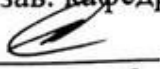


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА


на тему: Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения
стартового комплекса космодрома Восточный

Исполнитель
студент группы 442-064


20.06.18
подпись, дата


С.Д. Маховский

Руководитель
канд.техн.наук,
профессор


21.06.18
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:
безопасность и
экологичность
канд. техн. наук, доцент


15.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
канд. техн. наук, доцент


21.06.18
подпись, дата

А.Н. Козлов

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

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Маховского Сергея
Дмитриевича.

1. Тема бакалаврской работы: Компенсация реактивной мощности в
системе электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный
(утверждено приказом от 12.03.18 № 533)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные об оборудовании;
электрические нагрузки; схема электроснабжения

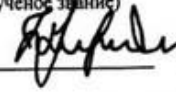
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Компенсация реактивной мощности, расчет токов КЗ,
выбор и проверка оборудования

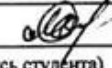
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) _____

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) безопасность жизнедеятельности: доцент, кандидат
технических наук, Булгаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 02.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Масеев Юрий
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Викторович, профессор, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата): 02.05.2018 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР: 95 с, 15 рисунков, 21 таблиц, 20 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.

В данной выпускной квалификационной работе был произведен расчет компенсации реактивной мощности на космодроме Восточный, путем установки компенсирующих устройств. Выполнен расчет электрических нагрузок, а также расчет наибольших токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования. Произведена проверка каждого аппарата при различных режимах работы. Был рассмотрен расчет релейной защиты, заземления комплектной трансформаторной подстанции, приведены основные требования к эксплуатации конденсаторных установок на площадке стартового комплекса космодрома «Восточный».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района	9
1.1 Характеристика существующей системы электроснабжения	10
1.2 Схема электроснабжения и характеристика электроустановок стартового комплекса	11
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	14
3 Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности	20
3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов	20
3.2 Компенсация реактивной мощности	23
4 Расчет токов КЗ	27
4.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	27
4.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	30
5 Выбор сечений проводников	36
5.1 Выбор и проверка сечений кабельных линий 10 кВ	36
5.2 Выбор и проверка сечений кабельных линий 0,4 кВ	41
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	44
6.1 Выбор и проверка выключателей	44
6.2 Выбор и проверка трансформаторов тока на 10 кВ	47
6.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на 0,4 кВ	49
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	50
6.5 Выбор комплектного распределительного устройства	51
6.6 Выбор предохранителей на 10 кВ	53
6.7 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ	57
6.8 Выбор ограничителей перенапряжения	58
6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	61
7 Релейная защита и автоматика	64

7.1 Назначение релейной защиты	64
7.2 Релейная защита отходящих присоединений ЦРП-10 кВ	65
7.3 Расчет уставок токовой отсечки	66
7.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты	68
7.5 Расчет уставок защиты от замыканий на землю	71
8 Заземление	73
8.1 Расчет заземлителя	73
9 Технико-экономический расчет	76
9.1 Экономический расчет	76
10 Безопасность и экологичность	78
10.1 Безопасность	78
10.2 Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок	80
10.3 Экологичность	82
10.4 Расчет шума, создаваемого трансформаторами	86
10.5 Чрезвычайные ситуации	90
Заключение	93
Библиографический список	94
Приложение А	96

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция

КРМ – компенсация реактивной мощности

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

КУ – конденсаторная установка

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

КРУ – комплектное распределительное устройство

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

ТРДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой

ТП – трансформаторная подстанция

КТПН – комплектная трансформаторная подстанция наружного исполнения

ВТП – встроенная трансформаторная подстанция

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

СН – собственные нужды

ЦРП – центральный распределительный пункт

СК – стартовый комплекс

РН – ракетоноситель

СГЭП – система гарантированного электропитания

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» – это первый национальный космодром гражданского назначения, созданный непосредственно в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 6 ноября 2007 года, основной задачей которого является обеспечение полного доступа в космическое пространство.

Стартовый комплекс РН «Союз-2» находится на территории космодрома «Восточный». Внешнее электроснабжение потребителей стартового комплекса выполнено от имеющихся электрических сетей космодрома.

Основным источником электроснабжения потребителей космодрома «Восточный» является энергосистема «Амурэнерго», с которой электрические сети полигона связаны воздушными линиями напряжением 110-220 кВ.

Проект электроснабжения космодрома «Восточный» был в целом разработан ООО «ЭТС-Восточный», проект электроснабжения стартового комплекса РН «Союз-2» (площадка 1С, включая и межплощадочные линии 10 кВ) – ОАО «31 ГПИСС».

Система электроснабжения зданий и сооружений стартового комплекса РН «Союз-2» предназначена для обеспечения электрической энергией переменного тока частотой 50 Гц электроприемников технологических и технических систем. Электропотребители СК по надежности и качеству электроснабжения в соответствии с ОТТ 11.1.18-88 относятся в основном к первой категории. Электроснабжение этих потребителей выполняется от двух независимых источников питания по двум взаимно резервируемым линиям через трансформаторные подстанции.

Часть потребителей технологических и технических систем относится к особой группе I категории и предъявляет повышенные требования по надежности электроснабжения. Поэтому для указанных потребителей должен предусматриваться третий источник питания.

Для электропотребителей особой группы технологических и

технических систем такой источник разрабатывает филиал ФГУП «ЦЭНКИ» - НИИСК совместно с предприятием ЗАО «ВЭЛКО» (система гарантированного электропитания технологического оборудования – СГЭП ТО).

Система распределения электроэнергии стартового комплекса космодрома «Восточный» предназначена для приема электроэнергии переменного тока напряжением 380 В, 50 Гц от источников электроснабжения и распределения ее между потребителями сооружений.

В состав системы распределения электроэнергии входят:

- щиты распределительные главные ЩРГ (на ток до 630 А одностороннего обслуживания, на ток до 2500 А – двустороннего обслуживания);
- блоки автоматического переключения вводов БАП;
- щиты распределительные ЩР;
- щиты распределительные главные дублированного питания ГЩРДП;
- щиты освещения ЩО;
- щиты аварийного (резервного) освещения ЩАО;
- щиты эвакуационного освещения ЩЭО;
- пункты распределительные ПР;
- распределительная кабельная сеть;
- заземляющие устройства.

Для компенсации реактивной мощности при $\cos\varphi$ меньше 0,94 предусматриваются конденсаторные установки, которые входят в состав щитов ЩРГ соответствующих сооружений.

Разработка проекта осуществлялась в соответствии с общими нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), а также с со специально разработанной проектной и рабочей документацией, предоставленной руководителями филиала ФГУП «ЦЭНКИ» - НИИСК.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Свободненский район Амурской области, непосредственно в котором находится космодром «Восточный», расположен в юго-западной части Амурско-Зейской равнины. С северо-западной части имеет границу с Шимановским районом, ближе к северо-востоку с — Мазановским, с южной части соседом по территории является Благовещенский район, на западе простирается государственная граница с Китаем.

Основными факторами, определяющими климат рассматриваемой территории, являются: ее географическое положение на восточной окраине обширного Азиатского континента, граничащей с Тихим океаном, сложное устройство поверхности, муссонный характер циркуляции атмосферы и циклоническая деятельность.

Средняя температура наиболее холодного месяца (январь) составляет минус 26,2 °С, а средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца (июль) – 26,2 °С тепла.

- абсолютная минимальная температура воздуха – минус 48,4 °С;
- абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 39,2 °С;
- среднегодовая скорость ветра составляет 2,35 м/с;
- преобладающее направление ветра – северо-западный;
- район по гололеду 25 летней повторяемости – три;
- нормативная стенка гололеда – 20 мм;

Естественный рельеф на данной территории объекта преимущественно изменен в результате деятельности человека. Наблюдаются участки поверхности, которые несут на себе следы техногенного воздействия в виде отсыпанных перемещенным грунтом площадок и планировок, насыпей железной и автомобильных дорог, различного рода канав и траншей.

1.1 Характеристика существующей системы электроснабжения

Электроснабжение стартового комплекса РН «Союз-2» выполняется по двум рабочим кабельным линиям 10 кВ (проект ОАО «31 ГПИСС») от разных секций сборных шин ЗРУ-10 кВ ПС-110 кВ «СК-1». В ЗРУ-10 кВ кабельная линия №1 подключается к шкафу КРУ №110, кабельная линия №2 – к шкафу КРУ №214.

На площадке 1С предусматривается строительство отдельно стоящего центрального распределительного пункта 10 кВ (ЦРП-10 кВ) со встроенной трансформаторной подстанцией напряжением 10/0,4 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью по 400 кВА. Данный ЦРП-10 кВ будет являться центром питания всей площадки 1С.

Распределительное устройство 10 кВ ЦРП двухсекционное, с секционным вакуумным выключателем и устройством на нем АВР. РУ-10 кВ комплектуется 48 шкафами КРУ типа К-63 с вакуумными выключателями. Расположение шкафов двухрядное, обслуживание – двухстороннее. Система сборных шин – однорядная, секционированная вакуумным выключателем 10 кВ с АВР.

На стороне 0,4 кВ трансформаторной подстанции, встроенной в ЦРП, принята одинарная, секционированная автоматическим выключателем с устройством АВР на две секции система сборных.

Распределение электроэнергии между потребителями СК РН «Союз-2» на напряжение 10 кВ предусматривается от ЦРП-10 кВ (сооружение 17) площадки 1С.

Электропитание потребителей стартового комплекса на напряжении 380/220 В предусматривается как от встроенных в сооружения, так и от отдельно стоящих трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. На каждой ТП устанавливаются по два трансформатора соответствующей мощности.

Встроенными выполняются ТП-10/0,4 кВ в сооружениях 1, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 17. В сооружении 1 размещаются три ТП-10/0,4 кВ, в остальных сооружениях – по одной.

Схема питания на стороне 10 кВ встроенных трансформаторных подстанций – «блок линия-трансформатор» с защитой в ЦРП-10 кВ. Для возможности создания «видимого разрыва» при ремонте и обслуживании трансформаторов на вводе в ТП устанавливаются камеры КСО-393 с выключателями нагрузки. Питание секций шин 0,4 кВ главных распределительных щитов (ЩРГ) выполняется от двух трансформаторов, подключаемых через автоматические выключатели к ЩРГ.

Вновь возводимые на площадке 1С отдельно стоящие трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ (сооружения 24А-24Д) приняты блочными, комплектными, полной заводской готовности, типа 2КТП-10/0,4-07 УХЛ1 «Континент», (изготовитель – ООО «Производственный комплекс «Электрум» г. Самара), каждая с двумя силовыми трансформаторами.

На сторонах 10 и 0,4 кВ подстанций приняты одинарный, секционированные на две секции системы сборных шин: на стороне 10 кВ – выключателем нагрузки и разъединителем, на стороне 0,4 кВ – автоматическим выключателем с устройством АВР.

Питание секций шин 0,4 кВ подстанций осуществляется от двух трансформаторов, подключаемых через автоматические выключатели к щиту 0,4 кВ.

1.2 Схема электроснабжения и характеристика электроустановок стартового комплекса

Потребители стартового комплекса получают питание от трансформаторной подстанции ПС-110/10 кВ «СК-1» (проект ООО «ЭТС-Восточный»), расположенной на территории технического комплекса. Блок-схема электроснабжения объектов стартового комплекса представлена на рисунке 1. На ПС-110/10 кВ «СК-1» установлены два силовых трансформатора мощностью по 40000 кВА с автоматическим регулированием напряжения под нагрузкой.

Для подключения потребителей СК предусматривается ЦРП-10 кВ, который размещается в сооружении 17.

Все ТП получают питание от разных секций шин 10 кВ ЦРП по двум радиальным кабельным линиям 10 кВ.

Сооружения площадки 1С питаются от низковольтных щитов подстанций и главных распределительных щитов сооружений по кабельным линиям 0,4 кВ. При наличии электроприемников первой и второй категорий питание подается по двум линиям, главные распределительные щиты сооружений оборудуются АВР.

Предлагаемая схема обеспечивает электроснабжение электропотребителей СК РН «Союз-2» по первой категории надежности (ОТТ 11.1.18-88).

Электроснабжение потребителей особой группы первой категории выполняется от источника электрической энергии, разрабатываемого филиалом ФГУП «ЦЭНКИ» - НИИСК совместно с предприятием ЗАО «ВЭЛКО» (система гарантированного электропитания технологического оборудования – СГЭП ТО).

Потребители особой группы площадки 1С получают электроэнергию от указанного источника по кабельным линиям 0,4 кВ.

Отдельностоящие трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ по конструктивным особенностям представляют собой систему из трех блок-модулей – модуля «УВН», модуля «Т1, Т2», и модуля «РУНН». Конструкция модулей обеспечивает необходимую технологичность при монтаже и удобство при эксплуатации.

В модулях подстанции размещены два силовых трансформатора (в отдельных отсеках), РУ-10 кВ и РУ-0,4 кВ.

На напряжении 10 кВ принята одинарная, секционированная на две секции выключателем нагрузки и разъединителем система сборных шин, к которым присоединяются две линии и два силовых трансформатора. Заземление каждой секции сборных шин предусмотрено стационарными заземляющими ножами. Защита силовых трансформаторов выполняется предохранителями в комбинации с выключателями нагрузки. РУ-10 кВ

состоит из шести камер типа КСО-393 с выключателями нагрузки и заземляющими ножами. На напряжении 0,4 кВ принята одинарная, секционированная автоматическим выключателем с устройством АВР, система сборных шин. Питание секций осуществляется от силовых трансформаторов, подключаемых через автоматические выключатели к щиту 0,4 кВ. Щит 0,4 кВ предусматривается из панелей типа ЩО-70 с автоматическими выключателями на отходящих линиях.

Силовые трансформаторы приняты типа ТМГ напряжением 10/0,4 кВ.

В трансформаторных подстанциях выполнено рабочее освещение и обогрев отсеков распределительных устройств.

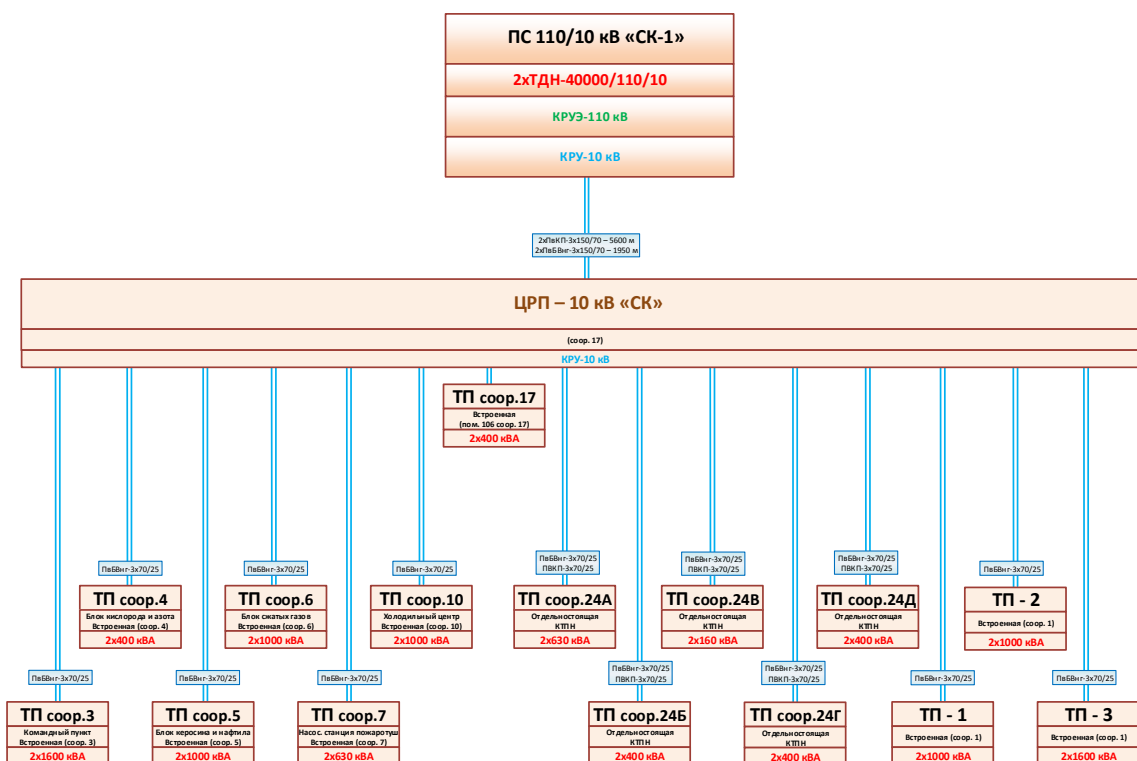


Рисунок 1 - Блок-схема электроснабжения объектов стартового комплекса

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1. Определение расчетных электрических нагрузок

Для правильного выбора системы электроснабжения необходимо знать электрические нагрузки, благодаря которым будет целесообразно определить параметры и значения всех элементов системы.

Самым важным расчетом при проектировании системы электроснабжения является расчет нагрузок, от правильности которого зависят дальнейшие капиталовложения в схему электроснабжения, рациональный выбор подключаемых элементов потребления и защиты и многое другое. Расчет нагрузок важен для каждого предприятия, на котором предусматривается проектирование системы электроснабжения.

Расчет электрических нагрузок возможно производить несколькими методами, такими как: метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно-статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки. Подробный расчет нагрузок произведен на примере подстанции КТПН 24А, т.к. подстанция СК-1 является источником питания для данной ТП. При выполнении расчета электрических нагрузок был использован метод коэффициента расчетной нагрузки, т.к. этот метод по сравнению с другими методами обеспечивает наибольшую точность расчета.

Определение расчетных электрических нагрузок возможно несколькими способами, каждый из которых (метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно-статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки) имеет право на жизнь, однако при нахождении расчетных нагрузок всех потребителей использовался метод коэффициента расчетной нагрузки.

Определение расчетной нагрузки таким способом производится исходя из следующего алгоритма:

1. Определяется номинальная мощность электроприемников, находящихся в продолжительном и повторно-кратковременном режимах [2].

Для потребителей, работающих в длительном (продолжительном) режиме работы – это паспортная мощность. Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения;

$P_{пасп}$ – паспортная мощность, кВт.

2. Далее производится разбиение потребителей на характерные категории таким образом, чтобы для каждой группы ЭП была примерно одинаковая номинальная мощность.

3. Определяется номинальная мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы электроприемников (ЭП) как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Установленная (номинальная) активная мощность:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n p_{ном,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Номинальная реактивная мощность:

$$Q_{ном\Sigma} = \sum_{i=1}^n p_{ном,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3)$$

4. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП.

$$K_{II} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{ном}. \quad (4)$$

5. Определяются средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot K_{II}; \quad (5)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \Sigma_1^m P_{cp} \cdot tg\varphi. \quad (6)$$

6. Определяется эффективное число ЭП:

$$n_э = \frac{2\Sigma P_{ном}}{P_{ном MAX}}. \quad (7)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p , [10].

7. Определяется расчетная активная и реактивная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}; \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_э \leq 10 \text{ и } K_u \geq 0,2 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (9)$$

$$\text{При } n_э > 10 \text{ и } K_u < 0,2 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (10)$$

Исходя из того, что все расчетные нагрузки были собраны на предприятии, использовались готовые значения активной мощности, а также значения $tg\varphi$.

