сетях 6-10 кВ г. Калининград с учетом следующих требований:

5.1.1. ликвидация «узких мест», описанных в п. 4.7 ТЗ;

5.1.2. ликвидация сетей, отработавших нормативных срок службы (в т.ч. довоенных) или имеющих дефекты (фенольная коррозия), и сетей с недостаточной пропускной способностью;

5.1.3. перевод воздушных линий 6-10 кВ в кабельное исполнение;

5.1.4. строительство новых объектов с целью усиления связей, резервирования сетей 6-10 кВ и снижения «абонентских» участков сетей (иных собственников) в транзитах сетей 6-10 кВ;

5.1.5. оптимизацию топологии сетей 6-10 кВ с точки зрения надежности, потерь, показателей качества электроэнергии и уровня токов КЗ;

5.1.6. увеличение наблюдаемости сетей 6-10 кВ (телеизмерение и телесигнализация) путем установки датчиков сбора информации и средств передачи информации (с учетом перспективного развития оперативно-технического управления филиала ГЭС) для автоматического определения района повреждения кабельной линии;

5.1.7. создание систем защиты и автоматизации сетей 6-10 кВ для локализация поврежденного участка и включения исправного участка цепи выключателями. Предусмотреть возможность локализации поврежденного участка в автоматическом и ручном режимах (телеуправление);

5.1.8. возможность осуществления энергомониторинга в сетях 6-10 кВ г. Калининград, включающего анализ балансов электрической энергии и мощности.

5.2. В рамках разработки рекомендаций по организации каналов связи между объектами распределительных сетей и ЕАСОТУ АО «Янтарьэнерго»

должно быть рассмотрено несколько вариантов организации каналов связи: частично оптика на реконструируемых участках, стандартный gsm\gprs, LORA от Ростелеком, NBoIT от Мегафона, МТС и другие - и выбран наиболее оптимальный по итогу технико-экономического сравнения с учетом расходов на оператора и эксплуатацию.

5.3. Перечень рекомендаций должен быть сформулирован максимально конкретно и содержать количественные показатели (км, МВА, количество силовых выключателей, КТП), стоимостные (объем капитальных затрат по укрупненной методике расчета, уровень эксплуатационных затрат), финансовые (срок окупаемости проекта, NPV) и временные показатели (срок реализации). Данные показатели должны быть отражены по отдельному объекту (ТП, РП, ПС, ЛЭП), в разрезе годов реализации и в виде итогового значения.

5.4. По итогу разработки и согласования с Заказчиком рекомендаций должна быть разработана модель электрической сети (в соответствии с п. 4.3 ТЗ) и осуществлена проверка в режиме максимума и минимума нагрузки в перспективный период 2022 года в соответствии с требованиями п. 4.4 ТЗ.

5.5. По сформированным рекомендациям необходимо оформить основные технические решения по следующим разделам:

- кабельные линии;
- ТП, КТП 6-10/0,4 кВ;
- силовое оборудование в РП, РУ 6-10 кВ ЦП;
- телемеханика;
- релейная защита и автоматика;
- учет электроэнергии;
- сети связи.

Перечень разделов может быть изменен по согласованию с Заказчиком.

5.6. Финальный отчет по итогу этапа разработки основных технических решений предоставляется Заказчику в двух экземплярах на бумажном носителе и в одном экземпляре на электронном носителе – CD (DVD) диск.

5.7. Все результаты работы должны быть согласованы с Заказчиком.

6. Задание к этапу проектирования

6.1. Выполнить разработку рабочей и сметной документации в следующем общем объеме строительства / реконструкции:

- ЛЭП 6-10 кВ – 200 км. Перечень ЛЭП для разработки рабочей и сметной документации определяется Заказчиком;
- РП, ТП – 220 шт. в части замены электрооборудования (коммутационные аппараты (или ячейки целиком), система оперативного тока, токопроводы), автоматизации оборудования и организации телемеханики (в том числе связь). Перечень ЦП (сторона 10 кВ и ниже), ТП, РП для разработки рабочей и сметной

документации определяется Заказчиком. Канал для организации связи выбирается на основании ТЭО. При проектировании объектов капитального строительства в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ выполнить разработку проектно-сметной документации с прохождением Госэкспертизы проектной документации.

