

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет: энергетический

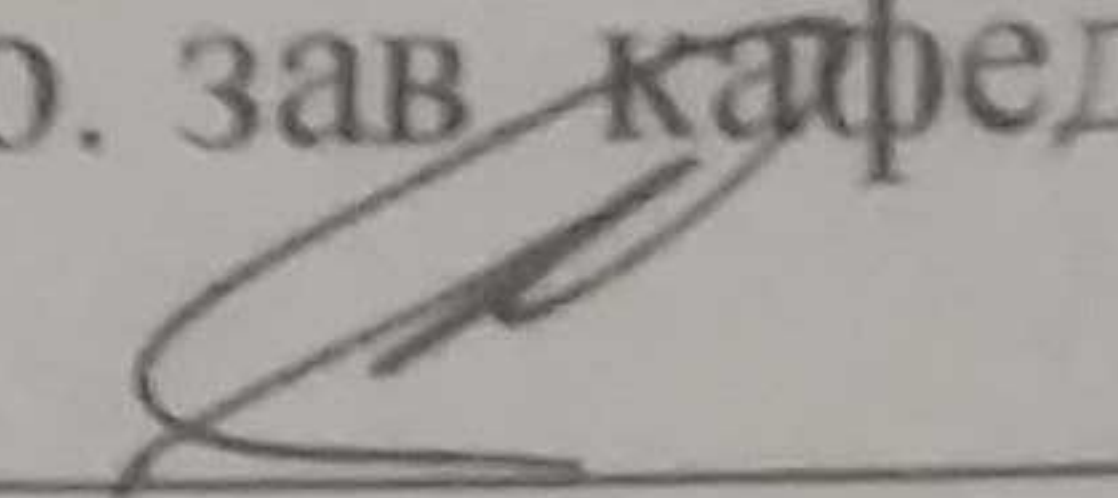
Кафедра: энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

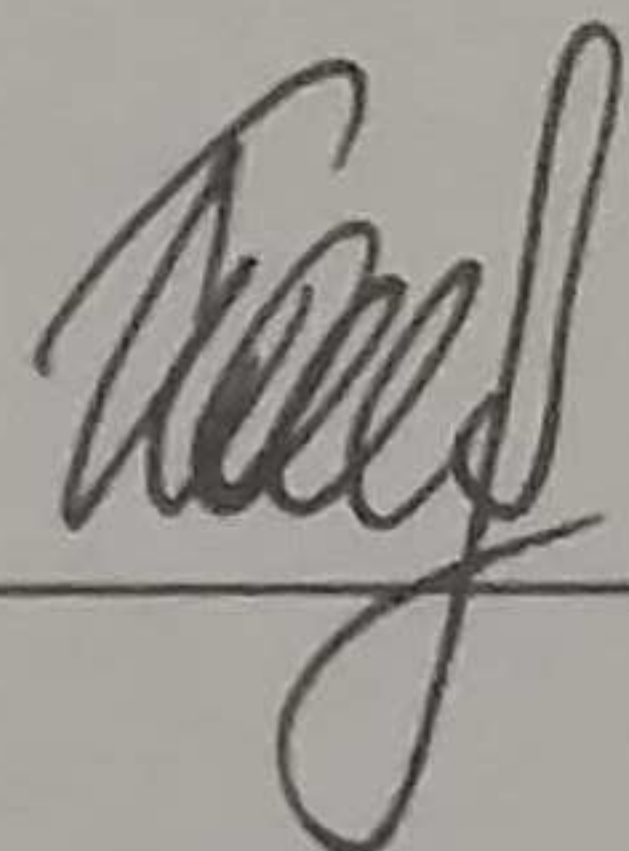
«09» 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Разработка схемы внешнего электроснабжения объектов капитального строительства на территории, ограниченной улицами Светланская-Муравьева-Амурского-Дальзаводская-Экипажная в городе Владивосток, с применением инновационных технологий

Исполнитель

студент группы 642 ом

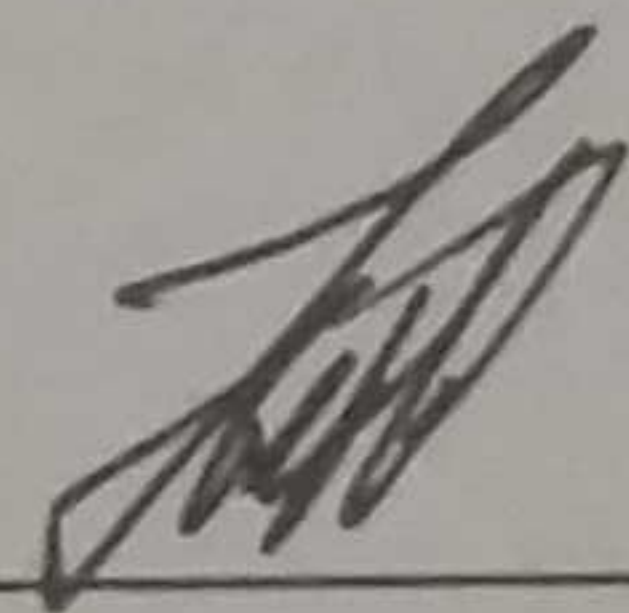


(подпись, дата)

П.В. Пасечник

Руководитель

доцент, кандидат
технических наук



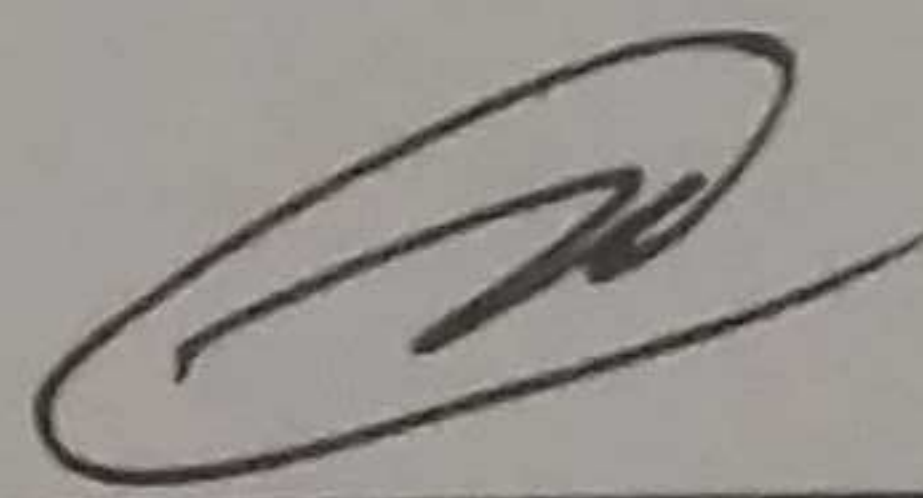
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Руководитель научного
содержания программы

магистратуры

профессор, доктор
технических наук



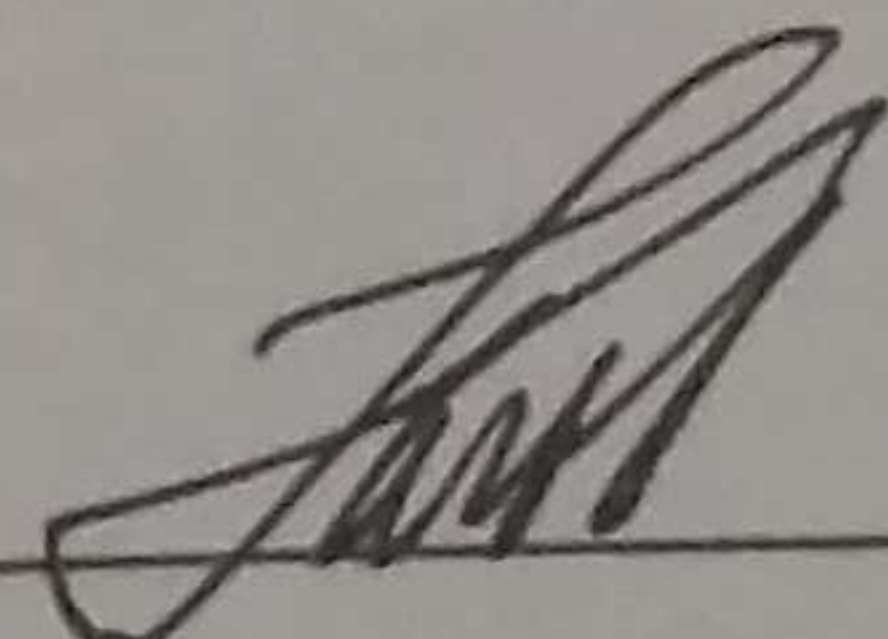
09.06.18

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

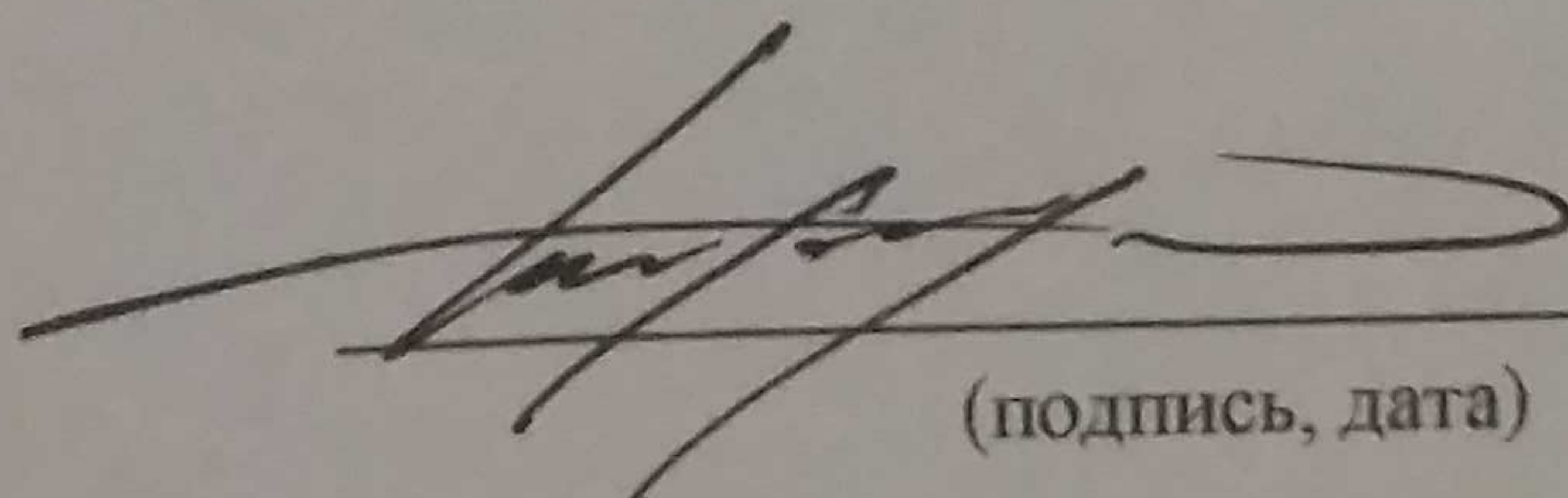
доцент, кандидат
технических наук



(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент



(подпись, дата)

У.В. Каргин

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«21» 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Пасечника Павла Викторовича

1. Тема магистерской диссертации: Разработка схемы внешнего электроснабжения объектов капитального строительства на территории, ограниченной улицами Светланская-Муравьева-Амурского-Дальзаводская-Экипажная в городе Владивосток, с применением инновационных технологий

(утверждено приказом от 27.01.17 № 2651х)

2. Срок сдачи студентом законченной диссертации 02.06.2018

3. Исходные данные к магистерской диссертации: материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов):

характеристика объекта исследования, расчёт нагрузок на кабельной линии 110 кВ, проектирование подстанции 110/35/6 кВ „Светланская“ с применением инновационных технологий.

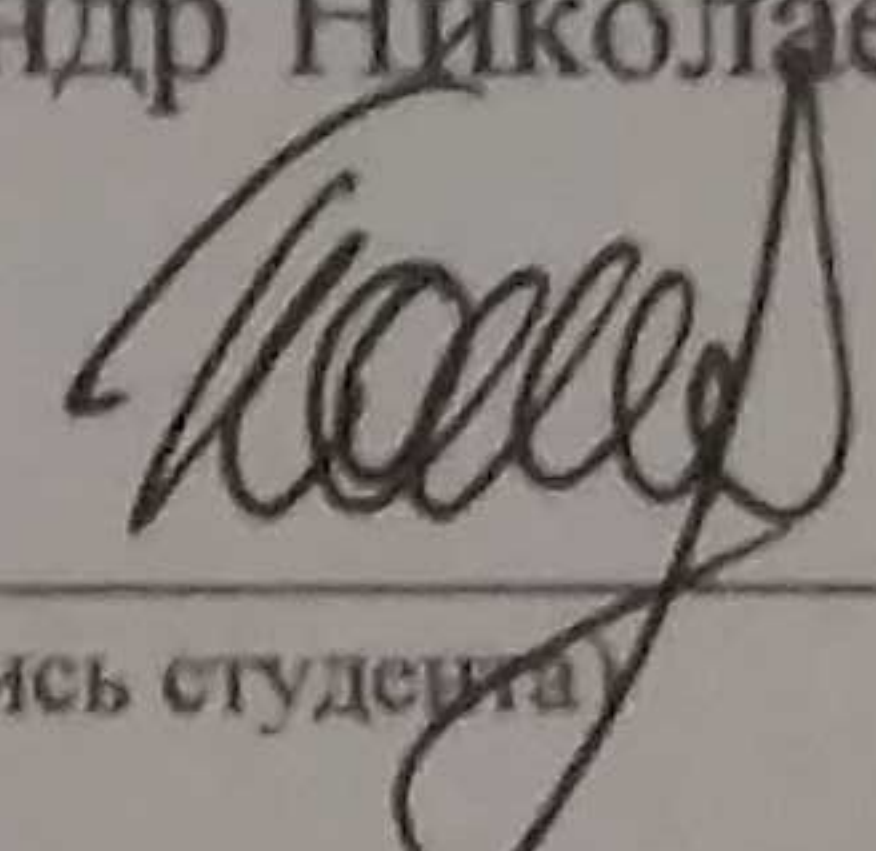
5. Перечень материалов приложения: кабельные трассы, таблицы, графики, схемы, узлы и детали, спецификации на материалы, листы утверждённой части, 5 таблиц

6. Консультанты по диссертации (с указанием относящихся к ним разделов):

7. Дата выдачи задания 01.03.2018г

Руководитель магистерской диссертации: Козлов Александр Николаевич, доцент, канд. техн. наук.

Задание принял к исполнению (дата):


(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 100 с., 22 рисунка, 5 таблиц, 24 источника.

ПОТРЕБИТЕЛИ, НАГРУЗКИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ, КАБЕЛЬ, СШИТЫЙ ПОЛИЭТИЛЕН, СЕЧЕНИЕ ЖИЛ, ТОКИ КЗ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, СХЕМА ПОДСТАНЦИИ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, КРУЭ, КРУ, АСУ ТП, ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ.

Актуальность работы обусловлена тем, что, начиная с 2017 года, для технологического присоединения жилого микрорайона, расположенного на территории в г. Владивосток, ограниченной ул. Светланская, Муравьева-Амурского, Дальзаводская и Экипажная, разрабатывается проектная документация по схеме внешнего электроснабжения строений данного микрорайона. В диссертации выполнен расчёт электрической нагрузки, с учётом величины которой разработана схема внешнего электроснабжения рассматриваемого квартала. При разработке схемы электроснабжения использованы инновационные технологии: кабель 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена; КРУЭ 110 кВ и КРУ 35 кВ; цифровые решения для АСУ ТП подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика объекта исследования	10
1.1 Краткая характеристика подключаемых объектов капитального строительства	10
1.2 Расчёт суммарной нагрузки рассматриваемой части города	14
1.3 Климатические условия	17
1.4 Технические рекомендации по технологическому подключению	19
1.5 Разработка концепции внешнего электроснабжения рассматриваемых объектов с применением инновационных технологий	20
2 Расчёт питающей кабельной линии 110 кВ	24
2.1 Конструктивное исполнение кабельной линии 110 кВ	24
2.2 Выбор сечения жил кабеля	27
2.3 Расчет токов КЗ	27
2.4 Проверка выбранного сечения кабеля	33
2.5 Прокладка и высоковольтные испытания кабеля	35
3 Проектирование подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» с применением инновационных технологий	42
3.1 Выбор и проверка числа и мощности силовых трансформаторов	42
3.2 Выбор схемы электрических соединений подстанции	44
3.3 Выбор и проверка электрооборудования и токоведущих частей	49
3.4 АСДУ и АСУ ТП подстанции	58
3.5 Выбор цифровых измерительных трансформаторов	73
3.6 Обслуживание устройств телемеханики и цифровых устройств АСУ ТП подстанции	75
3.7 Конструктивные решения	78
4 Разработка мероприятий для повышения электробезопасности при эксплуатации сети	81
4.1 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	81

4.2 Требования к персоналу	85
4.3 Меры безопасности при эксплуатации устройств телемеханики	86
4.4 Правила техники безопасности при эксплуатации аппаратов высокого напряжения	90
Заключение	96
Библиографический список	98

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты и нормы:

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

Правила устройства электроустановок;

РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей;

СО 34.35.302-2006. Инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций;

СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 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.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ВЛ – воздушная линия

ВЛЭП – воздушная линия электропередачи

ВН – высокое напряжение

ИП – источник питания

КА – коммутационный аппарат

КЛ – кабельная линия

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

ЛЭП – линия электропередачи

НН – низкое напряжение

ПС – подстанция

РУ – распределительное устройство

СН – среднее напряжение

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ЦП – центр питания

ЦПС – цифровая подстанция

ВВЕДЕНИЕ

В данной диссертации разрабатывается схема внешнего электроснабжения объектов капитального строительства на территории одного из кварталов г. Владивосток с применением инновационных технологий.

Актуальность работы обусловлена тем, что, начиная с 2017 года, для технологического присоединения жилого микрорайона, расположенного на территории в г. Владивосток, ограниченной ул. Светланская, Муравьева-Амурского, Дальзаводская и Экипажная, разрабатывается проектная документация по схеме внешнего электроснабжения строений данного микрорайона. Данная документация включает в себя проект подстанции 110/35/6 кВ «Светланская», которая будет являться центром питания жилого микрорайона, проекты заходов линий электропередачи 110 и 35 кВ на ПС «Светланская», проекты распределительных сетей 6/0,4 кВ, включая ТП–6/0,4 кВ и РП–6 кВ. Но все вышеперечисленные проекты базируются на традиционных технических решениях, которые уже не в полной мере отвечают современным требованиям и тенденциям.

Назначением систем электроснабжения населенных пунктов и их частей является обеспечение электроэнергией всех технологических процессов коммунально-бытовых, промышленных, транспортных и других потребителей, располагающихся на рассматриваемых территориях и частично ближайших зон.

Основными задачами конкретного проектирования системы электроснабжения населенного пункта или его части являются выбор экономически целесообразных структур номинальных напряжений, типов (по назначению) электрических сетей, номинальных параметров основного электрооборудования линий, подстанций, распределительных пунктов, а также параметров режимов передачи мощности и качества напряжения. При этом должны учитываться современные электротехнические, экологические и градостроительные (включая архитектурно-технико-эстетические) требования и

ограничения, а также развитие потребителей электроэнергии, источников питания, электрических сетей и возможная неопределенность перспективной технико-экономической информации. [24]

Городские электрические сети должны удовлетворять всем требованиям Инструкции по проектированию городских электрических сетей, Правил устройства электроустановок (ПУЭ), соответствующих строительных норм и правил (СНиП и СН) и других нормативных документов. [14; 12]

В настоящее время системы электроснабжения населенных пунктов должны отвечать современным требованиям к надежности электроснабжения, которые за последние годы были ужесточены, и качеству поставляемой потребителям электрической энергии. Для соблюдения вышеуказанных требований схемы электрических сетей должны выполняться с требуемой степенью резервирования и с использованием самого современного надёжного электрооборудования, качественные характеристики которого в несколько раз превышают характеристики соответствующего оборудования, выпущенного 20 лет назад.

Таким образом, объектом данного исследования является система электроснабжения жилого микрорайона г. Владивосток, а целью – разработка системы внешнего электроснабжения рассматриваемой части города с максимально возможным использованием инновационных технологий.

Для выполнения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- разработать концепцию внешнего электроснабжения жилого микрорайона с применением инновационных технологий;
- рассчитать питающую линию 110 кВ;
- спроектировать центр питания – ПС 110/35/6 кВ «Светланская» с применением инновационных технологий.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Краткая характеристика подключаемых объектов капитального строительства

Рассматриваемый квартал г. Владивосток находится на территории, ограниченной улицами Светланская, Муравьева-Амурского, Дальзаводская и Экипажная, на берегу бухты Золотой Рог (рис. 1), являясь частью Ленинского района города (рис. 2) и одновременно частью планировочного района «Центральный».

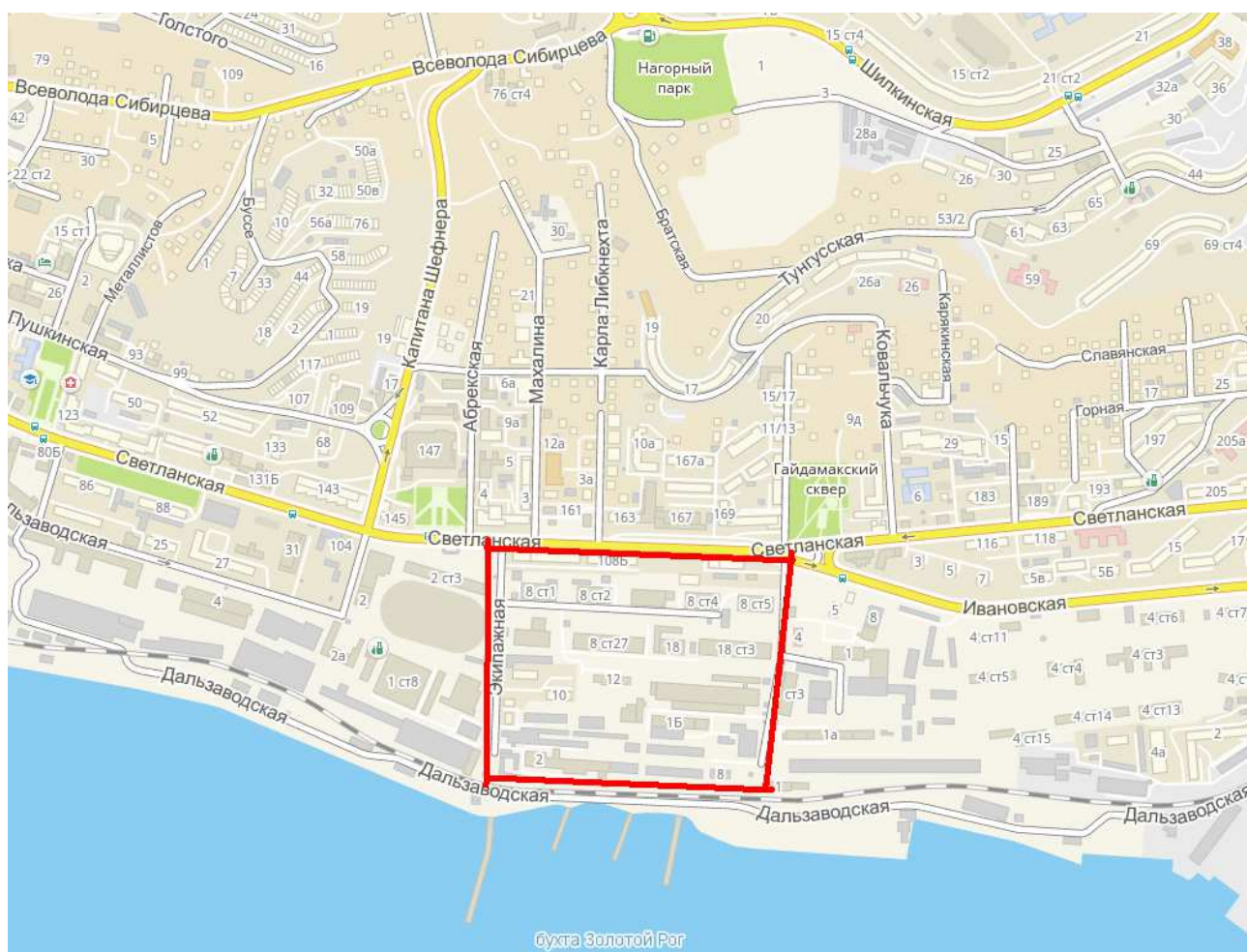


Рисунок 1 – Границы (обозначены красным) рассматриваемого квартала г. Владивосток

При этом территория, расположенная в историческом центре города, в настоящее время используется крайне неэффективно: часть квартала занята старыми обветшалыми производственными зданиями, разрушающимися и

частично заброшенными.

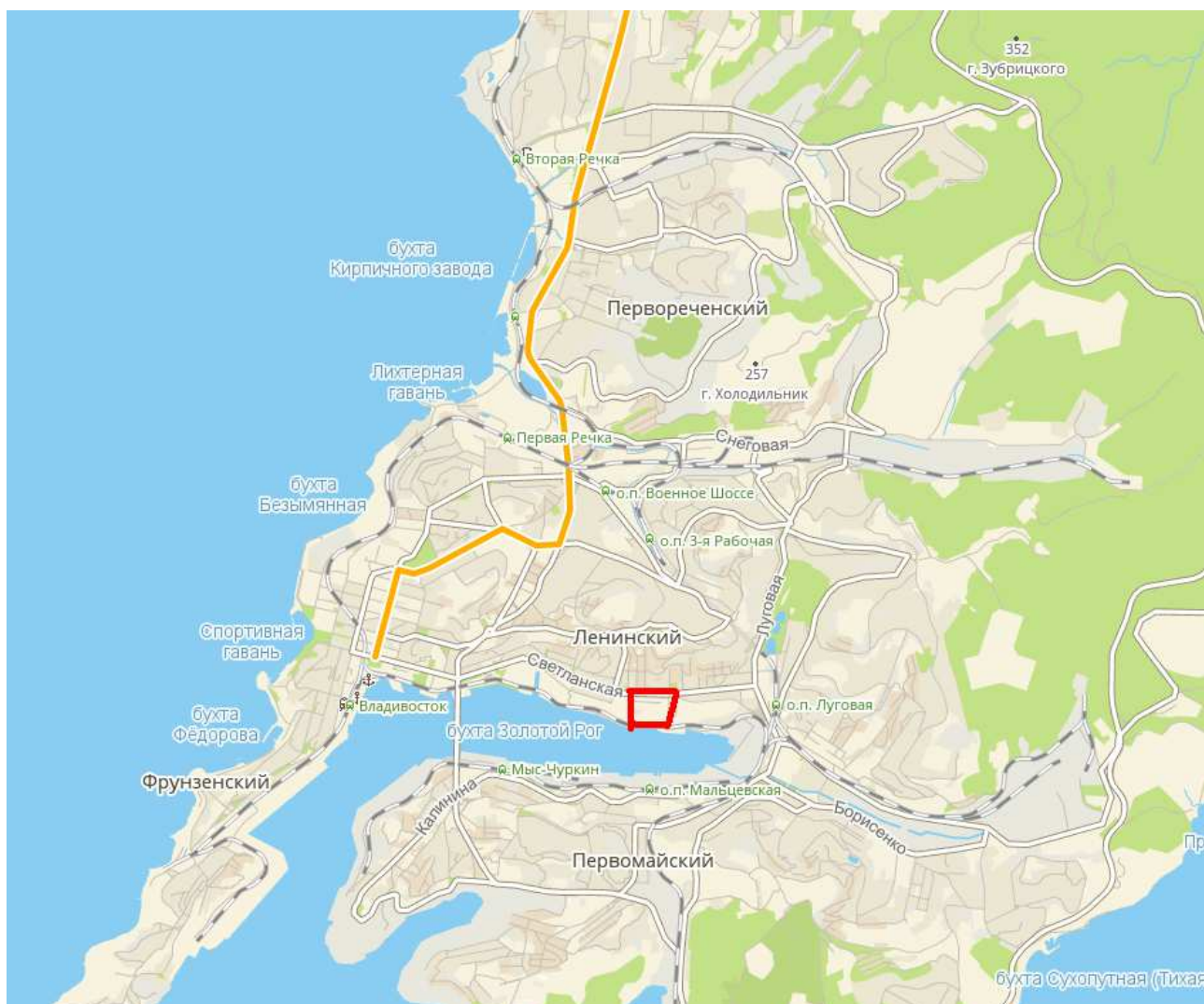


Рисунок 2 – Расположение рассматриваемого квартала (выделен красным)
г. Владивосток


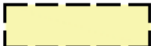

Кроме производственных строений в квартале имеются административные здания, большей частью старые трехэтажные дома, которые также находятся в неудовлетворительном состоянии.

Поэтому в соответствии с генеральным планом развития города рассматриваемый квартал подлежит значительной реконструкции, в рамках которой на территории квартала будут сооружены следующие новые строения [13]: гостиница, торгово-развлекательные центры, офисные здания, многоквартирные многоэтажные жилые дома со встроенными помещениями социального и бытового обслуживания, в том числе встроенной дошкольной образовательной организация, гаражи и обвалованные автостоянки, объекты

предпринимательства. Зоны размещения новых зданий и сооружений показаны на рисунке 3.