Подробный расчет нагрузок был произведен в программе MathCad 14 на примере объекта площадки 1С КТПН 10/0,4 сооружения 24А и показан в приложении А.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Наименование ЭП и их характеристики

Наименование ЭП	$P_{p.max}$, кВт	$tg\varphi$
Караульное помещение (сооружение 15, ввод 1)	82	0,363
КПП (сооружение 16, ввод 1)	59,6	0,539
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 1)	279,4	0,329
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 3)	93,6	0,329
Канализационная насосная станция (сооружение 26М, ввод 1)	7,6	0,619
Резервуар-накопитель (сооружение 26/1, ввод 1)	23,4	0,456

Продолжение таблицы 1

Наименование ЭП	$P_{p.max}$, кВт	$tg\varphi$
Резервуар (сооружение 26Г, ввод 1)	4,3	0,593
Караульное помещение (сооружение 15, ввод 2)	93	0,484
КПП (сооружение 16, ввод 2)	57,5	0,539
Канализационная насосная станция (сооружение 26П, ввод 2)	26	0,619
Резервуар (сооружение 26Г, ввод 2)	9,2	0,203
Резервуар-накопитель (сооружение 26/1, ввод 2)	18,5	0,539
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 2)	144,7	0,363
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 4)	76,96	0,363
ИБП из состава СТО	2	0,75
Наружное освещение	4,29	0,329

В качестве примера произведем расчет активной, реактивной, а также полной мощности для последующего выбора силовых трансформаторов данной КТП с учетом коэффициента нагрузочного максимума $K_{н.м} = 0,85$:

1. Расчетная активная мощность караульного помещения (нагрузка №1):

$$P_p = P_{p.max} \cdot K_{н.м}; \quad (11)$$

$$P_{p1} = P_{p.max1} \cdot K_{н.м};$$

$$P_{p1} = 82 \cdot 0,85 = 69,7 \text{ кВт.}$$

2. Расчетная реактивная мощность караульного помещения (нагрузка №1):

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi_i; \quad (12)$$

$$Q_{p1} = P_{p1} \cdot tg\varphi_1;$$

$$Q_{p1} = 69,7 \cdot 0,636 = 25,3 \text{ квар.}$$

3. Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка комплектной трансформаторной подстанции будет определяться следующему выражению:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \cdot K_{н.м}; \quad (13)$$

$$P_{осв} = 5 \cdot 10 \cdot 0,024 \cdot 0,85 \cdot 0,85 = 1,734 \text{ кВт}$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$$Q_{осв} = P_{р.о} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (14)$$

$$Q_{осв} = 1,734 \cdot 0,88 = 1,526 \text{ квар.}$$

4. Суммарная активная и реактивная мощности с учетом $k_{н.м.}$:

$$P_{p\Sigma} = \sum P_{pi} + P_{осв}; \quad (15)$$

$$P_{p\Sigma} = 834,74 + 1,734 = 836,48 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p\Sigma} = \sum Q_{pi} + Q_{осв}; \quad (16)$$

$$Q_{p\Sigma} = 343,5 + 1,526 = 345,03 \text{ квар.}$$

5. Полная мощность, кВА:

$$S_p = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}; \quad (17)$$

$$S_p = \sqrt{836,48^2 + 345,03^2} = 904,84 \text{ кВА.}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки КТП 10/0,4 сооружения 24А.

Расчет электрических нагрузок для остальных приемников производится аналогично. Результаты расчета представим в таблице 2.

Таблица 2 – Наименование ЭП и их характеристики

Наименование ЭП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Караульное помещение (сооружение 15, ввод 1)	69,7	25,3	
КПП (сооружение 16, ввод 1)	50,7	27,3	
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 1)	237,5	86,2	
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 3)	79,6	28,9	

Продолжение таблицы 2

Наименование ЭП	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Канализационная насосная станция (сооружение 26М, ввод 1)	6,5	4	
Канализационная насосная станция (сооружение 26М, ввод 1)	6,5	4	
Резервуар-накопитель (сооружение 26/1, ввод 1)	19,9	9,1	
Резервуар (сооружение 26Г, ввод 1)	3,7	2,2	
Караульное помещение (сооружение 15, ввод 2)	79,1	38,3	
КПП (сооружение 16, ввод 2)	48,9	26,4	
Канализационная насосная станция (сооружение 26П, ввод 2)	22,1	13,7	
Резервуар (сооружение 26Г, ввод 2)	7,8	1,6	
Резервуар-накопитель (сооружение 26/1, ввод 2)	15,7	9,7	
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 2)	122,9	44,6	
Административно-служебное здание (сооружение 14, ввод 4)	65,4	2,7	
ИБП из состава СТО	1,7	1,3	
Наружное освещение	3,6	1,2	
Итого:	836,48	345,03	904, 84

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Правильное определение числа и мощности трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов:

- 1) категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ;
- 2) перегрузочной способности трансформаторов в нормальных и аварийных режимах;
- 3) шага стандартных мощностей;
- 4) экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество трансформаторных подстанций непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 10 кВ внутризаводские и цеховые электрические сети.

С учетом того, что подстанция СК-1 питает потребителей 1 и 2 категории, то число трансформаторов равно двум.

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП осуществляется только по активной мощности.

3.1 Выбор числа и мощности трансформаторов

Расчетная мощность трансформатора КТП определяется как [2]:

$$S_{расч.тр} = \frac{P_{p\Sigma}}{K_{з.опт} \cdot N_m}, \quad (18)$$

где $P_{p\Sigma}$ - суммарная активная мощность потребителей;

$K_{з.опт}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (равен 0,7);

N_m - число силовых трансформаторов.

Произведем расчет для выбора комплектной двухтрансформаторной

подстанции на примере сооружения 24А.

1. Выбираем мощность двухтрансформаторной КТП:

$$S_{расч.тр} = \frac{836,476}{0,7 \cdot 2} = 597,483 \text{ кВА}$$

К установке принимаем трансформаторы ТМГ-630/10.

2. После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$k_3^{ном} = \frac{S_p}{S_{т.ном.} \cdot N_t}; \quad (19)$$

$$k_3^{ном} = \frac{836,476}{630 \cdot 2} = 0,664.$$

Так же рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$k_3^{n/a} = \frac{S_p}{S_{т.ном.}} \quad (20)$$

$$k_3^{ном} = \frac{836,476}{630} = 1,328$$

Данный трансформатор проходит проверку в нормальном и послеаварийном режимах.

Согласно ГОСТ 11677-85 устанавливается следующая структура условного обозначения трансформаторов:

ТМГ-630/10/0,4 У1

Т – трехфазный трансформатор;

М - масляный;

Г - герметичный;

630 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

10 - класс напряжения стороны ВН, кВ;

0,4 - класс напряжения стороны НН, кВ;

У1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Основные параметры трансформатора приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Параметры трансформатора

Тип трансформатора	ТМГ-630/10/0,4
$S_{ном}$, кВА	630
U_{BH} , кВ	10,5
U_{HH} , кВ	0,4
ΔP_{xx} , кВт	1,1
ΔP_k , кВт	8,4
U_k , %	5,5
I_x , %	0,5
Количество трансформаторов	2

При выборе трансформаторов для ВТП принимались трансформаторы сухие трансформаторы марки ТСЗ, допустимый коэффициент загрузки которых следует принимать не более 1,2 в послеаварийном режиме.

Выбор трансформаторов для остальных сооружений стартового комплекса производится аналогичным образом. В таблице 4 приведены результаты выбора силовых трансформаторов для всех КТП и ВТП площадки 1С.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы сооружений стартового комплекса

Объект площадки 1С	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Тип трансформатора
КТПН 10/0,4 (сооружение 24А)	836,48	345,03	904,84	2хТМГ-630/10/0,4 У1
КТПН 10/0,4 (сооружение 24Б)	682,04	399,46	790,41	2хТМГ-630/10/0,4 У1
КТПН 10/0,4 (сооружение 24В)	87,01	112,4	142,15	2хТМГ-63/10/0,4 У1

Продолжение таблицы 4

Объект площадки 1С	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Тип трансформатора
КТПН 10/0,4 (сооружение 24Г)	405,52	162,51	436,87	2хТМГ-400/10/0,4 У1
КТПН 10/0,4 (сооружение 24Д)	506,85	455,31	681,32	2хТМГ-400/10/0,4 У1
ВТП 1-1	808,8	293,6	860,4	2хТСЗ- 1000/10/0,4 У1
ВТП 1-2	740,5	268,8	787,8	2хТСЗ- 1000/10/0,4 У1
ВТП 1-3	1318,1	332,9	1359,5	2хТСЗ- 1600/10/0,4 У1
ВТП 3	1255,7	455,8	1335,9	2хТСЗ- 1600/10/0,4 У1
ВТП 4	390,4	145,1	416,5	2хТСЗ- 400/10/0,4 У1
ВТП 5	909,3	215,1	963,6	2хТСЗ- 1000/10/0,4 У1
ВТП 6	895,7	314,3	949,2	2хТСЗ- 1000/10/0,4 У1
ВТП 7	637,3	223,6	675,3	2хТСЗ- 630/10/0,4 У1
ВТП 10	740,2	268,7	787,5	2хТСЗ- 1000/10/0,4 У1
ВТП 17	390,4	177,8	429	2хТСЗ- 400/10/0,4 У1

3.1 Компенсация реактивной мощности

Для целесообразного проектирования электроснабжения космодрома «Восточный» является проблема компенсации реактивной мощности (КРМ).

Наряду с увеличением надежности и качества электрической энергии в системе электроснабжения промышленного предприятия компенсация реактивной мощности является также одним из важнейших аспектов для сокращения потерь электроэнергии.

Устройства компенсации реактивной мощности предназначены, для повышения коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий и распределительных сетей напряжением 6-10 кВ, частоты 50Гц [11].

Предназначены для эксплуатации в следующих условиях:

- температура от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха до 80% при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- высота над уровнем моря не более 1000м;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров, в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Произведем выбор устройств компенсации реактивной мощности на примере КТПН 10/0,4 сооружения 24А.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле [1]:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.онт} \cdot S_{м.ном})^2 - P_p^2} \quad (21)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 836,48^2} = 279,698 \text{ кВар}$$

Далее определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{НКУ1} = Q_p - Q_T; \quad (22)$$

$$Q_{НКУ1} = 345,03 - 279,698 = 65,33 \text{ кВар}$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$$Q_{НКУ2} = Q_p - Q_{НКУ1} - \gamma \cdot S_{м.ном} \cdot N_T, \quad (23)$$

где γ – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей K_1 и K_2 ;

K_1 – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

K_2 – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

В нашем случае: $K_1 = 9$, $K_2 = 7$ и $\gamma = 0,32$.

Для двухтрансформаторной КТПН:

$$Q_{HKV2} = 345,03 - 65,33 - 0,32 \cdot 630 \cdot 2 = -123,5 \text{ кВар}$$

По расчетам получается, что дополнительная мощность НКУ соответствует условию $Q_{HKV2} < 0$, поэтому для данной группы трансформаторов эта величина принимается равным нулю.

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{HKV\Sigma} = Q_{HKV1} + Q_{HKV2} ; \quad (24)$$

$$Q_{HKV\Sigma} = 65,33 + 0 = 65,33 \text{ кВар}$$

К установке на КТП принимаем НКУ марки УКРМ58-0,4-30-10 УЗ и УКРМ58-0,4-10-5 УЗ с установкой на каждую секцию шин по 40 кВар.

Результаты выбора приведены в таблице 5. Принципиальная электрическая схема установки УКРМ58 представлена на рисунке 2.

Тогда общая скомпенсированная мощность КТП:

$$Q_{HK\Sigma} = Q_{НБК} \cdot n_{НБК} , \quad (25)$$

$$Q_{HK\Sigma} = 40 \cdot 2 = 80 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{HK\Sigma} , \quad (26)$$

$$Q_{неск} = 345,03 - 80 = 265,03 \text{ квар.}$$

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

4.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле [6]:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (27)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum X_{кл.рп} + X_{сис})^2 + (\sum R_{кл.рп})^2} \quad (28)$$

где $X_{кл.рп}$ - индуктивное сопротивление кабельных линий до ЦРП, Ом;

$R_{кл.рп}$ - активное сопротивление кабельных линий до ЦРП, Ом;

$X_{сис}$ - сопротивление системы, Ом.

Индуктивное и активное сопротивление кабельных линий соответственно определяется по следующим формулам:

$$X_{кл.рп} = X_{кл.рп.уд} \cdot l_i; \quad (29)$$

$$R_{кл.рп} = R_{кл.рп.уд} \cdot l_i; \quad (30)$$

где $X_{кл.рп.уд}$ - удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

$R_{кл.рп.уд}$ - удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

l_i - длина линии, км.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} \quad (31)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (32)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (33)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (34)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

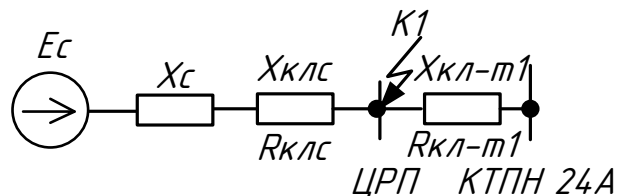


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах ЦРП:

$$X_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c};$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,4} = 0,583 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(X_{кл.пн} + X_c)^2 + R_{кл.пн}^2};$$

$$Z = \sqrt{(0,33 + 0,583)^2 + 0,672^2} = 1,134 \text{ Ом}$$

Трехфазный ток КЗ при металлическом контакте:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,415} = 5,346 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{кл.рп} + X_c}{\omega \cdot R_{кл.рп}};$$

$$T_a = \frac{0,33 + 0,583}{314 \cdot 0,672} = 0,004$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}};$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 1,099$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{к}^{(3)};$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,036 \cdot 4,284 = 8,311 \text{ кА}$$

Двухфазный ток КЗ при металлическом контакте:

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)}}{2};$$

$$I_{к}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4,284}{2} = 4,63 \text{ кА.}$$

Аналогично ведется расчет для остальных точек короткого замыкания.

Результаты расчета приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ на стороне 10 кВ

т. КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$I_{к}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
К1	5,346	4,63	0,0043	1,099	8,311
К2	4,284	3,71	0,0031	1,036	6,279
К3	4,922	4,263	0,0037	1,068	7,433
К4	4,699	4,069	0,0034	1,055	7,01
К5	4,922	4,263	0,0037	1,068	7,433
К6	4,39	3,802	0,0031	1,041	6,46
К7	4,592	3,977	0,0033	1,05	6,817
К8	4,592	3,977	0,0033	1,05	6,817
К9	4,439	3,844	0,0032	1,043	6,545
К10	5,039	4,364	0,0039	1,075	7,664

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$, кА	$I_{\kappa}^{(2)}$, кА	T_a	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
K11	4,922	4,263	0,0037	1,068	7,433
K12	4,809	4,164	0,0036	1,061	7,215
K13	5,099	4,416	0,0039	1,08	7,785
K14	5,099	4,416	0,0039	1,08	7,785
K15	4,98	4,313	0,0038	1,072	7,546
K16	5,321	4,608	0,0043	1,097	8,225

4.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное $U_{cp} = 1,05 \cdot U_{ном}$. Принцип расчета аналогичен расчету на 10 кВ.

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (35)$$

где Z - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{X_i^2 + R_i^2}; \quad (36)$$

где X_i и R_i - индуктивные и активные сопротивления элементов сети, Ом;

Индуктивное и активное сопротивления всех элементов определяются как:

$$X_i = (X_c + X_{кл.рп} + X_{кл.рп.ТП} + X_m + X_{тр.ОФ} + X_{шинТП} + X_{кЛФ} + X_{кЛ1}) \cdot \left(\frac{U_{НН}}{U_{ВН}}\right)^2; \quad (37)$$

$$R_i = (R_c + R_{кл.рп} + R_{кл.рп.ТП} + R_m + R_{мп.ОФ} + R_{мп.ОФконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 \quad (38)$$

где $X_{кл.рп.ТП}$, $R_{кл.рп.ТП}$ - сопротивления кабельных линий до ТП, Ом;

X_m , R_m - сопротивления трансформатора, Ом;

$X_{мп.ОФ}$, $R_{мп.ОФ}$ - сопротивления автоматов, Ом;

$X_{шинТП}$, $R_{шинТП}$ - сопротивления шин трансформаторной подстанции, Ом;

$X_{кл1}$, $R_{кл1}$ - сопротивления кабельной линии до нагрузки, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания будем определять методом симметричных составляющих:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{Z_o}, \quad (39)$$

Полное сопротивление однофазного КЗ определяется как:

$$Z_o = \sqrt{(X_{io})^2 + (R_{io})^2}, \quad (40)$$

где X_{io} , R_{io} - индуктивное и активное сопротивления однофазного КЗ соответственно, Ом.

Индуктивное и активное сопротивления однофазного КЗ определяются:

$$X_{io} = (2 \cdot (X_c + X_{кл.рп} + X_{кл.рп.ТП}) + 3 \cdot (X_m + X_{мп.ОФ} + X_{мп.ОФконт} + X_{клF} + X_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2; \quad (41)$$

$$R_i = (2 \cdot (R_c + R_{кл.рп} + R_{кл.рп.ТП}) + 3 \cdot (R_m + R_{мп.ОФ} + R_{мп.ОФконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2; \quad (42)$$

Ток при контакте через дугу определяется как:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{Z_{од}}; \quad (43)$$

где $Z_{од}$ - полное сопротивление однофазного КЗ с учетом действия дуги

Полное сопротивление однофазного КЗ с учетом действия дуги определяется по следующей формуле:

$$Z_{od} = \sqrt{(X_{io})^2 + (R_{o1} + R_d)^2}; \quad (44)$$

где R_d - сопротивление дуги, Ом.

Для примера произведем расчет для КТП 10/0,4 сооружения 24А, питающейся от ЦРП-10 кВ.

Расчетные схемы показаны на рисунках 4 и 5.

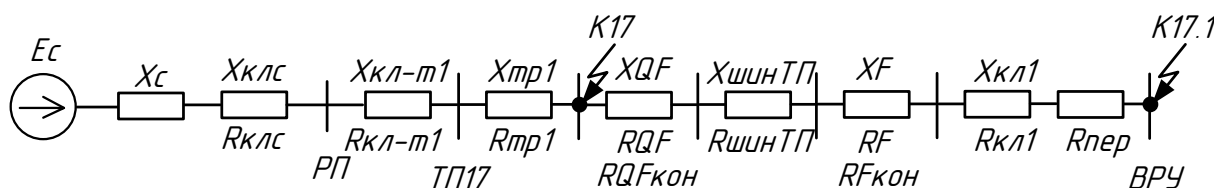


Рисунок 4 – Схема замещения прямой и обратной последовательности для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

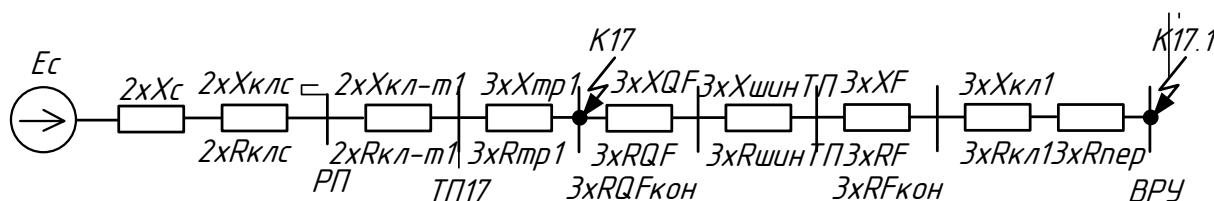


Рисунок 5 – Схема замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Так как трансформатор 10/0,4 кВ имеет соединение треугольник-звезда, то контур тока нулевой последовательности будет замыкаться через глухозаземленную нейтраль низкой стороны, то есть соединение высокой стороны в треугольник будет являться фильтром токов нулевой последовательности для левой части сети.