- организация системы телеизмерения и телесигнализации, с учетом создаваемой в АО «Янтарьэнерго» к 2019 году SCADA-системы и других ПТК диспетчеризации. Количество ТП, РП, ЦП, на которых необходимо будет сделать телеизмерение и телесигнализацию, определяется по итогу формирования отчета по математической модели, ограничение – экономически целесообразное количество датчиков для получения необходимого уровня наблюдаемости сети. Канал для организации связи выбирается на основании ТЭО.
- типовые проекты со сметой по установке реле контроля напряжения на разных видах отходящих фидеров 0,4 кВ.

6.2. Осуществить сопровождение проведения государственной экспертизы достоверности определения сметной стоимости строительства и реконструкции с получением положительного заключения (затраты на первую госэкспертизу оплачивает АО «Янтарьэнерго», на последующие, если решение отрицательное, оплачивает подрядчик).

6.3. Осуществить подготовку документов для оформления разрешительной документации (акты выбора трасс, разрешение на использование земельного участка и т.д.).

6.4. Предусмотреть включение в рабочую документацию раздела «Организация эксплуатации» с указанием перечня регламентных работ, их периодичности и трудозатрат.

6.5. Сметную часть проектной документации выполнить на основе сметно-нормативной базы ТЕР-2001 г. с применением индекса пересчета стоимости СМР, рассчитанных Региональным центром по ценообразованию в строительстве по Калининградской области, действующей на момент выдачи ПСД, в формате сметной программы Win РИК.

6.6. В составе проектной и рабочей документации (в объеме, необходимом для проведения государственной экспертизы достоверности определения сметной стоимости строительства и реконструкции) выполнять укрупненный сметный расчет с разделением затрат по типам электроустановок (ВЛ, КЛ, ТП) и уровню напряжения (ВН, СН, НН) и распределением затрат, относящихся к новому строительству или реконструкции, расчет удельной стоимости строительства, реконструкции по объекту на 1 км ВЛ, КЛ, 1 МВА, а полученные данные отражать в пояснительной записке к сметной документации.

6.7. Выбор проектных решений производить с учетом соблюдения предельных показателей удельной стоимости нового строительства и реконструкции объектов по элементам электроустановок и уровню напряжения

6.8. Стоимость применяемого оборудования и материалов (в сметном расчете) подтвердить прайс-листами.

6.9. В стоимость проекта включаются и оплачиваются проектной организацией услуги: по разработке заключений по разделам проекта, подготовке топографической основы, сборы муниципальных образований, муниципальных предприятий, надзорных органов.

6.10. Проектная организация в установленном порядке согласовывает, получает и оплачивает в Администрации г. Калининграда услуги по оформлению «Актов выбора трасс проектируемых ЛЭП» и «Постановлений об утверждении акта выбора трассы проектируемых ЛЭП».

6.11. В стоимости проектных работ должны быть учтены также платежи, сопутствующие получению Акта выбора трасс ЛЭП и Постановления об утверждении акта выбора трассы проектируемой ЛЭП (услуги по информированию граждан через средства массовой информации, услуги по организации собраний собственников, оплата ТУ владельцев коммуникаций, а также иные платежи, связанные с оформлением Акта выбора трасс ЛЭП).

6.12. Выполненную документацию проектная организация согласовывает с филиалом АО «Янтарьэнерго» «ГЭС», владельцами подземных коммуникаций и иными собственниками (согласно перечня МКУ "Калининградская служба заказчика" (бывшее АТИ г. Калининграда) и выданным ТУ), на момент выполнения проекта

6.13. Рабочую документацию предоставить в электронном виде (в стандартных форматах MS Office, AutoCAD и Acrobat Reader) и на бумажном носителе в 3 экземплярах.