Условные обозначения

-  Границы разработки проекта планировки территории
-  Границы зон планируемого размещения объектов капитального строительства
-  ① Условный номер границ зон планируемого размещения ОКС

Экспликация:







-  ① Гостница, офисы, гараж
-  ② Торгово-развлекательный центр, обвалованная стоянка
-  ③ Многоэтажная многоквартирная застройка со встроенными помещениями социального и бытового обслуживания, встроенная дошкольная образовательная организация, гараж
-  ④ Многоэтажная многоквартирная застройка со встроенными помещениями социального и бытового обслуживания, встроенная дошкольная образовательная организация, гараж
-  ⑤ Объекты предпринимательства, гараж
-  ⑥ Торгово-развлекательный центр, Обвалованная стоянка, объекты предпринимательства

Рисунок 3 – Зоны планируемого размещения планируемых объектов капитального строительства (ОКС)

Суммарная электрическая нагрузка новых сооружений на территории квартала представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Электрические нагрузки от планируемых объектов капитального строительства (зданий и сооружений) [13]

№ зоны на плане (рис. 3)	Функциональное использование зоны	Площадь участков, га	Суммарная электрическая нагрузка, кВт
1	Гостиница, офисы, гараж	0,22	147
2	Торгово-развлекательный центр, обвалованная стоянка	0,25	904
3	Многоэтажная многоквартирная застройка со встроенными помещениями социального и бытового обслуживания, встроенная дошкольная образовательная организация, гараж	0,95	702
4	Многоэтажная многоквартирная застройка со встроенными помещениями социального и бытового обслуживания, встроенная дошкольная образовательная организация, гараж	1,13	902
5	Объекты предпринимательства, гараж	0,70	2012
6	Торгово-развлекательный центр, обвалованная стоянка, объекты предпринимательства	0,67	1921
–	Освещение территории улично-дорожной сети	–	21,4
Итого			6609,4

По требованиям к надежности электроснабжения все новые объекты капитального строительства относятся в основном ко 2 категории.

1.2 Расчёт суммарной нагрузки рассматриваемой части города

Кроме новых зданий на рассматриваемой территории после её реконструкции продолжают функционирование два жилых шестиэтажных дома по 60 квартир каждый с административными помещениями на 1 этаже, один четырехэтажный жилой дом на 18 квартир тоже с административными помещениями на 1 этаже и 11 офисных зданий общей площадью 59086 м². Электроснабжение не подлежащих сносу зданий будет осуществляться от того же центра питания, что и новых объектов капитального строительства.

Следовательно, для определения суммарной нагрузки территории, ограниченной улицами Светланская, Муравьева-Амурского, Дальзаводская и Экипажная, необходимо определить нагрузку зданий, не изменяемых в рамках реконструкции. Расчёт нагрузки существующих зданий выполняется в соответствии с РД 34.20.185–94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» с учётом изменений и дополнений, утверждённых Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 №213. [14]

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле

$$P_{кв(n)} = P_{кв,уд} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{кв,уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависящая от числа квартир [14];

n – количество квартир в жилом здании.

Поскольку во всех имеющихся жилых домах отсутствуют лифтовые установки и санитарно-технические устройства, т.е. силовая нагрузка, то расчетная электрическая нагрузка данных жилых домов будет равна расчетной электрической нагрузке квартир:

$$P_{р.ж.д.(60)} = P_{кв(60)} = 2,1 \cdot 60 = 126 \text{ кВт};$$

$$P_{р.ж.д.(18)} = P_{кв(18)} = 3,7 \cdot 18 = 67 \text{ кВт};$$

Расчетная нагрузка общественного здания определяется по формуле:

$$P_{p.o.зд.} = P_{уд.o.зд.} \cdot M, \quad (2)$$

где $P_{уд.o.зд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка общественного здания [14];

M – количественный показатель (площадь магазина, площадь административного здания, количество мест, на которое рассчитано предприятие общепита, количество мест в детском саду, библиотеке, число учащихся в школе).

Суммарную расчётную нагрузку административных и офисных зданий рассчитываем по формуле (2) по их суммарной площади:

$$P_{p.o.зд.Σ} = 0,043 \cdot 59086 = 2541 \text{ кВт.}$$

Реактивная составляющая мощности нагрузки определяется по соответствующему коэффициенту мощности [14]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3)$$

Для жилых домов:

$$Q_{p.ж.д.(60)} = 126 \cdot 0,2 = 25 \text{ кВАр};$$

$$Q_{p.ж.д.(18)} = 67 \cdot 0,2 = 13 \text{ кВАр.}$$

Суммарная реактивная расчётная нагрузка административных и офисных зданий:

$$Q_{p.o.зд.Σ} = 2541 \cdot 0,48 = 1220 \text{ кВАр.}$$

Аналогичным образом была определена суммарная реактивная расчётная нагрузка новых объектов капитального строительства, составившая 2853 кВАр.

Так как питание существующих жилых домов и общественных зданий осуществляется от общих ТП, то согласно «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» [14] их суммарная расчётная нагрузка должна рассчитываться с учётом коэффициентов участия в максимуме электрических

нагрузок k_{yi} [14].

$$P_p = P_{зд.max} + \sum_i^n k_{yi} P_{зд.i}, \quad (4)$$

здесь $P_{зд.max}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, для которых определяется суммарная нагрузка, кВт;

$P_{зд.i}$ – расчётные нагрузки других зданий, которых определяется суммарная нагрузка, кВт;

k_{yi} – коэффициенты участия в максимуме электрических нагрузок [14].

Наибольшую существующую нагрузку дают общественные здания, следовательно, коэффициент участия для жилых домов равен 0,6, а суммарные расчётные активная и реактивная нагрузки существующих строений составят:

$$P_{сущ\Sigma} = 2541 + 0,6 \cdot (2 \cdot 126 + 67) = 2732 \text{ кВт};$$

$$Q_{сущ\Sigma} = 1220 + 0,6 \cdot (2 \cdot 25 + 13) = 1258 \text{ кВАр}.$$

Суммарная прогнозируемая электрическая нагрузка центра питания рассматриваемого микрорайона рассчитывается с учётом коэффициента совмещения максимумов нагрузок по формуле:

$$\underline{S}_\Sigma = K_{одн} \cdot ((P_{пл\Sigma} + P_{сущ\Sigma}) + j(Q_{пл\Sigma} + Q_{сущ\Sigma})), \quad (5)$$

где $P_{пл\Sigma} = 6609$ кВт – расчётная активная мощность планируемых объектов капитального строительства (таблица 1);

$Q_{пл\Sigma} = 2853$ кВАр – расчётная реактивная мощность планируемых объектов капитального строительства;

$K_{одн}$ – коэффициент одновременности нагрузок [14];

$$\underline{S}_\Sigma = 0,7 \cdot ((6609 + 2732) + j(2853 + 1258)) = 6539 + j2878 \text{ кВА}.$$

1.3 Климатические условия

Метеоклиматические условия характеризуются ясно выраженной муссонностью. Зима сухая и холодная, с сильными ветрами. Средняя продолжительность зимнего периода составляет 132 дня, начало приходится на 13 ноября, последний зимний день на 23 марта. В течение зимы в городе бывает обычно около 18 пасмурных дней и примерно 27 дней с осадками. Осадки выпадают в виде снега. Но в отдельные годы возможны смешанные осадки и даже дождь. Метели в городе происходят в среднем на протяжении 8–9 дней. Нередки случаи, когда скорость ветра при метелях возрастает до 15–20 м/с, в этих случаях отмечаются снежные заносы, приводящие к остановке транспорта, прекращению работ. Оттепели в городе наблюдаются в любой зимний месяц. Типичная их продолжительность 1–2 дня. Весна продолжительная, прохладная, длится (с переходом среднесуточной температуры через 0 °С в сторону повышения) с 24 марта по 25 июня, после чего наступает климатическое лето. Средняя суточная температура воздуха выше +5 °С устанавливается, в среднем, 15 апреля и достигает +10 °С 17 мая. Ночные заморозки прекращаются обычно в первой половине апреля. Для весны характерно частое чередование потеплений и похолоданий. В некоторые годы наблюдались перепады температуры воздуха от суток к суткам до 10–15 °С. Лето теплое и влажное, с максимальным количеством осадков. Средняя продолжительность климатического лета во Владивостоке составляет более 88 дней (с периодом среднесуточных температур выше +15 градусов). Начинается лето в среднем 26 июня, на неделю позже, чем в Находке, это связано с большим количеством туманов во Владивостоке в начале лета, а, следовательно, несколько отстающей температурой из-за большей влажности воздуха в этот период. С 6-го по 20-е августа среднесуточная температура превышает 20 °С. Последний день летнего периода приходится на 21 сентября. Для лета характерна неустойчивость погоды. В первую половину лета преобладает облачность и туманы. В августе – сентябре чаще стоит солнечная погода. На летние месяцы приходится большое количество сильных дождей и ливней, которые приносятся с тайфунами,

циклонами и фронтальными разделами. Осень ясная, теплая, сухая, относительно короткая. Среднесуточная температура воздуха опускается ниже +10 °С с 13 октября и ниже +5 °С с 30 октября. Первые заморозки в городе в воздухе случаются обычно в конце октября – начале ноября. Туманы осенью бывают в среднем 2–3 дня. Средняя дата появления снежного покрова 18 ноября. Скорости ветра к осени увеличиваются до 7 м/с, максимальная повторяемость дней с ветром более 15 м/с в ноябре составляет 22 дня. [1; 8]

Город расположен в южной части полуострова Муравьев-Амурский. В рельефе преобладает мелкосопочник с округлыми вершинами и пологими склонами. Ориентация сопок преимущественно широтная, южные склоны имеют большую крутизну. Территория сложена вулканогенными, вулканогенно-осадочными и осадочными породами, поэтому в качестве почвообразующего выступает преимущественно грубообломочный элювий плотных пород с небольшим количеством мелкозема. В нижней части склонов мощность рыхлых отложений больше, чем на вершинах, и они имеют более тяжелый гранулометрический состав и меньшую каменистость [1].

Основной фон естественного почвенного покрова Владивостока составляют буроземы типичные, на пологих склонах встречаются буроземы элювиированные (оподзоленные), на выровненных поверхностях – буроземы глееватые. [1]

Поверхностно антропогенно-преобразованные почвы Владивостока (с преобразованной толщиной мощностью до 50 см) представлены урбостратифицированными подтипами буроземов (урбобуроземы, сохраняющие ненарушенную срединную и нижнюю части профиля), агроземов структурно-метаморфических (почвы городских огородов) и литоземов серогумусовых (мощность профиля до 30 см). [1]

Для почв Владивостока из-за особенностей рельефа и склоновой эрозии характерны малая глубина профиля (в абсолютном большинстве случаев до 1 м) и сильная степень его каменистости. Мощность гумусово-аккумулятивных горизонтов варьирует в пределах 3–30 см и часто не превышает 10 см, что при

преимущественно легкосуглинистом гранулометрическом составе является нижним пределом для нормальной жизнедеятельности растений.

Содержание и распределение фракций мелкозема в городских почвах разной степени трансформации заметно различаются. Буроземы естественных лесных экосистем в основном относятся к средним и легким пылеватым суглинкам. Большинство же урбанизированных почв имеет более легкий состав и принадлежит к пылеватопесчаным и песчаным легким суглинкам, т.е. в их профиле происходит значительное накопление крупнопылеватых и песчаных частиц за счет антропогенного привноса.

Во Владивостоке глубина промерзания для суглинков и глин 1,3 м, для супесей, песков мелких и пылеватых, – 1,6 м, для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 1,8 м, для крупнообломочных грунтов – 2,0 м.

На рассматриваемой территории грунты представлены пылеватопесчаными и песчаными легкими суглинками с глубиной промерзания до 1,3 м.

1.4 Технические рекомендации по технологическому подключению

Филиалом АО «ДРСК» Приморские электрические сети были предоставлены следующие технические рекомендации по вопросу технологического присоединения к сетям филиала жилого микрорайона, расположенного в г. Владивосток на территории, ограниченной ул. Светланская, Муравьева-Амурского, Дальзаводской и Экипажной:

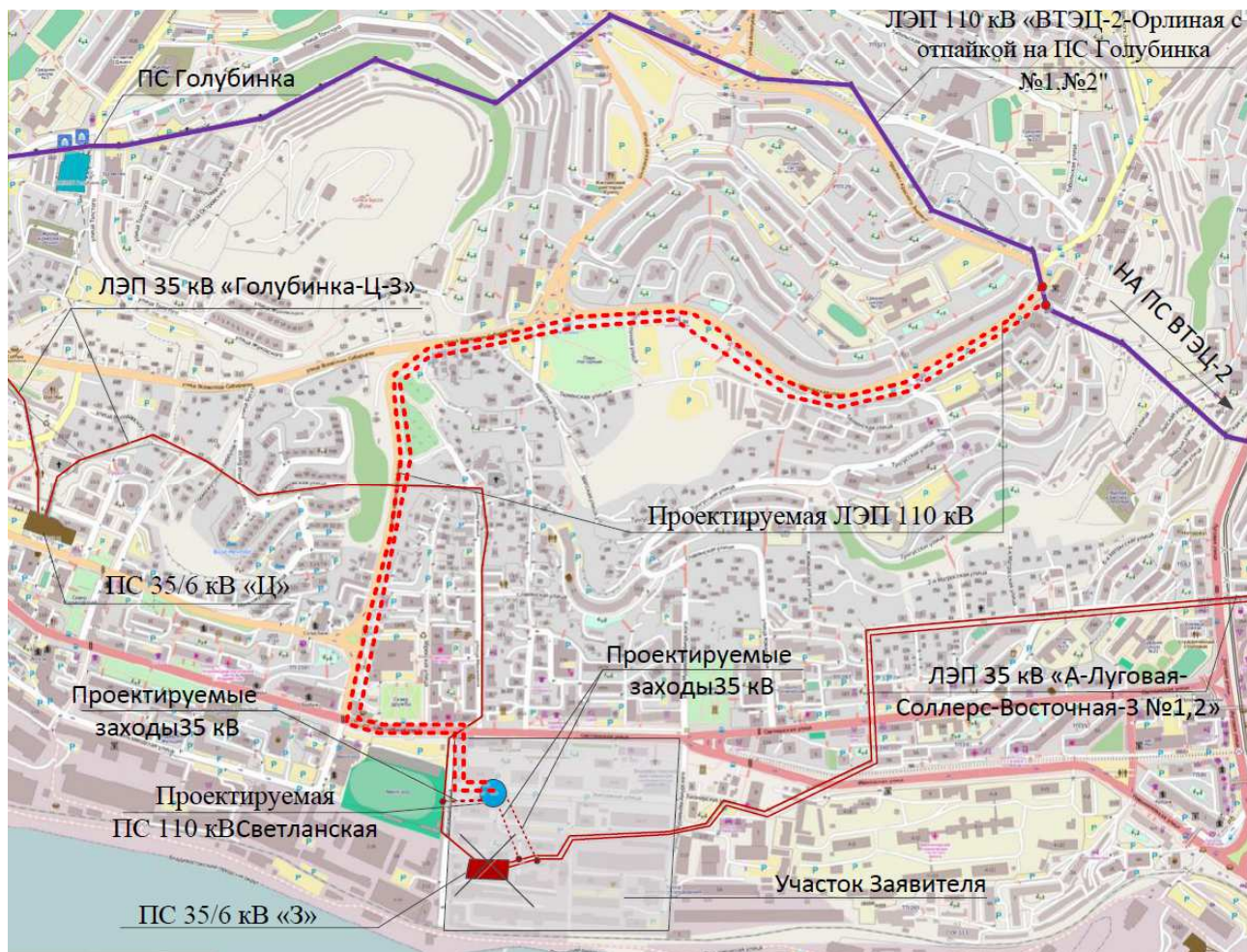
1) для питания внутриплощадочных распределительных сетей 6 кВ необходимо строительство нового центра питания – подстанции (ПС) 110/35/6 кВ «Светланская»;

2) питание новой подстанции осуществлять с помощью двухцепного захода отпайками от ЛЭП 110 кВ «ВТЭЦ-2–Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка №1, №2»;

3) в качестве резервного источника питания подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» использовать заходы ЛЭП 35 кВ в РУ 35 кВ ПС 110/35/6 кВ «Светланская» от ЛЭП 35 кВ «А–Зарядная с отпайками на ПС Луговая и ПС Соллерс №1,2» и ЛЭП 35 кВ «Голубинка–Центр–Зарядная»;

4) существующий центр питания рассматриваемой территории – ПС 35/6 кВ «Зарядная» необходимо демонтировать.

Соответствующая техническим рекомендациям предварительная схема питания ПС 110/35/6 кВ «Светланская» показана на рисунке 4.



Ц – Центр, 3 – Зарядная

Рисунок 4 – Предварительная схема питания ПС 110/35/6 кВ «Светланская»

1.5 Разработка концепции внешнего электроснабжения рассматриваемых объектов с применением инновационных технологий

Технические рекомендации филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети по вопросу технологического присоединения к сетям филиала рассматриваемого микрорайона имеют некоторые недостатки, основным из которых является строительство высоковольтной воздушной ЛЭП 110 кВ, которая будет питать подстанцию «Светланская», в крайне стесненных

условиях исторического центра Владивостока.

Строительство новой воздушной ЛЭП 110 кВ потребует отвода земель под опоры, до сооружений, мимо которых будет проходить новая ЛЭП 110 кВ, необходимо будет выдержать определенные расстояния из-за генерации ЛЭП электромагнитных полей. И это всё в условиях плотной городской застройки, что делает строительство воздушной линии электропередачи 110 кВ крайне сложным, либо вообще неосуществимым проектом. Следовательно, целесообразнее вместо воздушной ЛЭП 110 кВ использовать кабельную линию 110 кВ, прокладка которой будет скрыта в земле.

Прокладка питающей кабельной линии вместо воздушной ЛЭП также позволит снизить степень экологического влияния. Возможным недостатком высоковольтной кабельной является её более высокая стоимость по сравнению в ВЛЭП 110 кВ, но этот недостаток скорее всего будет компенсирован тем, что длина кабельной линии будет меньше, чем при воздушной прокладке. Меньшая длина КЛ 110 кВ обусловлена тем, что для её прокладке не требуется такой широкой полосы отвода земли, как для ВЛЭП, следовательно, КЛ можно прокладывать вдоль улиц меньшей ширины по более короткому маршруту. Длина трассы ВЛЭП 110 кВ, питающей ПС «Светланская», в соответствии с рисунком 4 составляет 2,3 км, длина одного из возможных вариантов кабельной трассы, который показан на рисунке 5, составляет 1,7 км, что на 26 % меньше.

Возможное преимущество КЛ 110 кВ по сравнению с ВЛ 110 кВ может заключаться также в том, что в последние годы были разработаны различные инновационные конструкции высоковольтных кабелей, использование которых в данном проекте вероятно приведет к снижению потерь напряжения и мощности.

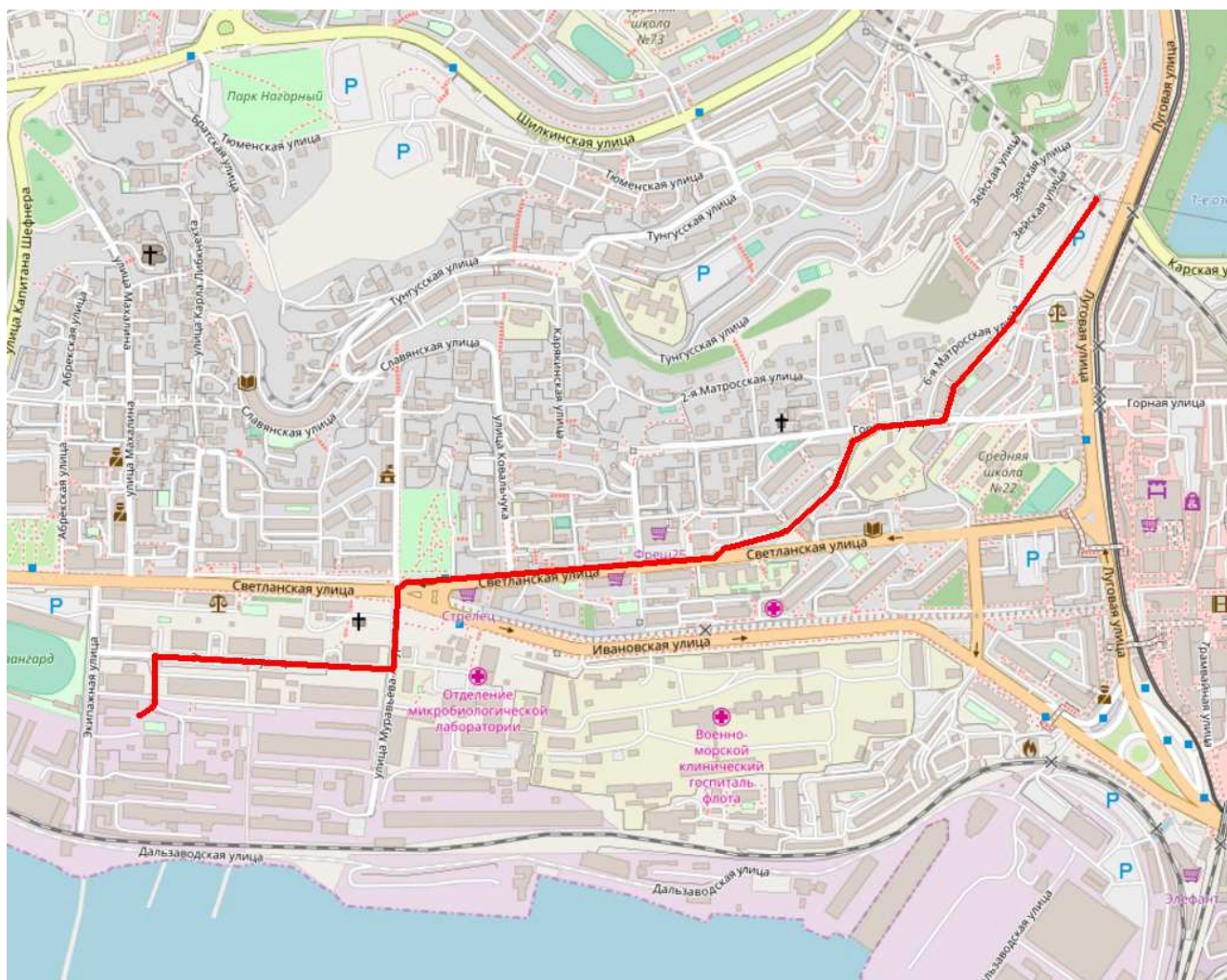


Рисунок 5 – Один из вариантов трассы КЛ 110 кВ,
питающей ПС 110/35/6 кВ «Светланская»

Вторым недостатком технических рекомендаций филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети является отсутствие в них указаний для использования современных цифровых технологий при сооружении ПС 110/35/6 кВ «Светланская». Применение цифровых технологий на подстанциях («цифровая подстанция») позволяет минимизировать габариты высоковольтных ячеек, сократить количество медных связей внутри и между соседними ячейками, обеспечить мониторинг и диагностику всех компонентов ячейки, уменьшить затраты на изготовление и эксплуатацию ячеек, значительно повысить наблюдаемость и управляемость сети, что в конечном итоге приводит к сокращению затрат при эксплуатации элементов электрических сетей, сокращению потерь электроэнергии, повышению качества и надежности электроснабжения.

Необходимо отметить, что цифровая подстанция – это подстанция с широким внедрением систем автоматизации и управления, построенных на базе открытых стандартов МЭК 61850. Разработка же микропроцессорных устройств с поддержкой стандарта МЭК 61850 для электроэнергетики отличается высокой стоимостью, поэтому цифровые подстанции в чистом виде отличаются весьма высоким уровнем финансовых вложений. Поэтому в данном исследовании необходимо оценить целесообразность использования тех или иных цифровых технологий при строительстве новой подстанции «Светланская».

Таким образом, внешнее электроснабжение рассматриваемых объектов капитального строительства будет осуществляться от новой понижающей подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» с максимально возможным оправданным применением цифровых технологий, а питание ПС «Светланская» будет осуществляться по кабельной линии 110 кВ с использованием современной инновационной кабельной продукции.

2 РАСЧЁТ ПИТАЮЩЕЙ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ 110 кВ

2.1 Конструктивное исполнение кабельной линии 110 кВ

В настоящее время самой передовой инновационной разработкой в области кабельной продукции являются кабели сверхвысокого напряжения (110–500 кВ) с изоляцией из сшитого полиэтилена, призванные заменить устаревшие маслонаполненные кабели напряжением 110–500 кВ, время которых ушло в прошлое. Последнее обусловлено тем, что маслонаполненные кабели имеют ряд серьезных недостатков.

Практически во всем мире, в том числе и в России, в новых проектах по строительству кабельных линий высокого напряжения применяются только кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Полный переход на кабели с изоляцией из СПЭ взамен маслонаполненных кабелей обусловлен рядом неоспоримых преимуществ:

- более высокая надежность в эксплуатации;
- меньшие расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- низкие диэлектрические потери (коэффициент диэлектрических потерь 0,001 вместо 0,008);
- высокая стойкость к повреждениям;
- большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры нагрева жил: длительной (90°C вместо 70°C), при перегрузке (130°C вместо 90°C);
- более высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании (250°C вместо 200°C);
- низкое влагопоглощение, обеспеченное различными уровнями герметизации;
- меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что облегчает прокладку на сложных трассах;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;

– экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).

В настоящее время инновационные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена выпускаются только двумя заводами в стране – заводом «Таткабель» [2] и ООО «Камский кабель» [7].

Выпускается достаточно обширная номенклатура кабелей 110–500 кВ в изоляции из сшитого полиэтилена: с алюминиевыми или медными жилами, с продольной герметизацией экрана, с продольной и поперечной герметизацией, в оболочке из безгалогенной полимерной композиции, не распространяющей горение, или без неё, без брони или с броней из алюминиевых круглых проволок) или алюминиевого сплава. При этом все марки кабелей 110–500 кВ выпускаются одножильными, имеют оболочку из полиэтилена и предназначены для стационарной прокладки [2; 7].

Исходя из условий прокладки предварительно выбираем силовой одножильный кабель на напряжение 64/110 кВ для стационарной прокладки с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с продольной и поперечной герметизацией и в усиленной оболочке из полиэтилена высокой плотности – марки АПвПу2г, предназначенный для передачи и распределения электрической энергии в трехфазных сетях на номинальное переменное напряжение 64/110 кВ частоты 50 Гц с глухозаземленной нейтралью и прямой связью с воздушной линией или без неё на трассах с неограниченной разностью уровней. [2]

Токопроводящая алюминиевая жила кабеля АПвПу2г – многопроволочная, уплотненная и соответствует классу 2 по МЭК 60228. Токопроводящие жилы сечением от 1000 до 2500 мм² выполняются из пяти секторных заготовок – сегментов. Экран по жиле – из электропроводящего пероксидносшиваемого полиэтилена. Изоляция – из пероксидносшиваемого полиэтилена. Экран по изоляции – из электропроводящего пероксидносшиваемого полиэтилена. Разделительный слой – из электропроводящих водоблокирующих лент. Металлический экран – повив

медных проволок, поверх которых спирально наложена медная лента. Поперечная герметизация – из ламинированной алюмополимерной ленты, прочно сваренной с наружной усиленной оболочкой, выполненной из полиэтилена высокой плотности. Конструкция кабеля АПвПу2г показана на рисунке 6.



Рисунок 6 – Конструкция кабеля АПвПу2г

Выбранный кабель марки АПвПу2г предназначен для стационарной прокладки в грунте, в траншеях, полиэтиленовых трубах или железобетонных лотках, а также в частично или полностью затапливаемых кабельных сооружениях. Так как кабель марки АПвПу2г имеет усиленную оболочку, то возможна его прокладка по трассам сложной конфигурации. [2] Диапазон температур эксплуатации: от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Гарантийный срок эксплуатации – 5 лет с даты ввода кабелей в эксплуатацию; срок службы – не менее 30 лет.

2.2 Выбор сечения жил кабеля

Сечение жил кабеля принимаем по значению максимального тока нагрузки, который определяется по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6)$$

где $S_{\max} = S_{\Sigma}$ – максимальная мощность, текущая по линии, МВА;

$U_{\text{ном}} = 110$ кВ – номинальное напряжение КЛ;

$$S_{\max} = S_{\Sigma} = \sqrt{6539^2 + 2878^2} = 7144 \text{ кВА};$$

$$I_{\max} = \frac{7144}{\sqrt{3} \cdot 110} = 37,5 \text{ А}.$$

Для выполнения каждой фазы питающей кабельной линии 110 кВ выбираем одножильный кабель АПвПу2г 1×185–110, имеющий допустимый ток 303 А [2]. Кабель с токоведущей жилой меньшего сечения выбрать невозможно, так как на напряжение 110 кВ кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена выпускаются с минимальным сечением 185 мм² [2; 7]. Таким образом, питающая ПС «Светланская» кабельная линия выполняется кабелями 3×АПвПу2г 1×185–110.

Выбранный кабель необходимо проверить по допустимой потере напряжения и по условию термической стойкости к токам короткого замыкания. Проверки будут выполнены после расчёта токов КЗ.