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К17.1 и т. К17.1ш.:

Все сопротивления приведены к низкой стороне 0,4 кВ

Индуктивное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$X_1 = (X_c + X_{кл.рп} + X_{кл.рп.ТП} + X_t + X_{тр.QF} + X_{шинТП} + X_{клF} + X_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2;$$

$$X_1 = (0,583 + 0,33 + 0,06 + 13,6 + 4,1 \cdot 10^{-4} + 6 \cdot 10^{-5} + 6,83 \cdot 10^{-3} + 6,75 \cdot 10^{-3}) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$X_1 = 0,028 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$R_1 = (R_c + R_{кл.рп} + R_{кл.рп.ТП} + R_m + R_{тр.ОФ} + R_{тр.ОФконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1}) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ;$$

$$R_1 = (0,672 + 0,355 + 3,1 + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 0,115) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2$$

$$R_1 = 0,122 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{X_1^2 + R_1^2},$$

$$Z = \sqrt{0,028^2 + 0,122^2} = 0,125 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,125} = 1,849 \text{ кА.}$$

Индуктивное и активное сопротивления однофазного КЗ определяются:

$$X_{1o} = (2 \cdot (X_c + X_{кл.с.ЦРП} + X_{кл.рп.24A}) + 3 \cdot (X_{т360} + X_{тр.ОФ} + X_{шинТП} + X_{клF} + X_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ;$$

$$X_{1o} = (2 \cdot (0,583 + 0,33 + 0,06) + 3 \cdot (13,6 + 4,1 \cdot 10^{-4} + 6 \cdot 10^{-5} + 6,83 \cdot 10^{-3} + 6,75 \cdot 10^{-3})) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 ;$$

$$X_{1o} = 0,084 \text{ Ом}$$

$$R_{1o} = (2 \cdot (R_{кл.с.ЦРП} + R_{кл.рп.24A}) + 3 \cdot (R_{т360} + R_{тр.ОФ} + R_{тр.ОФконт} + R_{шинТП} + R_{клF} + R_{кл1})) \cdot \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}}\right)^2 ;$$

$$R_{1o} = (2 \cdot (0,672 + 0,355) + 3 \cdot (3,1 + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1 \cdot 10^{-4} + 1,5 \cdot 10^{-4} + 0,115)) \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 ;$$

$$R_{1o} = 0,363 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление до точки КЗ с учетом действия дуги определяется по формуле:

$$Z_{1o} = \sqrt{X_{1o}^2 + (R_{1o} + R_d)^2},$$

$$Z_{1o} = \sqrt{0,084^2 + (0,363 + 20 \cdot 10^{-3})^2},$$

$$Z_{1o} = 0,09 \text{ Ом}$$

Тогда ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{ко}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}{Z_{1o}},$$

$$I_{ко}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{0,09},$$

$$I_{ко}^{(1)} = 1,766 \text{ Ом.}$$

Расчеты для остальных точек приведены в Приложении А

Результаты расчетов сведём в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
К17	10,506	9,959
К17.1	1,849	1,766
К17.2	6,543	5,828
К17.3	5,418	4,934
К17.4	1,897	1,81
К17.5	5,335	4,792
К17.6	0,36	0,356
К17.7	6,837	6,08
К17.8	2,704	2,534

Продолжение таблицы 6

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
К17.9	0,779	0,763
К17.10	0,438	0,433
К17.11	5,064	4,564
К17.12	0,36	0,356
К17.13	3,326	3,087
К17.14	1,27	1,229

5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

5.1 Выбор и проверка сечений кабельных линий 10 кВ

Все линии электропередачи стартового комплекса выполняются кабельными. Кабели прокладываются в земляных траншеях и по коммуникационным проходным тоннелям.

Проходные тоннели входят в состав сооружений стартового комплекса и служат для прокладки всех инженерных коммуникаций технологических и технических систем. Кабели прокладываются по кабельным полкам и жёстко закрепляются на всем протяжении тоннелей.

При прокладке в земле кабельные линии 10 кВ выполняются трехжильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвКП-10, предназначенными для прокладки в пучинистых грунтах, при прокладке в коммуникационных проходных тоннелях – не поддерживающими горение трехжильными кабелями с медными жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвБВнг-10.

Сечения кабельных линий выбираются по допустимой токовой нагрузке, токам короткого замыкания и проверяется по допустимым уровням потери напряжения в соответствии с ПУЭ [2].

Максимальный расчетный ток кабельных линий в нормальном режиме:

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot 2}; \quad (45)$$

где S_p – расчетная нагрузка, кВА;

U_n – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ.

Максимальный расчетный ток кабельных линий в аварийном режиме:

$$I_{p.max.av} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}; \quad (46)$$

Проверка кабеля осуществляется по:

1). Нагреву длительно допустимым током:

$$\frac{I_{p.max.av}}{k_1 \cdot k_2} \leq I_{дл.доп}, \quad (47)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток кабеля (принимается по справочным данным для кабелей [1, 6]), А;

k_1 - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей (0,95);

k_2 - поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах или без труб (1).

2). Потере напряжения

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{p.max.av} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi); \quad (48)$$

где l_i - длина линии, км;

r_o - погонное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

x_o - погонной индуктивное сопротивление кабельной линии, Ом/км.

Нормальная допустимая потеря напряжения согласно ГОСТ 32144-2013 составляет 5%, предельно допустимая потеря напряжения – 10%.

3). Термической устойчивости току трехфазного КЗ.

Минимальное допустимое сечение определяется:

$$S_{min} = \frac{I_k^{(3)} \sqrt{t_z + T_a}}{C_{тер}}; \quad (49)$$

где $I_k^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ на шинах ВН, А;

t_z - время срабатывания защиты (0,5), с;

T_a - постоянная времени затухания (0,15), с;

$C_{тер}$ - термический коэффициент для меди (114).

Для примера произведем выбор кабеля на 10 кВ от центрального распределительного пункта (ЦРП-10 кВ) площадки 1С до комплектной трансформаторной подстанции сооружения 24А.

Максимальный расчетный ток в нормальном режиме [2]:

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3} \cdot 2};$$

$$I_{p.max} = \frac{904,84}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 26,12 \text{ A}$$

Максимальный расчетный ток в аварийном режиме:

$$I_{p.max.av} = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}};$$

$$I_{p.max.av} = \frac{904,84}{10 \cdot \sqrt{3}} = 52,24 \text{ A}$$

Выбираем кабель трехжильный ПвБВнг сечением 35 мм² с длительно допустимым током 180 А.

Проверка выбранного кабеля:

1). По нагреву длительно допустимым током:

$$\frac{I_{p.max.av}}{k_1 \cdot k_2} \leq I_{дл.доп},$$

$$\frac{52,241}{0,95 \cdot 1} \leq 180,$$

$$54,991 \leq 180$$

По данной проверке кабель выбран верно.

2). Потере напряжения

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{p.max.av} \cdot l_i}{U_{ном}} \cdot (r_o \cdot \cos \varphi + x_i \cdot \sin \varphi);$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 52,241 \cdot 0,96}{10000} \cdot (0,52 \cdot 0,924 + 0,064 \cdot 0,381) = 0,439 \%$$

Потеря напряжения находится в пределах допустимого.

3). Термической устойчивости току трехфазного КЗ.

Минимальное допустимое сечение определяется:

$$S_{\min} = \frac{I_{\kappa}^{(3)} \sqrt{t_z + T_a}}{C_{\text{тер}}};$$

$$S_{\min} = \frac{5346 \cdot \sqrt{0,5 + 0,15}}{114} = 37,8 \text{ мм}^2$$

Так как минимальное допустимое сечение равно 37,8 мм², то необходимо увеличить сечение кабеля до ближайшего стандартного.

Для дальнейшего проектирования выбираем трехжильный кабель ПвБВнг сечением 50 мм², представленный на рисунке 6.

Расшифровка кабеля ПвБВнг 3х50/16-10:

Пв – изоляция жил из сшитого полиэтилена;

Б – броня из двух стальных оцинкованных лент;

В – оболочка из поливинилхлоридного пластика пониженной пожарной опасности;

нг – не распространяет горение;

3 – количество жил;

50 – сечение жилы;

16 – сечение экрана;

10 – номинальное напряжение 10 кВ.

Данный кабель предназначен для передачи и распределения электроэнергии в установках. Кабель применяется на номинальное переменное напряжение 6, 10, 20, 35 кВ частотой 50 Гц для сетей с изолированной или глухозаземленной нейтралью для групповой прокладки в кабельных тоннелях и т.д.

Расчет, выбор и проверка кабелей для остальных КТП ведется аналогично данному расчету. Результаты расчета приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Сечения кабелей на 10 кВ

Участок	Марка кабеля	l, м	I _p , А	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
ЦРП - КТПН24А	ПвБВнг 3х50/16	960	52,241	225	0,37	0,063	0,439
ЦРП - КТПН24Б	ПвБВнг 3х50/16	350	45,634	225	0,37	0,063	0,072
ЦРП - КТПН24В	ПвБВнг 3х50/16	550	10,138	225	0,37	0,063	0,018
ЦРП - КТПН24Г	ПвБВнг 3х50/16	350	23,151	225	0,37	0,063	0,036
ЦРП - КТПН24Д	ПвБВнг 3х50/16	850	28,524	225	0,37	0,063	0,109
ЦРП - ВТП1-1	ПвБВнг 3х50/16	650	49,675	225	0,37	0,063	0,143
ЦРП - ВТП1-2	ПвБВнг 3х50/16	650	45,484	225	0,37	0,063	0,131
ЦРП - ВТП1-3	ПвБВнг 3х50/16	800	78,491	225	0,37	0,063	0,283
ЦРП - ВТП 3	ПвБВнг 3х50/16	250	77,128	225	0,37	0,063	0,085
ЦРП – ВТП 4	ПвБВнг 3х50/16	350	24,047	225	0,37	0,063	0,037
ЦРП – ВТП 5	ПвБВнг 3х50/16	450	55,633	225	0,37	0,063	0,113
ЦРП – ВТП 6	ПвБВнг 3х50/16	200	43,802	225	0,37	0,063	0,049
ЦРП – ВТП 7	ПвБВнг 3х50/16	200	38,988	225	0,37	0,063	0,035

Участок	Марка кабеля	l, м	I _p , А	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
ЦРП – ВТП 10	ПвБВнг 3х50/16	300	45,466	225	0,37	0,063	0,06
ЦРП – ВТП 17	ПвБВнг 3х50/16	300	23,002	225	0,37	0,063	0,031

Так как ток трехфазного КЗ на шинах ВН одинаков для всех линий, отходящих от ЦРП-10 кВ, то минимальное допустимое сечение линий 10 кВ будет равным 50 мм².



Рисунок 6 – Трехжильный кабель марки ПвБВнг 3х50/16-10

5.2 Выбор и проверка сечений кабельных линий 0,4 кВ

Выбор и проверка производится аналогично расчету на 10 кВ.

По результатам расчета, представленным для КТПН 10/0,4 сооружения 24А в таблице 8, был выбран четырехжильный кабель ВБбШнг.

Таблица 8 – Сечения кабелей на 0,4 кВ

Участок	Марка кабеля	l, м	I _p , А	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
Карпом, 1	ВБбШнг 4х16	100	107,03	115	1,15	0,068	5,116

Продолжение таблицы 8

Участок	Марка кабеля	l, м	I _p , А	I _{доп} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	ΔU, %
КПП, 1	ВБбШнг 4х35	50	83,09	180	0,52	0,0637	2,975
Адм.сл.зд, 1	ВБбШнг 4х120	150	364,67	385	0,153	0,06	3,893
Адм.сл.зд, 3	ВБбШнг 4х25	150	122,16	150	0,74	0,066	5,699
КНС 26М, 1	ВБбШнг 4х35	55	10,97	180	0,52	0,0637	1,732
КНС 26/1, 1	ВБбШнг 4х16	550	31,55	115	1,15	0,068	8,073
КНС 26Г, 1	ВБбШнг 4х50	45	6,134	225	0,37	0,063	0,802
Карпом, 2	ВБбШнг 4х25	100	126,78	150	0,74	0,066	3,814
КПП, 2	ВБбШнг 4х16	250	80,16	115	1,15	0,068	9,06
КНС 26П, 2	ВБбШнг 4х16	450	37,53	115	1,15	0,068	7,408
КНС 26Г, 2	ВБбШнг 4х35	60	11,52	180	0,52	0,0637	2,276
КНС 26/1, 2	ВБбШнг 4х16	550	26,7	115	1,15	0,068	6,442
Адм.сл.зд., 2	ВБбШнг 4х50	150	188,86	225	0,37	0,063	4,528
Адм.сл.зд., 4	ВБбШнг 4х16	150	100,45	115	1,15	0,068	7,203

Расшифровка кабеля ВББШнг 4х35:

В – изоляция жил из поливинилхлоридного пластика;

Б – броня из двух стальных оцинкованных лент;

б – без подушки над броней, необходимой для предохранения элемента от коррозии и механических повреждений;

Шнг – защитный покров в виде выпрессованного шланга из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести;

4 – количество жил;

35 – сечение жилы;

Данный кабель предназначен для наклонных и горизонтальных трасс. Кабель не распространяет горение при прокладке в пучках. Допустимый нагрев токопроводящих жил в аварийном режиме не должен превышать +80°C и продолжительность работы в этом режиме не должна быть больше восьми часов в сутки.

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость [3].

6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Произведем выбор выключателей на ЦРП-10 кВ.

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q:

$$I_{ном} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (50)$$

$$I_{ном} = \frac{10726,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 619,32 \text{ А}$$

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (51)$$

2) По номинальному длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} \quad (52)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} \quad (53)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-ЭЗ-10-20/630.

$$10,4 \leq 20 \text{ кА}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ноК1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (54)$$

где $t_{откл}$ - время отключения КЗ, принимаем $t_{откл} = 0,03 \text{ с}$.

$$B_K = 10,4^2 \cdot (0,03 + 1,2 + 0,007) = 133,8 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{K.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (55)$$

$$B_{K.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_K \leq B_{K.в}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}; \quad (56)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 40\%$;

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе для время τ составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}; \quad (57)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,4 = 14,7 \text{ кА.}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение расчетных и каталожных данных выключателя 10 кВ ВВУ-СЭЦ-ЭЗ-10-20/630.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 619,32 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$

Продолжение таблицы 9

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,25 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} = 10,4 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 133,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки.

Расшифровка выключателя ВВУ-СЭЦ-ЭЗ-10-20/630:

В – выключатель;

В – вакуумный;

У – унифицированный;

СЭЦ – товарный знак производителя;

Э – электромагнитный привод;

3 – номер конструктивного исполнения;

10 – номинальное напряжение, кВ;

20 – номинальный ток отключения, кА;

630 – номинальный ток, А.

Выключатель данной серии предназначен для коммутаций электрических цепей при частоте 50 Гц при напряжении трехфазной сети 10 кВ. Выключатель ВВУ-СЭЦ-ЭЗ-10-20/630 представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 - Выключатель ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-20/630

6.2 Выбор и проверка трансформатора тока на 10 кВ

Трансформатор тока по своему назначению обеспечивает передачу сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, а также необходим для использования в цепях коммерческого учета электрической энергии в установках переменного тока [4].

Трансформаторы тока по конструктивному исполнению выбираются с двумя вторичными обмотками. Первая выполняет функцию включения измерительных приборов, а вторая служит для подключения приборов защиты. Выбираются трансформаторы тока как и большинство аппаратов по номинальному напряжению, также по току первичной цепи, току вторичных обмоток с заданным классом точности. Проверка производится по электродинамической и термической устойчивости при коротких замыканиях в сети.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Произведем выбор трансформаторов тока на ЦРП-10 кВ.

1). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

$$I_{ном.т.т} \geq (5 \div 10)I_{ном.у}; \quad (58)$$

2). Выбор по номинальному напряжению сводится к сравнению напряжения трансформатора тока и установки, для которой он предназначен [2]:

$$U_{ном.т.т} \geq U_{ном.у}; \quad (59)$$

3). Выбор по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

$$S_{2ном} \geq S_{2р};$$

где $S_{2ном}$ - допустимая (номинальная) нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока, ВА;

$S_{2р}$ - расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном (рабочем) режиме, ВА;

$$S_{2ном} = I_{ном2}^2 \cdot Z_{ном2}; \quad (60)$$

где $Z_{ном2} \approx \sum r_{приб} + r_{доп} + r_{конт}$ - полное допустимое сопротивление внешней цепи;

$\sum r_{приб}$ - сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$r_{доп}$ - допустимое сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ - сопротивление контактов (принимается обычно равным 0,1 Ом).

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 200 А.

Трансформаторы тока работают в режиме близком к короткому замыканию. Размыкание их вторичных обмоток приводит к аварийному режиму, поэтому вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле, или закорочены на специальных зажимах.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для принятого ТТ марки ТОЛ-СЭЦ-10 приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЦ-10.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 619,32 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 25,25 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 133,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из таблицы, выбранный трансформатор тока соответствует условиям проверки.

6.3 Выбор и проверка трансформатора тока на 0,4 кВ

Выбор трансформатора тока на напряжение 0,4 кВ производится аналогично выбору ТТ на 10 кВ:

- 1). По номинальному напряжению;
- 2). Классу точности;
- 3). Номинальному току вторичной обмотки;

Выбираем трансформатор тока ТШ-0,66/600/5 с коэффициентом трансформации $K_{тр} = 120$. На примере присоединения к шинам КТПН 10/0,4 сооружения 24А нагрузки в виде административно-служебного здания (сооружение 14) с наибольшим расчетным током из всех электропотребителей $I_p = 364,67 \text{ А}$ произведем проверку выбранного аппарата:

1. По номинальному напряжению

$$U_{ном.т.т} \geq U_{ном.у};$$

$$0,66 \geq 0,4$$

2. Класс точности данного трансформатора тока равен 0,5.

3. Номинальный ток вторичной обмотки 5 А.

Данный трансформатор тока представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Трансформатор тока ТШ-0,66-600/5-0,5

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (61)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения ЗНОЛ-10. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 47,4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_p$

6.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В ЦРП-10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ типа К-63 производства ОАО «Электроцит», которое предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц напряжением 10 кВ.

В КРУ К-63 за основной элемент коммутации отвечает вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЦ-ЭЗ-10-20/630, уже выбранный ранее, с применением электромеханических реле, а также устройства релейной защиты на базе микропроцессорного блока Сириус. Шкафы данного КРУ предназначены для работы внутри помещения, в отличие от отдельно стоящего шкафа под трансформатор собственных нужд, который может эксплуатироваться на открытом воздухе.

В состав КРУ могут входить:

- шинные мосты между двумя рядами ячеек, расположенных в одном помещении;
- шинные вводы в ближний и дальний ряды распределительного устройства с прямой и обратной фазировкой;
- переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий;
- кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей и проводов вспомогательных цепей;
- клеммный шкаф для подвода контрольных кабелей к КРУ;
- отдельно стоящий шкаф ТСН.

КРУ К-63 состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки металлическими перегородками и автоматически закрывающимися шторками. Выключатель высоковольтный с приводом установлен на выкатном элементе (тележке). В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в КРУ замыкаются с шинным (верхним) и линейным (нижним) неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, при этом выключатель будет отключен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса КРУ К-63, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта, а при необходимости быстрой замены выключателя другим аналогичным, установленным на такой же тележке.

При необходимости размещения КРУ К-63 в помещениях с температурой окружающего воздуха ниже -5°C предусматривается установка нагревательных элементов для обогрева помещения.

КРУ серии К-63 не применяется для работы в устройствах или установках специального назначения, электропечных установках, экскаваторах, корабельных и судовых распределительных устройствах, а

также в среде, подвергающейся усиленному загрязнению, действию газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

Данное комплектное распределительное устройство показано на рисунке 9.



Рисунок 9 – КРУ типа К-63 производства ОАО «Электроцит» г.Самара

6.6 Выбор и проверка предохранителей на 10 кВ

В большинстве предохранителей отключение цепи происходит благодаря расплавлению плавкой вставки, нагревающаяся током защищаемой цепи, который протекает через плавкую вставку. Для примера произведем выбор предохранителя для КТПН 10/0,4 сооружения 24А.

Выбор предохранителей производится:

- по напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (62)$$

- по номинальному току плавкой вставки:

$$I_{ном.вст} \geq I_p; \quad (63)$$

- по номинальному току плавкой вставки для защиты трансформатора 10 кВ на стороне ВН:

$$I_{ном.вст} \geq 2I_{ном.тр.ВН}; \quad (64)$$

где $I_{ном.вст}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А;

$I_{ном.тр.ВН}$ - номинальный ток высокой стороны защищаемого трансформатора (для ТМГ-630/10 $I_{ном.тр.ВН} = 36,4$), А;

Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-80-20УЗ, показанный на рисунке 10.