6.14. Все результаты работы должны быть согласованы с Заказчиком.

7. Требования к оборудованию

7.1. Общие требования

7.1.1. Продукция должна соответствовать требованиям технической политики в распределительном сетевом комплексе.

7.1.2. Гарантия на применяемую при проектировании продукцию должна составлять не менее, чем 5 лет.

7.2. Кабельно-проводниковая продукция 6-10 кВ

7.2.1. Применение кабеля с изоляцией на номинальное напряжение 10 кВ.

7.2.2. Применение одножильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвП2г (или аналогов).

7.2.3. При прокладке КЛ 6-10 кВ в РП (ТП) применять кабели с изоляцией не распространяющей горение.

7.2.4. Использование термоусаживаемой кабельной арматуры производства Райхем (или аналогов).

7.2.5. Прокладку кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена осуществлять «треугольником» со стяжкой бандажем;

7.2.6. Применение в качестве механической защиты КЛ 10 кВ плиты ПЗК.

7.2.7. Для прокладки кабеля в трубах использовать гофрированные двухслойные трубы КОPOFLEX, КОPODUR, EVOCAB (HARD, FLEX), ESCOPLAST или аналоги со степенью механической прочности не менее 450Н отрезками длиной 6м или в бухтах.

7.2.8. Защитные трубы для сквозной прокладки кабеля EVOCAB STING и аналог трубы ПЭ 100 согласно ГОСТ 18599-2001/1 следующих типоразмеров: 110x6,6; 125x7,4; 140x8,3; 160x9; 180x10,7; 200x11,8 (трубы ПЭ 100 должны иметь красную маркировку для отличия от водопроводной).

7.3. Комплектные трансформаторные подстанции

Требования к комплектным трансформаторным подстанция приведены в приложении №1 к ТЗ.

7.4. Перечень телеинформации

При формировании объема телеинформации сделать типовой перечень телеинформации для устанавливаемых типов КТП и отдельно для РП и согласовать с Заказчиком. Общий объем телеметрии приведен в п. 7.4.1 ТЗ и может быть скорректирован на этапе проектирования.

7.4.1. Общий объем телеметрии

7.4.1.1. Телеизмерение

7.4.1.1.1. ЛЭП, секционные выключатели и присоединения 6-10 кВ:

- Действующее значения фазного тока ЛЭП 6-10 кВ;
- Активная мощность трехфазной системы;
- Реактивная мощность трехфазной системы;

7.4.1.1.2. Секции шин 6-10 кВ:

- Действующие значение линейного напряжения;
- Напряжение 3U0 (контроль изоляции);

7.4.1.1.3. Трансформатор 6-10 кВ (на стороне 0,4 кВ):

- Действующее значения фазного тока;
- Фазное напряжение;
- Активная мощность трехфазной системы;
- Реактивная мощность трехфазной системы;
- Частота;
- Cos φ.

7.4.1.1.4. Дополнительные телеизмерения:

- Температура внутри КТП.

7.4.1.2. Телесигнализация

- 7.4.1.2.1. Положение выключателей, разъединителей, заземляющих ножей;
- 7.4.1.2.2. Наличие «земли» в сети 6-10 кВ и в цепях постоянного тока;
- 7.4.1.2.3. Неисправность (неготовность) выключателя;
- 7.4.1.2.4. Срабатывание устройств РЗА, ПА, АВР (обобщенный сигнал);
- 7.4.1.2.5. Сигнализация работы газовой защиты трансформаторов (для мощности свыше 1000 кВА);
- 7.4.1.2.6. Неисправность РЗА (обобщенный сигнал);
- 7.4.1.2.7. Наличие напряжения на фазах коммутационных аппаратов со стороны 6-10 кВ (в зависимости от количества присоединений - от емкостных делителей);
- 7.4.1.2.8. Отсутствие напряжения на главном рубильнике (сборных шинах) по каждой фазе;
- 7.4.1.2.9. Отсутствия напряжения на отходящих присоединениях по каждой фазе.
- 7.4.1.2.10. Прохождение тока короткого замыкания.