2.3 Расчет токов КЗ

Расчёт токов КЗ будем выполнять в относительных единицах, принимая следующие значения базовой мощности и напряжений:

$$S_0 = 1000 \text{ МВА}; U_{01} = 115 \text{ кВ}; U_{02} = 37 \text{ кВ}; U_{03} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Расчётная схема для определения токов КЗ с учётом того, что питание со стороны 35 кВ будет осуществляться только в аварийных режимах, т.е. при отсутствии напряжения на стороне 110 кВ ПС «Светланская», приведена на рисунке 7, а соответствующая ей схема замещения – на рисунке 8.

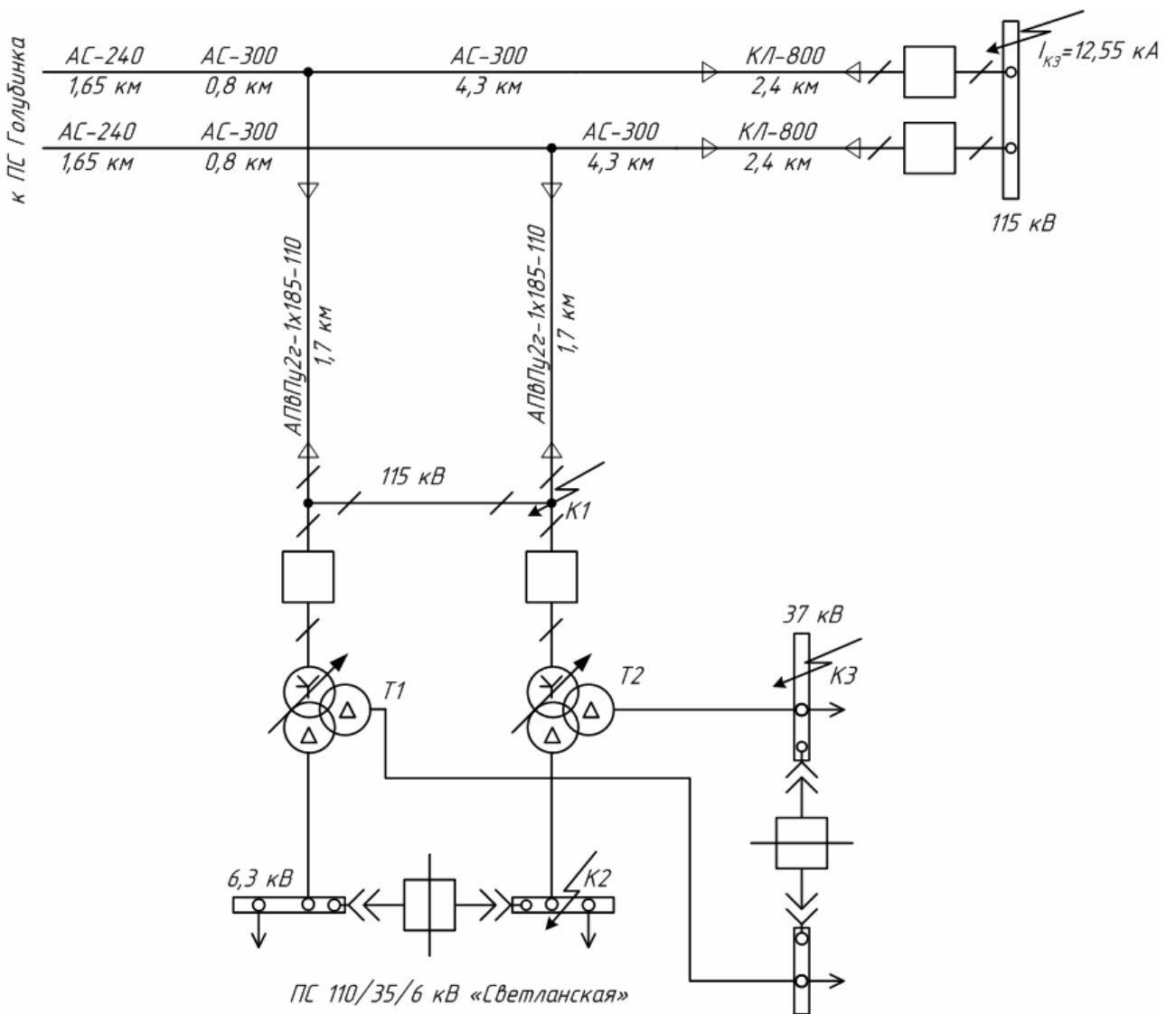


Рисунок 7 – Расчётная схема для определения токов КЗ

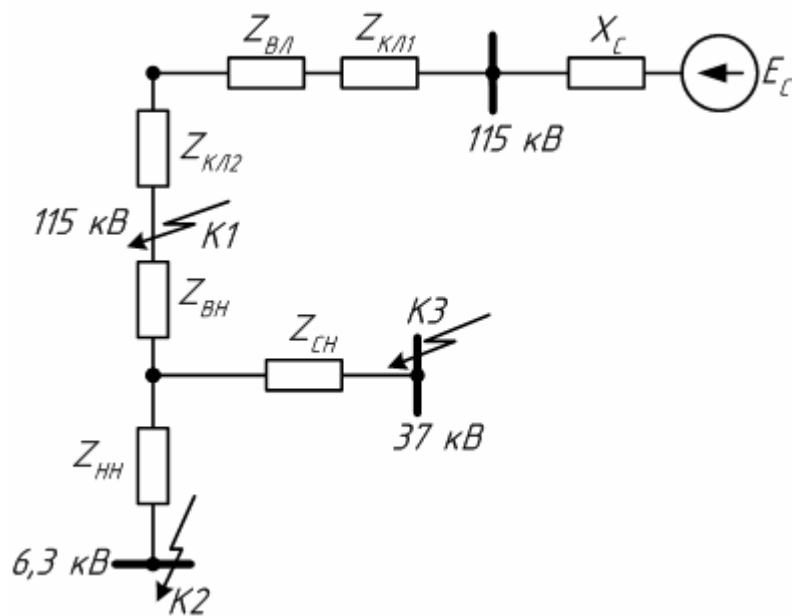


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Сопrotивление энергосистемы X_C находится по формуле

$$X_{C*6} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_{cp}}, \quad (7)$$

здесь $I_{K3}=12,55$ кА – ток трёхфазного КЗ на шинах 110 кВ ВТЭЦ-2 [21];

$U_{cp}=115$ кВ – среднее номинальное напряжение сети 110 кВ.

$$X_{C*6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 12,55 \cdot 115} = 0,400 \text{ о.е.}$$

Сопrotивления воздушных и кабельных линий 110 кВ:

$$\underline{Z}_{Л*6} = \underline{z}_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (8)$$

здесь $\underline{z}_{уд}$ – удельное сопротивление линии, Ом/км [18; 3];

L – длина линии, км;

$$\underline{Z}_{ВЛ*6} = (0,096 + j0,398) \cdot 4,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,031 + j0,129 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{КЛ1*6} = (0,040 + j0,100) \cdot 2,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,007 + j0,018 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{КЛ2*6} = (0,162 + j0,125) \cdot 1,7 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,021 + j0,016 \text{ о.е.}$$

Сопrotивления обмоток трансформатора определяются по формуле:

$$X_{Т*6} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (9)$$

$$R_{Общ*6} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}, \quad (10)$$

где $u_{K\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, МВт.

Для трехобмоточных трансформаторов необходимо найти напряжение КЗ для каждого луча схемы замещения:

$$u_{\text{кВ}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-Н}} + u_{\text{кВ-С}} - u_{\text{кС-Н}}); \quad (11)$$

$$u_{\text{кС}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кС-Н}} + u_{\text{кВ-С}} - u_{\text{кВ-Н}}); \quad (12)$$

$$u_{\text{кН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{кВ-Н}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-С}}). \quad (13)$$

Предварительно принимаем, что на проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» будут установлены трехобмоточные трансформаторы ТМТН–6300/110 [18], тогда сопротивления обмоток трансформатора:

$$u_{\text{кВ}} = 0,5 \cdot (17 + 10,5 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{\text{кС}} = 0,5 \cdot (6 + 10,5 - 17) = -0,25\%;$$

$$u_{\text{кН}} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

$$X_{\text{ВН}^*6} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 17,063 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{СН}^*6} = 0;$$

$$X_{\text{НН}^*6} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 9,921 \text{ о.е.};$$

$$R_{\text{ВН}^*6} = R_{\text{СН}^*6} = R_{\text{НН}^*6} = 0,5 \cdot R_{\text{общ}^*6} = 0,5 \cdot \frac{\Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (14)$$

$$R_{\text{ВН}^*6} = R_{\text{СН}^*6} = R_{\text{НН}^*6} = 0,5 \cdot \frac{0,0125}{6,3} \cdot \frac{1000}{6,3} = 0,157 \text{ о.е.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{п0} = \frac{E_C}{Z_{рез*б}} \cdot \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (15)$$

где E_C – ЭДС системы, о.е.;

$Z_{рез*б}$ – результирующее относительное сопротивление цепи КЗ, приведенное к базисным условиям, о.е.;

U_{cp} – среднее напряжение в точке КЗ, кВ.

Определяем результирующее сопротивление для каждой из расчётных точек КЗ:

$$\underline{Z}_{рез.K1*б} = jX_{C1*б} + \underline{Z}_{KЛ1*б} + \underline{Z}_{ВЛ*б} + \underline{Z}_{KЛ2*б}; \quad (16)$$

$$\underline{Z}_{рез.K2*б} = \underline{Z}_{рез.K1*б} + R_{ВН*б} + jX_{ВН*б} + R_{НН*б} + jX_{НН*б}; \quad (17)$$

$$\underline{Z}_{рез.K3*б} = \underline{Z}_{рез.K1*б} + R_{ВН*б} + jX_{ВН*б} + R_{СН*б} + jX_{СН*б}; \quad (18)$$

$$\underline{Z}_{рез.K1*б} = j0,400 + 0,007 + j0,018 + 0,031 + j0,129 + 0,021 + j0,016 = 0,059 + j0,563 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{рез.K2*б} = 0,059 + j0,563 + 0,157 + j17,063 + 0,157 + j9,921 = 0,373 + j27,547 \text{ о.е.};$$

$$\underline{Z}_{рез.K3*б} = 0,059 + j0,563 + 0,157 + j17,063 + 0,157 + j \cdot 0 = 0,373 + j17,626 \text{ о.е.};$$

$$Z_{рез.K1*б} = \sqrt{0,059^2 + 0,563^2} = 0,566 \text{ о.е.};$$

$$Z_{рез.K2*б} = \sqrt{0,373^2 + 27,547^2} = 27,550 \text{ о.е.};$$

$$Z_{рез.K3*б} = \sqrt{0,373^2 + 17,626^2} = 17,630 \text{ о.е.}$$

Начальные значения периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания при КЗ в каждой из расчётных точек:

$$I_{п0 K1} = \frac{1,13}{0,566} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,02 \text{ кА};$$

$$I_{п0 К2} = \frac{1,13}{27,550} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,76 \text{ кА};$$

$$I_{п0 К3} = \frac{1,13}{17,630} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,00 \text{ кА}.$$

Ударный ток определяется следующим образом:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{п0}, \quad (19)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, определяемый по формуле:

$$K_{уд} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{\omega_c \cdot T_a}}, \quad (20)$$

где T_a – постоянная времени;

$\omega_c = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ Гц}$ – синхронная угловая частота сети.

Рассчитываем постоянные времени для каждой из расчётных точек КЗ:

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega_c \cdot R_{рез}}; \quad (21)$$

$$T_{aК1} = \frac{0,563}{314 \cdot 0,059} = 0,030 \text{ с};$$

$$T_{aК2} = \frac{27,547}{314 \cdot 0,373} = 0,235 \text{ с};$$

$$T_{aК3} = \frac{17,626}{314 \cdot 0,373} = 0,150 \text{ с}.$$

Находим ударные коэффициенты и ударные токи:

$$K_{уд К1} = 1,02 + 0,98 e^{-\frac{3}{314 \cdot 0,030}} = 1,733;$$

$$K_{уд\ K2}=1,02+0,98 e^{-\frac{3}{314 \cdot 0,235}}=1,961;$$

$$K_{уд\ K3}=1,02+0,98 e^{-\frac{3}{314 \cdot 0,150}}=1,940;$$

$$i_{уд\ K1}=\sqrt{2} \cdot 1,733 \cdot 10,02=24,56 \text{ кА};$$

$$i_{уд\ K2}=\sqrt{2} \cdot 1,961 \cdot 3,76=10,43 \text{ кА};$$

$$i_{уд\ K3}=\sqrt{2} \cdot 1,940 \cdot 1,00=2,74 \text{ кА}.$$

2.4 Проверка выбранного сечения кабеля

В данном пункте осуществляется проверка выбранного сечения кабеля 110 кВ по потере напряжения и по термической стойкости к КЗ.

Потери напряжения рассчитываются по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (r_{уд} \cos \varphi + x_{уд} \sin \varphi) \cdot L / 1000, \quad (22)$$

где I_p – расчётный ток в проводнике, А;

$r_{уд}=0,162$ Ом/км, $x_{уд}=0,125$ Ом/км – удельное активное и индуктивное сопротивление кабеля АПвПу2Г 1×185–110 [18];

$L=1,7$ км – длина кабельной линии;

Потери напряжения в кабеле 3×АПвПу2Г 1×185–110, питающем ПС «Светланскую», в нормальном и послеаварийном режиме:

$$I_{норм} = \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (23)$$

$$\cos \varphi_{\Sigma} = P_{\Sigma} / S_{\Sigma}; \quad (24)$$

$$\sin \varphi_{\Sigma} = Q_{\Sigma} / S_{\Sigma}; \quad (25)$$

$$I_{норм} = \frac{7144}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 18,7 \text{ А};$$

$$\cos \varphi_{\Sigma} = 6539 / 7144 = 0,915;$$

$$\sin\varphi_{\Sigma}=2878/7144=0,403;$$

$$\Delta U_{\text{норм}}=\sqrt{3}\cdot 18,7\cdot(0,162\cdot 0,915+0,125\cdot 0,403)\cdot 1,7=11 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{норм}\%}=100\cdot 11/110000=0,01 \%;$$

$$\Delta U_{\text{п/ав}}=\sqrt{3}\cdot 37,5\cdot(0,162\cdot 0,915+0,125\cdot 0,403)\cdot 1,7=22 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{п/ав}\%}=100\cdot 11/110000=0,02 \%.$$

Таким образом, потери напряжения в принятых для выполнения питающей линии кабелях очень малы, что объясняется тем, что на напряжение 110 кВ кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена выпускаются с минимальным сечением 185 мм².

Проверка выбранных сечений кабелей на термическое действие токов КЗ проводится по условию:

$$F \geq F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \cdot 10^3, \quad (26)$$

где F_{min} – минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс;

$C=65 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ – значение функции для кабеля с алюминиевыми жилами и полиэтиленовой изоляцией [15].

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = \left(I_{\text{п0}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \quad (27)$$

здесь $I_{\text{п0}}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания (КЗ) в начальный момент времени;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ.

Проверяем выбранные сечения кабелей питающей линии на термическое действие токов КЗ по условию (29) с учетом формулы (27):

$$B_{\text{к}}=10,02^2\cdot(1,0+0,030)=103,4 \text{ (кА)}^2\cdot\text{с};$$

$$F=185 \text{ мм}^2 > F_{\min} = \frac{\sqrt{103,4}}{65} \cdot 10^3 = 156 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, выбранные для питающей линии кабели 3×АПвПу2г 1×185–110 выдержат термическое действие токов КЗ.

2.5 Прокладка и высоковольтные испытания кабеля

Выбранный кабель 3×АПвПу2г 1×185–110 предназначен для стационарной прокладки в грунте, в траншеях, полиэтиленовых трубах или железобетонных лотках, а также в частично или полностью затапливаемых кабельных сооружениях. Поэтому было принято решение о прокладке кабеля в траншее, в местах пересечения с дорогами кабель прокладывается в кабельных тоннелях, которые сооружаются с использованием техники горизонтально-направленного бурения.

Приемка траншей от строительной организации выполняется после осмотра и подтверждения, что трасса выполнена строго по геодезической разбивке с соблюдением вертикальных отметок дна траншеи, с привязками траншеи к различным ориентирам, углы поворотов траншеи должны соответствовать требованиям для радиусов изгиба кабелей. При приемке особое внимание обращается на планировочные отметки по всей длине трассы.

Перед прокладкой кабелей в траншею представители эксплуатирующей организации осматривают готовность трассы для прокладки кабелей:

- заготовку плит для механической защиты кабелей по всей трассе;
- отсутствие воды в траншее;
- отсутствие камней и прочих предметов в траншее;
- углы поворотов траншеи;
- глубину траншеи по всей трассе;
- заделку труб в проходы при вводе в здания через фундаменты и стены;
- расстановку по всей трассе линейных и угловых роликов (угловые ролики должны быть закреплены);

на кабели, которые будут проложены в данной траншее, предъявляются протоколы испытаний кабелей на заводе, акты осмотра барабана и кабеля на

нем.

Дно траншеи по всей длине должно быть присыпано песком или мелкой землей, не содержащей камней, строительного мусора, шлака и т. п. Толщина подсыпки должна составлять не менее 100 мм.

Вдоль всей траншеи должны быть заготовлены для засыпки кабеля песок или мелкая земля.

После выполнения перечисленных требований разрешается прокладка кабеля и составляется акт на скрытые работы и акт приемки траншей, каналов, туннелей и блоков под монтаж кабелей.

Прокладку кабеля в траншее, как правило, выполняют с применением механизмов и приспособлений.

При прокладке в земле параллельно с другими эксплуатируемыми кабелями или инженерными коммуникациями вблизи зданий и сооружений должны соблюдаться расстояния в свету (не менее):

от кабелей 35 кВ 0,25 м;

от кабелей, эксплуатируемых другими организациями и кабелями связи, 0,5 м;

от стволов деревьев 2 м и от кустарных посадок 0,75 м;

от фундаментов зданий и сооружений 0,6 м;

от трубопроводов, водопровода, канализации, дренажа, газопроводов низкого и среднего давления 1 м;

от газопроводов высокого давления и теплопроводов 2 м;

от электрифицированной железной дороги 10,75 м;

от трамвайных путей 2,75 м;

от автомобильной дороги от бровки 1 м;

от бордюрного камня 1,5 м.

Допускается уменьшение перечисленных расстояний в стесненных условиях, но это должно быть оговорено в проекте и должны быть предусмотрены меры по защите кабелей в трубах или блоках

В местах поворота траншеи выполняют так, чтобы радиус изгиба кабелей был не меньше допустимого (рисунок 9).

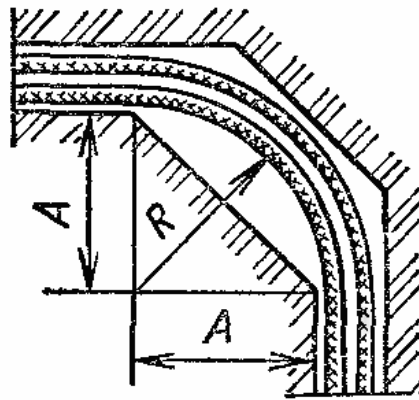
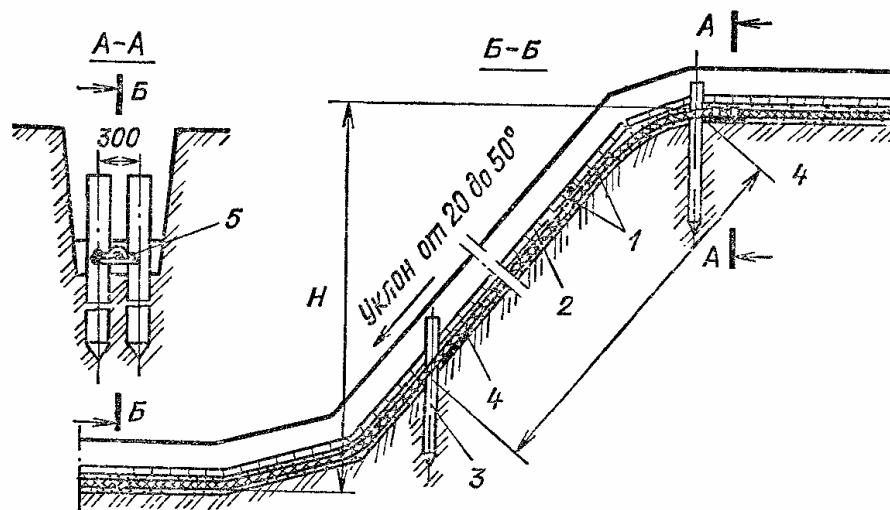


Рисунок 9 – Поворот кабельной трассы

На уклонах от 20 до 50 ° прокладка кабелей в траншеях производится с креплением кабеля к железобетонным сваям.

На рисунке 10 показан пример прокладки кабеля на уклонах. Расстояние А между креплениями должно быть не более 15 м для кабелей с броней из плоских лент и 50 м для кабелей с проволочной броней. Размер Н не превышает наибольших допустимых разностей уровней для кабелей. Места крепления кабелей к плите заливают битумной массой. Вместо железобетонных свай могут применяться столбы из дерева хвойных пород, обработанного антисептическим составом.



1 – просеянный грунт или песок; 2 – кирпич или плиты; 3 – свая железобетонная; 4 – плита асбоцементная; 5 – скоба для крепления кабеля

Рисунок 10 – Крепление кабеля на размываемых ливнями и талыми водами склонах с уклоном от 20 до 50 °

Кабели в траншеях укладываются с запасом 1–2 % («змейкой») от его

длины для исключения возможности возникновения опасных механических напряжений при смещении почвы и температурных деформациях, особенно в весенний период при оттаивании земли. Укладка кабеля «змейкой» при прокладке с помощью механизмов выполняется в процессе перекладки его с роликов на дно траншеи.

При параллельной прокладке кабелей в траншее концы кабелей, предназначенных для последующего монтажа соединительных муфт, располагаются со сдвигом мест соединения не менее чем на 2 м (рисунок 11). При этом предусматривается запас кабеля по длине, необходимый для проверки изоляции на влажность, для монтажа соединительных муфт и укладки дуг компенсаторов, предохраняющих муфты от повреждения при возможных смещениях почвы и при температурных деформациях кабеля, а также на случай перерезки муфт при ее повреждении.

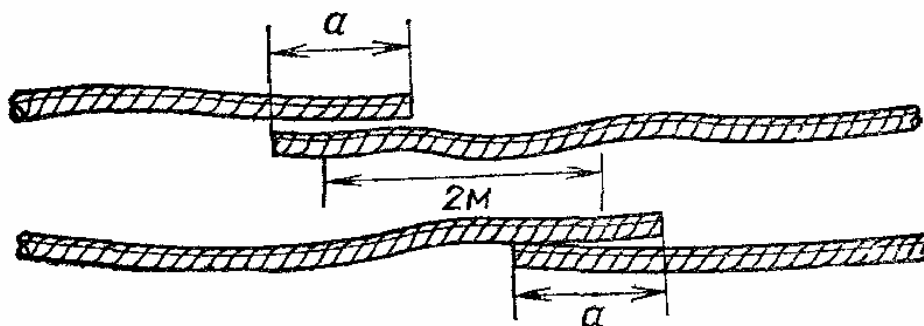
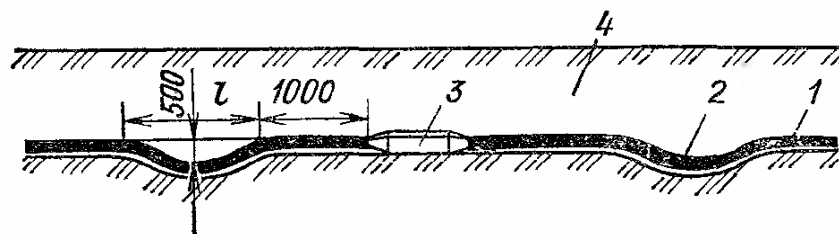


Рисунок 11 – Расположение концов кабелей в месте монтажа двух соединительных муфт. Размер a составляет от 0,5 до 1 м

Допускается в стесненных условиях при больших потоках кабелей компенсаторы располагать в вертикальной плоскости с двойной минимальной внутренней кривой изгиба, размещая их полого по дуге в земляной щели толщиной не более 200 мм ниже уровня прокладки кабелей на глубине до 0,5 м. Запас кабеля в компенсаторе должен быть 350 мм. Муфты необходимо располагать на уровне прокладки кабелей. Расположение компенсаторов и соединительной муфты представлено на рисунке 12.

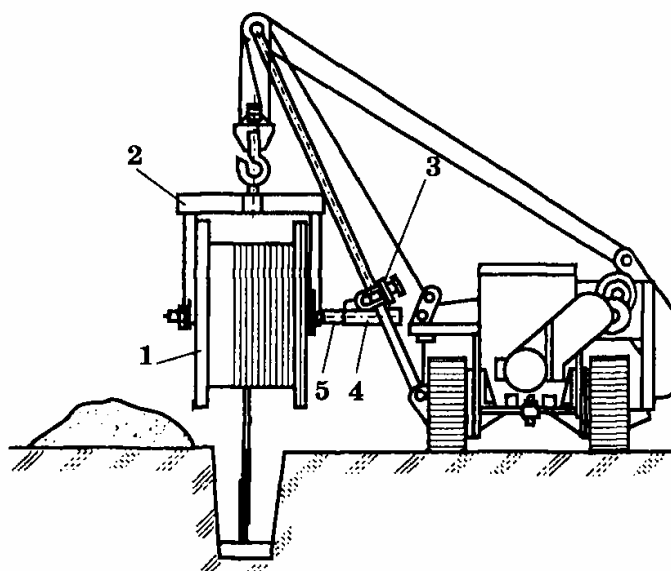


1 – кабель; 2 – компенсатор; 3 – муфта; 4 – траншея; l – длина компенсатора, зависящая от марки и диаметра кабеля

Рисунок 12 – Вертикальное расположение компенсаторов в месте монтажа соединительной муфты:

Число соединительных муфт на 1 км вновь строящихся кабельных линий должно быть не более 2 шт. для одножильных кабелей.

В готовой траншее кабель прокладывают, раскатывая его с барабана, установленного на кабельном транспортере, автомобиле или трубоукладчике (рисунок 13), которые перемещаются вдоль траншеи.



1 – барабан; 2 – траверса; 3 – зажим; 4 – втулка-удлинитель; 5 – ось траверсы

Рисунок 13 – Раскатка кабеля с трубоукладчика:

Если по условиям трассы применение автомеханизмов затруднено, то кабель раскатывают в траншее с помощью лебедки по специальным кабельным роликам, которые устанавливают на прямолинейных участках трассы по дну траншеи через 3–5 м; на всех поворотах трассы устанавливают угловые ролики (рисунок 14).

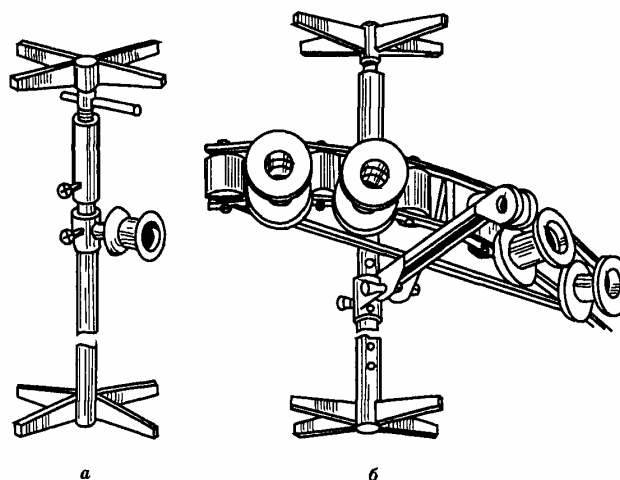


Рисунок 14 – Линейный (а) и угловой (б) универсальные распорные ролики

После осмотра кабельной трассы представителем эксплуатирующей организации разрешается производить засыпку кабеля песком или мелкой землей, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

В том случае, если проектом предусмотрена защита кабелей красным глиняным кирпичом или асбоцементными плитами, то присыпка над кабелем должна быть не менее 100 мм, при прокладке над кабелями сигнально-предупредительной ленты, что также должно быть указано в проекте, присыпка должна быть не менее 300 мм, т.е. лента должна находиться на глубине 400 мм от планировочной отметки. Меньшая глубина прокладки ленты допускается на участках длиной до 5 м при вводе кабеля в здание, а также в местах пересечения с подземными сооружениями и коммуникациями при условии защиты кабелей от механических повреждений (в трубах, железобетонными плитами). В этих случаях лента должна быть введена на 300 мм в трубу или под плиту с каждой стороны пересечения.

Сигнально-предупредительная лента из поливинилхлоридного пластика должна быть красного цвета толщиной 0,5–1 мм и шириной не менее 150 мм. Одну ленту можно прокладывать над двумя кабелями.

При большем числе кабелей необходимо укладывать дополнительное число лент с таким расчетом, чтобы края ленты закрыли кабель с учетом «змейки».

После присыпки кабелей и укладки кирпича (плит) или сигнально-

предупредительной ленты представители строительной и электромонтажной организаций совместно с представителями эксплуатирующей организации составляют акт на скрытые работы, который является официальным документом, разрешающим засыпку траншей грунтом.

Засыпка трасс без указанного документа запрещается.

Засыпка трасс производится сразу же после подписания акта.

Окончательную засыпку котлованов необходимо производить после монтажа соединительных муфт и испытания кабельной линии повышенным напряжением.

Запрещается засыпка траншей грунтом, содержащим камни, отходы металла и т. п.