Проверим данный предохранитель:

$$I_{ном.вст} \geq I_p;$$

$$80 \geq 47,896.$$

$$I_{ном.вст} \geq 2I_{ном.тр.ВН};$$

$$80 \geq 2 \cdot 36,4 = 72,8$$

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_{ном.вст} \leq 3 \cdot I_{ол.доп}; \quad (65)$$

$$80 \leq 3 \cdot 225 = 675 \text{ А}$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк}; \quad (66)$$

$$10,4 \leq 20 \text{ кА}$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (67)$$

$$10,4 \text{ кА} \geq 3 \cdot 80 = 240 \text{ А}$$

По всем условиям проверки данный предохранитель проходит проверку.



Рисунок 10 – Предохранитель ПКТ-103-10-80-20УЗ

Расшифровка предохранителя ПКТ-103-10-80-20УЗ:

П – предохранитель;

К – с кварцевым наполнителем;

Т – для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий;

1 – однополюсный, с указателем срабатывания;

03 – конструктивное исполнение контакта (два спаренных патрона, диаметром 72 мм);

10 – номинальное рабочее напряжение, кВ;

80 – номинальный ток, А;

20 – номинальный ток отключения, кА;

У – климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69;

3 – категория размещения по ГОСТ 15543.1-89.

Результаты выбора предохранителей приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор предохранителей на 10 кВ.

Участок	I_p , А	$2I_{ном.тр.ВН}$, А	$I_{ном.вст}$, А	Марка предохранителя
ЦРП - КТПН24А	47,896	72,8	80	ПКТ-103-10-80-20УЗ

Продолжение таблицы 12

Участок	I_p , А	$2I_{ном.тр.ВН}$, А	$I_{ном.вст}$, А	Марка предохранителя
ЦРП - КТПН24Б	38,433	72,8	80	ПКТ-103-10-80-20У3
ЦРП - КТПН24В	10,138	7,28	16	ПКТ-103-10-16-20У3
ЦРП - КТПН24Г	23,151	46,2	50	ПКТ-103-10-50-20У3
ЦРП - КТПН24Д	28,524	46,2	50	ПКТ-103-10-50-20У3
ЦРП - ВТП1-1	49,675	115,4	160	ПКТ-104-10-160-20У3
ЦРП - ВТП1-2	45,484	115,4	160	ПКТ-104-10-160-20У3
ЦРП - ВТП1-3	78,491	126,2	160	ПКТ-104-10-160-20У3
ЦРП - ВТП 3	77,128	126,2	160	ПКТ-104-10-160-20У3
ЦРП – ВТП 4	24,047	46,2	50	ПКТ-103-10-50-20У3
ЦРП – ВТП 5	55,633	72,8	80	ПКТ-103-10-80-20У3
ЦРП – ВТП 6	43,802	46,2	50	ПКТ-103-10-50-20У3
ЦРП – ВТП 7	38,988	46,2	50	ПКТ-103-10-50-20У3
ЦРП – ВТП 10	45,466	72,8	80	ПКТ-103-10-80-20У3
ЦРП – ВТП 17	23,002	46,2	50	ПКТ-103-10-50-20У3

6.7 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току. Для примера произведем выбор автоматов для на КТПН сооружения 24А.

Выбор автоматов производится:

1). По напряжению установки, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (68)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение автомата, В;

$U_{уст}$ - напряжение на установке, В.

2). По роду тока и его значению:

$$I_{ном.вст} \geq I_p; \quad (69)$$

где $I_{ном.вст}$ - номинальный ток автомата;

I_p - рабочий ток установки, А.

3). По коммутационной способности:

$$I_{но} \leq I_{откл}; \quad (70)$$

где $I_{но}$ - ток трехфазного короткого замыкания, кА;

$I_{откл}$ - отключающая способность автомата, кА.

Проверка автомата производится по условию:

$$I_{но} > 3 \cdot I_{расц}; \quad (71)$$

По данным критериям выбираем автомат серии ВА57, представленный на рисунке 11.



Рисунок 11 – Автоматический выключатель серии ВА57

В таблице 13 представлены марки всех автоматических выключателей КТПН 24А.

Таблица 13 – Выбор автоматических выключателей для КТПН 24А.

№ ТП	I_p , А	$I_{но}$, А	$I_{ном. расц}$, А	Марка выключателя
Карпом, 1	107,03	1849	500	ВА57-35
КПП, 1	83,09	6543	500	ВА57-35
Адм.сл.зд, 1	364,67	5418	1000	ВА57-39
Адм.сл.зд, 3	122,16	1897	500	ВА57-35
КНС 26М, 1	10,97	5335	400	ВА57-31
КНС 26/1, 1	31,55	360	100	ВА57Ф35
КНС 26Г, 1	6,134	6837	100	ВА57Ф35
Карпом, 2	126,78	2704	500	ВА57-35
КПП, 2	80,16	779	250	ВА57Ф35
КНС 26П, 2	37, 53	438	125	ВА57-35
КНС 26Г, 2	11,52	5064	200	ВА57-35
КНС 26/1, 2	26,7	360	120	ВА57-35
Адм.сл.зд., 2	188,86	3326	500	ВА57-35
Адм.сл.зд., 4	100,45	1270	400	ВА57-31

6.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) - электрические аппараты, предназначенные для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Для защиты электрооборудования от грозовых или коммутационных перенапряжений ОПН включается параллельно оборудованию.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}; \quad (72)$$

где $U_{\text{нд}}$ – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.раб}}}{K_B}, \quad (73)$$

где $U_{\text{max.раб}}$ – рабочее максимальное напряжение;

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$ (Рисунок 12.), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

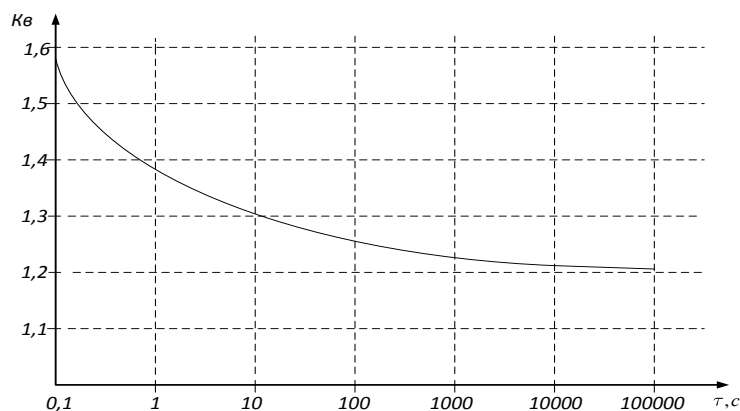


Рисунок 12 - График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$ – в сетях 35-220 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B}. \quad (74)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (75)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{II} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Поскольку ток I_K зависит от $U_{ост}$, его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (76)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (77)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

Произведем выбор ОПН на КТПН 24А.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ($K_B = 1200$ с)

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7,3}{1,21} = 6 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/7,2/10/2 УХЛ1.

Таблица 15 - Основные технические характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-П-10/7,2/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	7,2
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе ампл. 20 кА, кВ	23,5
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	8,8

6.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Питание нагрузок собственных нужд КТПН 24А обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ. Состав потребителей СН подстанций зависит от типа подстанции, мощности

трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$.

Исходные данные для выбора ТСН представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Необходимые данные для расчета и выбора ТСН на КТПН 24А.

Вид	Cos	P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение трансформатора	0,65	23,4	28,7
Подогрев РУ	1	11	-
Освещение и вентиляция	1	9	-
Отопление и освещение ОПУ	1	95	-
Отопление и освещение ДП	1	83	-
Насосная	1	56	-
Прочее	1	87	-
Итого		364,4	28,7

Тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = P_{уст} \cdot K_c, \quad (78)$$

где K_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности загрузки;

$P_{уст} = 364,4$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 364,4 \cdot 0,8 = 291,52$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ-400/10.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

7.1 Назначение релейной защиты

Основной и самой важной задачей устройств релейной защиты в системе электроснабжения является быстрое воздействие на выключатель, защищающий какой-либо элемент сети путем нахождения в ней короткого замыкания и автоматического отключения поврежденного сегмента системы от нормально функционирующей ее части. Также еще одной не менее важной задачей устройств РЗ является предупреждение о неисправности или аварии в момент возникновения экстренной ситуации в электрической сети в виде срабатывания сигнализации.

В плане надежности основным критерием ее повышения является наличие в сети устройств автоматического ввода резерва (АВР).

Ко всем устройствам релейной защиты относятся 4 основных требования:

Абсолютно во всех устройствах релейной защиты должны быть соблюдены основные критерии, определяющие их надежность и принципы функционирования:

1). Селективность – это наиболее важное требование к релейной защите, обеспечивающее бесперебойность электроснабжения путем применения основных защитных устройств, предотвращающих неисправности и потенциальные аварии в энергосистеме. Принцип селективности подразумевает обнаружение поврежденного элемента и отключение его благодаря установленным по близости выключателям, что позволяет обособить неисправный элемент без прерывания электроснабжения других объектов;

2). Быстродействие. Данное требование должно соблюдаться в обязательном порядке, так как быстрое отключение поврежденного элемента или даже целого участка энергосистемы способно почти полностью без потери нормального функционирования объектов потребления или электроустановок

предотвратить перерыв в электроснабжении важных сегментов системы. В настоящее время быстродействующие устройства защиты срабатывают в интервале 0,01..0,1 с.

3). Чувствительность – это свойство релейной защиты, подразумевающее способность защиты откликаться на короткое замыкание, возникшее в зоне охвата. Данное свойство способно обнаруживать короткое замыкание даже в конце ее зоны действия. Чтобы численно оценить чувствительность защиты, вводится понятие о коэффициенте чувствительности, определяющийся отношением величины минимального значения короткого замыкания на время срабатывания той или иной защиты.

4). Надежность. Суть еще одного немаловажного параметра, характеризующего устройства релейной защиты, заключается в том, что защита должна обеспечивать полную безотказность в своей работе для точного и своевременного отключения выключателей электроустановки при его выходе из строя.

7.2 Релейная защита отходящих присоединений ЦРП-10 кВ

Для защиты кабельных линий 10 кВ обычно применяются самые распространенные, но в то же время самые надежные защиты, такие как: токовая отсечка и максимальная токовая защита.

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю;

допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [18].

7.3 Расчет уставок токовой отсечки

Ток срабатывания токовой отсечки принимается больше максимального тока короткого замыкания, который проходит через защиту при повреждении внешнего элемента. Данный факт обуславливает селективность действия токовой отсечки. При приближении к месту КЗ увеличивается действие защиты [20].

Ток срабатывания ТО определяется по формуле:

$$I_{с.з}^{TO} = k_{отс} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (79)$$

где $I_{кз}^{(3)}$ - действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ на шинах ТП, А;

$k_{отс}$ - коэффициент, учитывающий действие аperiodической составляющей (1,05..1,6);

$$I_{с.з}^{TO} = 1,1 \cdot 4,284 = 4,712 \text{ кА.}$$

При включении силовых трансформаторов токовая отсечка срабатывает от сопутствующего тока намагничивания, так как сама по себе данная защита является быстродействующей. В результате чего ток срабатывания токовой отсечки должен удовлетворять следующему условию:

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (80)$$

где $\sum I_{ном.т}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов (3..5).

$$4,5 \geq 4 \cdot 0,055 = 0,22 \text{ кА}$$

Данный критерий выполнен, следовательно, выбор уставки сделан правильно.

Коэффициент чувствительности ТО при двухфазном коротком замыкании в месте установки защиты равен:

$$k_{ч.ТО} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}^{ТО}}, \quad (81)$$

$$k_{ч.ТО} = \frac{3,71}{4,71} = 0,79 \leq 1,2$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то токовая отсечка защищает лишь определенную часть линии.

В таблице 17 представлен результат расчета для всех отходящих линий от ЦРП-10 кВ площадки стартового комплекса космодрома «Восточный».

Таблица 17 – Расчет ТО для остальных отходящих линий

Участок сети	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$I_{с.з}^{ТО}$, кА	$k_{ч.ТО}$
ЦРП - КТПН24А	4,284	3,71	4,7124	0,79
ЦРП - КТПН24Б	4,922	4,263	5,4142	0,79
ЦРП - КТПН24В	4,699	4,069	5,1689	0,79
ЦРП - КТПН24Г	4,922	4,263	5,4142	0,79
ЦРП - КТПН24Д	4,39	3,802	4,829	0,79
ЦРП - ВТП1-1	4,592	3,977	5,0512	0,79
ЦРП - ВТП1-2	4,592	3,977	5,0512	0,79
ЦРП - ВТП1-3	4,439	3,844	4,8829	0,79
ЦРП - ВТП 3	5,039	4,364	5,5429	0,79

Участок сети	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА	$I_{с.з}^{TO}$, кА	$k_{ч.ТО}$
ЦРП – ВТП 4	4,922	4,263	5,4142	0,79
ЦРП – ВТП 5	4,809	4,164	5,2899	0,79
ЦРП – ВТП 6	5,099	4,416	5,6089	0,79
ЦРП – ВТП 7	5,099	4,416	5,6089	0,79
ЦРП – ВТП 10	4,98	4,313	5,478	0,79
ЦРП – ВТП 17	5,321	4,608	5,8531	0,79

7.4 Расчет уставок максимальной токовой защиты

Расчет уставок МТЗ произведем на участке ЦРП - КТПН 24А.

Первичный ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки:

$$I_{с.з} = \frac{k_{зан} \cdot k_{сзн}}{k_{г}} \cdot I_{р.мах}, \quad (82)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан}=1,1$);

$k_{сзн}$ - коэффициент самозапуска ($k_{сзн}=1,2$);

$k_{г}$ - коэффициент возврата токового реле ($k_{г}=0,92..0,95$).

$$I_{с.з} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 364,67 = 512,1 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{k_{сх}}{k_m} \cdot I_{с.з}, \quad (83)$$

где $k_{сх}$ - коэффициент схемы ($k_{сх} = \sqrt{3}$);

k_m - коэффициент трансформации ТТ ($k_m=120$).

$$I_{c.p} = \frac{\sqrt{3}}{120} \cdot 512,1 = 7,4 \text{ А}$$

Выбираем МТЗ серии «Сириус-2-Л» на базе микропроцессорной электроники, имеющей уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (84)$$

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{3710}{512,1} = 7,24 \geq 1,5$$

Что полностью удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается согласно току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов.

Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{c.z} = t_1 + \Delta t, \quad (85)$$

где t_1 - время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt - ступень селективности ($\Delta t \approx 0,5$).

В качестве защитного устройства трансформатора КТПН является предохранитель серии ПКТ, время срабатывания которого с учетом селективности с автоматическим выключателем на стороне 0,4 кВ составляет 0,8..1,0 с. Поэтому, время срабатывания защиты «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{c.z} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Наивысшую плавкую вставку на рассматриваемом участке имеет плавкая вставка с номинальным значением 160 А. Для такой вставки определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время $t_{c.z} = 1,3$ с. Для согласования с МТЗ необходимо выполнение условия:

$$I_{c.z} \geq I_{ном.вст}, \quad (86)$$

где $I_{ном.вст}$ - ток, под действием которого за время срабатывания защиты происходит расплавление вставки, А.

$$512,1 \geq 160$$

Условие выполняется, значит время срабатывания защиты на КТПН рассчитано верно.

В таблице 18 представлены результаты расчета МТЗ на отходящих линиях от ЦРП-10 кВ.

Таблица 18 – Результаты расчета МТЗ отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з}$, А	$I_{р.мах}$, А	$I_{с.р}$, А	$k_{ч.МТЗ}$
ЦРП - КТПН24А	512,09	364,67	7,39	7,24
ЦРП - КТПН24Б	394,92	281,23	5,70	10,79
ЦРП - КТПН24В	188,96	134,56	2,73	21,53
ЦРП - КТПН24Г	427,59	304,5	6,17	9,97
ЦРП - КТПН24Д	147,08	104,74	2,12	25,85
ЦРП - ВТП1-1	575,32	409,7	8,31	6,91
ЦРП - ВТП1-2	476,17	339,09	6,87	8,35
ЦРП - ВТП1-3	376,21	267,91	5,43	10,22
ЦРП - ВТП 3	156,52	111,46	2,26	27,88
ЦРП – ВТП 4	216,76	154,36	3,13	19,67
ЦРП – ВТП 5	409,89	291,89	5,92	10,16
ЦРП – ВТП 6	125,69	89,51	1,81	35,13
ЦРП – ВТП 7	143,98	102,53	2,08	30,67
ЦРП – ВТП 10	549,39	391,23	7,93	7,85

Продолжение таблицы 18

Участок сети	$I_{c.з}$, А	$I_{p.max}$, А	$I_{c.p}$, А	$k_{ч.МТЗ}$
ЦРП – ВТП 17	399,26	284,32	5,76	11,54

Таким образом была рассчитана максимальная токовая защита линий, отходящих от ЦРП-10 кВ.

7.5 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Защита от замыканий на землю способствует предотвращению замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, а также способствует защите установленных генераторов, электродвигателей или трансформаторов от данного вида КЗ. ОЗЗ позволяет полностью раскрыть свой потенциал при работе в сети с изолированной нейтралью и повысить чувствительность защит в данной трехфазной сети.

Измерение тока утечки в землю через общее сопротивление сети – является основой для работы и функционирования данной защиты от коротких замыканий на землю. Далее ОЗЗ находит среднее значение этих токов, определяет сопротивление изоляции по значению расчетного тока и номинальным напряжением источника питания, затем сравнивает его с предельно допустимым значением. Следующим шагом является формирование сигнала, поданного на отключение защищаемой сети. И в конце выбирает фазу с наибольшим напряжением относительно земли и измеряет ток утечки.

Произведем расчет токов срабатывания защиты при однофазных КЗ на землю на примере участка сети ЦРП-КТПН24А.

$$I_{c.з}^{OЗЗ} = k_{омс} \cdot I_c, \quad (87)$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки;

I_c - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right), \quad (88)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ($K = 1,25 - 1,35$);

$l_{кл\Sigma}$ – суммарная длина кабельных линий.

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,92}{10} \right) = 2,4 \text{ А.}$$

$$I_{c.з}^{OЗЗ} = 1,1 \cdot 2,4 = 2,64 \text{ А.}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$, км	I_c , А	$I_{c.з.}^{OЗЗ}$, А
ЦРП - КТПН 24А	1,92	2,4	2,64
ЦРП - КТПН 24Б	0,7	0,875	0,9625
ЦРП - КТПН 24В	1,1	1,375	1,5125
ЦРП - КТПН 24Г	0,7	0,875	0,9625
ЦРП - КТПН 24Д	1,7	2,125	2,3375
ЦРП – ВТП1-1	1,3	1,625	1,7875
ЦРП – ВТП1-2	1,3	1,625	1,7875
ЦРП – ВТП1-3	1,6	2	2,2
ЦРП – ВТП3	0,5	0,625	0,6875
ЦРП – ВТП4	0,7	0,875	0,9625
ЦРП – ВТП5	0,9	1,125	1,2375
ЦРП – ВТП6	0,4	0,5	0,55
ЦРП – ВТП7	0,4	0,5	0,55
ЦРП – ВТП10	0,6	0,75	0,825
ЦРП – ВТП17	0,6	0,75	0,825

По расчетным данным можно заметить, что есть возможность принять ОЗЗ на всех отходящих присоединениях.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Для уменьшения значений напряжения прикосновений, возникающих при прикосновении к токопроводящим частям электроустановки человека, применяется комплекс мер по заземлению данной электроустановки, что способствует предотвращению поражения электрическим током человека.

Основные требования, предъявляемые к заземляющим устройствам, обеспечивающим при возникновении опасной ситуации для человека в виде поражения электрическим током условия безопасной работы с электроустановкой, должны удовлетворять двум критериям: величины сопротивления растекания токов и распределения опасного потенциала.

8.1 Расчёт заземлителя

Для заземления КТПН 10/0,4 кВ должна использоваться прокладка горизонтального контура, который должен присоединять к себе электрощиты, светильники, проходные плиты, металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования, кабельные конструкции, а также все другие металлические части, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции. Согласно ПУЭ, для электроустановок выше 1 кВ общее сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом в любое время года [21].