7.4.1.3. Аварийно-предупредительная сигнализация

- 7.4.1.3.1. Открытие дверей РУ 0,4 кВ;
- 7.4.1.3.2. Открытие дверей трансформаторной камеры;
- 7.4.1.3.3. Работа пожарной сигнализации;
- 7.4.1.3.4. Неисправность пожарной сигнализации;
- 7.4.1.3.5. Неисправность в системе ТМ (обобщенный сигнал);
- 7.4.1.3.6. Неисправность телекоммуникационного оборудования (обобщенный сигнал);
- 7.4.1.3.7. Работа шкафов ТМ, связи и видеонаблюдения от АБ (пропадание сетевого электропитания).

7.5. Требования к информационной безопасности

7.5.1. Для оборудования передачи сигналов телеуправления:

7.5.1.1. обеспечивать организацию закрытого пакета / канала передачи данных (возможно с шифрованием), не оказывающим влияния на процессы телеметрии (задержка сигналов, неправильное распознавание сигналов, отклонение сигналов управления);

7.5.1.2. обеспечить невозможность подключения и перехвата данных третьими лицами информации;

7.5.1.3. оборудование должно содержать систему обнаружения вторжения в информационную структуру при перехвате канала телекоммуникационного управления, данная система должна иметь возможность передачи в САЦ АО «Янтарьэнерго» данных о попытке вторжения, характере атаки и другую информацию о вторжении.

Приложение №1 к Техническому заданию на разработку основных технических решений, рабочей и сметной документации по объекту: «Реконструкция распределительных сетей 6-10 кВ в г. Калининград с разработкой математической модели электрической сети с учетом перевода воздушных линий 6-10 кВ в кабельное исполнение и заменой изношенных сетей и сетей с недостаточной пропускной способностью»

Технические требования к комплектным трансформаторным подстанциям 6-15/0,4 кВ

1. Общие требования

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6-15/0,4 кВ должны соответствовать Стандарту организации (СТО) ПАО «Россети» «Комплектные трансформаторные подстанции 6-20/0,4кВ» (СТО 34.01-3.1-001-2016).

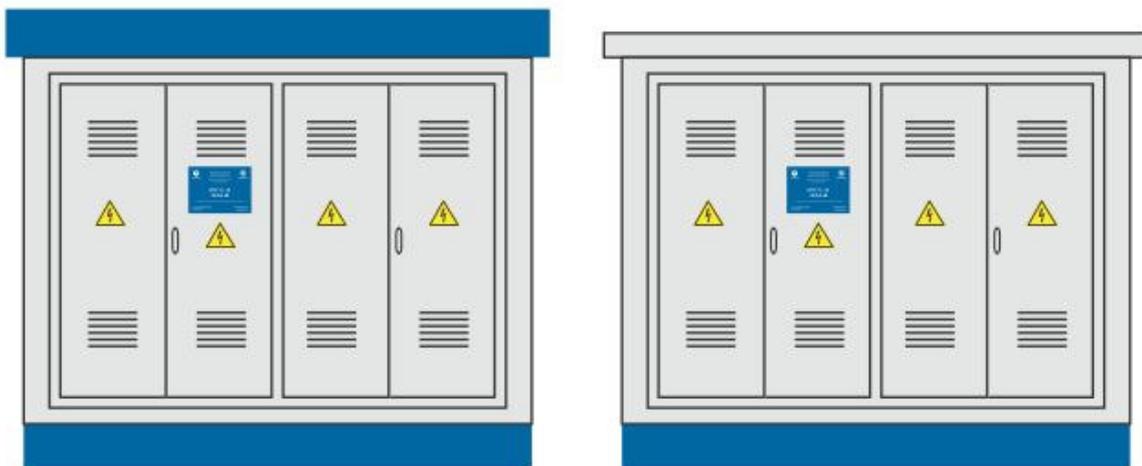
Программно-технические комплексы (ПТК) КТП должны соответствовать СТО ПАО «Россети» «Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования» (СТО 34.01-6.1-001-2016).