Для проложенного кабеля 110 кВ необходимо провести высоковольтные испытания – повышенным напряжением. Для проверки проложенного инновационного кабеля целесообразно использовать новейшую передвижную высоковольтную установку резонансного типа WRV 74/180Т, которая позволяет проверять в полевых условиях кабеля 110 кВ длиной до двенадцати км. Проведенные работы по проверке и испытаниям кабеля позволят избежать серьезных коротких замыканий и существенно улучшат надежность работы кабельных линий после того, как их введут в эксплуатацию.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ 110/35/6 кВ «СВЕТЛАНСКАЯ» С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

3.1 Выбор и проверка числа и мощности силовых трансформаторов

Так как от проектируемой подстанции «Светланская» будут получать электроэнергию потребители I и II категорий по требованиям к надежности электроснабжения, то на подстанции необходима установка двух силовых трансформаторов. В этом случае при правильном выборе мощности силовых трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей электроэнергии даже при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов.

Выбор номинальной мощности трансформаторов проводится по их перспективной нагрузке:

$$S_{T,ном} \geq S_{T,расч} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{n_T \cdot K_{з.опт}}, \quad (28)$$

где $S_{T,ном}$ и $S_{T,расч}$ – номинальная и расчётная мощности трансформатора;

$P_{\Sigma}=6539$ МВт, $Q_{\Sigma}=2878$ МВАр – активная и реактивная мощности перспективной нагрузки проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Светланская»;

$n_T=2$ – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{з.опт}=0,7 \div 0,75$ – оптимальный коэффициент загрузки силового трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции;

$$S_{T,расч} = \frac{\sqrt{6539^2 + 2878^2}}{2 \cdot 0,70} = 5,1 \text{ МВА.}$$

Следовательно, для установки на проектируемой подстанции подходят трансформаторы мощностью 6,3 МВА. Принимаем к установке силовые трехобмоточные трехфазные масляные трансформаторы ТМГН–6300/110/35/10

с естественной циркуляцией масла и воздуха производства компании «Тольяттинский Трансформатор» [16]. Выбранные трансформаторы предназначены для работы в умеренном климате с перепадом температур от минус 45 до плюс 40 °С. Трансформаторы имеют плоско шихтованную трехстержневую магнитную систему из высококачественной электротехнической стали. Трансформаторы оснащены устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$ со стороны ВН, с переключением ответвлений без возбуждения (ПВВ), с диапазоном регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$ со стороны СН. Трансформаторы изготавливаются по ГОСТ 12965-93 и в соответствии с ТЗ заказчика.

Выбранные силовые трансформаторы необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{\text{норм}}^3 = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}; \quad (29)$$

$$K_{\text{п/ав}}^3 = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{S_{\text{Т.НОМ}}}, \quad (30)$$

где $K_{\text{норм}}^3$ – коэффициент загрузки в нормальном режиме, для обеспечения наиболее экономичного режима работы при соблюдении технических ограничений должен лежать в пределах от 0,5 до 0,75, желательно, ближе к верхней границе обозначенного диапазона;

$K_{\text{п/ав}}^3$ – коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, не должен превышать 1,4;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$$K_{\text{норм}}^3 = \frac{\sqrt{6539^2 + 2878^2}}{2 \cdot 6300} = 0,567;$$

$$K_{п/ав}^3 = \frac{\sqrt{6539^2 + 2878^2}}{6300} = 1,134.$$

Следовательно, выбранные трансформаторы ТМТН–6300/110/35/10 удовлетворяют условиям проверки по уровню загрузки и совпадают с предварительно принятыми к установке, следовательно, необходимость в пересчёте токов КЗ отсутствует.

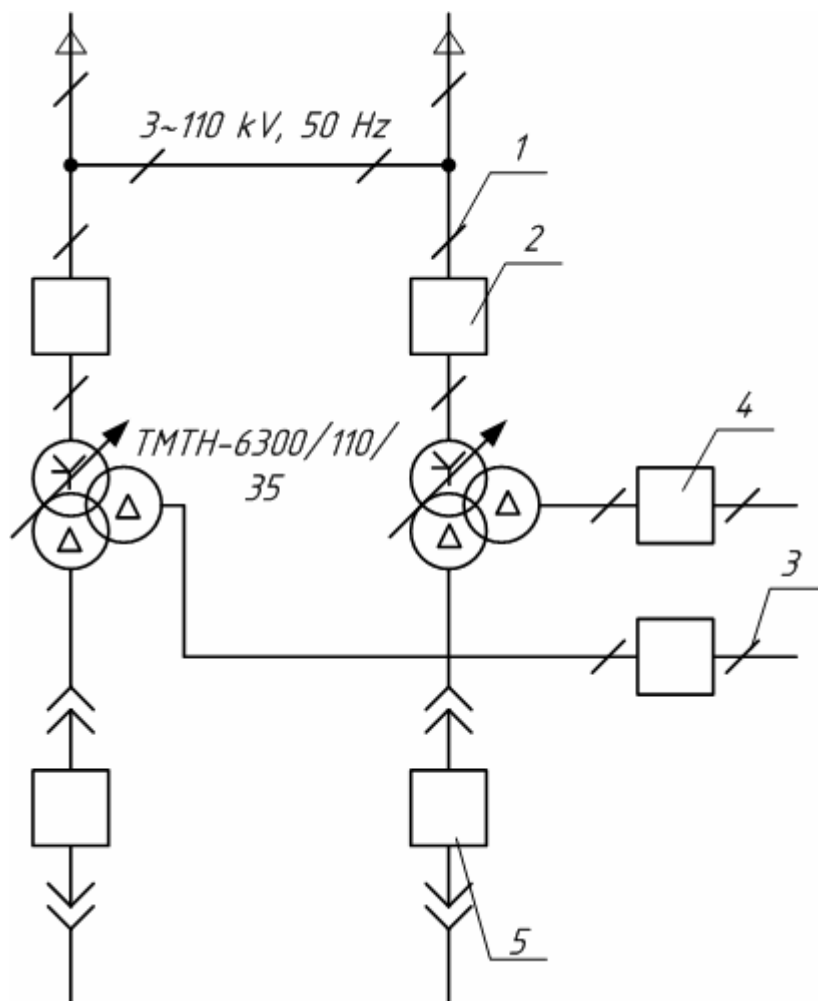
3.2 Выбор схемы электрических соединений подстанции

Электрическая схема подстанции определяет весь последующий ход проектирования электрической части подстанции. От схемы РУ зависят количество и тип электрооборудования, устанавливаемого на подстанции. Основные требования, предъявляемые к электрическим схемам подстанций: обеспечение надёжного электроснабжения потребителей при высоких экономических показателях (малые капитальные вложения в сооружение подстанции и небольшие отчисления на амортизацию и обслуживание), простота в обслуживании.

При небольшом количестве присоединений на стороне ВН применяют упрощённые схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшенное. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж.

Проектируемая подстанция 110/35/6 кВ «Светланская» в нормальном режиме будет получать электроэнергию по двум кабельным отпайкам от проходящей двухцепной линии 110 кВ, питание и нагрузки по стороне среднего напряжения в нормальном режиме отсутствуют. При отключении или выводе в ремонт участка сети 110 кВ, от которого будет запитана ПС «Светланская» питание потребителей подстанции будет осуществляться со стороны среднего напряжения – по резервным линиям 35 кВ. Следовательно, распределительное устройство (РУ) 110 кВ ПС «Светланская» целесообразно выполнить по схеме «двух блоков линия–трансформатор с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линий». Принятая схема РУ 110 кВ

показана на рисунке 15.



1 – разъединитель 110 кВ; 2 – выключатель 110 кВ; 3 – разъединитель 35 кВ; 4 – выключатель 35 кВ; 5 – выкатная ячейка выключателя 6 кВ

Рисунок 15 – Схема РУ 110 кВ с указанием типов коммутационной аппаратуры со стороны 35 и 6 кВ трансформаторов

Выбор упрощённой схемы для РУ 110 кВ позволяет уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж, упростить эксплуатацию, уменьшить численность обслуживающего персонала.

В нормальном режиме работы каждый из двух трансформаторов подключен к своей линии через отдельный выключатель. Ремонтная перемычка из двух разъединителей отключена одним из них.

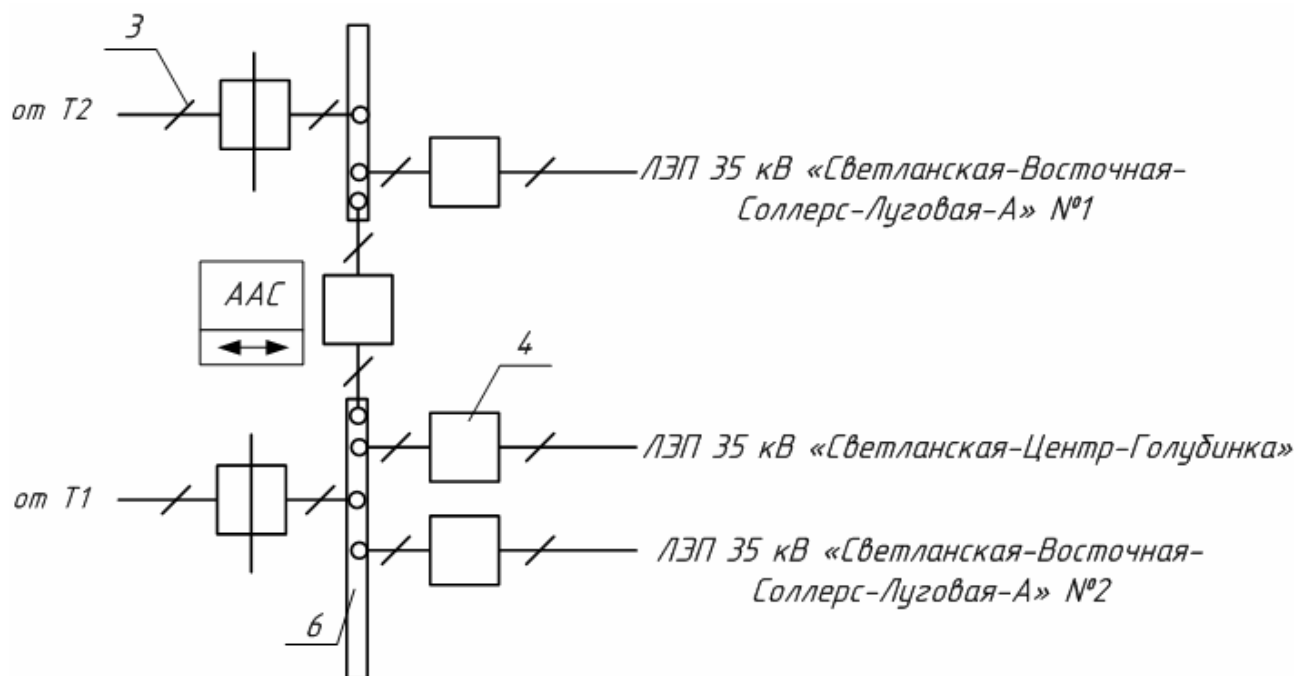
При необходимости вывода в ремонт трансформатора или выключателей, ошиновки в цепи трансформатора на стороне 110, 35 и 6 кВ предварительно вся

нагрузка подстанции переводится на другой трансформатор. Например, при выводе в ремонт трансформатора отключаются выключатели в цепи трансформатора на стороне среднего и низкого напряжения и включаются секционные выключатели 6 и 35 кВ или наоборот (последовательность операций определяется местными инструкциями по производству переключений). Затем отключается выключатель в цепи трансформатора со стороны высокого напряжения, и отключаются соответствующие разъединители 110 и 35 кВ, а выключатель 6 кВ выкатывается из ячейки в ремонтное положение.

При выводе в ремонт одной из линий 110 кВ для того, чтобы оставить на ПС в работе оба трансформатора, включается ремонтная перемычка из разъединителей. При коротком замыкании в трансформаторе релейной защитой отключаются выключатели 110, 35 и 6 кВ и после срабатывания АВР включаются секционные выключатели 35 и 6 кВ, переводя нагрузку обесточенных секций на оставшийся в работе трансформатор.

Схема простая в обслуживании, недорогая и достаточно надежная для питания потребителей всех категорий.

Так как к распределительному устройству 35 кВ ПС «Светланская» будут подключены три воздушные линии 35 кВ, обеспечивающие резервное питание потребителей проектируемой подстанции, то распределительное устройство 35 кВ с учетом наличия пяти присоединений должно быть выполнено с одной рабочей секционированной выключателем системой шин. Данная схема обеспечивает требуемый уровень надёжности электроснабжения потребителей. Принятая схема РУ СН показана на рисунке 16.



3 – разъединитель 35 кВ; 4 – выключатель 35 кВ; 6 – шины 35 кВ

Рисунок 16 – Схема РУ 35 кВ

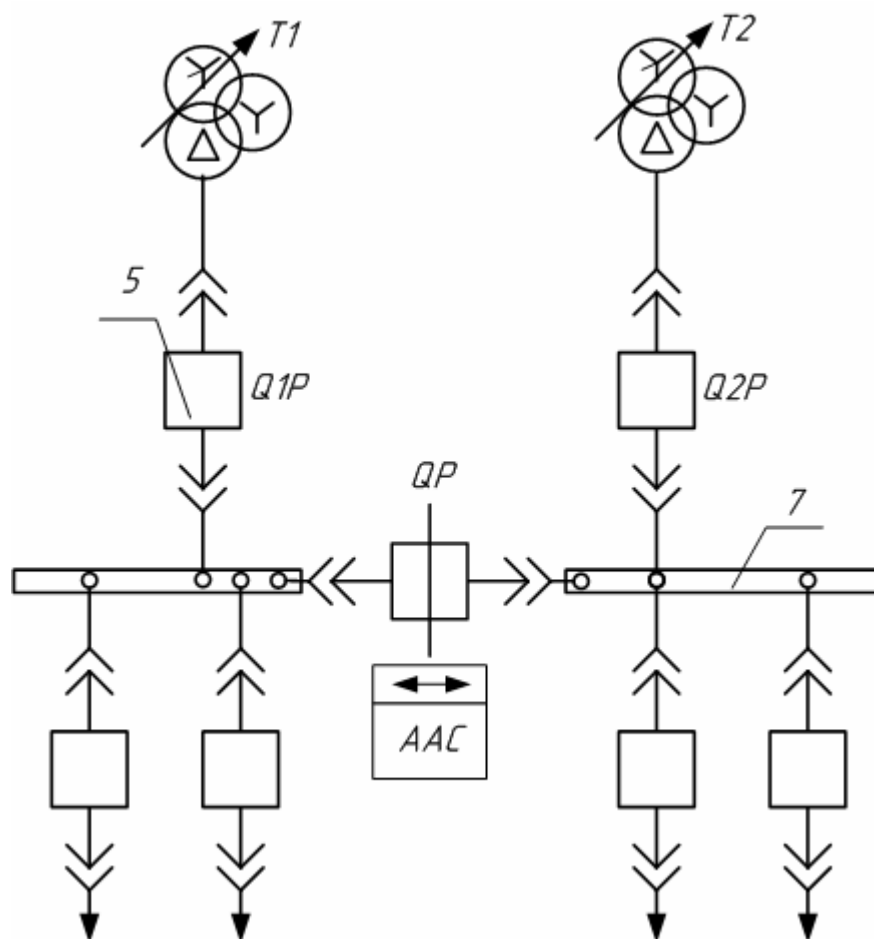
В нормальном режиме работы подстанции 110/35/6 кВ выключатели в цепях трансформаторных вводов 35 кВ отключены, выключатели линий 35 кВ и секционный выключатель 35 кВ могут быть включены для обеспечения транзитных режимов в сети 35 кВ.

При отсутствии питания проектируемой подстанции со стороны ВН отключаются оба выключателя 110 кВ (рис. 9), включаются вводные выключатели 35 кВ и отключенные линейные выключатели 35 кВ.

При выводе в ремонт выключателя 35 кВ его присоединение отключается на все время ремонтных работ.

Схема недорогая, удобная и простая в обслуживании.

Распределительное устройство 6 кВ выполняется закрытым с одной секционированной системой шин – рисунок 17. Достоинства принятой для РУ 6 кВ схемы – простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надёжность.



5 – выкатная ячейка выключателя 6 кВ; 7 – шины 6 кВ

Рисунок 17 – Схема РУ 6 кВ

Для снижения уровня токов КЗ на стороне НН подстанции принимается раздельная работа трансформаторов. На секционном выключателе 6 кВ предусматривается устройство АВР. В нормальном режиме включены выключатели всех присоединений, секционный выключатель отключен.

При КЗ на одной секции 6 кВ отключается соответствующий вводной выключатель 6 кВ и секция обесточивается на все время ремонтных работ. При этом возможно отключение потребителей III категории, а потребители I и II категорий питаются по резервным линиям. Короткое замыкание на линии отключается одним выключателем, но если происходит отказ в отключении выключателя, то КЗ с линии переходит на секцию. Гасится вся секция на время, необходимое для вывода в ремонт линии и неотключившегося выключателя.

Распределительное устройство 6 кВ выполняется с использованием комплектных ячеек с выключателями на выкатных тележках, что позволяет

отказаться от разъединителей. Их функции выполняют втычные контакты выкатной тележки. Применение комплектных ячеек позволяет увеличить надежность схемы, улучшить условия эксплуатации, снизить затраты на сооружение РУ 6 кВ.

Схема наглядна, проста и удобна в обслуживании, экономична.

Разработанная схема электрических соединений подстанции показана в графической части данной работы.

3.3 Выбор и проверка электрооборудования и токоведущих частей

Силовое электрооборудование должно быть выбрано по условиям работы в максимальном нагрузочном режиме (режим зимнего максимума) и проверено на термическую и электродинамическую стойкость при расчетном коротком замыкании (трехфазное КЗ на шинах распределительного устройства, в котором устанавливается проверяемое оборудование).

Необходимые для выбора оборудования максимальные рабочие токи в цепях трансформаторов находятся по формуле:

$$I_{\max.\text{тр}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (31)$$

где $I_{\max.\text{тр}}$ – максимальный рабочий ток в цепи трансформатора с учётом 50%-ой допустимой перегрузки;

$$I_{\max.\text{ВН}} = 1,5 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 1000 = 49,6 \text{ А};$$

$$I_{\max.\text{СН}} = 1,5 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot 1000 = 155,9 \text{ А};$$

$$I_{\max.\text{НН}} = 1,5 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6} \cdot 1000 = 909,3 \text{ А}.$$

Так как проектируемая подстанция сооружается в историческом центре Владивостока, в квартале, который будет плотно застроен новыми и существующими объектами капитального строительства, то выделение

значительной площади земли, которая требуется для сооружения классических традиционных распределительных устройств открытого типа, не представляется возможным. Поэтому принимаем решение о выполнении подстанции с использованием высоковольтных комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 110 кВ и комплектных распределительных устройств (КРУ) 35 кВ. Использование ячеек КРУЭ 110 кВ и КРУ 35 кВ позволит отказаться от открытых распределительных устройств 110 и 35 кВ, на долю которых приходится основная часть выделяемого под подстанцию участка земли. Стоимость оборудования (ячеек) КРУЭ примерно в 1,5 раза выше суммарной стоимости отдельностоящих аппаратов в открытом РУ, выполненном по той же схеме, что и КРУЭ, однако общие капитальные затраты на сооружение КРУЭ ненамного выше, чем на сооружение ОРУ. Особенно это относится к ПС, сооружаемым в городах, где стоимость земли высока. Следовательно, для подстанции, сооружаемой в историческом центре Владивостока, величина капитальных затрат при использовании ячеек КРУЭ вероятно даже снизится по сравнению со стоимостью открытых РУ. Затраты на эксплуатацию КРУЭ из-за незначительных климатических воздействий и более высокой надежности его элементов ниже чем затраты на эксплуатацию ОРУ. [19]

Кроме компактности использование КРУЭ 110 кВ несет также следующие преимущества:

- большая безопасность для обслуживающего персонала – всё высоковольтное оборудование помещено в металлическую заземляемую оболочку, нет открытых частей электрооборудования, находящихся под напряжением;

- повышенная надежность в работе, т.к. оборудование КРУЭ не подвергается воздействию внешней среды: атмосферным осадкам, перепадам давления и влажности, перепадам температуры; благодаря этому аппаратура работает в более благоприятных условиях, что служит залогом более надежной работы подстанции.

Принимаем к установке комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ 110 кВ отечественного производителя – компании «Электроцит Самара» [5]. КРУЭ-СЭЩ 110 поставляется с одной и двумя сборными шинами в зависимости от реализуемой схемы. Возможна реализация любой схемы согласно ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 [19] и СТО 56947007-29.240.30.047-2010 [20], следовательно, принятая для РУ 110 кВ схема 4Н будет реализована.

Главный элемент КРУЭ – элегазовый выключатель. В мире широко распространены элегазовые выключатели с пружинно-гидравлическим приводом. В КРУЭ-СЭЩ 110 кВ применяется пружинно-моторный привод. Связано это с более надежной работой пружинно-моторного привода при отрицательных температурах. Время полного взведения пружины включения составляет менее 15 секунд, то есть выполняется требование ГОСТ Р 52565 О-0,3с-ВО-20с-ВО. Механический ресурс – 10 000 циклов. Выключатель способен двадцать раз отключить ток 40 кА, что подтверждено натурными испытаниями. Двигательные приводы трехпозиционного разъединителя-заземлителя и быстродействующего заземлителя имеют увеличенный механический ресурс. Оба механизма надежно работают на протяжении 10 000 циклов.

Удобная система индикации и наличие смотровых окон позволяют точно определять положение, в котором находится выключатель, трехпозиционный разъединитель-заземлитель, быстродействующий заземлитель. Цвет указателей выполнен в соответствии с ПУЭ. В аварийных ситуациях, при прерывании питания, возможно ручное управление выключателем, трехпозиционным разъединителем-заземлителем, быстродействующим заземлителем.

Утечка элегаза в год составляет не более 0,5 процента, что является хорошим показателем.

Комплектно с КРУЭ поставляются шкафы местного управления производства ООО «НТЦ «Механотроника», выполненные на базе микропроцессорных устройств БМРЗ, при помощи которых осуществляется

управление коммутационными аппаратами, реализуются функции защит, автоматики, система оперативных блокировок и взаимодействие с системой автоматического управления (АСУ).

КРУЭ-СЭЩ 110 кВ поставляется в двух вариантах. Возможна как поставка только оборудования КРУЭ-СЭЩ 110 кВ, так и поставка оборудования комплектно с модульным зданием из сэндвич-панелей. Поставка подстанции может быть осуществлена «под ключ», включая проект, поставку оборудования, монтаж, сдачу эксплуатирующей организации.

Климатическое исполнение КРУЭ-СЭЩ 110 кВ соответствует ГОСТ 15150 УЗ; при установке подстанции в модульном или капитальном здании температурный диапазон расширяется до ХЛ или УХЛ.

Возможны два типа подводки питания КРУЭ-СЭЩ 110 кВ – от воздушной линии (в этом случае питание на КРУЭ-СЭЩ 110 подается через проходные изоляторы, вмонтированные в стену здания), либо от кабельной линии 110 кВ. Следовательно, выбираем вариант с подачей питания через кабельный канал кабелем непосредственно на вводную ячейку КРУЭ 110 кВ. Конструкция обладает сейсмостойкостью 9 баллов по шкале MSK-64.

Особенностью КРУЭ-СЭЩ 110 кВ является выполнение в трехфазном исполнении, ширина блока 900 мм, поэтому можно из блоков скомпоновать подстанцию небольшой площади, снизив стоимость строительных работ. Для проектируемой подстанции «Светланская» это весьма актуально, кроме того, для выполнения РУ 110 кВ потребуется всего 2 ячейки. Расположение трех фаз в одном модуле у КРУЭ-СЭЩ 110 кВ позволяет исключить разновременность срабатывания фаз при оперировании коммутационными аппаратами, что увеличивает надежность электроснабжения потребителей и снижает до минимума вероятность отказа. Расположение трех фаз в одном модуле КРУЭ-СЭЩ 110 кВ дает возможность транспортировать подстанцию отдельными модулями, на месте монтажа подстанции модули состыковываются между собой, что снижает затраты на монтаж подстанции и распродустройство готово к эксплуатации. Корпус модуля КРУЭ-СЭЩ 110 кВ выполнен из алюминиевого

сплава, поэтому на корпусе модуля не наводятся токи индукции, не происходит потерь электроэнергии, корпус не нагревается токами электромагнитной индукции, Корпус КРУЭ-СЭЩ 110 кВ имеет высокую антидетонационную стойкость.

Установка на проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» комплектного распределительного устройства в элегазовой изоляции КРУЭ СЭЩ 110 кВ приводит к дополнительной экономии средств, так как значительно снизятся затраты на проектные работы, во время которых не потребуется выбирать по отдельности каждый вид электрооборудования, достаточно будет проверить условия выбора для КРУЭ в целом.

Комплектные распределительные устройства, как и высоковольтные выключатели, выбираются по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяются по отключающей способности выключателя, используемого в КРУЭ, динамической и термической устойчивости к токам КЗ.

Технические характеристики КРУЭ-СЭЩ 110 кВ [5] представлены в таблице 2, в которой выполнено их сравнение с расчетными данными РУ 110 кВ проектируемой ПС «Светланская».

Таблица 2 – Проверка условий выбора КРУЭ-СЭЩ 110 кВ

Технические характеристики	Условия выбора	Расчетные данные
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}}=37,5 \text{ А}$
$I_{\text{вкл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=10,02 \text{ кА}$
$i_{\text{вкл}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=24,56 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=10,02 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=24,56 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=40^2 \cdot 1,0=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=103,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{отк.ном}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=10,02 \text{ кА}$

Из данных таблицы 2 видно, что КРУЭ-СЭЩ 110 кВ полностью удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Аналогичным образом, для выполнения РУ 35 и 6 кВ выбраны и проверены комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-70-35 кВ и КРУ-СЭЩ-70-6 кВ соответственно [6]. В качестве коммутационного аппарата в КРУ-СЭЩ-70-35 кВ используется вакуумный выключатель с пружинно-моторным приводом HVX40 производства «Шнайдер Электрик», а в КРУ-СЭЩ-70-6 кВ – элегазовый выключатель LF1 производства Merlin Gerin.

КРУ-СЭЩ-70-35 кВ – комплектное распределительное устройство двустороннего обслуживания, предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока с номинальным значением напряжения 35 кВ и тока 630–2500 А с частотой 50 Гц. Расположение выключателя в передней части шкафа определяет удобство работы с кабельными разделками и трансформаторами. КРУ-СЭЩ-70-35 кВ имеет следующие конструктивные особенности:

- трансформаторы тока размещены в пределах досягаемости, доступ к вторичным цепям осуществляется удобно из отсека выключателя;
- заземляющий разъединитель смонтирован в задней части отсека линейного присоединения, его включенные ножи хорошо просматриваются через окошки с задней стороны шкафа;
- панель управления на фасадной двери шкафа; основные элементы управления и счетчик вынесены на панель, расположенную на уровне глаз человека;
- оперирование основными аппаратами КРУ (выдвижным элементом, выключателем, заземляющим разъединителем) с возможностью полного дистанционного управления (с дублированием местным ручным управлением);
- оболочка, локализирующая дугу в пределах отсеков шкафа;
- индикация наличия напряжения;
- все высоковольтные отсеки имеют клапаны для сброса избыточного давления; клапаны всех отсеков открываются вверх, направляя выброс в

необслуживаемую зону;

- 2-, 3-, 4- и 5-обмоточные трансформаторы тока с пломбированием цепей учета;

- видеоконтроль положения выдвигного элемента и заземляющего разъединителя;

- электропривод перемещения выдвигного элемента;

- электропривод управления заземляющим разъединителем.

Преимущества КРУ-СЭЦ-70-35 кВ:

- возможность дистанционного управления выдвигным элементом и заземляющим разъединителем посредством электрического привода; управление двигателем осуществляется переключателем на панели управления по внутренней схеме шкафа; цепи управления выведены и на клеммник для возможности включения их в схему управления и сигнализации (дистанционное управление); ток, потребляемый двигателем, не превышает 1,5 А; по цепям двигателя выполнена и электрическая блокировка (запрет передвижения в рабочее положение при открытой двери, при включённом заземляющем разъединителе, секционного разъединителя и т.д.) в дополнение к механической – это значительно сокращает количество электромагнитных блок-замков;

- панель управления на фасадной двери отсека выключателя; основные кнопки управления и индикации, счётчик вынесены на панель, расположенную на уровне глаз человека;

- комбинация приборов «КРУ-Мнемо» и сигнализаторов наличия высокого напряжения, обеспечивающая отображение информации: о состоянии аппаратов шкафа (выключателя, выдвигного элемента, заземляющего разъединителя) и блокировок, и отображение её в виде «живой» мнемосхемы шкафа; о наличии напряжения на сборных шинах и вводе (линии) с возможностью их фазировки; возможно включение этого сигнала в схему блокировок; вся информация может передаваться по каналам телемеханики.