Произведем расчет заземления КТПН 10/0,4 кВ сооружения 24 А.

Расчетное значение удельного сопротивления вертикального и горизонтального заземлителя соответственно:

$$\rho_{расч.в} = K_{м.в} \cdot K_{з.в} \cdot \rho_{ном}, \quad (89)$$

$$\rho_{расч.г} = K_{м.г} \cdot K_{з.г} \cdot \rho_{ном}, \quad (90)$$

где $K_{м.в}$, $K_{м.г}$ - коэффициенты климатических зон для вертикальных и горизонтальных заземлителей ($K_{м.в} = 1,45$ и $K_{м.г} = 3,5$ для II климатической зоны);

$K_{3.6}$, $K_{3.2}$ - коэффициенты, учитывающие состояние земли для вертикальных и горизонтальных заземлителей ($K_{3.6} = 1$ и $K_{3.2} = 1$ для II климатической зоны);

$\rho_{ном}$ - удельное сопротивление грунта (для суглинок принимаем $\rho_{ном} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

$$\rho_{расч.в} = 1,45 \cdot 1 \cdot 50 = 72,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\rho_{расч.г} = 3,5 \cdot 1 \cdot 50 = 175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление одиночного стержня равно:

$$R_г = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{L \cdot K_{у.г}} \cdot \left(\lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (91)$$

где L - длина вертикального электрода ($L = 3$), м;

d - диаметр вертикального электрода ($d = 0,048$), м;

t - глубина заложения вертикального электрода от поверхности земли до середины электрода ($t = 2,2$), м;

$K_{у.г}$ - коэффициент использования вертикальных заземлителей ($K_{у.г} = 0,58$).

$$R_г = \frac{0,366 \cdot 72,5}{3 \cdot 0,58} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,048} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 79,207 \text{ м}.$$

Число стержней для получения нормируемого сопротивления $R_{уст} = 4$

Ом:

$$n = \frac{R_г}{R_{уст}}; \quad (92)$$

$$n = \frac{79,207}{4} = 19,802$$

Принимаем ближайшее стандартное значение $n = 20$.

Произведем проверку сопротивления заземлителя:

$$R_з = \frac{R_г}{n}; \quad (93)$$

$$R_3 = \frac{79,207}{20} = 3,96 \text{ Ом.}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя будет равно:

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.з}}{L_2 \cdot K_{у.з}} \cdot \left(\lg \frac{2L_2^2}{D \cdot t_2} \right), \quad (94)$$

где L_2 - длина горизонтального заземлителя ($L_2 = 19,5$), м;

D - диаметр сечения стального горизонтального электрода ($D = 0,016$), м;

t_2 - глубина заложения горизонтального электрода ($t_2 = 0,7$), м;

$K_{у.з}$ - коэффициент использования горизонтальных заземлителей ($K_{у.з} = 0,34$).

$$R_2 = \frac{0,366 \cdot 175}{19,5 \cdot 0,34} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 19,5^2}{0,016 \cdot 0,7} \right) = 96,97 \text{ м.}$$

Общее сопротивление контура заземления находится как:

$$R_{общ} = \frac{R_2 \cdot R_3}{R_2 + R_3}, \quad (95)$$

$$R_{общ} = \frac{96,97 \cdot 3,96}{96,97 + 3,96} = 3,805 \text{ Ом.}$$

Расчет заземления выполнен верно, так как общее сопротивление заземляющего контура меньше нормируемого ($R_{общ} \leq R_{уст}$).

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Для того, чтобы произвести расчет технико-экономических показателей какой-либо электроустановки, подстанции или проекта в целом, необходимо рассмотреть самые важные аспекты экономики при строительстве промышленного предприятия. К данным аспектам относится определение суммарных капиталовложений в рассматриваемый объект энергосистемы, его общих производственных и эксплуатационных издержек, а также расчет амортизационных отчислений, который входит в общий расчет издержек производства. Еще одним немаловажным фактором при расчете технико-экономических показателей является определение капиталовложений с учетом минимизации потерь электроэнергии.

9.1 Экономический расчет

Произведем экономический расчет для КТПН 10/0,4 сооружения 24А площадки стартового комплекса РН «Союз-2» космодрома «Восточный».

Полные капиталовложения определяются по формуле:

$$K = \sum k_{инф} \cdot (K_i), \quad (96)$$

где K_i – укрупненные показатели стоимости i -го оборудования, руб.;

$k_{инф}$ – коэффициент инфляции ($k_{инф} = 2,42$).

$$K = 2,42 \cdot 722800 = 1749176 \text{ руб.}$$

Эксплуатационные издержки данной КТПН определяются по следующей формуле:

$$I_{экс} = \sum a_{экс i} \cdot K_i, \quad (97)$$

где $\sum a_{экс i}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание элементов сети ($\sum a_{экс i} = 0,059$).

$$I_{экс} = 0,059 \cdot 1749176 = 103201 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления находятся как:

$$I_{ам} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}}, \quad (98)$$

где $T_{сл}$ – срок службы ($T_{сл} = 25$), лет.

$$I_{ам} = \frac{1749176}{25} = 69967 \text{ руб.}$$

Стоимость суммарных потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{уд}, \quad (99)$$

где $C_{уд}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии 1,4 руб/кВт·ч [5].

Потери электроэнергии в кабелях определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{кл} = 3 \cdot (k_u \cdot I_p)^2 \cdot r \cdot l \cdot T_p \quad (100)$$

где T_p – время работы КТПН, $T_p = 5000$ ч/год.

$$\Delta W_{кл} = 3 \cdot (2,42 \cdot 54,99)^2 \cdot 0,37 \cdot 0,96 \cdot 5000 \cdot 0,001 = 295,32 \text{ кВт*ч.}$$

$$I_{\Delta W} = 295,32 \cdot 1,4 = 413,4 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем в таблицу 19 результаты расчета всех КТП, наружной установки (данных трансформаторных подстанций на площадке 6 шт).

Таблица 19 – Результаты экономического расчета.

№ ТП	K , руб.	$I_{экс}$, руб.	$I_{ам}$, руб.	$I_{\Delta W}$, руб.	$З$, руб
КТПН 24А	1749176	103201,4	69967,04	413400	2335744
КТПН 24Б	1628764	96097,08	65150,56	316500	2106512
КТПН 24В	983049	57999,89	39321,96	170730	1251101
КТПН 24Г	1347855	79523,45	53914,2	289000	1770293
КТПН 24Д	1476838	87133,44	59073,52	305900	1928945

Таким образом была рассчитана экономическая часть для КТП наружного исполнения площадки СК РН «Союз-2».

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Мероприятия по технике безопасности предусмотрены в объеме действующих правил эксплуатации электроустановок потребителей. Для предотвращения неправильных операций при обслуживании и ремонте оборудования в РУ-10 кВ предусматриваются следующие мероприятия:

- механическая блокировка от ошибочных операций в пределах каждого шкафа К-63 и камеры КСО, выполняемая заводами-изготовителями;
- запирающие все приводы разъединителей заземляющих ножей сборных шин висячими замками;
- окраска в красный цвет рукояток приводов заземляющих ножей и замков, запирающих эти провода, и в черный цвет заземляющих ножей разъединителей.

Проектом предусматриваются на ЦРП и каждую подстанцию комплекты эксплуатационного инвентаря и защитных средств по технике безопасности.

Специальное и наружное освещение.

Проектом предусматривается освещение мест теленаблюдения за агрегатами, установленными на сооружении 1. Объектами освещения являются:

- «нулевая отметка» сооружения 1 – горизонтальная площадка размерами 70х15 м с освещенностью не менее 150 лк в горизонтальной плоскости при высоте 0,8 м;
- боковые стороны транспортно-установочного агрегата (ТУА) – вертикальная площадка длиной 60 м и высотой 15 м с освещенностью не менее 150 лк в вертикальной плоскости;
- РН «Союз-2» - ракета высотой 50 м с освещенностью не менее 150 лк в вертикальной плоскости;

Освещение выполняется прожекторами ГО 07-1000-001, укомплектованными металлогалогенными лампами ДРИ 1000-6 мощностью

1000 Вт и блоками пускорегулирующей аппаратуры (ПРА). Прожекторы размещаются на четырех прожекторных мачтах (сооружения 21А-21Г). На каждой мачте размещается по 31 прожектору [20].

Каждая прожекторная мачта подключается двумя отдельными кабельными линиями к шкафам управления освещением типа Я5000, которые устанавливаются в помещениях щитовых трансформаторных подстанций 10/0,4 (сооружения 24Б, 24В).

Управление наружным освещением сооружения 1 выполняется в ручном режиме из сооружения 3. Для этого в указанном помещении устанавливаются кнопочные посты управления и прокладываются контрольные кабели от ящиков управления наружным освещением до кнопочных постов.

Также проектом предусматривается наружное освещение внутриплощадочных дорог и проездов площадки 1С в соответствии с «Инструкцией по проектированию наружного освещения городов, поселков и сельских населенных пунктов» (СН 541-82).

Наружное освещение выполняется светильниками типа ЖКУ16-250-001Б с лампами натриевыми высокого давления ДНаТ-250 мощностью 250 Вт. Светильники устанавливаются на опоры наружного освещения типа СЦс-0,8-10 с кабельной подводкой питания.

Проектом предусматривается также освещение всех сливных перронов и дренажных площадок. Освещение выполняется прожекторами Ж0 07-400 с лампами натриевыми высокого давления ДНаТ-400 мощностью 400 Вт.

На площадке 1С сеть наружного освещения разбита на участки. Каждый участок запитывается отдельными кабельными линиями от шкафов управления наружным освещением типа Я5000, которые устанавливаются в помещениях щитовых трансформаторных подстанций и щитовых сооружений.

Управление наружным освещением на площадке 1С предусматривается в ручном режиме – из помещения начальника караула (сооружение 15). Для этого в указанном помещении устанавливаются кнопочные посты и

прокладываются контрольные кабели от шкафов управления наружным освещением до кнопочных постов.

В местах расположения пожарных гидрантов предусматривается установка световых указателей с надписью «Пожарный гидрант». Световые указатели устанавливаются на ближайших опорах наружного освещения и запитываются от сети наружного освещения площадки 1С.

Распределительная электрическая сеть наружного освещения – кабельная.

Для прокладки приняты кабели марки ВБбШв-1 и ВВГ. Кабель марки ВВГ прокладывается по опорам к осветительным приборам.

Контрольные кабели приняты марки КВБбШв.

На молниеотводах высотой 150 м (сооружения 19А, 19Б) устанавливаются огни светового типа ЗОЛ. Управление огнями ЗОЛ предусматривается из помещения начальника караула (сооружение 15).

10.2 Техника безопасности при эксплуатации конденсаторных установок

Наличие больших объемов емкостей в конденсаторных батареях предусматривает соблюдение определенных факторов и требований техники безопасности при использовании конденсаторных установок.

Если при отключении коммутации с сетью сама конденсаторная установка не будет разряжена полностью, то при прикосновении к нему человеком создается цепь разряда, которая замыкается в теле человека, что приводит к значительным поражениям в области центральной нервной системы, а также таких жизненно важных органов как сердце, мозг и т.д. Чем выше значение напряжения, к которому случайно прикоснулся человек, тем сильнее поражается организм человека, вплоть до летального исхода.

Для того, чтобы минимизировать или полностью исключить опасные последствия при работе с КУ, необходимо наличие такой схемы соединения, при которой полностью обеспечивается отключение автоматического разряда.

Однако бывают все-таки случаи, когда после отключения конденсатора разряд все же остается. Чтобы минимизировать риски, связанные с возможным прикосновением человека к конденсаторной батарее, существуют требования к безопасности в таких ситуациях [11]:

1). В обязательном порядке должен быть произведен комплексный разряд конденсаторов при общей защите, когда производится разряд всех батарей конденсаторов. Существуют батареи как с индивидуальной защитой конденсаторов (в таких случаях выполняется разряд каждого конденсатора по отдельности), так и с групповой (при которой разряд производится каждой группы);

2). Процесс разряда каждого конденсатора по отдельности (индивидуальная защита) подразумевает замыкание накоротко зажимов конденсатора заземленным металлическим стержнем разрядной штанги. При групповой или же общей защите накоротко замыкаются уже сами токоведущие элементы в ошиновке батареи при помощи все того же стержня. Свидетельствовать об окончательной разрядке конденсатора должно наличие в конце искры при замыкании;

3). Контрольный разряд производится не только при отдельных разрядных сопротивлениях, но и при разрядке КУ на обмотки силового трансформатора или двигателя

Помимо вышеуказанных требований, относящихся к работам, проводимым ежедневно, также существуют еще и дополнительные указания к эксплуатации конденсаторных батарей.

При испытании КУ повышенным напряжением, после проведения всех испытаний, на конденсаторной батарее остается напряжение, превышающее номинальное. Исходя из этого, конденсатор должен быть разряжен на сопротивление, подобранное в зависимости от испытательного напряжения. Данное указание относится также и к испытаниям силовых кабелей.

10.3 Экологичность

Космодром «Восточный», находящийся в Амурской области, является одним из самых опасных промышленных объектов, подвергающих окружающую среду к негативному воздействию. Здесь можно выделить две основные проблемы космодрома: первая обусловлена нехваткой технологического оборудования, в котором нуждается космодром для своего полного функционирования, что неизбежно сказывается на пагубном и отрицательном состоянии окружающей среды. Вторая причина, по которой космодром вызывает некоторые опасения, касаемые воздействия на среду обитания человека, является неполное представление о физико-химических процессах, происходящих в процессе эксплуатации ракетно-космической отрасли, а также боязнью людей неизвестного. В результате этого ракетно-космической технике иногда приписываются необоснованно-завышенные масштабы воздействия на природу.

Рассмотрим один из видов загрязнений окружающей среды, относящийся не только к энергетической составляющей космодрома, но и самого космодрома в целом.

Исходя из того, что вследствие растекания трансформаторного масла на землю в процессе эксплуатации трансформаторных подстанций, возможно возгорание масла и дальнейшее возникновение пожара на предприятии, силовых трансформаторах устанавливаются маслоприемники и маслоотводы, способствующие сбору или отводу масла от нагревательных элементов трансформатора.

На подстанции «СК-1», питающей площадку стартового комплекса, установлены два силовых трансформатора марки ТРДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 20 [14].

Таблица 20 – Параметры трансформатора ТРДН-40000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТРДН-40000/110/10	40	61,5	14,74	6000	6500	4000

При условии, что масса трансформаторного масла составляет меньше 20 тонн, то согласно ПУЭ маслоприемник выполняется без отвода масла. Также маслоприемник должен обладать такими габаритами, чтобы его части выступали за габариты силового трансформатора не менее чем на 1,5 метра. При этом габарит маслоприемника принимается не больше 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2 м [18].

В данном случае объем маслоприемника должен быть рассчитан на содержание полного объема масла, находящегося в силовом трансформаторе, а также 80% воды от средств пожаротушения на случай полива площадей маслоприемника в течение 30 минут.

Благодаря передвижным средствам на маслоприемнике без отвода масла производится удаление масла, выполняя при этом условие на проверку отсутствия масла или воды.

На трансформаторе подстанции «СК-1», питающей непосредственно площадку стартового комплекса космодрома, установлен маслоприемник без отвода масла заглубленной конструкции с установкой металлической решетки на нем.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «СК-1» по паспортным данным имеют полную массу 61,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 14,74 т, а его объем вычисляется по выражению [15]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3, \quad (101)$$

где ρ_M - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –
 $\rho_M = 895 \text{ кг} / \text{м}^3$ [19].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л} / \text{с} \cdot \text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (102)$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (103)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (104)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2, \quad (105)$$

где $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,5 \text{ м}$ - длина трансформатора [14];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4 \text{ м}$ - ширина трансформатора [14].

Для трансформатора ТДН-40000/110/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 35 м³. На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя 0,25 м.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [14]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м}, \quad (106)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [18],

где $h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [18].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 12.

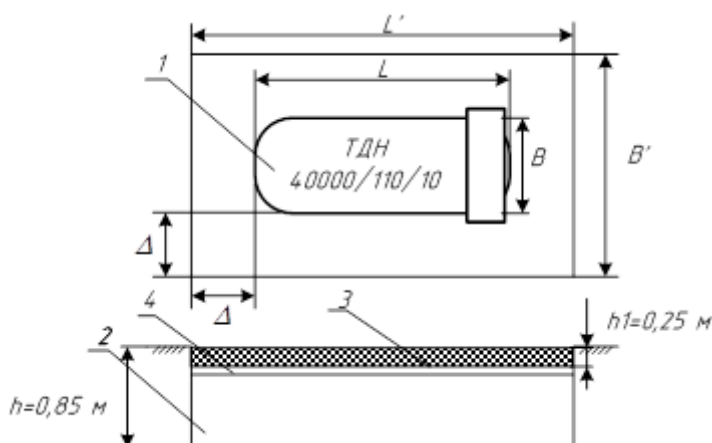


Рисунок 13 - Схема маслоприёмника

На рисунке 13 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

В процессе использования масляных трансформаторов неизбежно происходит загрязнение масла, что свидетельствует о проведении мероприятий, связанных с заменой масла на новое.

Перед проведением мероприятий по сливу и замене масла необходимо

убедиться в правильности открытия всех сливных механизмов, а также проверить плотность соединения вставных труб и шлангов.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

10.4 Расчет шума, создаваемого трансформаторами

Расчет шума, создаваемого ТМ, относится к шумовому загрязнению и может возникнуть в двух случаях:

- 1) при проектировании новой подстанции (ПС);
- 2) при реконструкции действующей ПС.

При проектировании новой подстанции необходимо определить ее расположение относительно прилегающей к ПС территории.

Стартовый комплекс космодрома “Восточный” питается от подстанции «СК-1», на которой установлены два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 21 [14].

Таблица 21 - Данные к расчету шума, создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Вид системы охлаждения	Типовая мощность трансформатора, МВ*А	Класс напряжения, кВ	Вид трудовой деятельности, рабочее место
2	с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	40	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям гостиниц и общежитий

При рассмотрении действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ) и сделать вывод о его соответствии санитарно-гигиеническим требованиям. Если есть превышение, то необходимо разработать мероприятия по уменьшению шума.

Рассмотрим случай, когда ТМ установлены на открытой территории ПС. Такой случай встречается на территории промышленного предприятия.

Порядок расчета шума на примере ПС космодрома «Восточный» «СК-1».

1. По таблице СанПин 2.2.4.3359-16 «Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для

некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 7.00 часов. Допустимый уровень шума для данной территории, составляет: $ДУЛА = 50$ дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла уровень звуковой мощности составляет ($S_{ном} = 40$ МВА, $U_{ном} = 110$ кВ), согласно:

$$LWA = 91 \text{ дБА.}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A .

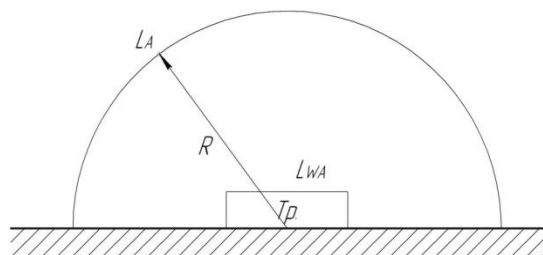


Рисунок 14 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (107)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 m$) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (108)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ, показанных на рисунке 15, и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

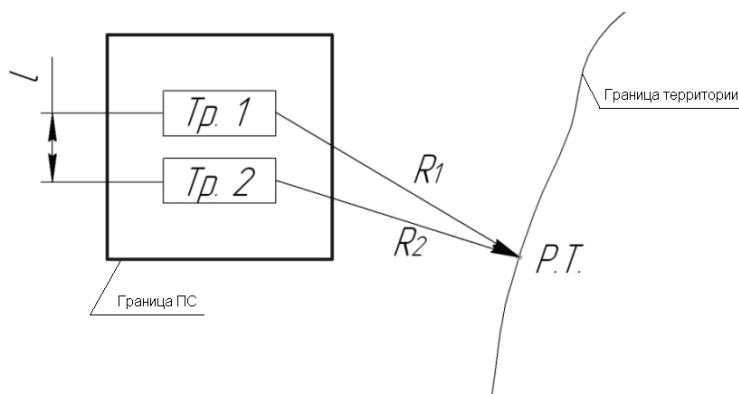


Рисунок 15 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

- 1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и

$R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{WAi}}, \quad (109)$$

$$L_{WAS} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 91} = 94.$$

где N - количество источников шума ;

L_{WAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

2) на границе основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест уровень звука должен равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$DV_{L_A} = L_{WAS} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}. \quad (110)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WAS} - DV_{L_A})}}{2\pi}}, \quad (111)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94,01-50)}}{2 \cdot 3,14}} = 63,32 \text{ м}.$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

10.5 Чрезвычайные ситуации

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения

пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна [16].