2. Конструктивное исполнение и оформление

В условиях городской застройки (а также при применении трансформаторов мощностью более 400 кВА) при новом строительстве необходимо применять комплектные трансформаторные подстанции в бетонном корпусе.

Для оформления фасада здания необходимо применять корпоративные цвета АО «Янтарьэнерго». Стены и двери окрашиваются в серый цвет (RAL 7047), цоколь и кровля – в синий (RAL5010). Высота окраски цоколя – 400-500 мм. Высота окраски кровли – 300-400 мм.

Бетонная кровля КТП не окрашивается дополнительно, сохраняется естественный цвет бетона. Металлическая кровля КТП выполняется синим цветом.



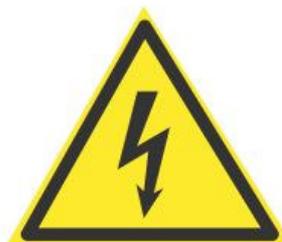
На каждый объект должны быть нанесены информационные таблички и предупреждающие знаки. Информационная табличка устанавливается на дверь ТП в одном экземпляре. Предупреждающий знак «Опасно! Высокое напряжение!» наносится на каждую открывающуюся створку дверей.



RAL 5010



RAL 7047

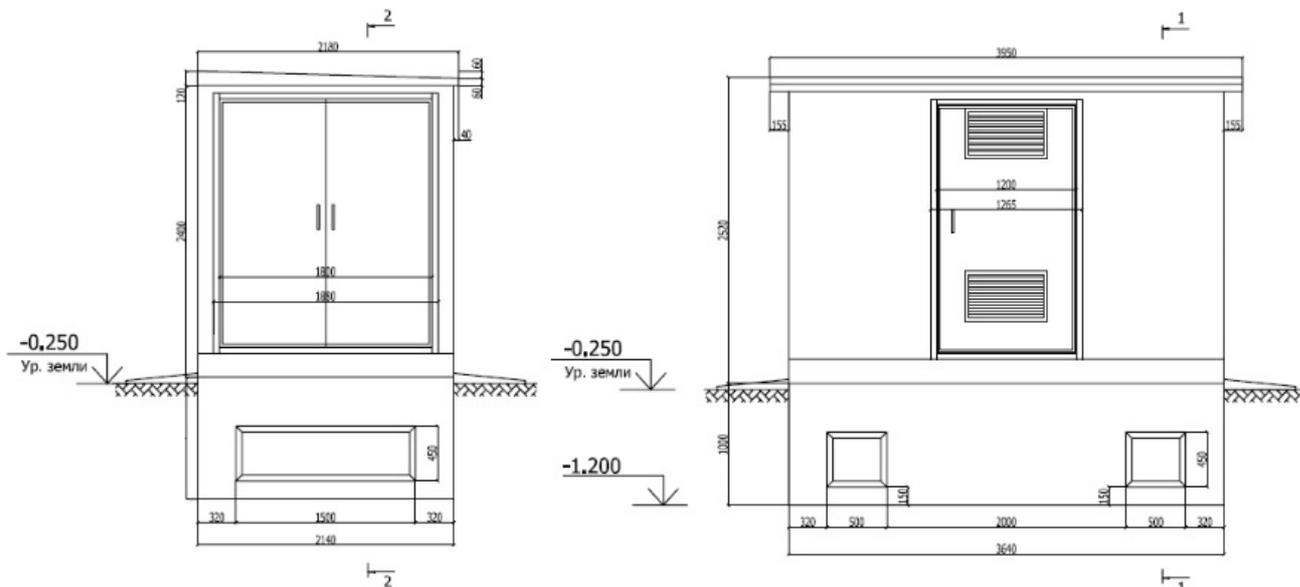


3. Габариты и вид обслуживания КТП

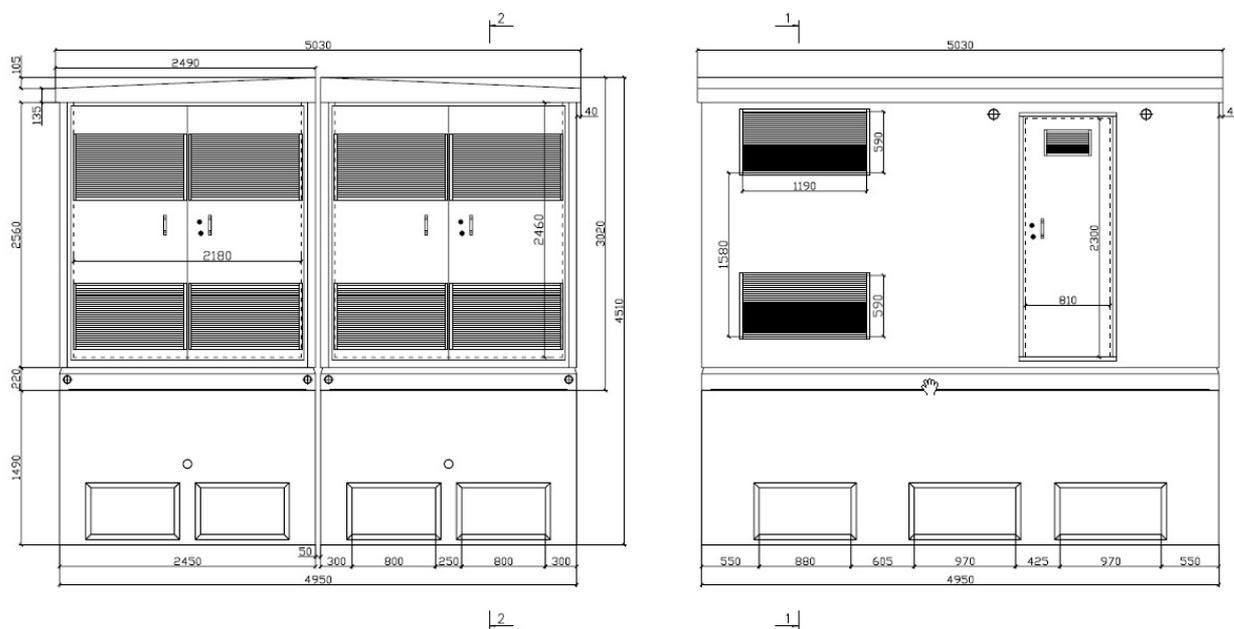
В зависимости от условий применения необходимо иметь два вида габаритных размеров КТП с возможностью установки одного или двух

силовых трансформаторов мощностью до 1000 кВА (стандартное исполнение) включительно и свыше 1000 кВА (индивидуальное исполнение) напряжением 6-15/0,4 кВ.

3.1. КТП с внешним обслуживанием (однотрансформаторные)



3.2. КТП с внутренним обслуживанием (двухтрансформаторные)



Надземный блок КТП с внутренним обслуживанием должен состоять из двух частей монолитного объёмного колпака и панели пола.

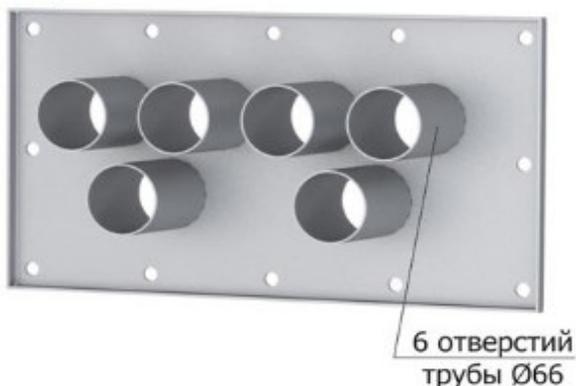
Подземные блоки ТП должны быть изготовлены путем формирования стен и пола монолитным способом (единовременная формовка пола и стен исключая изготовление в 2 этапа и отсутствие

сквозных технологических отверстий). Подземные блоки должны быть обеспечены герметичными кабельными вводами.