Кроме того, КРУ-СЭЩ-70-35 кВ отвечает всем современным требованиям по энергоэффективности и энергосбережению, т.к. в КРУ-СЭЩ-70-35 кВ обеспечено:

- 1) снижение потерь при непосредственной передаче электроэнергии:
 - все контактные соединения имеют гальваническое покрытие для предотвращения ухудшения свойств со временем;
 - токоведущие части главных цепей СЭЩ-70-35 выполнены из меди, обладающей низким удельным сопротивлением;
- 2) снижение затрат электроэнергии при эксплуатации КРУ:
 - применены светодиодные лампы освещения шкафов;
 - применен автоматически отключающийся обогрев релейных шкафов;
- 3) снижение затрат, связанных с авариями, недоотпуском электроэнергии:
 - дуговая защита на оптоволоконных датчиках снижает до минимума время воздействия открытой дуги, исключительно селективна, практически исключает ложные срабатывания;
 - разделение шкафа на отсеки уменьшает зону повреждения при дуговом коротком замыкании в шкафу;
 - электрический привод выдвижного элемента позволяет производить оперативные переключения дистанционно, ускоряет ввод резерва;
 - полностью взаимозаменяемые выдвижные элементы;
- 4) снижение затрат на ремонт и эксплуатацию оборудования:
 - в ячейках с контактными соединениями, выполненными из медных шин, не требуется постоянное обслуживание;
 - простой шторочный механизм не требует регулировки и обслуживания.

КРУ-СЭЩ-70-6 кВ имеет схожие конструктивные особенности и все те же преимущества, что и КРУ-СЭЩ-70-35 кВ, за одним исключением: КРУ-СЭЩ-70 является устройством одностороннего оперативного обслуживания. Все оперативные переключения, доступ в отсек вакуумного выключателя,

линейного присоединения, в релейный шкаф осуществляются с фасада.

Сравнение технических характеристик выбранных КРУ 35 и 6 кВ с расчётными данными показано в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Проверка условий выбора КРУ-СЭЩ-70-35 кВ

Технические характеристики	Условия выбора	Расчетные данные
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}}=35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.шкаф.}}=630 \text{ А}$ $I_{\text{ном.сб.шин}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}}=155,9 \text{ А}$
$I_{\text{вкл}}=25 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=1,00 \text{ кА}$
$i_{\text{вкл}}=64 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=2,74 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.скв}}=25 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=1,00 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}}=64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=2,74 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=25^2 \cdot 0,500=312 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=1,00^2 \cdot 0,650=0,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{отк.ном}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=1,00 \text{ кА}$

Из данных таблицы 3 видно, что КРУ-СЭЩ-70-35 кВ полностью удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Таблица 4 – Проверка условий выбора КРУ-СЭЩ-70-6 кВ

Технические характеристики	Условия выбора	Расчетные данные
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}}=6 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.шкаф.}}=1000 \text{ А}$ $I_{\text{ном.сб.шин}}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}}=909,3 \text{ А}$
$I_{\text{вкл}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=3,76 \text{ кА}$
$i_{\text{вкл}}=51 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=10,43 \text{ кА}$
$I_{\text{пр.скв}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=3,76 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}}=51 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=10,43 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=20^2 \cdot 0,5=200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=3,76^2 \cdot 0,735=10,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{отк.ном}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п0}}$	$I_{\text{п0}}=3,76 \text{ кА}$

Из данных таблицы 4 видно, что КРУ-СЭЩ-70-6 кВ полностью удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Так как для РУ 110, 35 и 6 кВ проектируемой подстанции «Светланская» приняты к установке комплектные распределительные устройства, комплектация которых кроме коммутационных аппаратов также включает жесткие шины, то из токоведущих частей электрической части подстанции подлежат выбору только токоведущие связи между выводами трансформатора и соответствующими ячейками КРУЭ и КРУ. Токоведущие связи будем выбирать по допустимому току. Для стороны 110 кВ принимаем кабель АПвПу2г 1×185–110, которым выполнена питающая ЛЭП 110 кВ и который уже прошел необходимые проверки. Для выполнения токоведущих связей 35 кВ по значению $I_{\max.СН}=155,9$ А выбран кабель АПвПу2г 1×70–35, имеющий допустимый ток $I_{\text{дов}}=240$ А [7]. Для выполнения токоведущих связей 9 кВ по значению $I_{\max.СН}=909,3$ А выбран кабель АПвПу2г 1×800–6, имеющий допустимый ток $I_{\text{дов}}=933$ А [7].

Выбранные кабели 35 и 6 кВ имеют изоляцию из сшитого полиэтилена и применяются для стационарной прокладки в земле (в траншеях) независимо от степени коррозионной активности грунтов и вод. Кабели герметизированы от проникновения влаги, что позволяет эксплуатировать кабели в грунтах с повышенной влажностью и сырых, частично затапливаемых сооружениях. Допускается прокладка на воздухе без защиты от солнечной радиации, в том числе в кабельных сооружениях, при условии обеспечения дополнительных мер противопожарной защиты, например, нанесения огнезащитных покрытий. Кабели прокладываются на трассах без ограничения разности уровней. Кабели предназначены для прокладки на сложных участках кабельных трасс. Срок службы кабеля – 30 лет.

3.4 АСДУ и АСУ ТП подстанции

Непрерывность процессов производства и потребления электрической энергии, быстрота протекания технологических процессов, зависимость режима энергосистемы от режима работы потребителей вызывают необходимость

оперативного управления режимами энергосистемы. Для этого в каждом подразделении энергосистемы существует диспетчерская служба, в состав которой обычно входит оперативная группа и группа режимов. Оперативная группа занимается круглосуточным ведением режима энергосистемы, а группа режимов – разработкой режимов на перспективу. Оперативное управление энергетическими объектами ведется с диспетчерского пункта, на который передается информация от управляемых объектов. Полученная информация обрабатывается, анализируется, и на ее основании диспетчер принимает решения по управлению режимом.

В электрических сетях диспетчер должен получать сведения о состоянии оборудования объектов, расположенных на большом расстоянии от диспетчерского пункта и рассредоточенных на большой территории, информацию о нагрузках линий и трансформаторов на подстанциях, напряжении в различных точках сети, срабатывании релейной защиты и автоматики, отключении потребителей. Большие объемы информации, получаемой диспетчером, требуют введения ЭВМ в процесс управления.

Для управления энергетическими объектами на разном уровне диспетчерского управления созданы специальные алгоритмы и методы, основанные на применении математических моделей и введении устройств телемеханики. В основе построения системы диспетчерского управления лежат следующие принципы:

- иерархическое построение системы с прямым подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени персоналу более высокой ступени иерархии,
- строжайшая диспетчерская дисциплина,
- четкое разграничение функций и ответственности между персоналом каждой ступени и максимальная самостоятельность диспетчера в пределах своей иерархии.

Автоматизированная система диспетчерского управления энергосистемой предназначена для повышения надежности и эффективности оперативно-

диспетчерского и технологического управления объектами, входящими в состав энергосистемы. АСДУ представляет собой совокупность технических средств и информационно-математического обеспечения, используемых для диспетчерского управления энергетическими объектами на основе ЭВМ.

В состав АСДУ входят:

- функциональная часть, т.е. набор функций, реализуемых АСДУ;
- комплекс технических средств (КТС);
- программное и информационное обеспечение.

КТС представляет собой совокупность вычислительных и управляющих устройств, средств преобразования, отображения и регистрации сигналов, устройств передачи и обработки сигналов и данных, исполнительных устройств для выполнения всех функций АСДУ. Сюда входят ЭВМ, устройства телемеханики, датчики информации, каналы связи, аппаратура передачи данных, устройства связи с ЭВМ.

Уровни диспетчерского управления в энергосистемах представлены на рисунке 18.

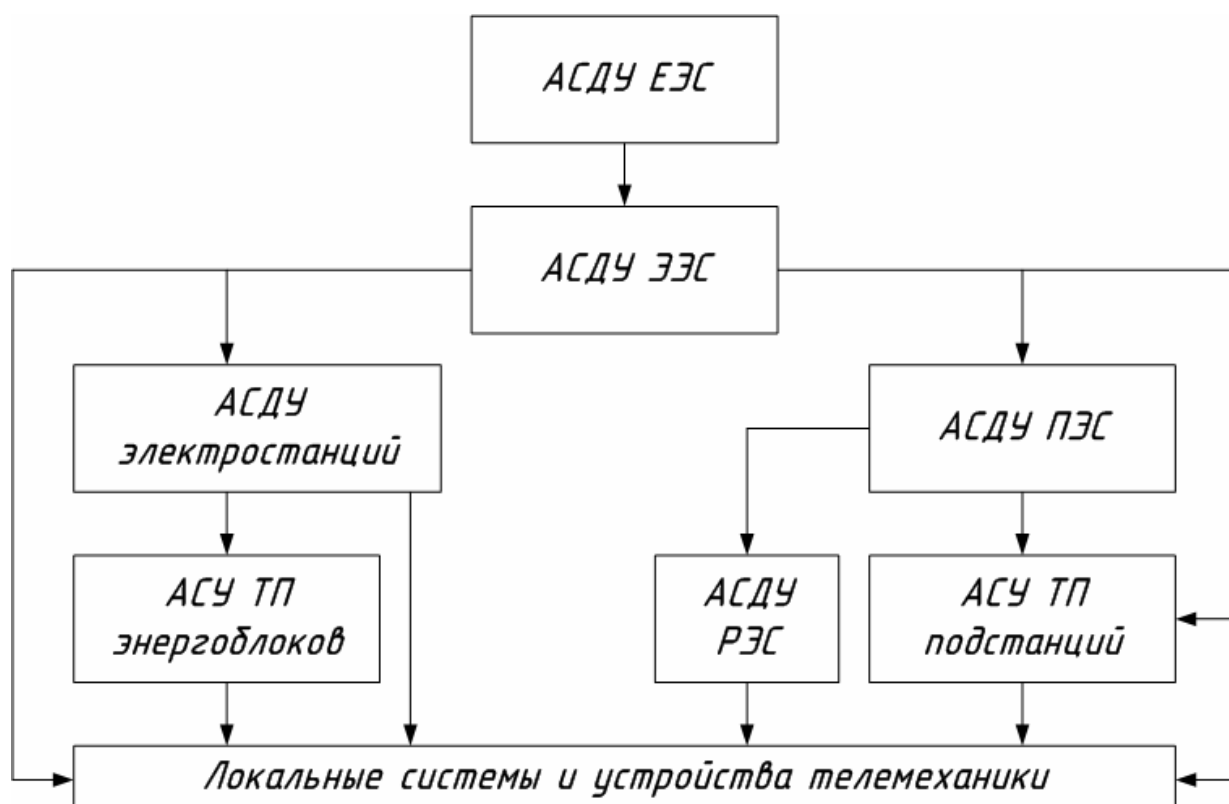


Рисунок 18 – Уровни диспетчерского управления в энергосистемах

Обычно верхние уровни иерархии управляют системообразующими линиями и наиболее крупными электростанциями. Чем ниже ступень иерархии, тем больше объем оперативных задач (РЭС, ПЭС), там эти функции являются основными. На более высоких уровнях функции управления усложняются, сокращается объем оперативных задач, но ответственность оперативных действий повышается. На диспетчера ЭЭС возлагаются функции, которые не могут быть переданы подчиненному оперативному персоналу ПЭС и РЭС. На самых верхних уровнях режимные функции являются основными и объем чисто оперативной работы, как правило, ограничивается руководством операциями на основных связях ЭЭС и ОЭС. За каждым уровнем диспетчерского управления установлены две категории управления оборудованием – оперативное ведение и управление.

Работа системы АСДУ будет сразу нарушена, если хотя бы одно звено на нижних уровнях иерархии не будет работать, поэтому функционирование системы АСДУ Приморских электрических сетей невозможно без создания АСУ ТП для проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Светланская». В свою очередь, ни работа АСУ ТП подстанции, ни работа систем АСДУ невозможна без применения телемеханики, которая предназначена для сбора и передачи информации о параметрах режима и положении коммутационной аппаратуры с контролируемых пунктов (КП) на диспетчерские пункты управления (ПУ), а также для передачи управляющих воздействий с ПУ на КП.

Следовательно, для нормального функционирования проектируемой подстанции «Светланская» необходимо разработать АСУ ТП подстанции, включая её подсистему – систему телемеханики на подстанции. В настоящее время при построении автоматизированных систем управления любыми технологическими процессами предпочтение отдаётся цифровым технологиям, которые находят всё большее применение и в электроэнергетике. Одним из основных направлений использования современных информационных технологий является создание цифровых подстанций (ЦПС).

Цифровая подстанция – это подстанция с широким внедрением систем автоматизации и управления, построенных на базе открытых стандартов МЭК 61850. При этом для сбора и обработки информации внедряются принципиально новые устройства: цифровые трансформаторы тока и напряжения, выносные устройства сопряжения с объектом (УСО) и интеллектуальные электронные устройства.

Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Именно оптические являются оптимальными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, так как они используют инновационный принцип измерений, основанный на эффекте Фарадея (поляризация световой волны). Оптические измерительные трансформаторы имеют высокую точность измерений, пожарную безопасность, малые габариты и массу, устойчивы к электромагнитным помехам и надежны. Электронные измерительные трансформаторы разработаны на базе традиционных и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи. Данные от традиционных измерительных трансформаторов преобразуются в широковещательные Ethernet-пакеты с использованием мультиплекторов (MergingUnits), предусмотренных стандартом МЭК 61850 9. Сформированные пакеты передаются по сети Ethernet (шине процесса) в устройства уровня присоединения (контроллеры АСУ ТП, РЗА, ПА и др.).

Данные о положении коммутационных аппаратов (КА) и другая дискретная информация (положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и прочее) собираются с использованием выносных модулей УСО, устанавливаемых в непосредственной близости от КА. Выносные модули УСО имеют релейные выходы для управления коммутационными аппаратами. Выносные модули УСО синхронизируются с точностью не менее чем 1 мс. Передача данных от выносных модулей УСО осуществляется по оптоволоконной связи, являющейся частью шины процесса, по протоколу МЭК 61850 8 1 (GOOSE). С их же помощью осуществляется и

передача команд управления на коммутационные аппараты.

Силовое оборудование оснащается набором цифровых датчиков. Существуют специализированные системы мониторинга трансформаторного и элегазового оборудования, которые имеют цифровой интерфейс для интеграции в АСУ ТП без использования дискретных входов и датчиков 4×20мА. Шкафы управления в современных комплектных распределительных устройствах с элегазовой изоляцией (КРУЭ) позволяют устанавливать выносные УСО для сбора дискретных сигналов. Установка цифровых датчиков в КРУЭ производится на заводе-изготовителе, что позволяет упростить как процесс проектирования, так и монтажные и наладочные работы на объекте.

Для разработки АСУ ТП подстанции необходимо определить перечень объектов технологического контроля, которыми на проектируемой подстанции являются:

1) положения коммутационных аппаратов подстанции – элегазовых выключателей 110 кВ, вакуумных выключателей 35 кВ, разъединителей и заземляющих ножей 110 и 35 кВ, элегазовых выключателей 6 кВ в цепях трансформаторов, отходящих линий и секционного выключателя;

2) параметры схемы электрической части подстанции, устройств управления и релейной защиты;

3) параметры учета активной и реактивной мощности и электроэнергии.

Таким образом, в рамках технологического контроля система телемеханики должна осуществлять сбор информации о штатной работе коммутационного оборудования (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей) и устройств защиты – телесигнализация (ТС); сбор информации с приборов учёта электроэнергии – телеизмерения (ТИ); сбор информации о нештатном или аварийном состоянии технологического оборудования энергообъектов (ТС). Кроме того, система телемеханики осуществляет выдачу управляющих воздействий в соответствии с внутренней программой контроллера или по команде диспетчера – телеуправление (ТУ); диагностику

состояния канала передачи информации в диспетчерский пункт; оповещение дежурного персонала диспетчерского пункта и дежурной ремонтной бригады об аварийных ситуациях с помощью передачи на их мобильные телефоны текстовых сообщений по каналу GSM.

В АСДУ энергосистемы на разных уровнях иерархии и между уровнями передаются, обрабатываются и отображаются диспетчеру большие объемы информации. Эта информация подразделяется на известительную и распорядительную. К распорядительной информации относятся команды телеуправления, телерегулирования (ТР), расчетно-плановая информация, т.е. плановые задания на предстоящий период работы контролируемых энергообъектов: перетоки активной и реактивной мощностей по линиям, выработка мощности генераторов, вывод в ремонт оборудования и др. Источником распорядительной информации является диспетчер или ЭВМ верхнего уровня иерархии. К известительной информации относятся телесигнализация и телеизмерения. В телемеханике в качестве переносчиков информации используют электромагнитные колебания в виде переменного тока.

В системах АСДУ применяются различные виды телесигнализации.

Телесигнализация о состоянии объектов – может осуществляться как автоматически, так и по вызову диспетчера. Она является всегда адресной, т.е. конкретно указывает, какой объект изменил свое состояние.

Сигнализация об исправной работе системы телемеханики осуществляется по отдельному каналу путем посылки сигналов с КП, при этом на ПУ при исправной системе горит сигнальная лампа.

Известительная сигнализация – подтверждающая выполнение команды телеуправления: при отключении объекта цвет его на экране меняется.

Сигнализация о выходе измерительного параметра за установленные пределы, в том числе, аварийная сигнализация.

Сигнализация по методу светлого щита означает, что зажженная

индикаторная лампа на диспетчерском щите будет гореть, пока объект включен, и погаснет при отключении объекта. Такой метод не удобен, т.к. внимание диспетчера рассеивается, и трудно обнаружить еще одну зажженную лампу среди многих. Сигнализация по методу темного щита заключается в том, что индикаторные лампы обычно погашены и загораются лишь при изменении состояния объекта. При этом возникает звуковой сигнал. Возникает несоответствие между новым состоянием объекта и состоянием ключа, сохраняющего прежнее состояние. Диспетчер переключает (квитирует) ключ, тем самым сигнализирует системе, что сигнал принят, звуковой сигнал снимается.

Системы телеуправления создаются по многоступенчатому принципу, когда с самого верхнего уровня иерархии поступает наиболее важная информация на включение-отключение выключателей системообразующих линий 330–750 кВ; диспетчер ПЭС управляет сетями 220–35 кВ своего предприятия; диспетчер РЭС – выключателями 10 кВ своего района. При телеуправлении должны быть предусмотрены две операции: подготовительная и исполнительная, т.е. сначала диспетчер выбирает объект с помощью индивидуального ключа объекта управления, далее он посылает команду «включить» или «отключить».

Система сбора и передачи информации на проектируемой ПС «Светланская» должна включать следующие программно-технические средства:

- устройства сбора и обработки информации (контроллеры присоединений и модули УСО (устройства сопряжения с объектом) в их составе) – нижний уровень АСУ ТП; при этом контроллер присоединения может быть совмещён в одно устройство с микропроцессорным терминалом РЗА, который в этом случае должен отвечать всем требованиям, предъявляемым к контроллерам АСУ ТП;

- измерительные преобразователи;

– устройства передачи информации (маршрутизаторы, коммутаторы и т.п.) – средний уровень АСУ ТП.

Ввод текущих пофазных значений токов и напряжений в АСУ ТП осуществляется от измерительных трансформаторов тока и напряжения непосредственно в устройства нижнего уровня – многофункциональные измерительные преобразователи, которыми в ходе первичной обработки информации выполняется:

– сравнение с предупредительными и аварийными уставками;
– присвоение меток времени событиям (превышения/снижения сигналов по сравнению с уставками);

– масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициентов трансформации ТТ, ТН и т.д.);

– вычисление расчетных величин (линейные напряжения по фазным, $3U_0$, вычисление мощности).

Помимо самодиагностики микропроцессорных устройств при первичной обработке информации в общем случае производится проверка достоверности входных аналоговых сигналов. С этой целью рекомендуется использовать различные способы проверки и обеспечения достоверности: проверка нахождения сигнала в допустимом диапазоне; общая проверка (по дублирующему сигналу, программная проверка математически связанных параметров – при наличии такой возможности). Дальнейшая обработка производится только с достоверными сигналами.

Для каждого сигнала предусматривается возможность контроля выхода за установленные пределы и возврат сигнала в норму. Выход за пределы (возврат в норму) квалифицируется как событие, в том числе, выход за предаварийный предел квалифицируется как предаварийное событие. События и тревоги регистрируются в системе с присвоением метки времени.

Система предусматривает диагностику источников информации путем

сопоставления параметров, полученных разными устройствами (измерительным терминалом, терминалами микропроцессорных защит). Согласование и утверждение алгоритмов диагностики проводятся программно на стадии пуско-наладки системы.

В АСУ ТП дискретные сигналы собираются от реле, блок-контактов положения выключателей, разъединителей, пусковых и исполнительных органов устройств защит, автоматики, управления основного и вспомогательного оборудования. В системе сбора информации и ввода в устройства нижнего уровня АСУ ТП следует исключать промежуточные звенья (промежуточные реле и т.п.).

Дискретные сигналы положений выключателей, разъединителей, заземляющих ножей собираются от блок-контактов положения соответствующих коммутационных аппаратов (не допускается применение в качестве датчиков положения реле). Диаграмма работы блок-контактов коммутационных аппаратов должна предусматриваться в промежуточном положении коммутационных аппаратов: разомкнутое положение нормально-замкнутого и нормально-разомкнутого контактов соответствующего коммутационного аппарата. В ходе первичной обработки дискретных сигналов выполняются:

- устранение влияния «дребезга», возникающего при замыкании/размыкании контактов;
- отстройка от помех (сигналов с длительностью менее 5–7 мс);
- присвоение меток времени любому изменению состояния с точностью не хуже 1 мс.

Дискретные сигналы о положении коммутационных аппаратов проверяются на достоверность путем введения двух сигналов от одного коммутационного аппарата: «Включен» и «Отключен», получаемых с помощью нормально замкнутого и нормально разомкнутого контактов отнесенных к одному состоянию коммутационного аппарата. Признак недостоверности для

таких сигналов запоминается в архивах.

Для обеспечения доступа к оперативно-диспетчерской и технологической информации абонентов высших уровней иерархии управления средства АСУ ТП должны быть оснащены соответствующими программными и аппаратными интерфейсами. Интерфейсы АСУ ТП обеспечивают доступ к следующим видам информации:

- оперативно-диспетчерской – данные измерений режимных параметров и состояния главной схемы, оборудования, инженерных коммуникаций;

- историческим – архивам технологических данных, учета электроэнергии, ведомостям событий, журналам изменений, результатам регистрации процессов и др.

Передача оперативно-диспетчерской информации должна осуществляться с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Передача неоперативной технологической информации осуществляется ПТК ССПТИ подстанционного уровня средствами АСУ ТП с использованием протокола МЭК 60870-6 (ICCP).

Таким образом, для осуществления АСУ ТП на проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» необходимо установить целый комплекс различного оборудования системы телемеханики, для определения объёмов которого требуется предварительно определить объём телемеханизации на подстанции.

Принимаем, что в цепях трансформаторных вводов 6 кВ осуществляется телесигнализация положения выключателей, телеизмерения тока, тока КЗ, активной и реактивной мощности, телеизмерения и учёт активной и реактивной энергии; в цепях кабельных линий 6 кВ осуществляется телесигнализация положения выключателей, телеизмерения тока, телеизмерения и учёт активной и реактивной энергии. На секционном выключателе 6 кВ – телесигнализация положения выключателя и телеизмерение тока. На выключателях 110 и 35 кВ – телесигнализация положения выключателей и телеизмерения тока. На всех

разъединителях 110 и 35 кВ и заземлителях 110 и 35 кВ – телесигнализация о положении и телеуправление; на заземлителях 6 кВ – телесигнализация о положении. На каждой секции шин 6 кВ – телеизмерение напряжения. Кроме того, на всех выключателях устанавливается аварийно-предупредительная сигнализация и предусматривается телеуправление. Разработанная схема объёмов телемеханики на подстанции представлена в графической части проекта.

Систему телемеханики выполняем на базе разработок инженерного центра «Энергосервис» с использованием устройства сопряжения серии ENMU, позволяющего внедрять технологии «цифровой подстанции» на существующих и вновь строящихся подстанциях, серийно выпускаемых измерительных преобразователей ЭНИП-2, модулей ввода-вывода ЭНМВ-1 и устройства сбора данных ЭНКС-3м, которые также поддерживают IEC 61850 и уже активно используются на российском рынке в проектах АСУ ТП подстанций. Стандарт IEC 61850 в ЭНИП-2 реализован как в части обмена MMS-сообщениями для вертикальной связи с АСУ ТП подстанции, так и для обмена GOOSE-сообщениями для горизонтальных связей с другими устройствами. Стоимость ЭНИП-2 с поддержкой IEC 61850 сравнима или даже меньше стоимости традиционных многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики. ENMU осуществляет аналогово-цифровое преобразование входных сигналов от электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения и передачу выборок значений по сети Ethernet в соответствии с техническими требованиями МЭК 61850-9-2LE. Далее потребителем данных выступают терминалы релейной защиты, устройства векторных измерений и учета электроэнергии.

DMU обеспечивает обработку входных дискретных сигналов от различных источников информации (блок контакты и сигналы технологических защит оборудования, электрические и неэлектрические параметры), выдачу дискретных сигналов (исполнение команд от вышестоящих или смежных

устройств и систем) и осуществляет обмен информацией по сети Ethernet в соответствии с МЭК 61850-8-1 с применением: MMS – протокол передачи информации в соответствии с определенной моделью и на основе набора стандартизованных сервисов, GOOSE – (англ. сокр. Generic Object Oriented Substation Events) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. ЭНКС-2 через медиаконвертер ESMC-1 осуществляет синхронизацию времени ENMU и DMU. ЭНИП-2 обеспечивает систему телемеханики, АСУ ТП подстанции быстрыми и точными измерениями, а также выполняет функции телесигнализации и телеуправления в электроустановках. Использование измеренных ЭНИП-2 параметров позволяет повысить наблюдаемость электрической сети, реализовать распределенные автоматизированные системы управления и регулирования в рамках создаваемых активно-адаптивных электрических сетей.

Многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2 – это интеллектуальное электронное устройство для измерения параметров режима трехфазной электрической сети на подстанциях, электростанциях и в распределительных электрических сетях энергосистем и промышленных предприятий. Высокое качество измерений параметров электрической сети достигается за счет применения в ЭНИП-2 оригинальных алгоритмов обработки сигналов, позволяющих выполнять быстрые и синхронные измерения параметров режима электрической сети. Наличие различных резервируемых и независимых друг от друга интерфейсов и протоколов передачи данных позволяет передавать достоверную информацию с объектов без перебоев. ЭНИП-2 обеспечивает высокое быстродействие и точность обработки сигналов и позволяет выполнять синхронизированные измерения параметров режима электрической сети.

Кроме измерений ЭНИП-2 обеспечивает ввод дискретных сигналов, вывод команд управления через дискретные выходы, а также поддерживает функционал программируемой логики.

Многофункциональный измеритель ESM осуществляет коммерческий учет электроэнергии и контроль параметров качества электроэнергии, принимая измерения по шине процесса. Как счетчик ESM обеспечивает многотарифный учёт активной и реактивной энергий. Встроенная память хранит показания энергии по тарифным зонам за сутки, месяц, год, а также усредненные значения мощности. ESM осуществляет измерения показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013 (класс А, S). На основании статистического анализа параметров качества прибор автоматически формирует протокол проверки качества в соответствии с ГОСТ 33073-2014. В ESM производится анализ результатов измерений и их предоставление во внешние системы в различных форматах: в виде непосредственных измерений, в форме отчетов и архивом исторических данных.

Модули ввода-вывода ЭНМВ предназначены для применения в составе систем сбора и передачи информации с подстанций и электростанций.

ЭНМВ осуществляют функции дискретного и аналогового ввода-вывода, обеспечивают передачу данных по интерфейсам RS-485 и Ethernet в автоматизированные системы диспетчерского управления.

Сбор данных может осуществляться как непосредственно с ЭНМВ, так и через устройства сбора данных, устройства телемеханики и другие средства автоматизации.

Модули ввода-вывода ЭНМВ-1 оборудованы различными типами дискретных выходов, в том числе релейными выходами, что позволяет выдавать управляющие воздействия непосредственно в схему управления коммутационного аппарата.

ЭНМВ-1 имеет встроенные часы реального времени и поддерживает синхронизацию времени от блока коррекции времени ЭНКС-2 или по протоколам обмена от вышестоящего уровня. Встроенные часы и журналы событий позволяют присваивать метки времени регистрируемым событиям

(изменению состояний дискретных входов и выходов) с точностью до 1 мс.

ЭНИП-2 и ЭНМВ-1 непосредственно взаимодействуют с оборудованием и обеспечивают обмен с шиной подстанции.

Устройства сбора данных ЭНКС-3м является надежной платформой для создания систем сбора и передачи телемеханической информации с энергетических объектов различного уровня, что доказано десятилетним опытом эксплуатации на подстанциях и электростанциях.

Система сбора технологической информации на базе ЭНКС-3м является территориально распределенной. В цифровых устройствах полевого уровня производятся измерения параметров режима электрической сети, регистрируются состояния дискретных сигналов, осуществляется управление коммутационными аппаратами и механизмами. ЭНКС-3м осуществляет непрерывный информационный обмен с устройствами по интерфейсам RS-485, RS-232, Ethernet.

ЭНКС-3м собирает данные с устройств, обрабатывает, консолидирует и передает в требуемом объеме и формате на вышестоящий информационный уровень.

ЭНКС-3м функционирует в режиме жесткого реального времени и обеспечивает высокие показатели быстродействия и надежности. Опрос устройств по протоколу МЭК 60870-5-101/104 позволяет оптимизировать информационный трафик на уровне полевых устройств: срабатывание апертур телеизмерений, формирование журналов событий и присвоение меток времени событиям – всё происходит в опрашиваемых по МЭК 60870-5-101/104 устройствах.