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водопроводов, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «СК-1» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем. На рассматриваемой подстанции «СК-1» пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (ёмкость, л/ масса огнетушащего состава, кг). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 (ёмкость, л/ масса огнетушащего состава, кг) в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;

в) крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк;

г) комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е;

д) асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.)
Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;

е) лопатой совковой в количестве одной;

ж) ящиком с песком (1 шт.).

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м³. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м³ и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль за содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «СК-1» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте была проанализирована проблема компенсации реактивной мощности объектов электроснабжения стартового комплекса РН «Союз-2» космодрома «Восточный».

Одним из основополагающих вопросов, решаемых в данном проекте, является тема компенсации реактивной мощности, подразумевающая ее расчет и выбор конденсаторных установок, а также их расположение по всей стартовой площадке 1С.

Так как любое компенсирующее устройство имеет довольно трудную по исполнению и функционированию конструкцию, а также достаточно высокую стоимость самой конденсаторной установки, в данной работе был взят во внимание и этот фактор при расчете технико-экономической составляющей проекта.

Кроме устройств компенсации реактивной мощности также были рассмотрены вопросы, связанные непосредственно с проектированием электроснабжения стартового комплекса космодрома «Восточный», такие как: выбор трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ, расчет токов короткого замыкания для последующего выбора кабелей и аппаратов защиты. Также для наглядного примера защиты кабельных линий и трансформаторов был показан расчет релейной защиты.

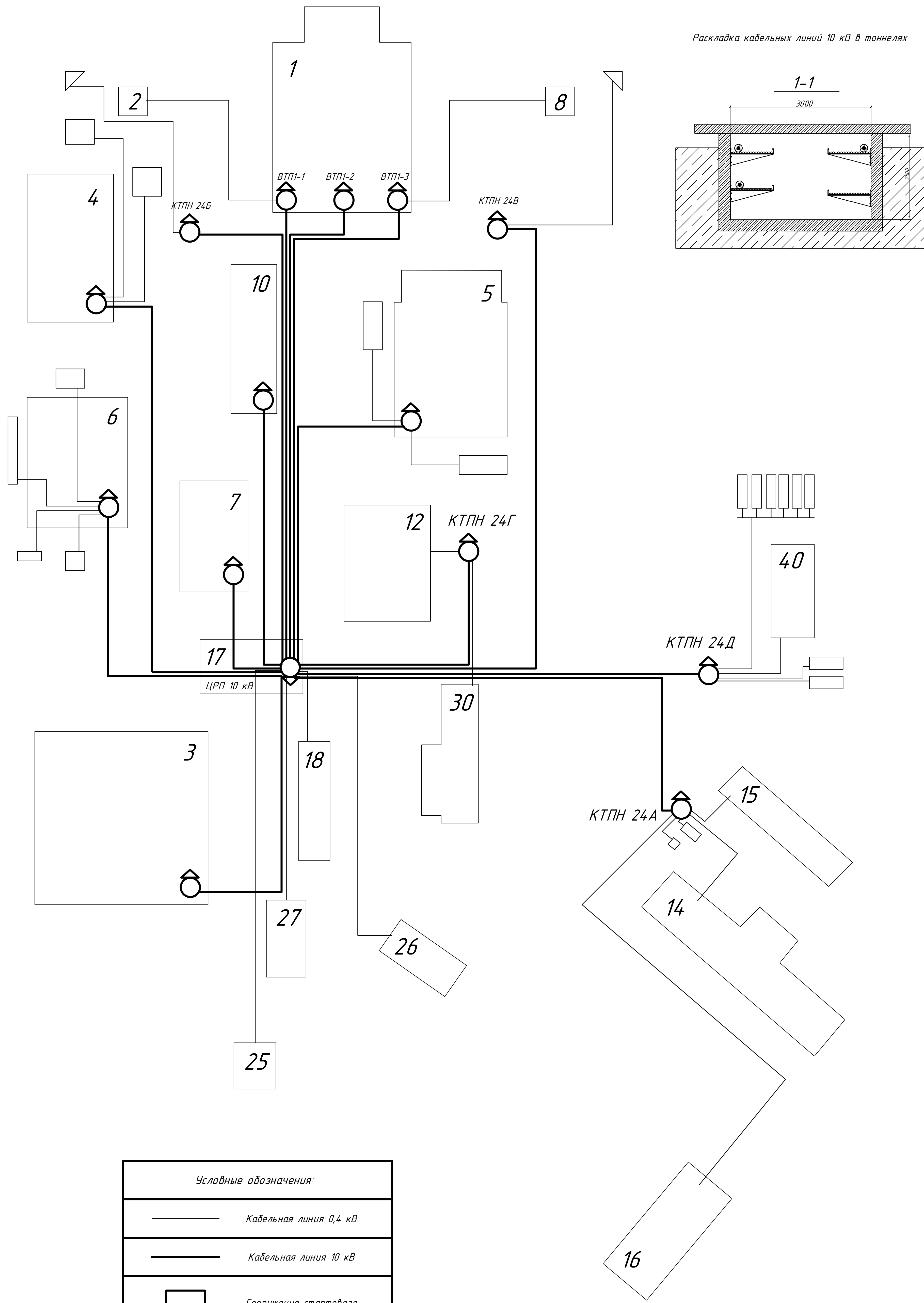
Помимо всего прочего, важную роль при написании данной работы играл вопрос безопасности и экологичности, так как сам по себе космодром является невольным источником веществ, загрязняющих атмосферу и среду обитания человека.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барыбин, Ю. Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Федоров А. А., Старкова, Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
3. Мукосеев, Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат. 1973.
4. Дьяков, В. И. Типовые расчеты по электрооборудованию: Практическое пособие – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1991. – 160 с.
5. Федорова, А. А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т. 1. Электроснабжение / Под общ. ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.
6. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
7. Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.
8. Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. - 608 с.
9. Анастасиев, П. И. Проектирование кабельных сетей и проводок / П. И. Анастасиев, Е. З. Бранзбург, А. В. Коляда и др. – М.: Энергия, 1980. – 384 с.
10. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с.

11. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев; - Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2012 – 234с.
12. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / А.Б. Булгаков; - Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014 – 100с.
13. ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М : Стандартиформ, 2007. – 15с.
14. Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518с .
15. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 648с.
16. Тушение пожаров в помещениях аккумуляторных батарей – [Электронный ресурс]. Режим доступа – <http://studbooks.net/> (дата обращения: 20.04.2018).
17. 860/1С-ИОС1.ЭС, инв.79708/12. Проектная документация космодрома «Восточный» СК РН «Союз-2». Площадка 1С. – М.: Изд-во Федеральное космическое агентство ОАО «Ипромашпром», 2014.
18. Правила устройств электроустановок / Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2003.
19. Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 20.04.2018).
20. Беляков, Ю. П. Релейная защита и автоматика электрических систем: учеб. пособие для вузов / Ю. П. Беляков, А. Н. Козлов, Ю. В. Мясоедов. – Благовещенск : Амурский гос. университет, 2005. – 132 с.

Раскладка кабельных линий 10 кВ в тоннелях

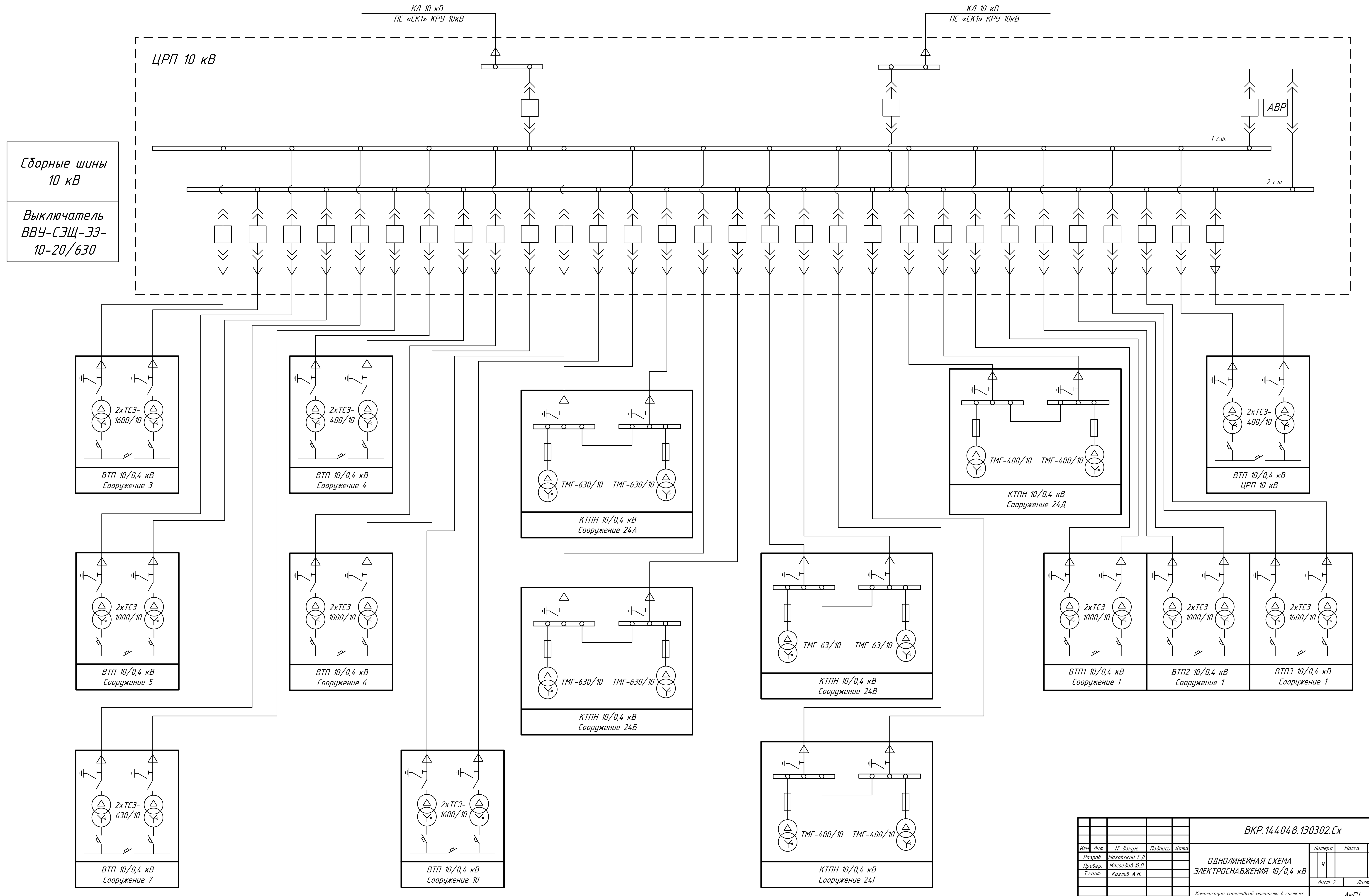


Условные обозначения:

	Кабельная линия 0,4 кВ
	Кабельная линия 10 кВ
	Сооружение стартового комплекса
	Трансформаторная подстанция

					ВКР.144048.130302.Сх			
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Схема планировочной организации	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Маховский С.Д.					у		
Провер	Мясоедов Ю.В.					Лист 1	Листов 6	
Т.конт	Козлов А.Н.				Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный	АМГУ Группа 442-об4		
И.конт	Козлов А.Н.							
Утв	Савина Н.В.							

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0,4 кВ

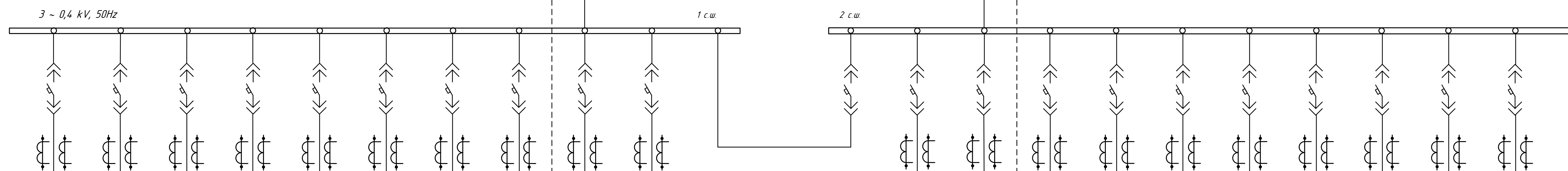
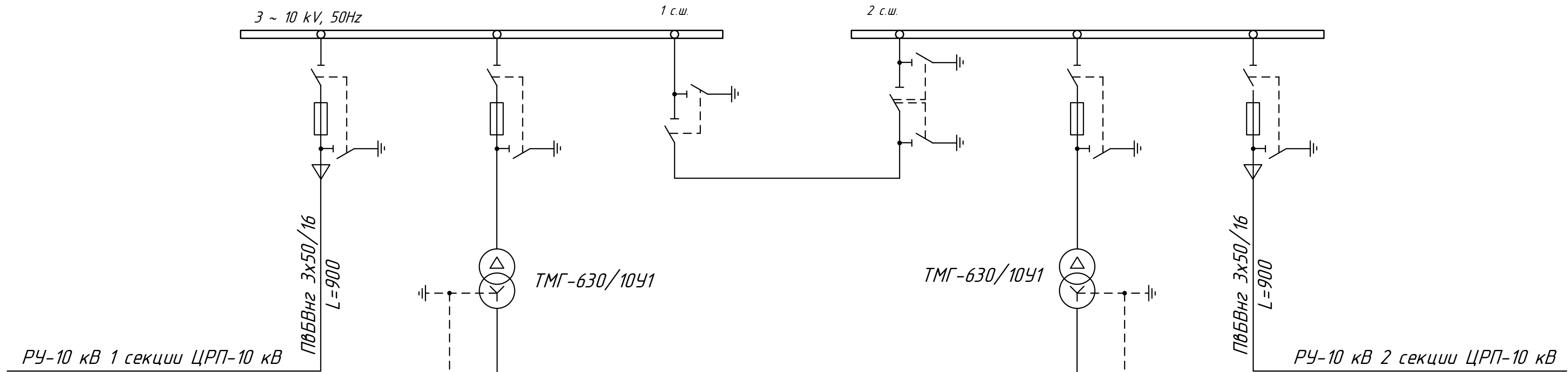


				ВКР.144048.130302.Сх			
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Литера	Масса	Масштаб
Разраб	Маховский С.Д.				у		
Провер	Мисоедов Ю.В.						
Т.конт	Козлов А.Н.						
					Лист 2	Листов 6	
И.конт	Козлов А.Н.					АМГУ	
Утв	Савина Н.В.					Группа 442-084	

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0,4 кВ

Компенсация реактивной мощности в системе
электроснабжения
стартового комплекса космодрома Восточный

Предохранитель	ПКТ-103-10-80-20У3 80А
Выключатель нагрузки	ВНА-10/630-20элУ2

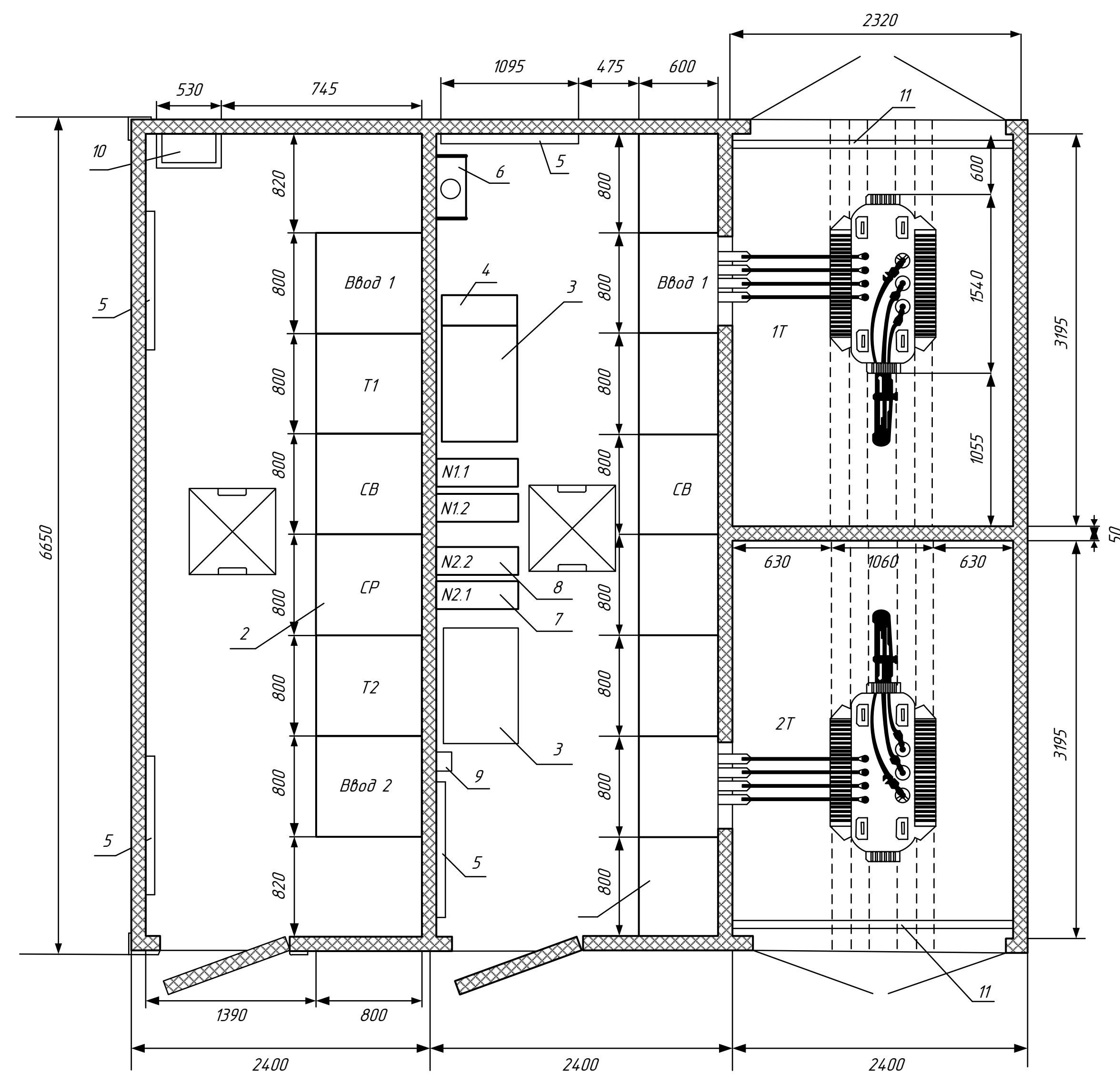


Марка кабеля, длина линии	ВБбШВнг 4x16 L=100	ВБбШВнг 4x35 L=50	ВБбШВнг 4x120 L=150	ВБбШВнг 4x25 L=150	ВБбШВнг 4x35 L=55	ВБбШВнг 4x16 L=450	ВБбШВнг 4x16 L=550	ВБбШВнг 4x50 L=45		
	Карательное помещение, сооружение 15	КПП, Сооружение 16	Административно-служебное здание, Сооружение 14	Административно-служебное здание, Сооружение 14	КНС, Сооружение 26М	КНС, Сооружение 26П	Резервуар-накопитель, Сооружение 26/1	Резервуар, Сооружение 26Г	УКУ58-0,4-30-10 У3	УКУ58-0,4-10-5 У3
Автоматический выключатель	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А
Трансформатор тока	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5