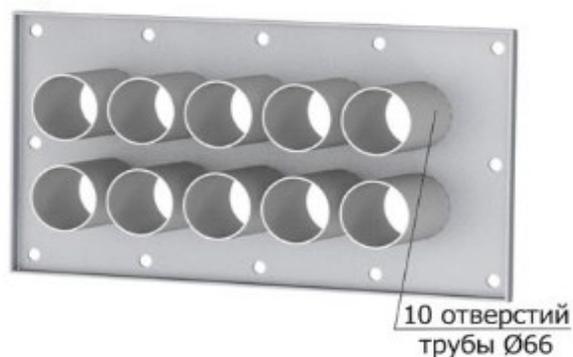
Необходимо предусмотреть ограничители и стопора при открывании дверей ТП.

Требуется комплектовать корпуса объёмного приемка матрицами с трубами под заводку КЛ разного диаметра: для в/в стороны – D 65-70 мм, для н/в стороны – D 55 мм и 70 (75) мм с термоусадочными колпаками. Матрицы должны соответствовать размеру мембраны и поставляться с герметиком.

Вид и габариты пропусков высокого напряжения

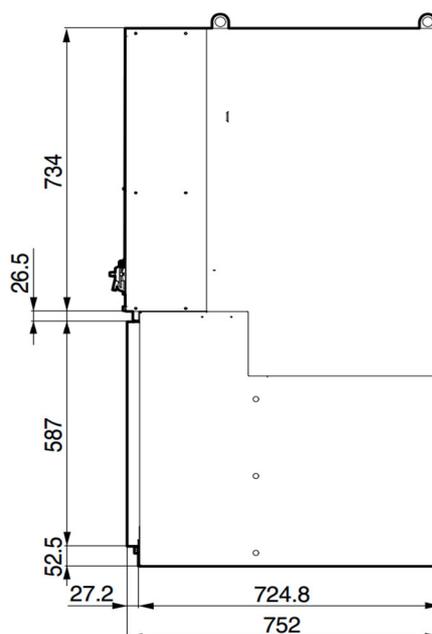
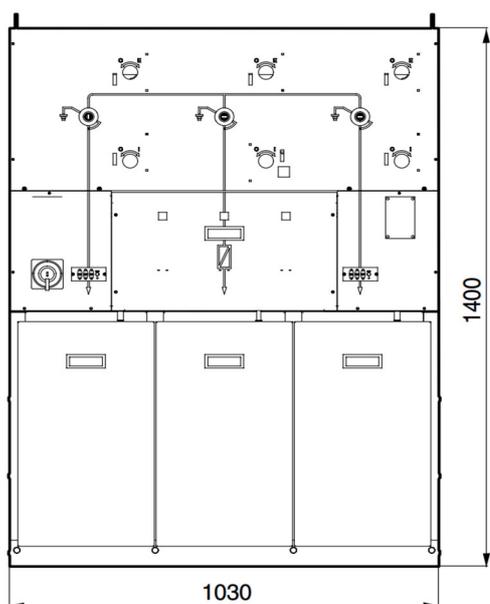


Вид и габариты пропусков низкого напряжения



4. Распределительное устройство 6-15 кВ

Для КТП применять элегазовые (с обязательным наличием датчика давления элегаза) и вакуумные моноблоки с возможностью дооборудования электромоторными приводами.





Моноблоки 6-15 кВ должны быть оборудованы датчиками протекания тока короткого замыкания (УТКЗ).