Если на объекте есть устройства, публикующие GOOSE-сообщения (терминалы релейной защиты, контроллеры присоединений и пр.), то ЭНКС-3м может подписаться на прием GOOSE и передавать их содержимое (аналоговые и дискретные параметры) вместе с остальной телемеханической информацией.

Стратегия сбора и передачи информации с подстанции в канал связи соответствует требованиям документа «Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 (101)» и обеспечивает минимальное время доставки информации и оперативность реакции диспетчера на произошедшие аварии.

Для повышения точности измерений на проектируемой подстанции принимаем решение о замене традиционных измерительных трансформаторов электронными измерительными трансформаторами.

3.5 Выбор цифровых измерительных трансформаторов

Так как оптические измерительные трансформаторы являются оптимальными при создании систем управления и автоматизации цифровой подстанции, то принимаем решение об установке во всех РУ проектируемой подстанции комбинированного оптического трансформатора для ЦПС 6–35, 110 кВ производства ООО «НПП Марс-Энерго» – КРИСМАРС-СТ/VT [4; 23], который разработан на основе сходства внешних проявлений эффекта Фарадея и эффекта электрогирации, что позволило разработать универсальный метод измерения и оптическую схему, объединившую чувствительные элементы для измерения тока и напряжения. В состав комбинированного оптического трансформатора входят: оптический датчик тока, оптический датчик напряжения и оптоэлектронный блок для работы в составе ЦПС с нормированным сигналом на выходе [4]. Диапазон рабочих напряжений КРИСМАРС-СТ/VT – 6–35 кВ, 110 кВ, номинальный первичный ток – 100–5000 А; класс точности по току – 0,5S, класс точности по напряжению – 0,5; электродинамическая и термическая стойкость – 100 кА; выходной сигнал – аналоговый и цифровой, соответствующий МЭК 61850-9-2 [4; 23].

Структурная схема комбинированного оптического трансформатора КРИСМАРС-СТ/VT показана на рисунке 19.

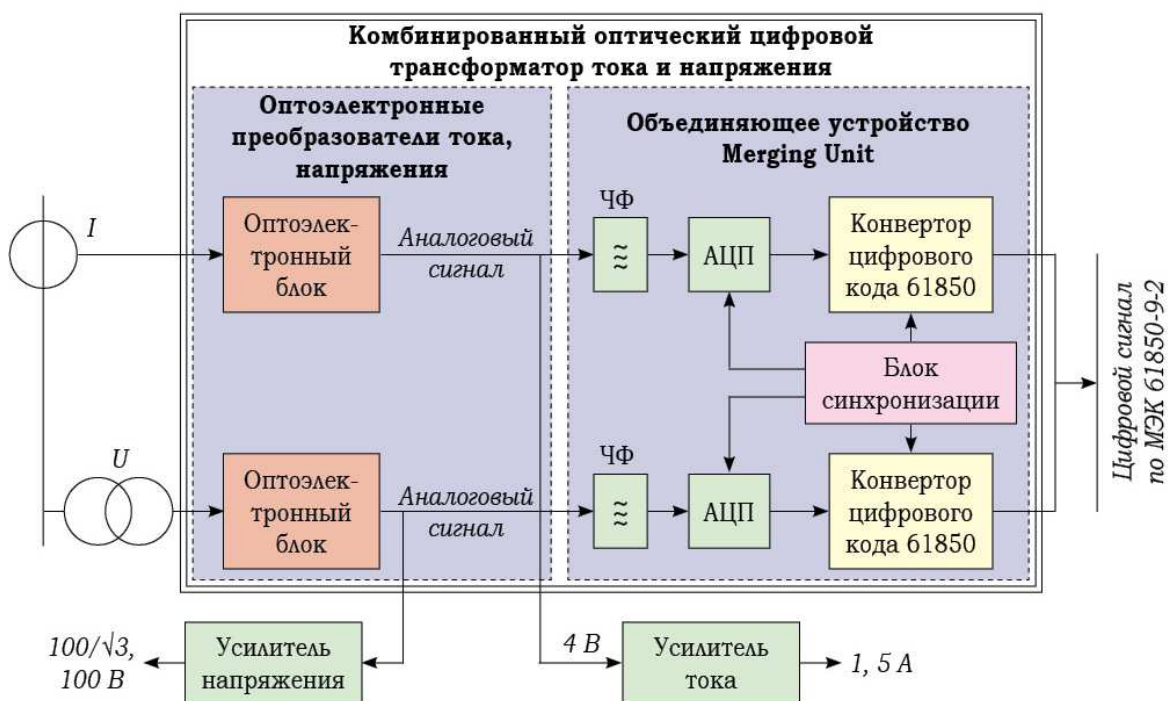


Рисунок 19 – Структурная схема КРИСМАРС-СТ/VT

Преимущества КРИСМАРС-СТ/VT заключается в отсутствии эффекта намагничивания и насыщения, отсутствии пьезоэффекта и отсутствии феррорезонанса и возможности межфазного подключения. Кроме того, оптический трансформатор КРИСМАРС-СТ/VT имеет простую конструкцию, компактные размеры, надежен, безопасен и точен, т.к. не требует питания первичного преобразователя, прост в обслуживании и эксплуатации, т.к. не нуждается в обслуживании изоляции, монтаж и замена блоков несложные, профилактические работы могут быть упрощены путем автоматической самодиагностики.

Проверку выбранных измерительных трансформаторов тока и напряжения произведём по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности ТТ при включении в их цепи электрических счётчиков должен быть 0,5S.

Проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения показана в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка измерительных трансформаторов тока и напряжения КРИСМАРС-СТ/VT

Справочные данные	Условия выбора	Расчётные данные
РУ 110 кВ		
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}}=100 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}=37,5 \text{ А}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=24,56 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=100^2 \cdot 1=10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=103,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУ 35 кВ		
$U_{\text{НОМ}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}}=35 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}}=200 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}=155,9 \text{ А}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=2,74 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=100^2 \cdot 0,5=5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=0,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
РУ 6 кВ		
$U_{\text{НОМ}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}}=6 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{мах}}$	$I_{\text{мах}}=909,3 \text{ А}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}=10,43 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}}=100^2 \cdot 0,5=5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}}=10,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из данных, показанных в таблице 5, следует, что выбранные измерительные трансформаторы тока и напряжения КРИСМАРС-СТ/VT соответствуют всем необходимым условиям.

3.6 Обслуживание устройств телемеханики и цифровых устройств АСУ ТП подстанции

Устройства телемеханики и цифровые устройства АСУ ТП подстанции эксплуатируют специалисты службы релейной защиты, автоматики и телеизмерений. Поэтому оперативный персонал осматривает эти устройства, проверяет их исправность и готовность к действию не реже одного раза в месяц при наличии телесигнализации о неисправности устройств и автоматического контроля высокочастотных каналов. Если они отсутствуют, осмотры проводят

не реже одного раза в неделю. В ходе осмотра подстанций по другим причинам персонал проводит проверки устройств РЗА в том же объеме.

При осмотре устройств автоматики, телемеханики и измерений обслуживающий персонал изучает записи в журнале или картах о всех работах, выполненных за предшествующий осмотру период, изменениях в настройках, схемах, устройствах, введенных вновь или выведенных из работы, а также записи в оперативном журнале. После этого проверяют исправность аварийной и предупреждающей сигнализации, сигнализации положения выключателей, наличие напряжения на шинах оперативного тока, всех источников постоянного и переменного тока и режим работы подзарядных устройств. По стационарным приборам контролируют сопротивление изоляции цепей оперативного тока. По сигнализации проверяют исправность цепей управления выключателями и другими коммутационными аппаратами, наличие оперативного тока во всех устройствах и цепях автоматики, сигнализации, управления, исправность предохранителей и АВР источников оперативного тока, правильность положения автоматических выключателей, рубильников и других коммутационных аппаратов в схеме АВР и соответствие их положений первичной схеме. По установленным измерительным приборам и сигнализации контролируют исправность цепей трансформаторов напряжения, предохранителей, правильное положение всех коммутационных аппаратов в этих цепях в соответствии с действительной схемой первичных соединений.

Осматривают все устройства автоматики и телемеханики на щите управления, в коридорах КРУЭ и КРУ, проверяя их исправность и готовность к действию по внешнему виду или, если это возможно, по сигнализации. Проверяют правильность положения всех органов управления устройствами автоматики и телемеханики, соответствие их положений действительной первичной схеме подстанции. Осматривают газовые реле трансформаторов (у реле со смотровым окном проверяют корпус на отсутствие воздуха). Проверяют положение приводов выключателей, разъединителей, отделителей и короткозамыкателей, уплотнение дверей и крышек шкафов устройств

автоматики и телемеханики.

Обо всех неисправностях, выявленных при осмотре, делают записи в журнале или в картах устройств автоматики и телемеханики и немедленно докладывают диспетчеру, а также руководству службы релейной защиты и автоматики.

Оперативный персонал может устранять некоторые неисправности или отклонения от заданного режима в устройствах автоматики и телемеханики. К основным из них относятся:

- вывод из работы всех устройств автоматики и телемеханики при обрыве цепи отключения выключателя или другого коммутационного аппарата (обрыв обнаруживается по сигнализации);

- вывод из работы всех устройств автоматики и телемеханики, действующих от поврежденных индивидуальных блоков питания, зарядных устройств конденсаторов в цепи отключения выключателя;

- определение места повреждения при появлении в цепях оперативного тока замыкания на землю (по разрешению диспетчера, пользуясь местной инструкцией);

- отключение устройств, действующих на автоматическое включение выключателя, при повреждениях выпрямителей, питающих цепи включения электромагнитных приводов (повреждения обнаруживают по снижению значения выпрямленного напряжения, измеряемого вольтметром, и внешним осмотром выпрямителей).

Все работы в устройствах автоматики и телемеханики, введенных в эксплуатацию, как правило, выполняет персонал службы РЗА по заранее оформленным заявкам в следующем порядке допуска бригады к работе.

Получив разрешение диспетчера, оперативный персонал готовит рабочее место в зависимости от характера предстоящих работ. Для этого выполняют все операции, предусмотренные заявкой, с помощью накладок отключают вторичные устройства, на панелях вывешивают плакаты, разрешающие производство работ, соседние панели с лицевой и обратной сторон закрывают

шторками из плотной ткани, исключая случайный доступ к панелям. После этого дежурный проводит с бригадой инструктаж и допускает ее к работе. Работы во вторичных устройствах производятся по испытательным схемам с нанесенной маркировкой проводов, зажимов, кабелей. Работающим не разрешается отвлекаться на другие виды работ вплоть до окончания работ на отключенном для профилактики устройстве.

3.7 Конструктивные решения

Все распределительные устройства проектируемой подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» выполняются закрытыми. Для РУ 110 кВ используются два модуля КРУЭ-СЭЩ 110 кВ, внешний вид которого показан на рисунке 20.



Рисунок 20 – Внешний вид модуля КРУЭ-СЭЩ 110 кВ

Так как габариты ячейки КРУЭ-СЭЩ 110 кВ составляют 900×4625×2912 мм, то для сооружения РУ 110 кВ достаточно здания площадью 4×10 м и высотой 4 м.

Для сооружения РУ 35 кВ необходимо девять ячеек КРУ-СЭЩ-70-35 кВ, внешний вид которых показан на рисунке 21. Габаритные размеры одной

ячейки КРУ-СЭЩ-70-35 кВ – 1200×2955×2415 мм, следовательно, для сооружения РУ 35 кВ необходимо здание площадью 15×7 м и высотой 3,5 м.



Рисунок 21 – Внешний вид модуля КРУ-СЭЩ-70-35 кВ

Для сооружения РУ 6 кВ необходимо восемнадцать ячеек КРУ-СЭЩ-70-6 кВ, внешний вид которых показан на рисунке 22. Габаритные размеры одной вводной или линейной ячейки КРУ-СЭЩ-70-6 кВ – 650×1350×2415 мм, ячеек секционного выключателя и разъединителя, трансформатора напряжения на сборных шинах – 750×1350×2415 мм, трансформатора собственных нужд – 100×1350×2415 мм, следовательно, для сооружения РУ 6 кВ необходима площадь 17×5 м.

Компоновка подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» показана в графической части проекта, из которой видно, что площадь подстанции при использовании выбранных ячеек КРУЭ 110 кВ и КРУ 35 и 6 кВ (1056 м²) значительно меньше по сравнению с площадью аналогичной подстанции традиционного исполнения без использования инновационных технологий (3239 м²).



Рисунок 22 – Внешний вид модуля КРУ-СЭЩ-70-6 кВ

4 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕТИ

4.1 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются [9; 10]:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников.

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу V – в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV – в

электроустановках напряжением до 1000 В.

В случае отсутствия работников, имеющих право выдачи нарядов и распоряжений, при работах по предотвращению аварий или ликвидации их последствий допускается, выдача нарядов и распоряжений работниками из числа оперативного персонала, имеющими группу IV. Предоставление оперативному персоналу права выдачи нарядов должно быть оформлено письменным указанием руководителя организации.

Ответственный руководитель работ назначается, как правило, при работах в электроустановках напряжением выше 1000 В.

В электроустановках напряжением до 1000 В ответственный руководитель может не назначаться.

Ответственный руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

Ответственными руководителями работ назначаются работники из числа административно-технического персонала, имеющие группу V. В тех случаях, когда отдельные работы (этапы работы) необходимо выполнять под надзором и управлением ответственного руководителя работ, выдающий наряд должен сделать запись об этом в строке «Отдельные указания» наряда.

Ответственный руководитель работ назначается при выполнении работ:

- с использованием механизмов и грузоподъемных машин;
- с отключением электрооборудования, за исключением работ в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей, в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений, на электродвигателях и их присоединениях в РУ;
- на КЛ и КЛС в зонах расположения коммуникаций и интенсивного движения транспорта;
- по установке и демонтажу опор всех типов, замене элементов опор ВЛ;

- в местах пересечения ВЛ с другими ВЛ и транспортными магистралями, в пролетах пересечения проводов в ОРУ;
- по подключению вновь сооруженной ВЛ;
- по изменению схем присоединений проводов и тросов ВЛ;
- на отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой или числом цепей более 2, когда одна или все остальные цепи остаются под напряжением;
- при одновременной работе двух и более бригад;
- по пофазному ремонту ВЛ;
- под наведенным напряжением;
- без снятия напряжения на токоведущих частях с изоляцией человека от земли;
- на оборудовании и установках СДТУ по устройству мачтовых переходов, испытанию КЛС, при работах с аппаратурой НУП (НРП), на фильтрах присоединений без включения заземляющего ножа конденсатора связи.

Необходимость назначения ответственного руководителя работ определяет выдающий наряд, которому разрешается назначать ответственного руководителя работ и при других работах, помимо перечисленных.

Допускающий отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады.

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала, за исключением допуска на ВЛ.

В электроустановках напряжением выше 1000 В допускающий должен иметь группу IV, а в электроустановках до 1000 В – группу III.

Допускающим может быть работник, допущенный к оперативным переключениям распоряжением руководителя организации.

Производитель работ отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям наряда, дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ;

- за четкость и полноту инструктажа членов бригады;

- за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;

- за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений, запирающих устройств;

- за безопасное проведение работы и соблюдение настоящих Правил им самим и членами бригады;

- за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В – группу III, кроме работ в подземных сооружениях, где возможно появление вредных газов, работ под напряжением, работ по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В, подвешенных на опорах ВЛ напряжением выше 1000 В, при выполнении которых производитель работ должен иметь группу IV.

Наблюдающий должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках.

Наблюдающий отвечает:

- за соответствие подготовленного рабочего места указаниям, предусмотренным в наряде;

- за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;

- за безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим может назначаться работник, имеющий группу III.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является работник, возглавляющий бригаду, который входит в ее состав и должен постоянно находиться на рабочем месте. Его фамилия указывается в строке «Отдельные указания» наряда.

4.2 Требования к персоналу

Требования к персоналу предъявляются согласно должностным инструкциям, уставу предприятия и правилам по охране труда.

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т.п.).

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

Электротехнический (электротехнологический) персонал, должен пройти проверку знаний правил безопасности при эксплуатации электроустановок [9] и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь

соответствующую группу по электробезопасности в соответствии с [9, прил. 1].

Персонал обязан соблюдать требования правил по охране труда [9], инструкций по охране труда, указания, полученные при инструктаже.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы [9, прил. 2, 3], в которое вносятся результаты проверки знаний.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении [9, прил. 2].

Под специальными работами, право на проведение которых отражается в удостоверении после проверки знаний работника, следует понимать:

- 1) верхолазные работы;
- 2) работы под напряжением на токоведущих частях: чистка, обмыв и замена изоляторов, ремонт проводов, контроль измерительной штангой изоляторов и соединительных зажимов, смазка тросов;
- 3) испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работ с мегомметром).

Перечень специальных работ может быть дополнен указанием работодателя с учетом местных условий.

Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Каждый работник, если он не может принять меры к устранению нарушений правил техники безопасности, должен немедленно сообщить вышестоящему руководителю о всех замеченных им нарушениях и представляющих опасность для людей неисправностях электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты и т.д.

4.3 Меры безопасности при эксплуатации устройств телемеханики

Меры безопасности при эксплуатации устройств телемеханики регламентируются инструкцией [17] и межотраслевыми правилами по охране

труда [9].

Работы по техническому обслуживанию устройств телемеханики и вспомогательных цепей в действующих электроустановках производятся по нарядам или распоряжениям в соответствии с требованиями правилами по охране труда [9] и инструкции [17].

Каждый работник, принимающий непосредственное участие в работах, обязан пройти медицинское освидетельствование и проверку знаний правил техники безопасности (получить соответствующую группу по технике безопасности), получить вводный инструктаж и целевой инструктаж на рабочем месте по технике безопасности, освоить методику проведения соответствующих работ с учетом требований правил техники безопасности, при необходимости пройти стажировку под руководством опытного работника.

При работах необходимо пользоваться специальным электротехническим инструментом с изолированными ручками; в частности, металлический стержень отверток должен быть изолирован. Изоляция должна оканчиваться на расстоянии не более 10 мм от конца жала отвертки.

При выполнении работ по техобслуживанию устройств телемеханики следует обратить особое внимание на следующие указания [17]:

а) Временные схемы, собираемые для наладки оборудования (снятие характеристик, осциллографирование и т.п.), должны выполняться на специальных столах. Запрещается применять столы с металлической рабочей поверхностью или с металлическим обрамлением. Изоляция соединительных проводников не должна быть нарушенной.

б) Временные питающие линии должны быть выполнены изолированным проводом (кабелем), надежно закреплены, а в местах прохода людей должны быть подняты на высоту не менее 2,5 м.

в) Питание временных схем для проверок и испытаний должно выполняться через автоматический выключатель с обозначением включенного и отключенного положений. Последовательно с выключателем в цепь питания

устанавливается коммутационное устройство с видимым разрывом цепи (штепсельный разъем). При снятии напряжения со схемы первым выключается выключатель, а затем штепсельный разъем.

г) Сборку временных схем для электрических испытаний, переключение проводов в схеме, перестановку приборов и аппаратов в ней запрещается производить без снятия напряжения и создания видимого разрыва питающей сети.

д) При перерывах и окончании работ по техническому обслуживанию персонал, производивший работы, должен отключить линию временного питания с созданием видимого разрыва.

е) Металлические корпуса переносных приборов, аппаратов должны быть заземлены (заземлены и занулены).

ж) При использовании в работе комплектных испытательных устройств должны быть предусмотрены меры, предотвращающие доступ к выводам, находящимся под напряжением. При подключении испытательного устройства к цепям, которые могут быть заземлены (цепи тока, напряжения), необходимо убедиться в отсутствии гальванической связи между входными и выходными зажимами устройства. При наличии такой связи следует временно отключать заземления. Во всех случаях необходимо тщательно ознакомиться с правилами безопасности при пользовании испытательным устройством.

и) Рабочее место должно быть удобным и достаточно освещенным в соответствии с требованиями [9].

к) При производстве работ следует строго следить, чтобы левая и правая руки не прикасались одновременно к элементам или точкам схемы, находящимся под напряжением 36 В и более, и заземленным предметам и аппаратам (заземленным корпусам панелей, приборов, стенов, батареям центрального отопления и др.).

д) При наличии в схемах устройств телемеханики конденсаторов в случае необходимости работы в этих цепях конденсаторы должны быть разряжены.

м) Измерения следует производить сухими руками в одежде с опущенными рукавами, кольца и металлические браслеты должны быть сняты.

н) Работы в цепях и устройствах телемеханики должны производиться по исполнительным схемам. Работа без схем, по памяти, запрещается.

Дистанционное включение и отключение первичных коммутационных аппаратов для опробования может производить работник, проводящий техническое обслуживание, с разрешения дежурного персонала (а в электроустановках без местного оперативного персонала – без получения такого разрешения) в соответствии с [9].

Перед подачей оперативного напряжения для наладки и опробования схем коммутационных аппаратов, управление которыми производится из нескольких мест, должна быть устранена возможность управления ими с других мест (отключены цепи, вывешены плакаты «Не включать. Работают люди» или «Не открывать. Работают люди»).

При работах в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника отключаются автоматические выключатели и рубильники, установленные в цепях вторичных обмоток трансформаторов напряжения, во избежание обратной трансформации на сторону высокого напряжения.

При работах в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения следует учитывать следующее [9; 17]:

а) Все вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянное заземление.

б) Запрещается снимать заземление вторичных обмоток трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, если они находятся под рабочим напряжением. Запрещается снимать заземление металлических корпусов устройств телемеханики, находящихся в работе.

в) При необходимости переключений в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока при протекании тока через его первичную обмотку

вторичная обмотка должна быть предварительно закорочена на специальных выводах или на контрольных штекерах испытательных блоков. Переключения должны производиться с диэлектрического коврика. Откручивание винтов, крепящих провода, следует производить медленно, одной рукой, не касаясь другой рукой ни вторичной коммутации, ни корпуса панели, при появлении малейшего искрения, треска винт следует немедленно закрутить обратно и еще раз тщательно проверить подготовительную схему. При раскорачивании токовых цепей измерительных трансформаторов тока должны быть немедленно прекращены все работы в устройствах телемеханики и в аварийном порядке отключены коммутационные аппараты в цепях первичных обмоток этих трансформаторов тока.

г) При проверке полярности обмоток трансформаторов тока импульсами постоянного тока измерительный прибор должен быть предварительно надежно присоединен к выводам вторичной обмотки, только после этого в первичную обмотку можно подавать импульс тока.

д) Вторичные токовые цепи измерений и защиты должны подсоединяться к выводам вторичных обмоток трансформаторов тока только после полного окончания монтажа всех цепей.

Настройка, проверка и измерение фильтров присоединения высокочастотной части устройств связи разрешается на действующем высокочастотном канале. При этом нижняя обкладка конденсатора связи должна быть заземлена по нормальной схеме через линейную катушку фильтра присоединения или заземляющий дроссель с разрядником, включенным между нижней обкладкой конденсатора связи и землей.

4.4 Правила техники безопасности при эксплуатации аппаратов высокого напряжения

При эксплуатации аппаратов высокого напряжения необходимо строго соблюдать правила техники безопасности, отвечающие всем требованиям нормативных документов [9; 11]. Работы вблизи аппаратов высокого

напряжения, находящихся под напряжением, должны выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей машин и аппаратов, находящихся под напряжением, до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Работы вблизи действующего оборудования, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

До начала работ на объекте эксплуатационный персонал необходимо подробно проинструктировать по вопросам техники безопасности. Инструктаж проводят лица, ответственные за состояние техники безопасности. Кроме того, каждый работающий должен в процессе производственной деятельности руководствоваться правилами безопасности, изложенными в официальных изданиях по этому вопросу и памятках по технике безопасности.

При проведении работ в опасных местах объекта необходимо вывесить соответствующие плакаты и предупреждающие знаки.

Прежде чем приступить к работе, следует проверить наличие и исправность заземляющих устройств у оборудования и механизмов, имеющих электропривод.

На месте работы необходимо иметь аптечку. Все работающие на объекте обязаны знать правила освобождения пострадавшего от действия электрического тока и уметь оказывать первую неотложную помощь.

Кроме того, персонал должен знать правила тушения пожаров в электроустановках и приемы пользования противопожарным инвентарем и оборудованием.

Перемещать, поднимать и устанавливать щиты, камеры и блоки щитов и камер следует только после принятия мер, предупреждающих их опрокидывание. Для этого должны быть предварительно установлены расчалки, подвески и т. п. При подъеме аппаратов нельзя крепить стропы, тросы и канаты за изоляторы, монтажные детали или отверстия в лапах.

Перед установкой аппаратов высокого напряжения следует убедиться в прочности закрепления опорных конструкций. Поднимать и перемещать выключатели, автоматические выключатели, электромагнитные приводы и другие аппараты, имеющие возвратные пружины или механизм свободного расцепления, разрешается только в положении «Отключено», а аппараты рубящего типа (например, разъединители) – только в положении «Включено». При подъеме и установке привода выключателя или разъединителя следует держать его за корпус, а не за маховик или рукоятку.

При регулировке длины тяг приводов выключателей и разъединителей необходимо при вывертывании тяги следить за тем, чтобы конец тяги выходил из резьбового соединения не менее чем на две нитки резьбы. При регулировке хода траверсы и контактов выключателя не следует держать руки под траверсой включенного выключателя во избежание удара при случайном отключении.

Натягивать или спускать возвратные пружины выключателей, а также пружины механизмов свободного расцепления приводов следует только при помощи соответствующих приспособлений. Для проверки контактов выключателей на одновременность включения, а также для освещения внутри баков выключателей разрешается применять напряжение не выше 12 В. При регулировке приводов выключателей и разъединителей следует принимать меры, предупреждающие непредвиденное включение их или выключение.

Работы по проверке аппаратов, находящихся хотя бы раз под рабочим напряжением, должны выполняться только с соблюдением «Правил безопасности при эксплуатации электроустановок» [9].

Запрещается крепление временных проводов и сварочных проводов к токоведущим частям аппаратов высокого напряжения.

Все работы на аппаратах высокого напряжения при наступлении грозы должны немедленно прекращаться.

Для безопасного выполнения работ на аппаратах высокого напряжения персонал должен строго соблюдать следующий порядок операций:

- 1) отключение аппаратов высокого напряжения, на которых предполагается проводить работы;
- 2) отключение токоведущих частей, к которым не исключено случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние;
- 3) принятие мер, препятствующих ошибочной подаче напряжения к месту работ;
- 4) установка предупредительных плакатов;
- 5) установка временных ограждений из изолирующих материалов;
- 6) проверка всех зажимов отключенного аппарата и всех выводов выключателя на отсутствие напряжения;
- 7) заземление и закорачивание отключенных токоведущих частей со всех сторон, откуда может быть подано напряжение;
- 8) установка на месте работы плаката «Работать здесь!».

Отключение нужно сделать так, чтобы между отключаемыми аппаратами и токоведущими частями, находящимися под напряжением, были разрывы, видимые со всех сторон.

Токоведущие части, к которым можно случайно прикоснуться или приблизиться на опасное расстояние, отключают тогда, когда расстояние от места проведения работ до этих частей менее следующих значений: для номинального напряжения до 15 кВ включительно – 0,7 м, до 35 кВ – 1 м, до 110 кВ – 1,5 м.

Особое внимание необходимо обращать на возможность обратного трансформирования низшего напряжения через трансформаторы. Чтобы этого не случилось, силовые и измерительные трансформаторы, относящиеся к отключаемому оборудованию, отключают также со стороны низшего напряжения. С целью предупреждения самопроизвольного или ошибочного включения выключателей и разъединителей в силовых цепях дистанционных приводов отключенных разъединителей вынимают предохранители на обоих полюсах. Все приводы разъединителей, доступные посторонним лицам, запирают на замок.

На всех ключах управления и приводах выключателей и разъединителей, при помощи которых может быть подано напряжение к месту работ, выполняющий отключение вывешивает плакаты: «Не включать – работают люди!».

На схеме диспетчера, руководящего отключением, вывешивают столько плакатов, сколько работает бригад.

Временным ограждением могут служить специальные сплошные или решетчатые деревянные ширмы, изделия из миканита, резины и других изолирующих материалов, находящиеся в сухом состоянии и хорошо укрепленные. Расстояние от временных ограждений до токоведущих частей должно быть не менее следующих значений: 0,35 м при номинальном напряжении до 15 кВ включительно; 0,6 м при напряжении выше 15 кВ до 35 кВ включительно; 1,5 м при напряжении до 110 кВ.

Необходимость установки ограждений, их вид, способ установки определяют в зависимости от местных условий и характера работ. На временных ограждениях вывешивают плакаты: «Стой – высокое напряжение!».

После установки предупредительных плакатов и временных ограждений персонал подготавливает комплект переносных заземлений, присоединяет их к заземляющей проводке и затем проверяет части аппарата, предназначенного для работы, на отсутствие напряжения.

Для проверки на отсутствие напряжения применяют указатель напряжения. Непосредственно перед проверкой убеждаются в исправности указателя, приблизив его к токоведущим частям, расположенным поблизости и заведомо находящимся под напряжением. Эти проверки проводят в диэлектрических перчатках. При проверке на отсутствие напряжения в открытых распределительных устройствах напряжением 35 и 110 кВ к рабочей части указателя, навинченного на штангу, пристраивают искровой промежуток. Если есть напряжение, то появляются световой и звуковой сигналы (характерный треск). Проверив установку на отсутствие напряжения, заземляют и закорачивают токоведущие части всех фаз, на которых будут проводиться

работы или от которых может быть подано напряжение на отключенную для работы часть установки.