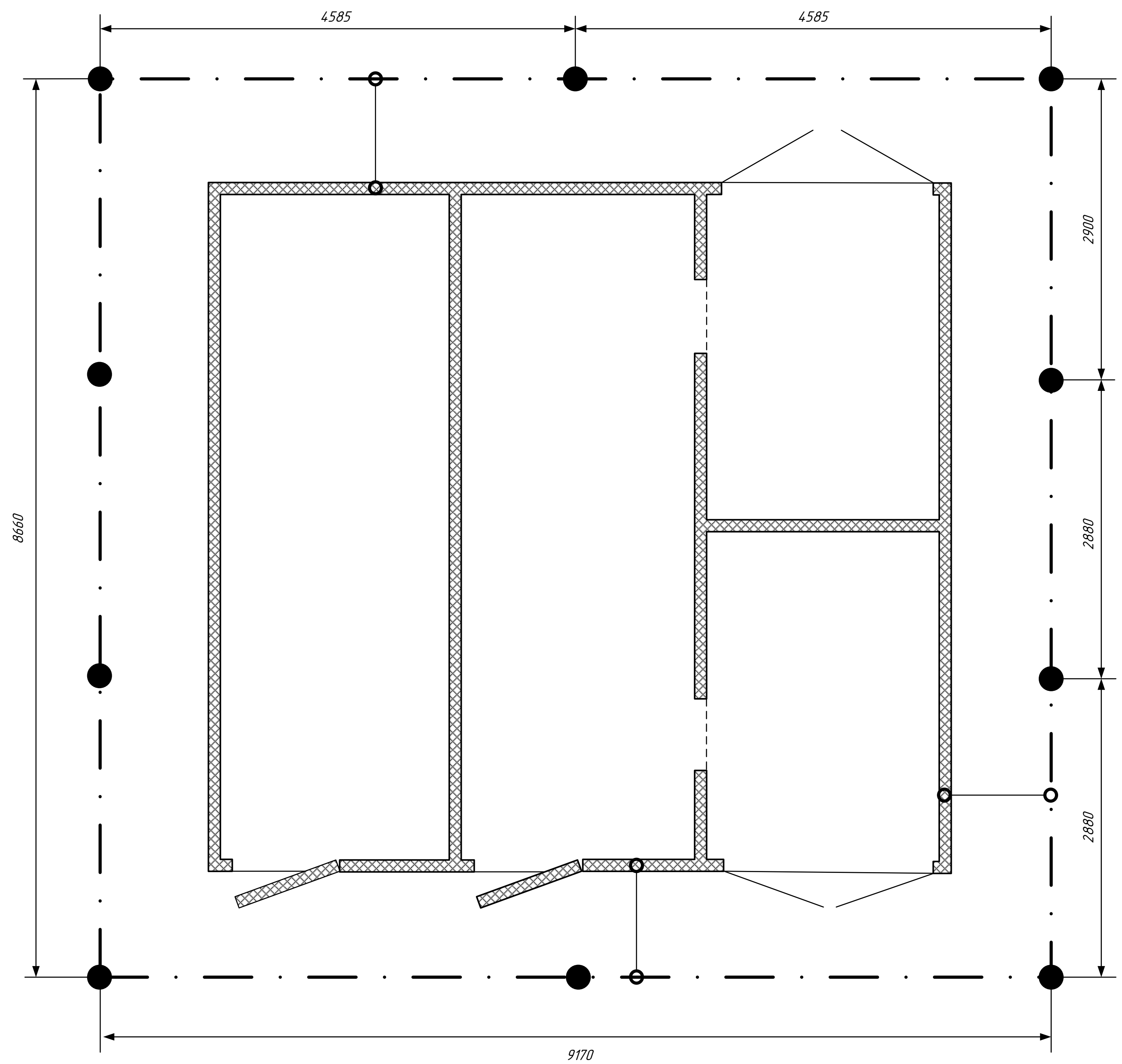
Марка кабеля, длина линии			ВБбШВнг 4x35 L=60	ВБбШВнг 4x16 L=550	ВБбШВнг 4x16 L=450	ВБбШВнг 4x35 L=55	ВБбШВнг 4x50 L=150	ВБбШВнг 4x16 L=150	ВБбШВнг 4x16 L=250	ВБбШВнг 4x25 L=100
	УКУ58-0,4-10-5 У3	УКУ58-0,4-30-10 У3	Резервуар, Сооружение 26Г	Резервуар-накопитель, Сооружение 26/1	КНС, Сооружение 26П	КНС, Сооружение 26М	Административно-служебное здание, Сооружение 14	Административно-служебное здание, Сооружение 14	КПП, Сооружение 16	Карательное помещение, сооружение 15
Автоматический выключатель	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А	ВА57-35 500 А
Трансформатор тока	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 600/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5	ТШ-0,66 100/5

				ВКР.144048.130302.Сх				
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Принципиальная однолинейная схема КТПН 24А на напряжение 10 и 0,4 кВ	Литера	Масса	Масштаб
Разраб		Маховский С.Д.				у		
Провер		Мясоедов Ю.В.						
Т.конт		Козлов А.Н.				Лист 3	Листов 6	
Н.конт		Козлов А.Н.			Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения стартового комплекса космического назначения	АМГУ Группа 44.2-084		
Утв.		Савина Н.В.						

План расстановки оборудования

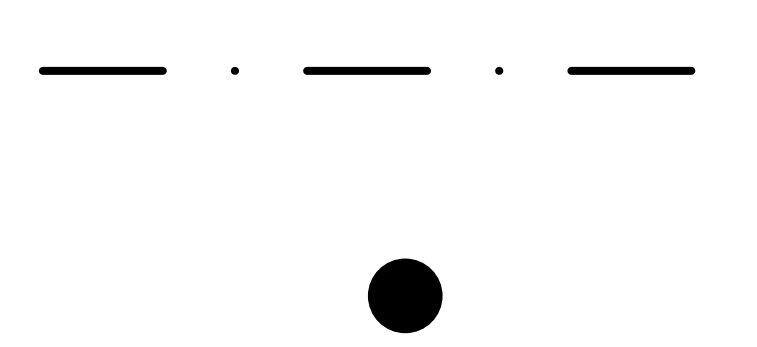


План заземления КТПН



Позиция	Наименование	Кол-во
1	Трансформатор силовой мощностью 630 кВА напряжением 10+2х2,5%/0,4 кВ ТМГ-630/10-У1	2
2	Комплектное распределительное устройство 10 кВ, состоящее из 6 камер типа КСО-312 «Модуль»	1
3	Распределительное устройство 0,4 кВ, состоящее из 10 панелей типа ЩО70	1
4	Шкаф собственных нужд ШСН-4-63	1
5	Электроконвектор ЭВНБ-2,0	4
6	Ящик управления наружным освещением Я5115-2974-29-УХЛ4	1
7	Конденсаторная установка низкого напряжения УКМ58-0,4-30-10У3	2
8	Конденсаторная установка низкого напряжения УКМ58-0,4-10-5У3	2
9	ИБП из состава СТО	1
10	Инвентарная полка	1
11	Барьер	2

Условные обозначения



Наружный контур заземляющего устройства (горизонтальный заземлитель)

Вертикальный заземлитель (сталь круглая сечением 16 мм)

				ВКР.14.404.8.130302.Сх				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	План расстановки оборудования и заземления КТПН 10/0,4 кВ сооружения 24А	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Маховский С.Д.					У		
Провер.	Мясоедов Ю.В.							
Т.конт.	Козлов А.Н.					Лист 6	Листов 6	
Н.конт.	Козлов А.Н.				Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный	АМГУ		
Утв.	Савина Н.В.					Группа 44.2-об4		

Габаритные размеры УКРМ

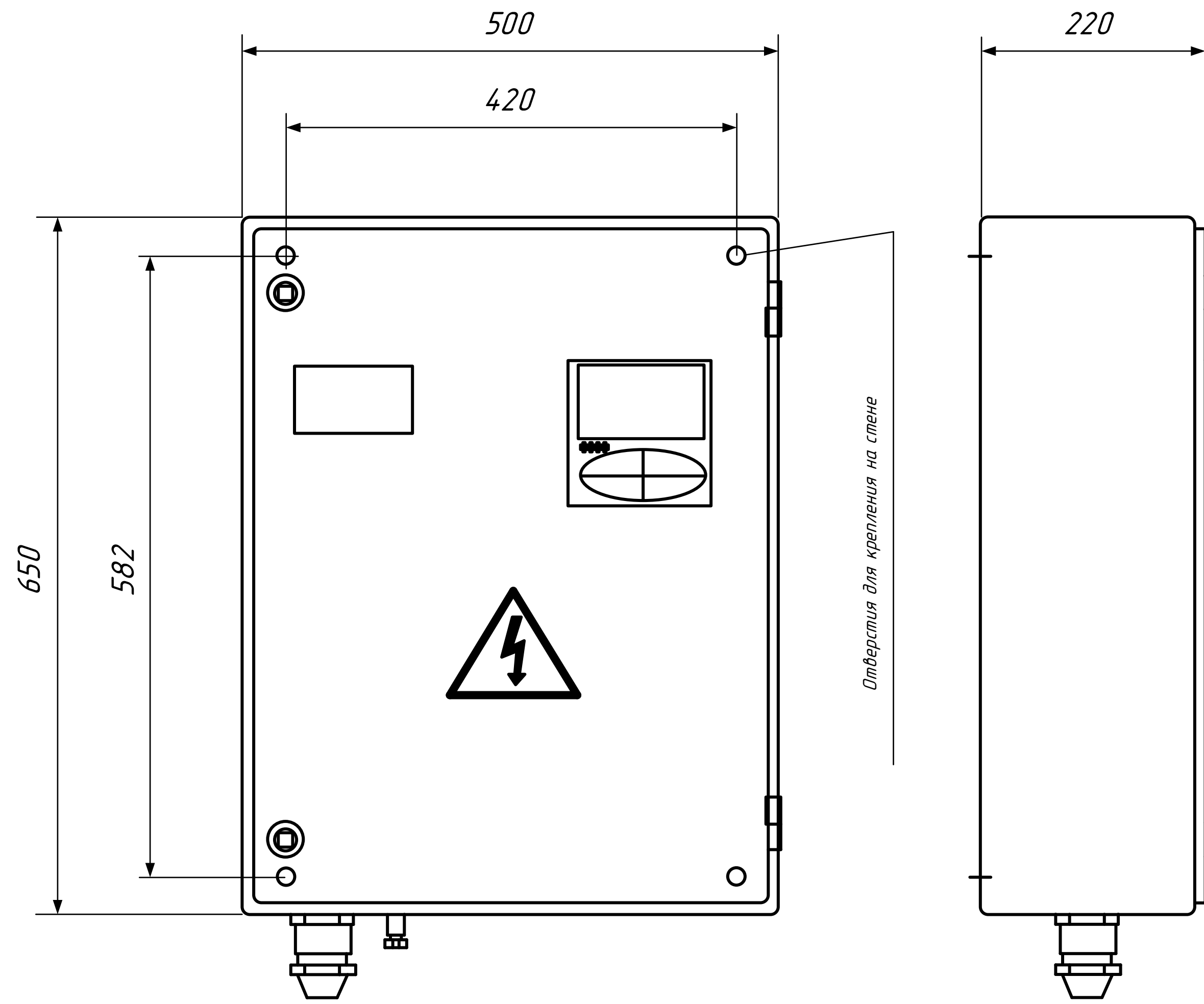
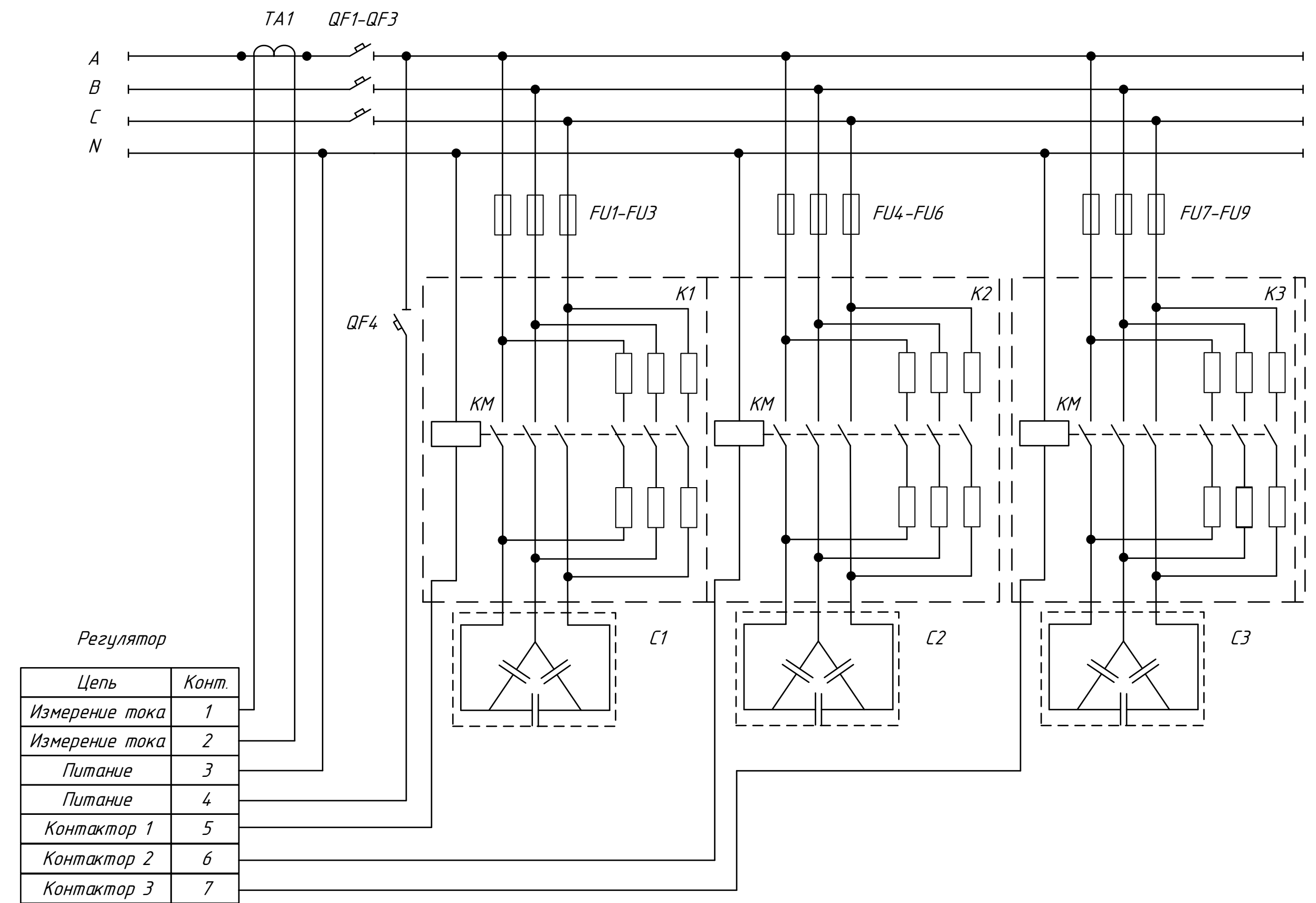
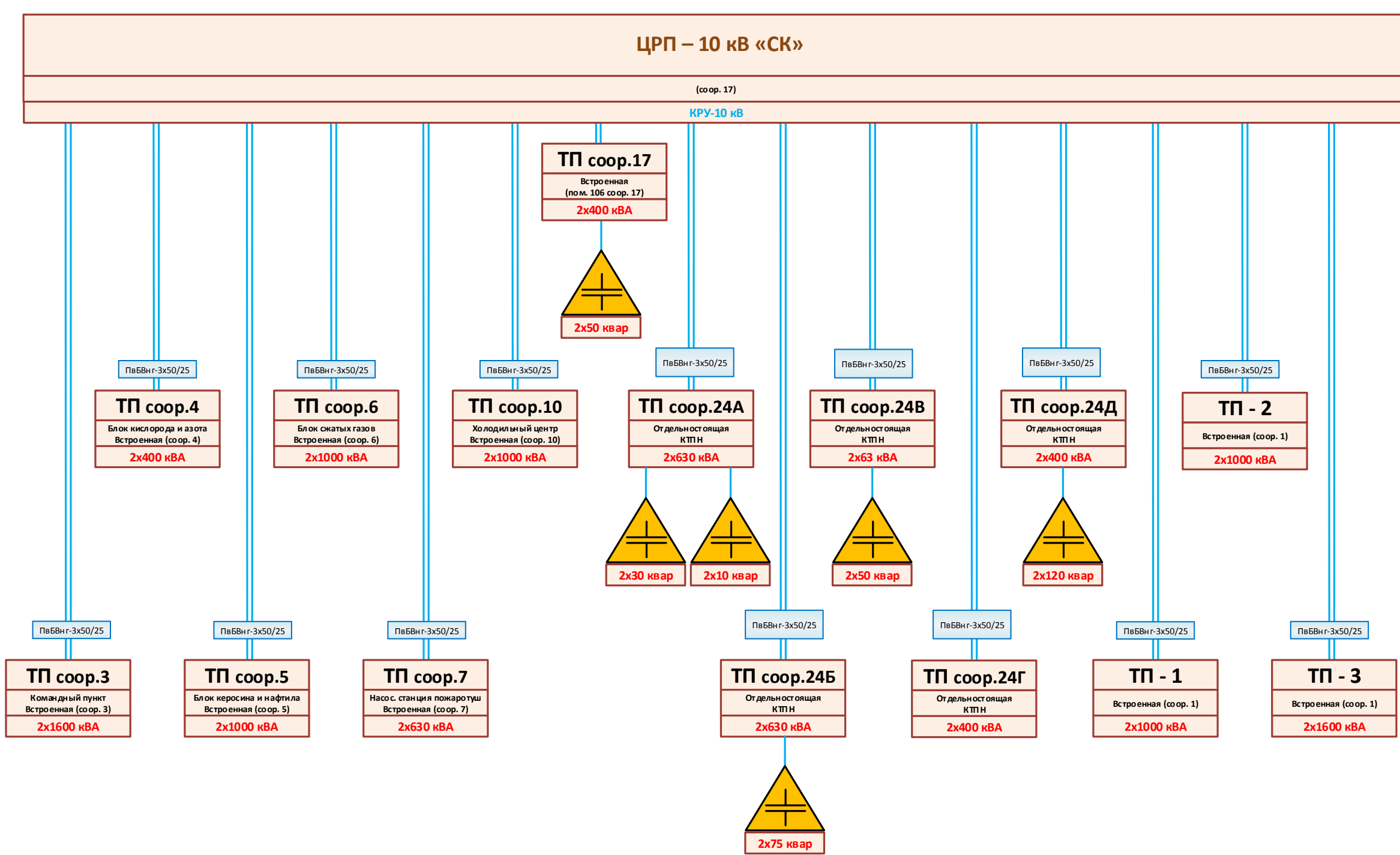


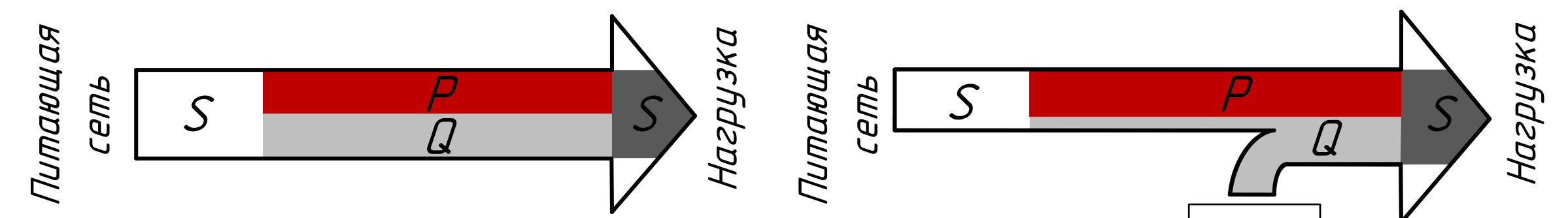
Схема электрическая принципиальная УКРМ и схема подключения