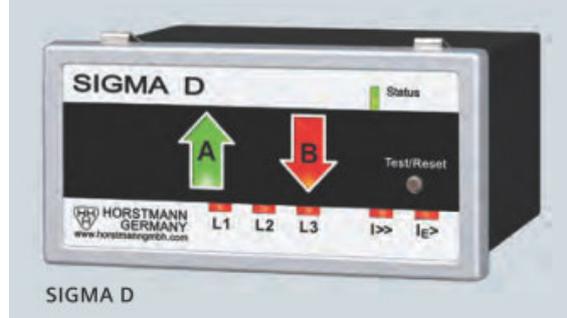
ALPHA E



ComPass B



SIGMA



SIGMA D

5. Трансформаторы 6-15/0,4 кВ

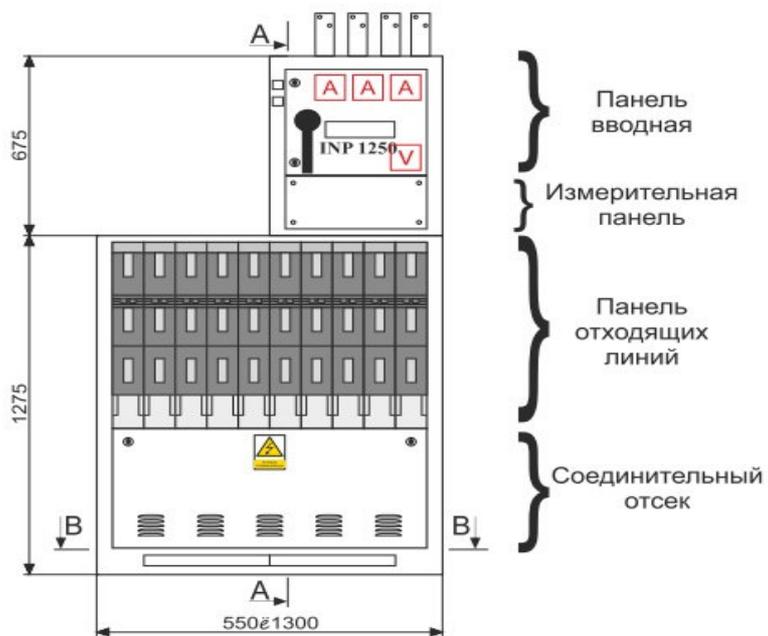
Применять трансформаторы типа ТМГ-12 (со сниженными потерями) и схемой соединения обмоток Д/Ун.



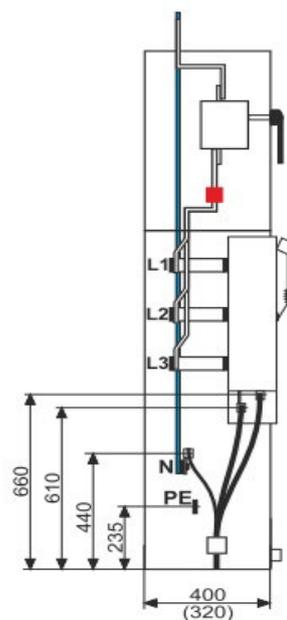
Трансформаторные перемычки всех классов напряжения выполнять кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена, не распространяющего горение (прокладка осуществляется открытым способом внутри КТП по стенам и потолку помощью скоб и кронштейнов).

6. Распределительное устройство 0,4 кВ

В качестве РУ 0,4 кВ КТП 6-15/0,4 кВ применять панели с системой медных сборных шин. Необходимо предусматривать место для наложения защитного заземления на сборные шины 0,4 кВ.



Вид спереди



Проекция А-А

В качестве вводных и секционных коммутационных аппаратов следует применять автоматические выключатели с возможностью регулирования тока уставки.

В качестве коммутационных аппаратов отходящих линий следует применять реечные блоки «рубильник-предохранитель». Между соседними блоками оставлять технологический разрыв не менее 3 мм для обеспечения естественного охлаждения. Рубильники должны обеспечивать возможность установки трансформаторов тока.