Заземление устанавливают непосредственно после проверки на отсутствие напряжения. При этом не допускается накладывать заземление, предварительно не присоединив его к заземляющему устройству. Зажимы переносного заземления накладывают при помощи штанги из изоляционного материала на заземляемые токоведущие части всех фаз, затем зажимы надежно присоединяют этой же штангой или непосредственно руками в диэлектрических перчатках. После наложения заземления на месте работ вывешивают плакат: «Работать здесь!». Временные переносные заземления выполняют из голых, гибких многожильных проводов сечением не менее 25 мм², проверенных на термическую устойчивость.

При снятии заземления его сначала снимают с токоведущих частей, а затем отъединяют от заземляющего контура. Наряд на работу закрывают после осмотра оборудования и места, где проводилась работа. Только после закрытия наряда включают оборудование в работу, предварительно выполнив следующие операции:

- 1) отключение заземляющих ножей или снятие переносных заземлений;
- 2) проверку изоляции;
- 3) удаление временных ограждений и предостерегающих плакатов;
- 4) установку на место постоянных ограждений и снятие всех плакатов, вывешенных до начала работ.

Если на отключенной установке работало несколько бригад, то включать ее можно только после закрытия всех нарядов.

Исправность изоляции включаемого после ремонта оборудования проверяют мегомметром. Это позволяет выявить дефект изоляции, который трудно обнаружить осмотром.

При несчастных случаях с людьми снять напряжение соответствующей части установки можно без разрешения вышестоящего оперативного персонала.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации разработана схема внешнего электроснабжения объектов капитального строительства в г. Владивосток на территории квартала, ограниченной ул. Светланская, Муравьева-Амурского, Дальзаводская и Экипажная, с применением инновационных технологий. Суммарная нагрузка рассматриваемой части г. Владивосток после строительства новых объектов увеличивается почти в три раза, до 6,5 МВт, что обуславливает необходимость сооружения нового центра питания для данного района города – подстанции «Светланская». В соответствии с техническими рекомендациями филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети новая подстанция «Светланская» сооружается на напряжениях 110/35/10 кВ.

Для присоединения ПС «Светланская» к сети 110 кВ предусматривается сооружение двух питающих линий 110 кВ, которые подключаются отпайками к проходящей линии 110 кВ «ВТЭЦ-2–Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка №1, №2» с помощью кабелей 3×АПвПу2г 1×185–110 с изоляцией из сшитого полиэтилена. Выбор кабелей для питающей линии 110 кВ объясняется невозможностью отвода земель под опоры ЛЭП 110 кВ в историческом центре Владивостока, где находится рассматриваемый квартал. Выбранный инновационный кабель 3×АПвПу2г 1×185–110 успешно прошел проверку по допустимой токовой нагрузке, а также по допустимым потерям напряжения и на термическое действие токов короткого замыкания.

При проектировании вновь сооружаемого центра питания для рассматриваемого квартала Владивостока – подстанции 110/35/6 кВ «Светланская» также были использованы современные инновационные технологии:

– распределительное устройство 110 кВ выполняется закрытым с помощью двух ячеек КРУЭ-СЭЩ 110 кВ, что позволяет значительно снизить площадь земли, необходимой для сооружения подстанции, и повысить надежность работы подстанции;

– РУ 35 и 6 кВ выполняются закрытыми на основе ячеек КРУ-СЭЩ-70-35 кВ и КРУ-СЭЩ-70-6 кВ;

– в КРУЭ 110 кВ и в КРУ 35 и 6 кВ устанавливаются инновационные измерительные трансформаторы тока и напряжения – оптические с цифровым электронным блоком, которые являются частью АСУ ТП проектируемой подстанции;

– разработанная суперсовременная АСУ ТП подстанции позволяет управлять всеми процессами, протекающими на подстанции, удалённо, с помощью современных цифровых технологий.

Для иллюстрации принятых решений выполнено шесть чертежей формата А1.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Жарикова, Е. А. Почвы Владивостока: основные характеристики и свойства / Вестник ДВО РАН, 2012, №3. – с. 67–73
- 2 Завод «Таткабель» [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tatcable.ru/> (дата обращения 23.05.2018)
- 3 Каталог кабелей и проводов: Справочник. СЕВКАБЕЛЬ ХОЛДИНГ», 2010. – 417 с.
- 4 Комбинированный оптический трансформатор тока и напряжения КРИСМАРС-СТ_VT [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mars-energo.ru/home/metrologicheskoe-obespechenie-cps/krismars-ctvt.html> (дата обращения 05.06.2018)
- 5 Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ-СЭЩ 110 кВ [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/solutions/oil/kru-e-seshch-110-kv-oilgaz/> (дата обращения 26.05.2018)
- 6 КРУ-СЭЩ-70 – цена, характеристики, купить комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-70 – Электрощит [Электронный ресурс]. URL: <https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-70-6-10-15-20-kv/> (дата обращения 27.05.2018)
- 7 Купить кабель от производителя - Завод КАМКАБЕЛЬ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kamkabel.ru/> (дата обращения 23.05.2018)
- 8 Особенности климата Владивостока [Электронный ресурс]. URL: https://primpogoda.ru/articles/sezonnnye_osobennosti/osobennosti_klimata_vladivostoka/ (дата обращения 21.05.2018)
- 9 ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 216 с.
- 10 Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных

работах. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1997.

11 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. № 229. Зарегистрировано в Минюсте РФ 20 июня 2003 г. Регистрационный №4799, 174 с.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – СПб.: Издательство ДЕАН., 2002. – 928 с.

13 Распоряжение Департамента градостроительства Приморского края от 29.06.2015г. №102 «О подготовке документации по планировке территории квартала, ограниченного улицами Светланской, Муравьёва-Амурского. Дальзаводской и Экипажной в городе Владивостоке»

14 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Утверждена Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, 07.07.94 с Изменениями и Дополнениями, утвержденными Приказом Минтопэнерго РФ от 29.06.99 № 213.

15 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

16 Силовые трансформаторы 110 кВ, купить силовые трансформаторы 110 кВ, цена - РосЭнергоХолдинг, опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosenergoholding.ru/catalog/transformatorysilovie.html?podcatalog=68/> (дата обращения 25.05.2018)

17 СО 34.35.302-2006. Инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций.

18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.

19 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные

электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Дата введения – 2007-12-20. Издание официальное. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.

20 СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Стандарт организации. Дата введения 16.06.2010. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.

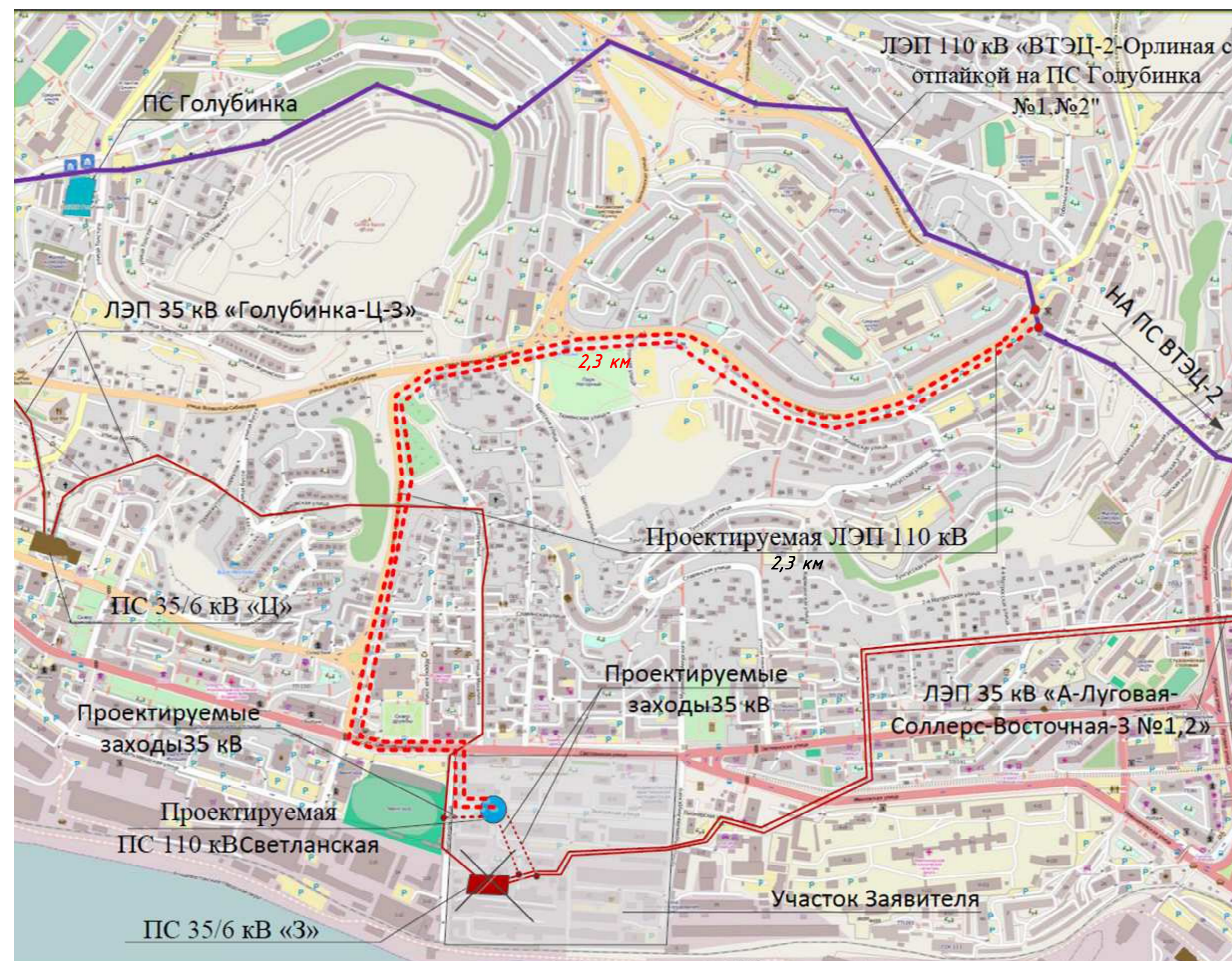
21 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018–2022 годы / Заказчик: Департамент энергетики Приморского края. ООО «Джи Динамика». – Санкт-Петербург, 2017.

22 Цифровая подстанция – Инженерный центр _Энергосервис. [Электронный ресурс]. URL: http://enip2.ru/production/digital_substation/ (дата обращения 01.06.2018)

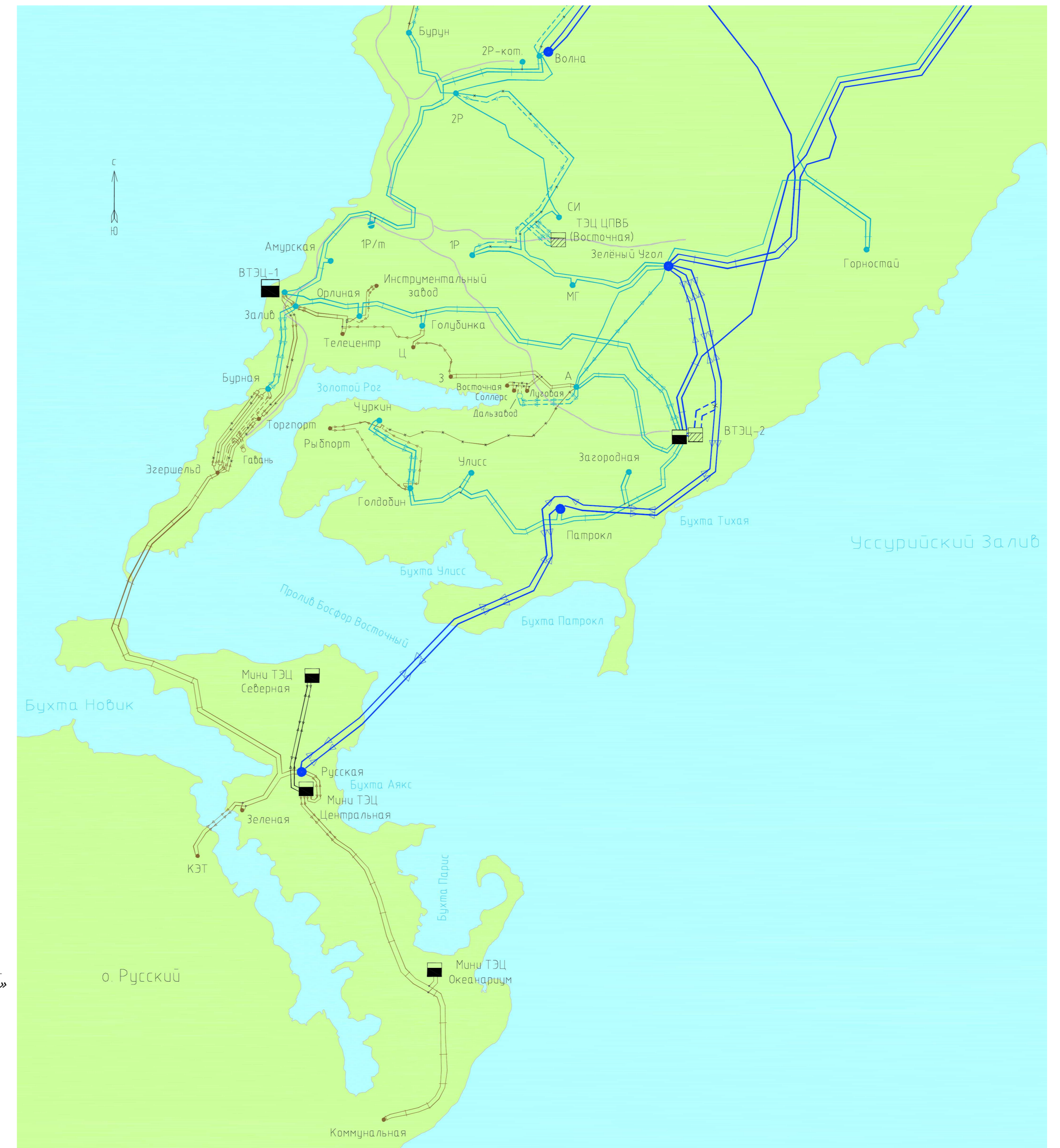
23 Электронные измерительные трансформаторы _ Цифровая подстанция [Электронный ресурс]. URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/03/02/elektronnye-izmeritelnye-transformatory/> (дата обращения 05.06.2018)

24 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А. И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – Москва: издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

Первый вариант подключения подстанции 110/35/6 кВ «Светланская»



Существующая сеть



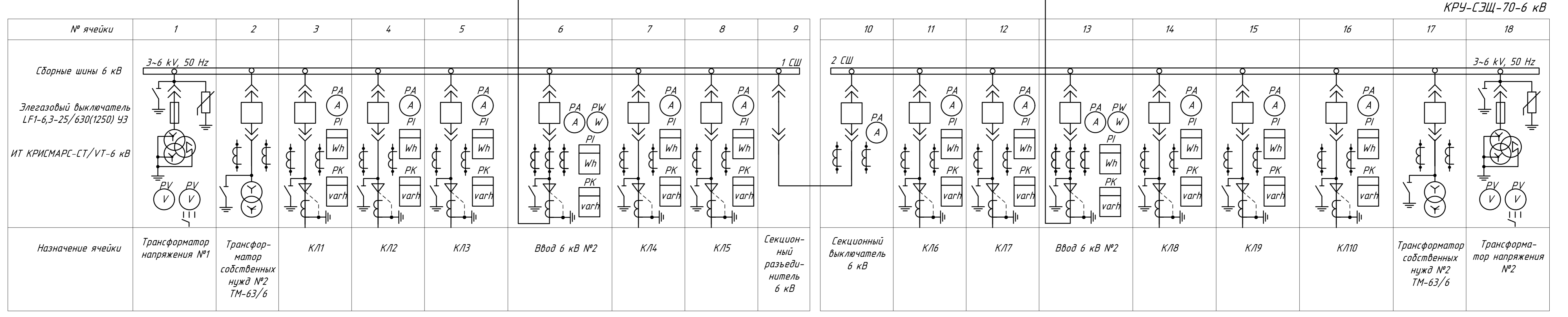
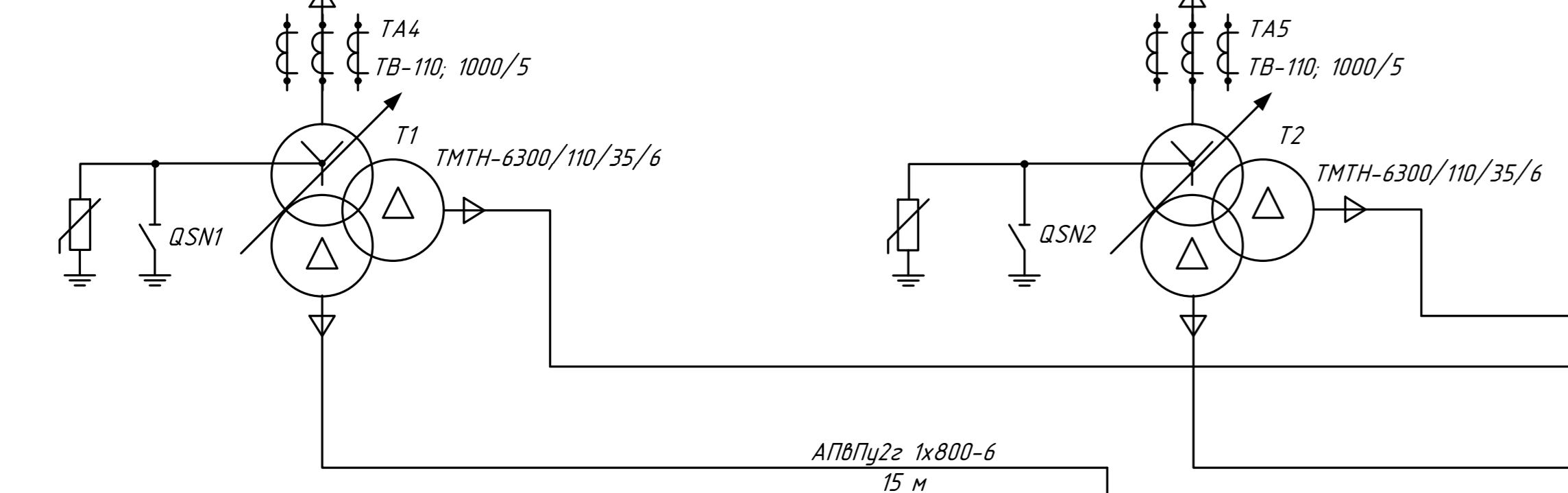
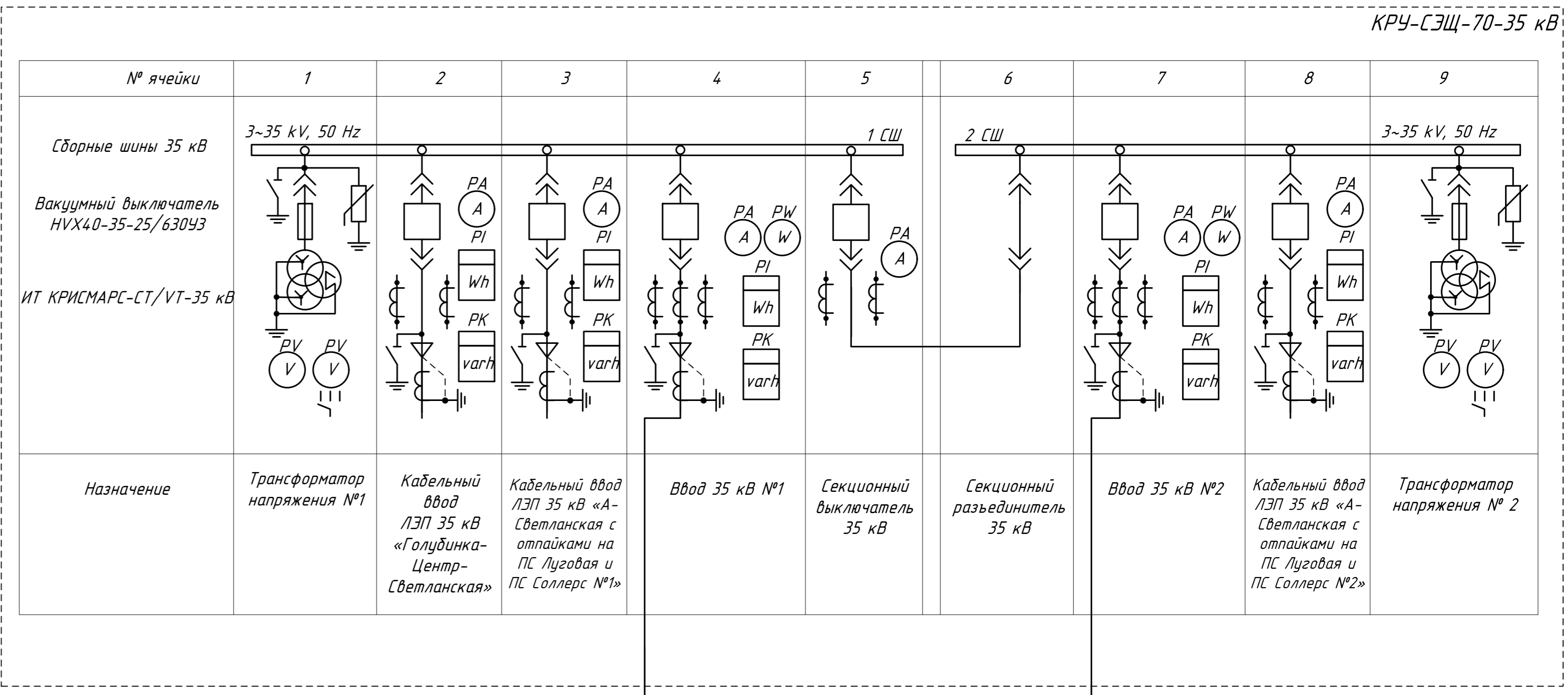
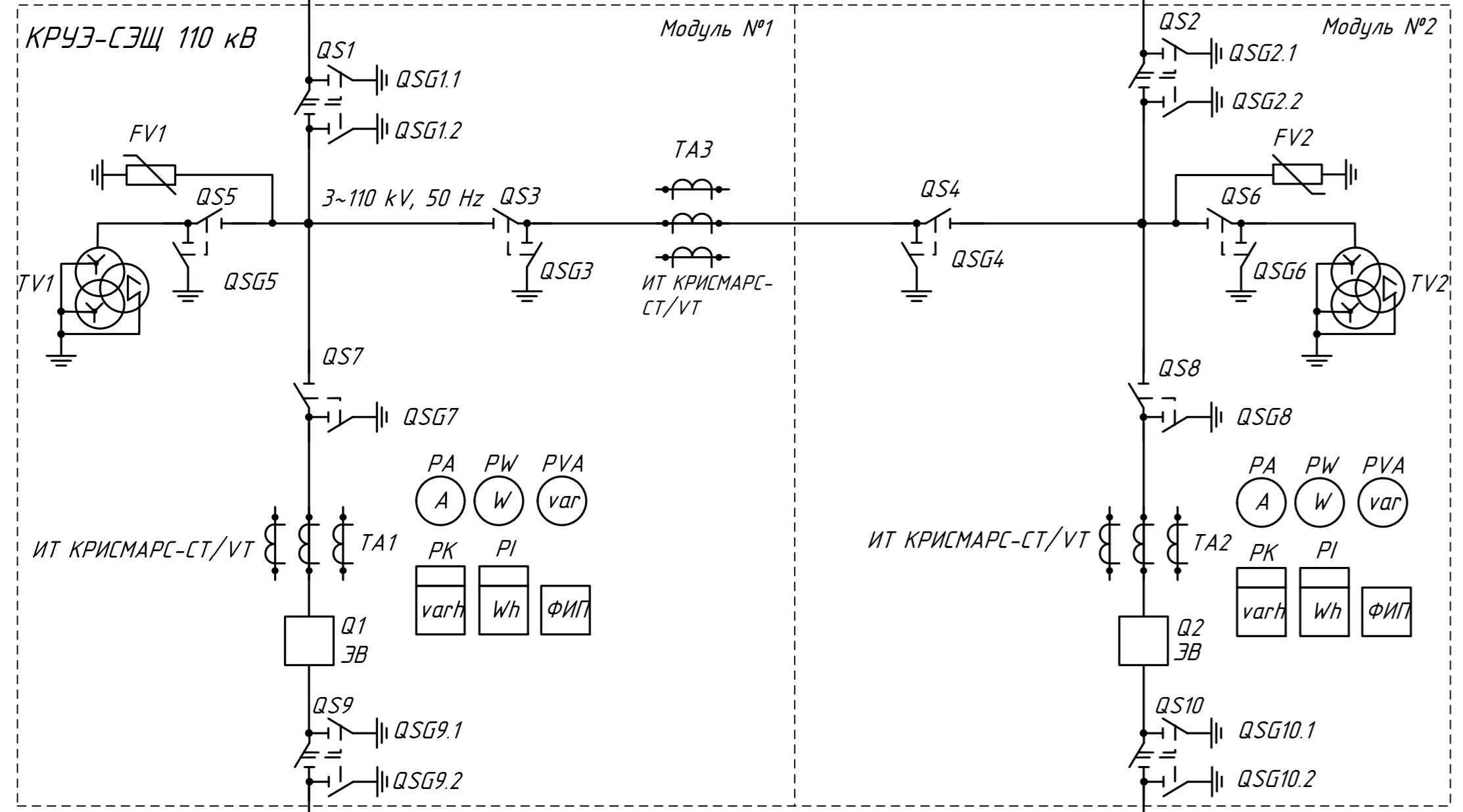
Второй вариант подключения подстанции 110/35/6 кВ «Светланская»

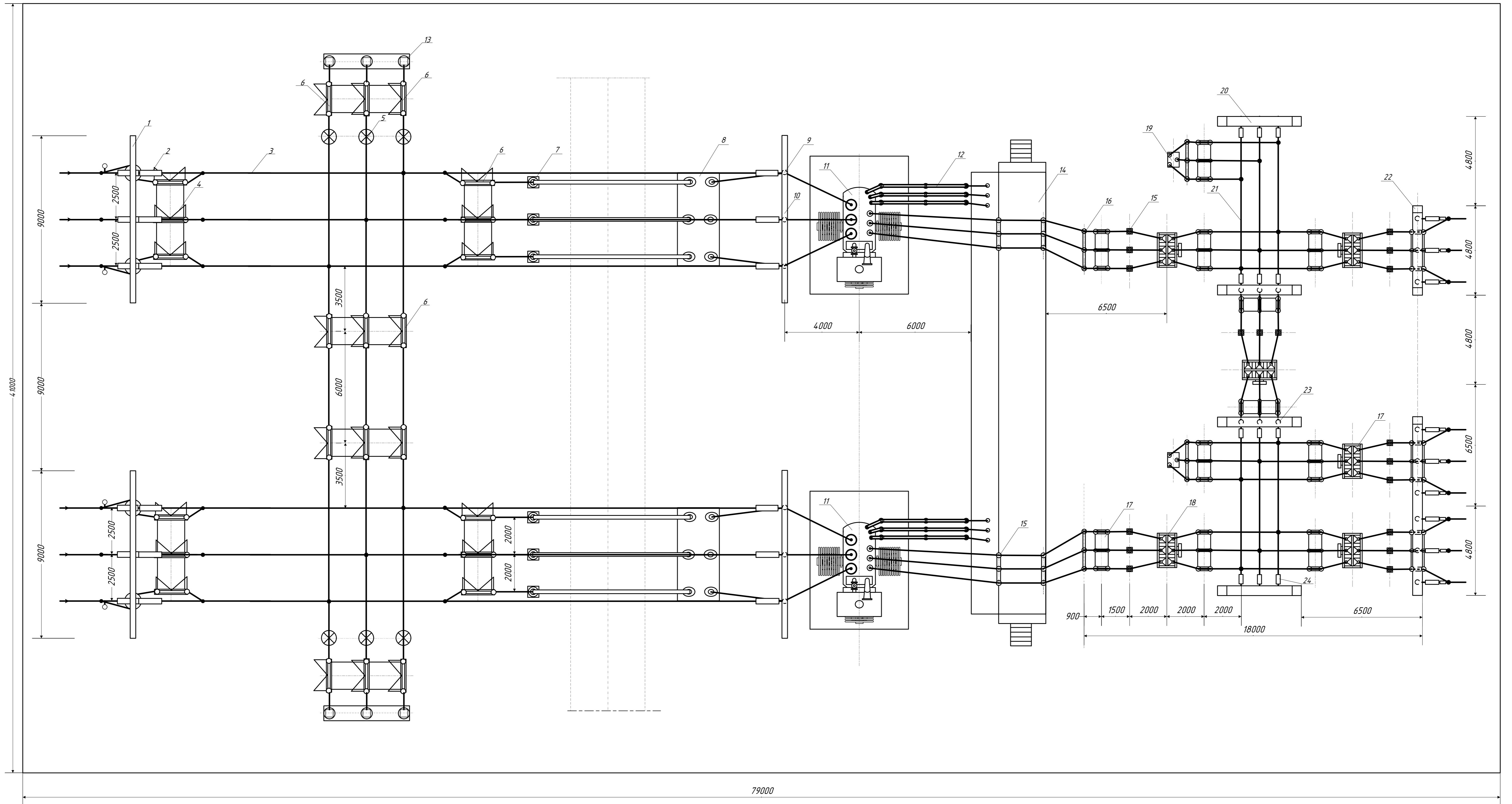


				МД.164.158.1304.02.Пл			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ВАРИАНТЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДАСТАНЦИИ 110/35/6 кВ «СВЕТЛАНСКАЯ» К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ		
Разраб.	Пасечник						
Провер.	Козлов						
Т. контр.	Максидов						
Рецензент							
Н. контр.							
Утвержд.	Савина						
					Литера	Масса	Масштаб
					Д		
					Лист 1	Листов 6	
					АМГУ Кафедра Энергетики		