Расположение конденсаторных установок на стартовой площадке



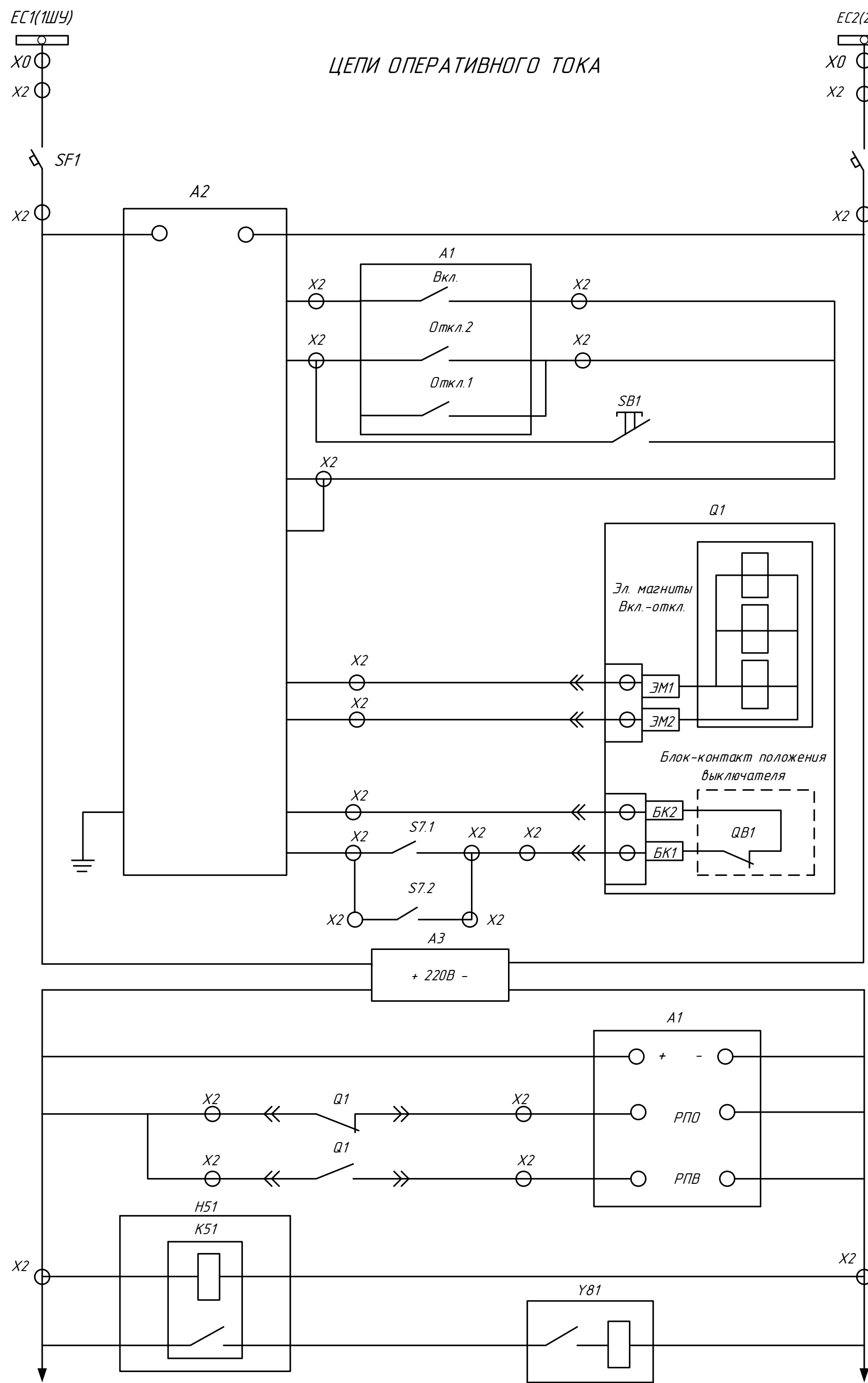
Принцип действия УКРМ



S – полная мощность
 P – активная мощность
 Q – реактивная мощность

Объект площадки 1С	Марка установленной КУ
ВТП соор.17	2хУКРМ58-0,4-50-10У3
КТПН соор.24А	2хУКРМ58-0,4-30-10У3 2хУКРМ58-0,4-10-5У3
КТПН соор.24Б	2хУКРМ58-0,4-75-25У3
КТПН соор.24В	2хУКРМ58-0,4-50-10У3
КТПН соор.24Д	2хУКРМ58-0,4-120-30У3

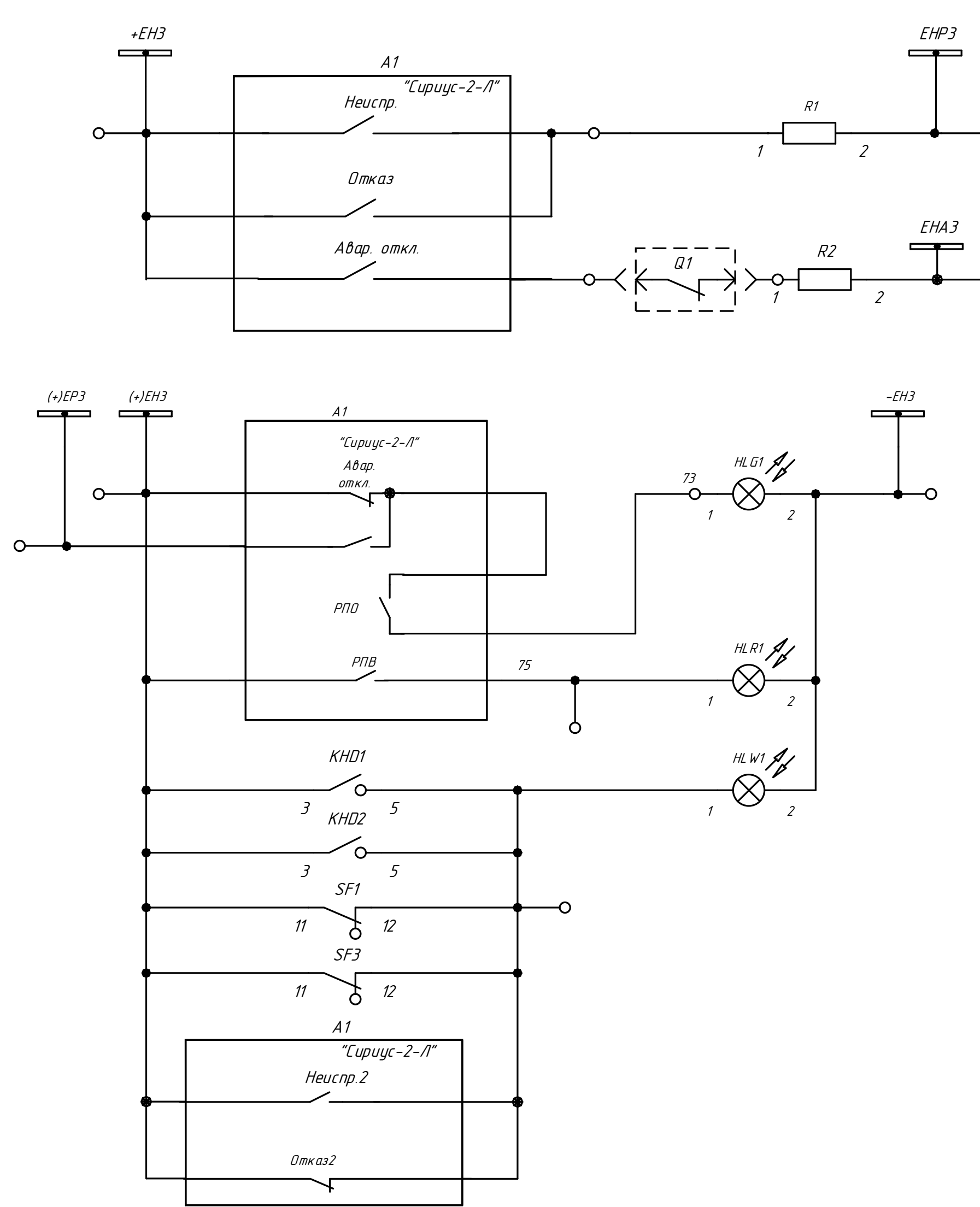
ВКР.14.04.8.130302.Сх				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лит.	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.	Маховский С.Д.					
Провер.	Масовдов Ю.В.					
Т.конт.	Козлов А.Н.					
Н.конт.	Козлов А.Н.					
Утв.	Савина Н.В.					
План расстановки, принцип действия и схема подключения УКРМ на площадке 1С				Лист 5	Листов 6	
Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения стартовой площадки космодрома Восточный				АМГУ Группа 442-об4		



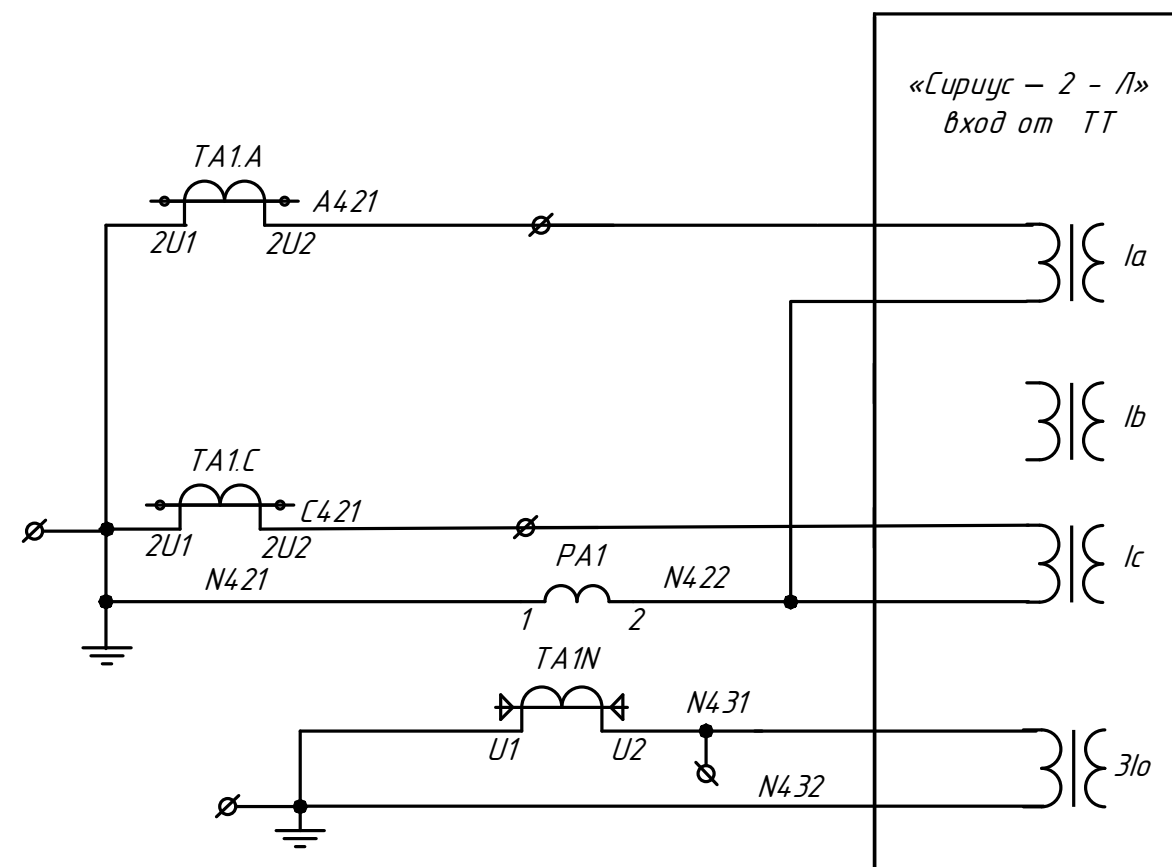
ЦЕПИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Шинки питания оперативных цепей	Отключение выключателя
Автоматический выключатель оперативных цепей	
Питание блока управления	Отключение выключателя
Включение выключателя	
Дистанционное от защиты	
Кнопкой	Отключение выключателя
Электромагниты управления выключателя	
Блокировка включения выключателя	Отключение выключателя
Блок питания защиты	
Питание Сириус-2-Л	Отключение выключателя
РПО	
РПВ	Отключение выключателя
Блокировка заземлителя	

ЦЕПИ СИГНАЛИЗАЦИИ



ТОКОВЫЕ ЦЕПИ

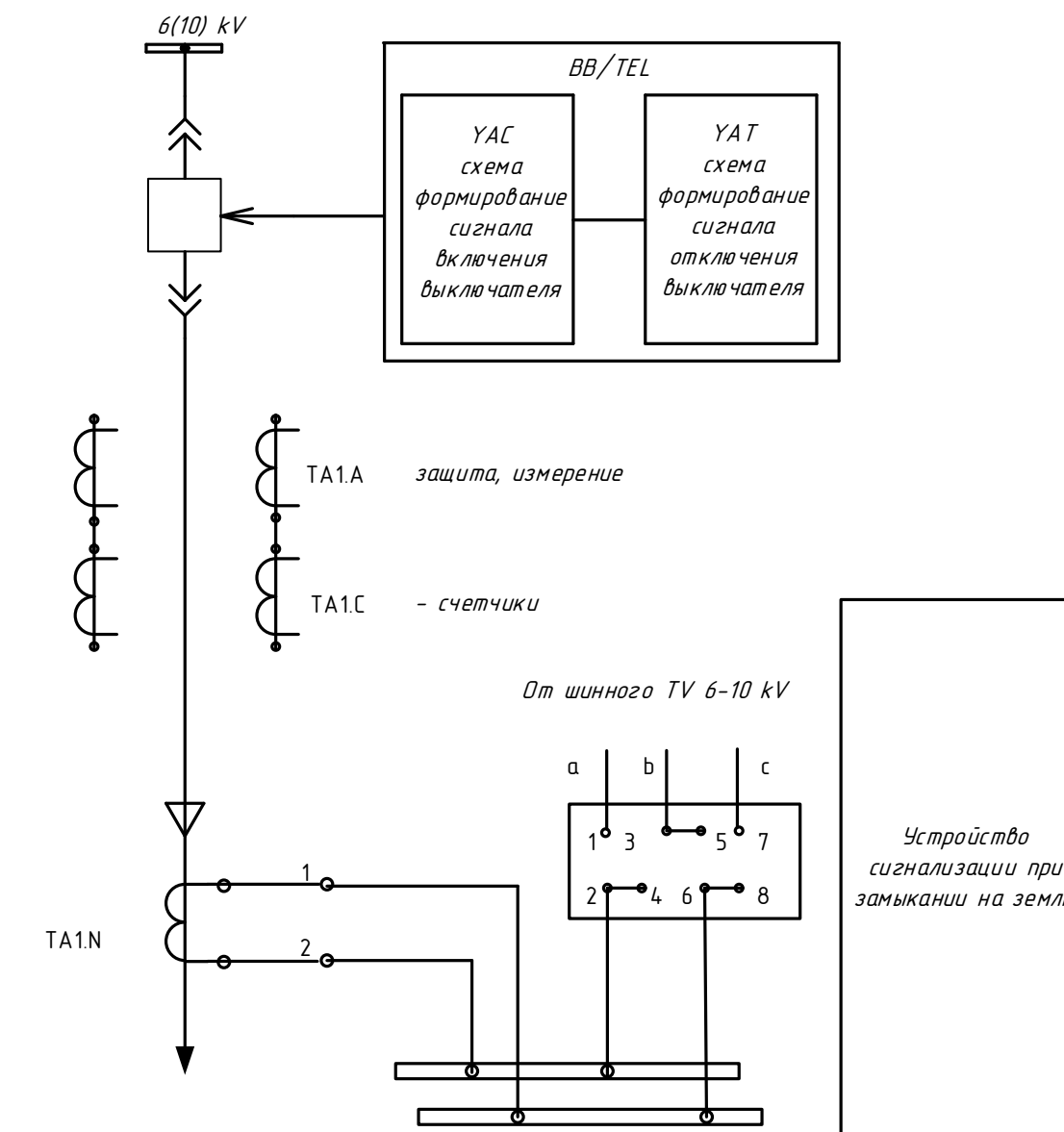


Защита от междуфазных коротких замыканий

Защита от несимметричного режима работы и измерение тока

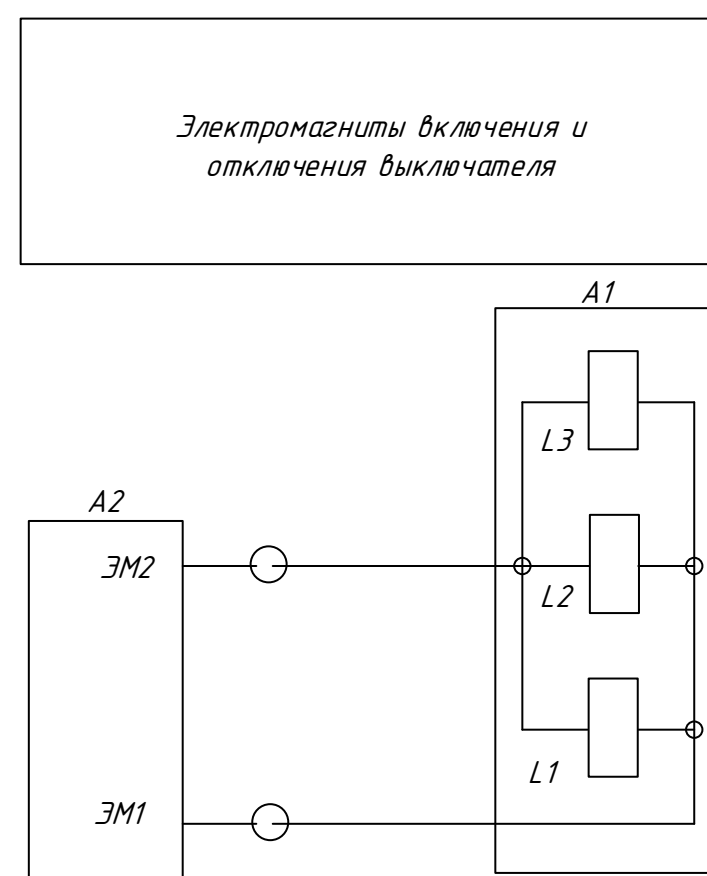
Защита от замыканий на землю

ПОЯСНЯЮЩАЯ СХЕМА



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Q1	Выключатель ВВУ-СЗУ-10
A1	Привод выключателя
A2	Блок управления
A3	Блок питания
SQ1	Устройство блокирующее
SB1	Кнопка
HLG	Лампа светодиодная коммутаторная (зеленая)
HLR	Лампа светодиодная коммутаторная (красная)
HLW	Лампа светодиодная коммутаторная (желтая)
A4	Реле защиты УЗА - 10А.2
РА	Амперметр
PI	Счетчик активной энергии
R1	Резистор С5-35-25-3,9 кОм
R2	Резистор С5-35-25-1 кОм
T1	Трансформатор ОСМ1-0,063-220/220В
ТАА, ТАС	Трансформатор тока
КН1, КН2	Реле указательные РЗУ11-11
SA1	Переключатель ПЕ-011 УЗ
SF1, SF2	Выключатель автоматический С60N 2P
ТА	Трансформатор тока ТДЗ/К



Электромагниты включения и отключения выключателя

Изм.				Лит.				№ докум.				Подпись				Дата			
ВКР 14.04.8.130302.Сх																			
Принципиальная электрическая схема выключателя ВВУ-СЗУ-10 на отходящей линии 10кВ с защитой «Сириус-2/Л»																			
Компенсация реактивной мощности в системе электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный																			
АмГУ Группа 442-064																			