АПВПу2э-1х185-110
1,7 км

к ответственной опоре ЛЭП 110 кВ «ВТЭЦ-2-Прлиная с отпайкой на ПС Голубинка №1»
к ответственной опоре ЛЭП 110 кВ «ВТЭЦ-2-Прлиная с отпайкой на ПС Голубинка №2»

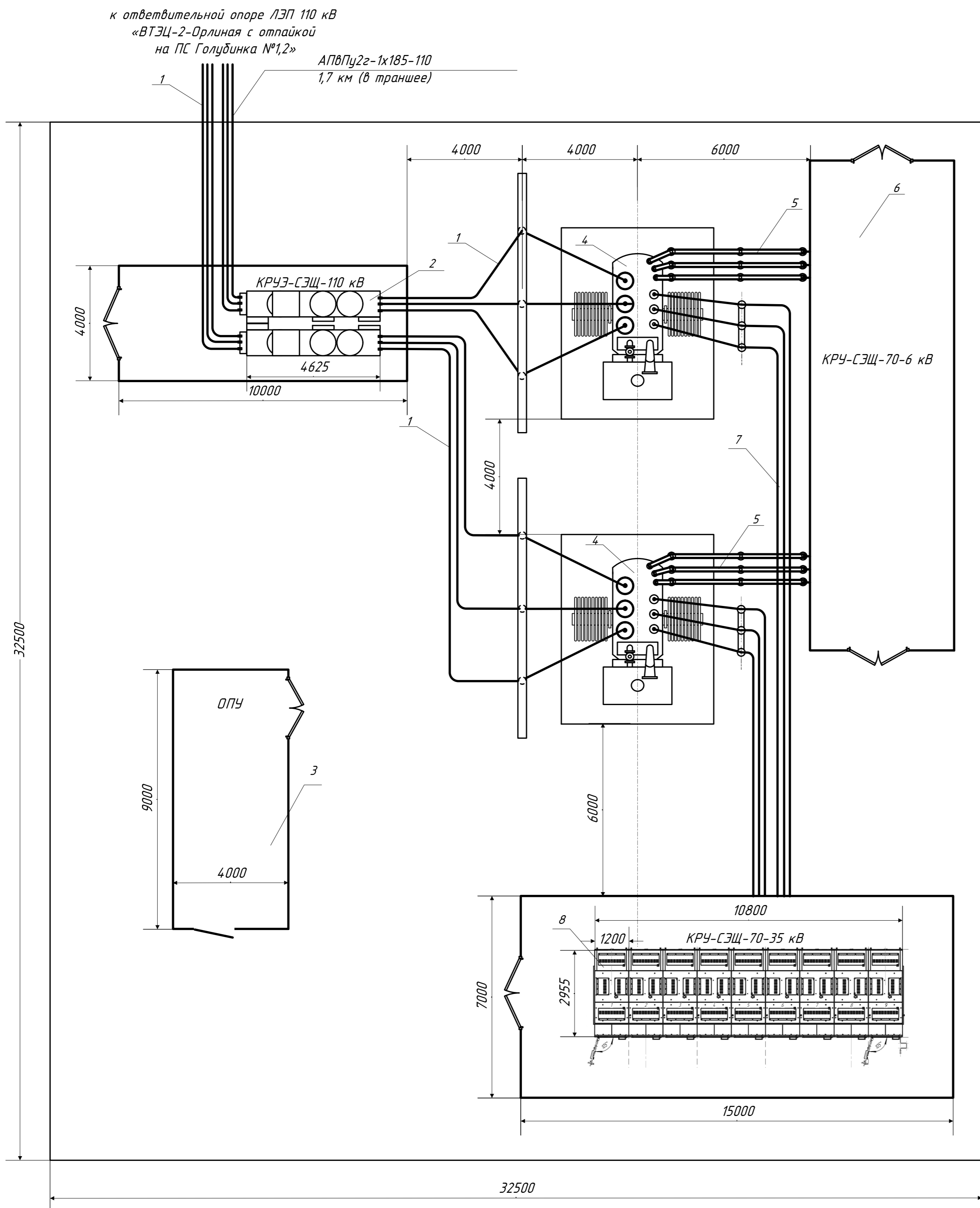




- 1 - Портал линейный 110 кВ
- 2 - Гирлянда изоляторов 110 кВ, натяжная
- 3 - Гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ
- 4 - Разъединитель РНД3.2-110/1000 У1
- 5 - ОПН-У/TEL-110/77-10УХЛ1
- 6 - Разъединитель РНД3.1-110/1000 У1
- 7 - Опорный изолятор 110 кВ
- 8 - Элегазовый выключатель ВГБУ-110-40/2000У1
- 9 - Гирлянда изоляторов 110 кВ, поддерживающая
- 10 - Портал трансформаторный 110 кВ
- 11 - Силовой трансформатор ТМТН-6300/110/35/6
- 12 - Жесткая ошиновка трансформатора на стороне 6 кВ
- 13 - Трансформатор напряжения НАМИ-35У1

- 14 - ЗРУ 6 кВ
- 15 - Опорный изолятор 35 кВ
- 16 - ОПН-У/TEL-35/42-10УХЛ1
- 17 - Разъединитель РНД3.2-35/1000 У1
- 18 - Вакуумный выключатель ВВНТ-35-20/630У1
- 19 - Трансформатор напряжения НАМИ-110У1
- 20 - Портал шинный 35 кВ
- 21 - Гибкая ошиновка ОРУ 35 кВ
- 22 - Портал линейный 35 кВ
- 23 - Гирлянда изоляторов 35 кВ, поддерживающая
- 24 - Гирлянда изоляторов 35 кВ, натяжная

				МД.164.158.1304.02.Пл				
Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата	ПЛАН ПОДСТАНЦИИ 110/35/6 кВ «СВЕТЛАНСКАЯ» БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Пасечник					Д		1:100
Провер	Козлов							
Т. контр	Максеев					Лист 3	Листов 6	
Рецензент						АМГУ		
Н. контр					Кафедра Энергетики			
Утвержд	Савина				РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА НА ТЕРРИТОРИИ ОГРАЖДЕННОЙ ЗАВОДСКОЙ ЗЕМЛЯНОЙ В ГОРОДЕ ВЛАДИВОСТОК, С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ			



- 1 - Кабель АПВПу2г-1х185-110, прокладка в траншее за пределами подстанции и в кабельных каналах по территории подстанции
- 2 - КРУЭ-СЭЩ-110 кВ, 2 модуля
- 3 - Оперативный пункт управления
- 4 - Силовой трансформатор ТМТН-6300/110/35/6
- 5 - Кабель АПВПу2г-1х800-6
- 6 - КРУ-СЭЩ-70-6 кВ, 18 ячеек
- 7 - Кабель АПВПу2г-1х70-35
- 8 - КРУ-СЭЩ-70-35 кВ, 9 ячеек

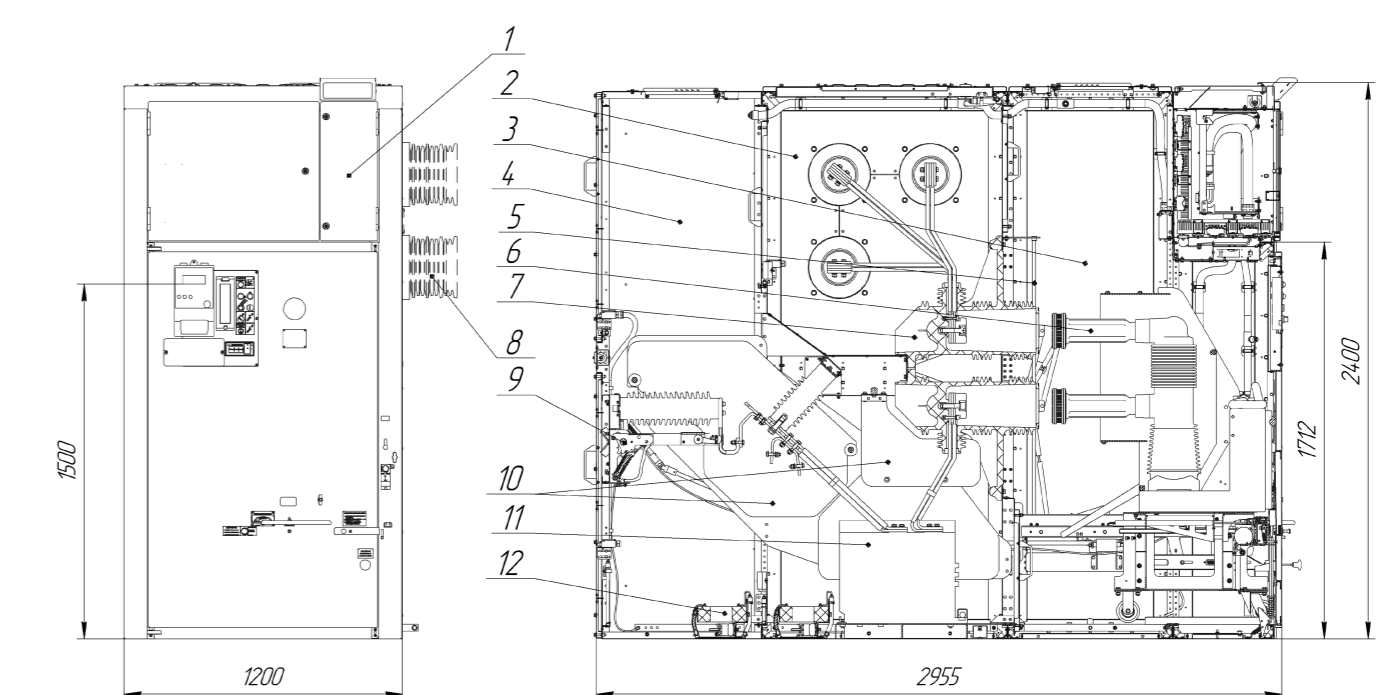


Внешний вид модуля КРУЭ-СЭЩ 110 кВ

Модуль КРУ-СЭЩ-70-35 кВ



Внешний вид



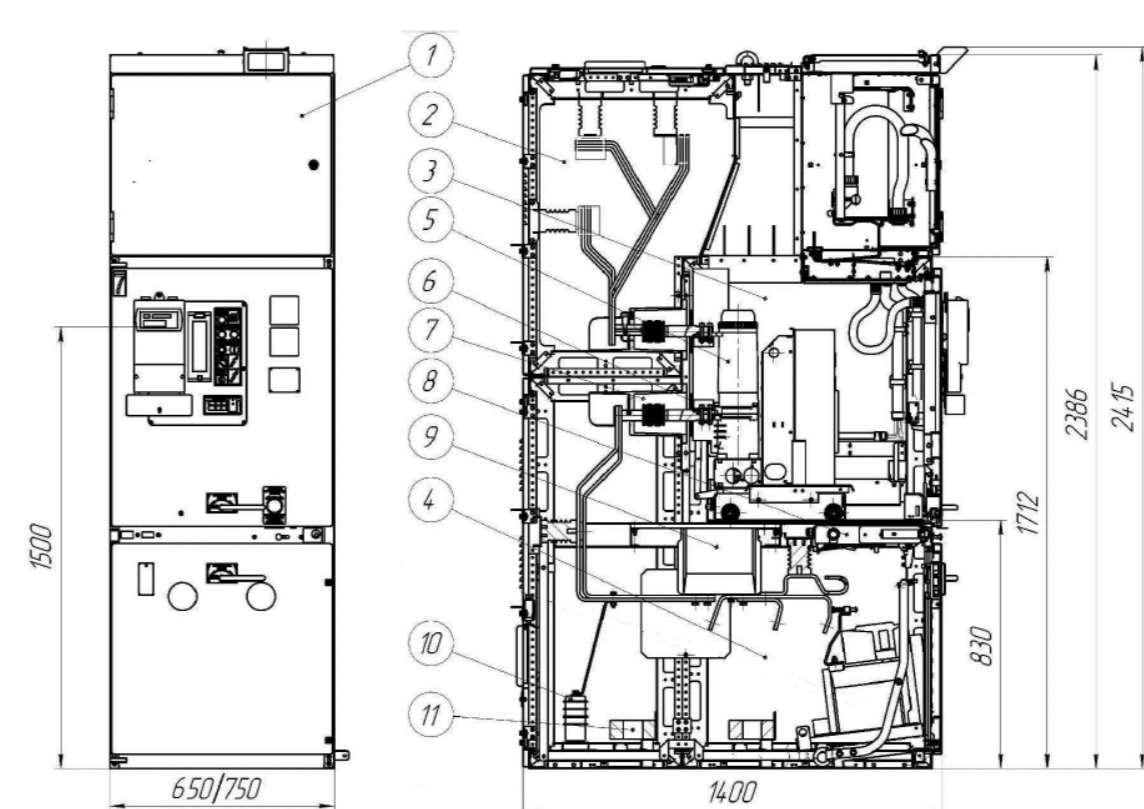
Компоновка

- 1 - релейный шкаф,
- 2 - отсек сборных шин,
- 3 - отсек выдвигного элемента,
- 4 - отсек линейного присоединения,
- 5 - шторочный механизм,
- 6 - выключатель на выдвигном элементе,
- 7, 8 - проходные изоляторы,
- 9 - заземляющий разъединитель,
- 10 - изолирующие перегородки,
- 11 - трансформаторы тока,
- 12 - трансформаторы тока нулевой последовательности

Модуль КРУ-СЭЩ-70-6 кВ



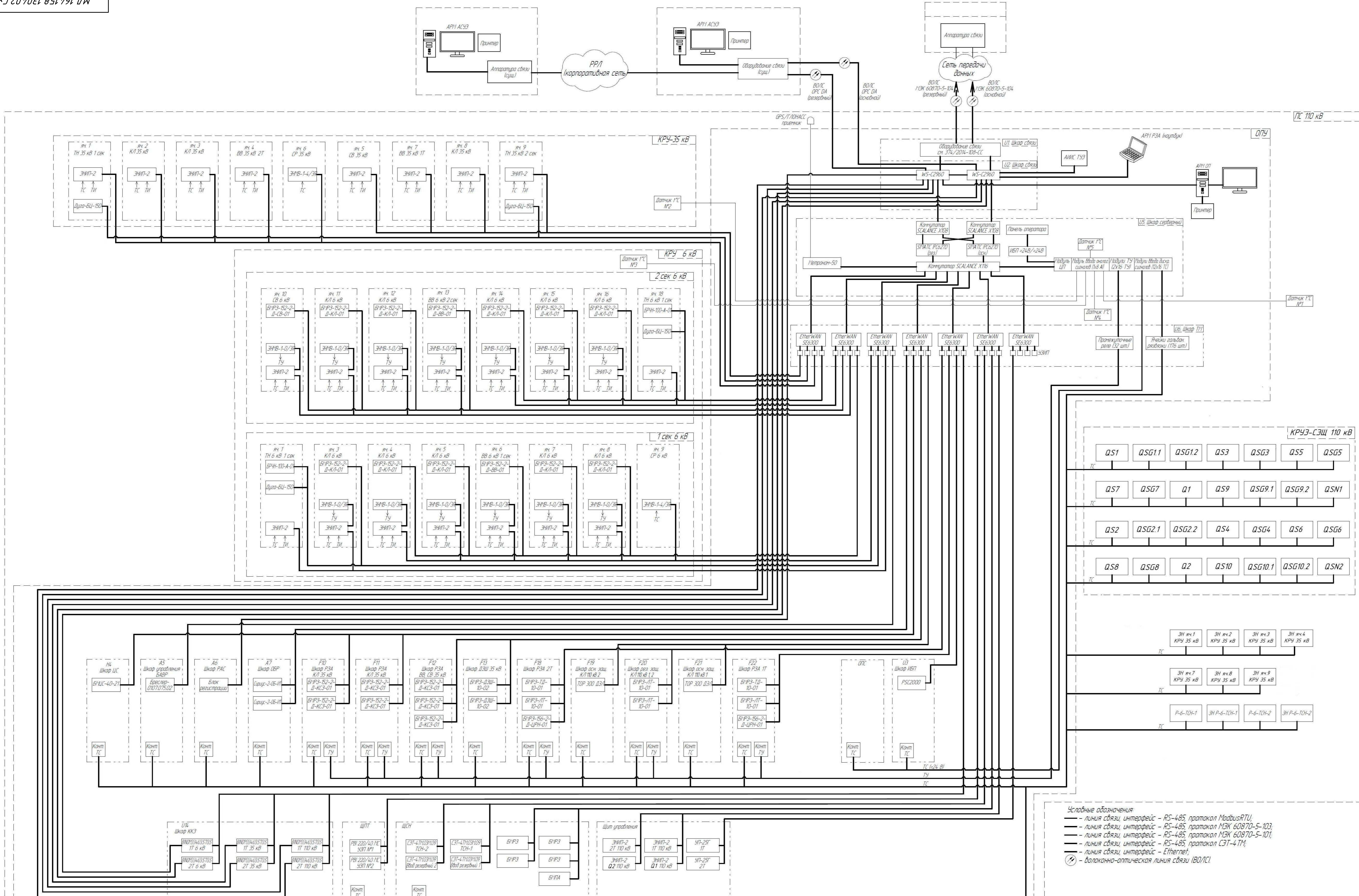
Внешний вид



Компоновка

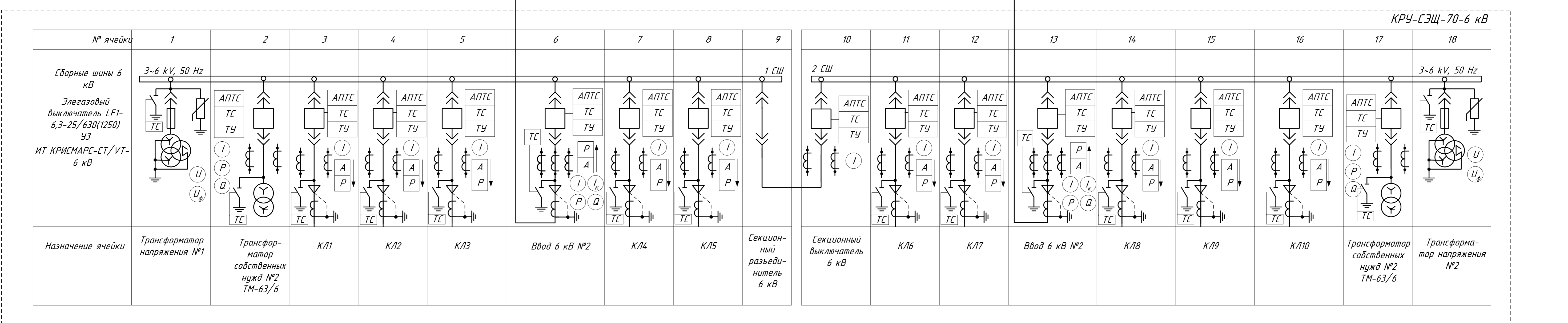
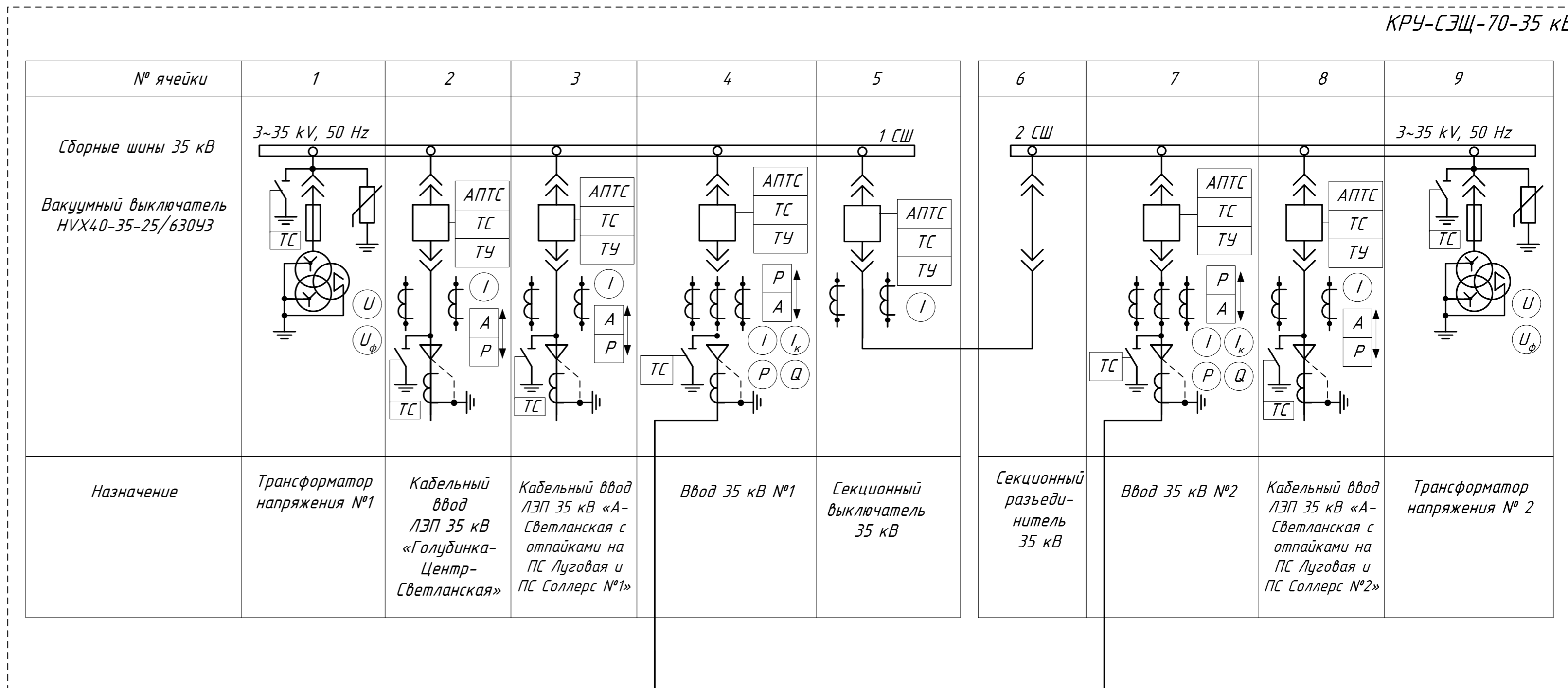
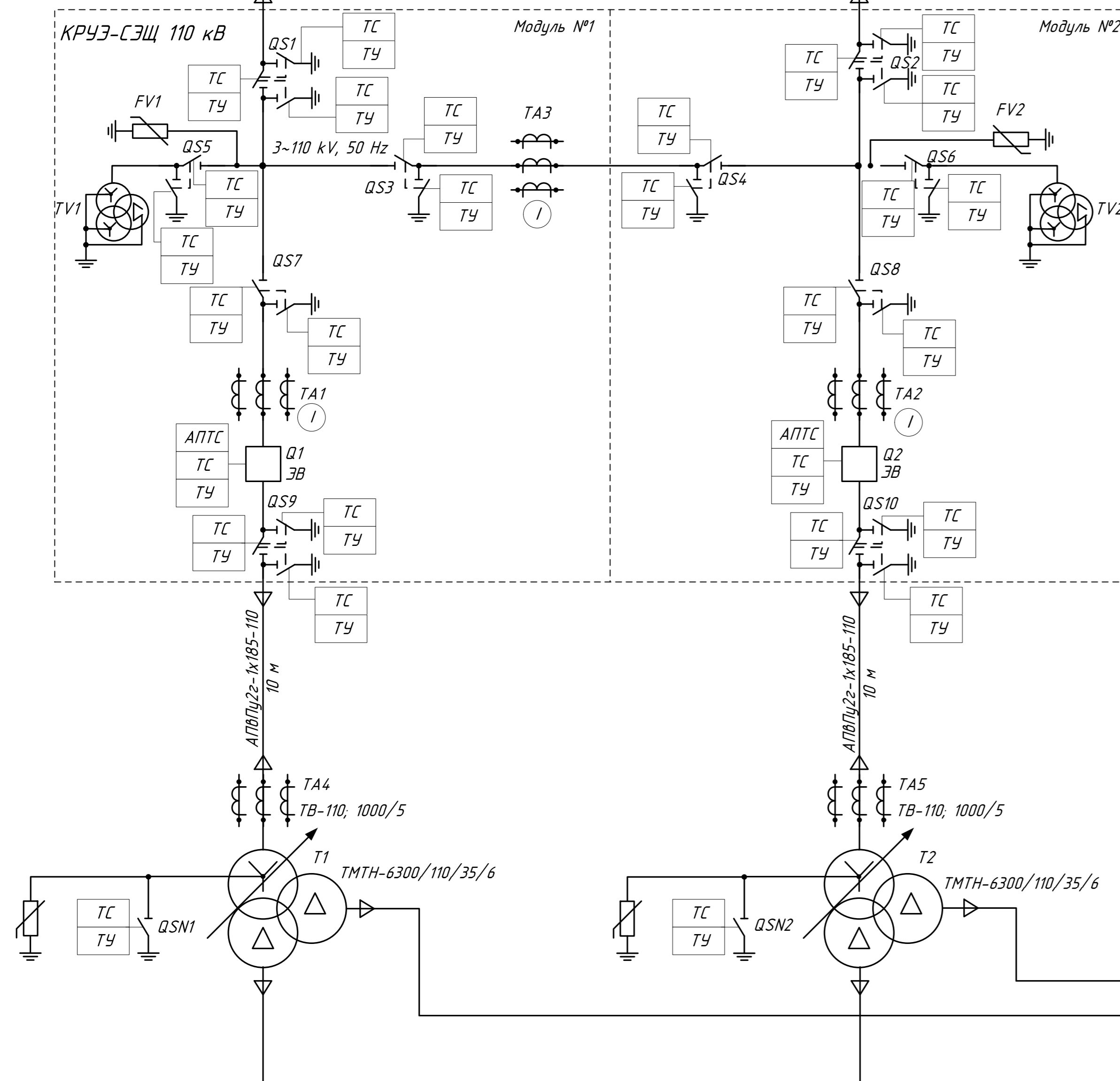
- 1 - релейный шкаф,
- 2 - отсек сборных шин,
- 3 - отсек выдвигного элемента,
- 4 - отсек линейного присоединения,
- 5 - выключатель на выдвигном элементе,
- 6 - шторочный механизм,
- 7 - проходные изоляторы,
- 8 - заземляющий разъединитель,
- 9 - трансформаторы тока,
- 10 - ограничители перенапряжений,
- 11 - трансформаторы тока нулевой последовательности

				МД.164.158.1304.02.Пл		
Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата	Литера	Масштаб
Разраб	Пасечник				Д	1:100
Провер	Козлов					
Т. контр	Максвадов				Лист 4	Листов 6
Рецензент					АМГУ	
Н. контр					Кафедра Энергетики	
Утвержд	Савина					



Условные обозначения:
 — линия связи, интерфейс — RS-485, протокол ModbusRTU;
 — линия связи, интерфейс — RS-485, протокол МЭК 60870-5-103;
 — линия связи, интерфейс — RS-485, протокол МЭК 60870-5-101;
 — линия связи, интерфейс — RS-485, протокол СЭТ-4.ТМ;
 — линия связи, интерфейс — Ethernet;
 — волоконно-оптическая линия связи (ВО/ЛО).

				МД.164.158.1304.02.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	СТРУКТУРНАЯ СХЕМА АСУ ТП ПОДСТАНЦИИ 110/35/6 кВ «СВЕТАНСКАЯ»	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Пасечник					Д		
Провер.	Козлов							
Т. контр.	Масовод					Лист 5	Листов 6	
Рецензент						АМГУ		
Н. контр.	Савина					Кафедра Энергетики		



Словные обозначения:

- АПТС - аварийно-предупредительная сигнализация;
- ТС - телесигнализация состояния оборудования;
- ТУ - телеуправление;
- I - телеизмерение режимных параметров:
I - действующее значение фазных токов;
I_к - тока КЗ;
U - действующее значение междуфазного напряжения;
U_ф - действующее значение фазного напряжения;
P - активная мощность;
Q - реактивная мощность;
- A - учёт активной и реактивной электроэнергии;

				МД.164.158.1304.02.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	СХЕМА ОБЪЕМОВ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НА ПС 110/35/6 кВ «СВЕТЛАНСКАЯ»	
Разраб.	Козлов	Пасечник			Литера	Масса
Провер.	Козлов				Д	
Т. контр.	Максодов				Лист 6	Листов 6
Рецензент					РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА НА ТЕРРИТОРИИ ОГРАЖДЕННОЙ ЗОНАМИ СВЕТЛАНСКОЙ ПРОВЛЫКИ-КАРЬЕРА С ДАЛЬНЕВОДНОЙ ЛИНИЕЙ В ТОРГЕ ВЛАДИВОСТОК С ПРИМЕНЕНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	
Н. контр.					АМГУ	
Утвержд.	Савина				Кафедра Энергетики	