Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____» _____ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Разработка перспективной схемы электроснабжения сети 10 кВ пром. площадок САЗ, ХАЗ и САЯНАЛ
тема

Руководитель _____ доцент каф. ЭЭ, к.э.н. Н.В. Дулесова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.А. Гузенков
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2018

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

в виде бакалаврской работы

Студенту Гузенкову Артему Андреевичу
(фамилия, имя, отчество студента)

Группа 14-2 Направление (специальность) 13.03.02
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы: Разработка перспективной схемы электроснабжения сети 10 кВ пром. площадок САЗ, ХАЗ и САЯНАЛ

Утверждена приказом по университету № 400 от 11.05.2018

Руководитель ВКР Н.В. Дулесова, доцент кафедры «Электроэнергетика», к.э.н.
(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР Однолинейные схемы электроснабжения собственных нужд 10 кВ; ведомости электрических нагрузок потребителей 10 кВ; генеральный план предприятия; месторасположение источника питания.

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение

1 Теоритическая часть

2 Расчетная часть

- 2.1 Обоснование месторасположения новой подстанции
- 2.2 Расчет электрических нагрузок для новой подстанции
- 2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов
- 2.4 Решение вопроса загрузки трансформаторов с учетом компенсирующих установок
- 2.5 Схема электроснабжения потребителей ХАЗ и САЯНАЛ
- 2.6 Транспорт электрической энергии
- 2.7 Токи короткого замыкания
  - 2.7.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания
  - 2.7.2 Расчет тока однофазного замыкания на землю
- 2.8 Выбор и проверка электрооборудования
  - 2.8.1 Выбор и проверка аппаратов на стороне 220 кВ
  - 2.8.2 Выбор оборудования 10 кВ

3 Экономическая эффективность капиталовложений

Заключение

Перечень обязательных листов графической части:

1. Перспективная схема электроснабжения
2. Однолинейная перспективная схема электроснабжения
3. Экономическая эффективность

Руководитель ВКР _____ Н.В. Дулесова
(подпись) (инициалы и фамилия)

Задание принял к исполнению _____ А.А. Гузенков
(подпись) (инициалы и фамилия)

« 05 » февраля 2018г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка перспективной схемы электроснабжения сети 10 кВ пром. площадок САЗ, ХАЗ и САЯНАЛ» содержит 61 страницы текстового документа, 12 рисунков, 33 таблицы, 35 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ, АНАЛИЗ, ОТКАЗ, ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объект исследований – система электроснабжения собственных нужд 10 кВ АО «Русал Саяногорск» и АО «Русал САЯНАЛ».

Предмет исследований – методы и методики расчета электрической нагрузки.

Научная новизна заключается в разработке схемных решений с учетом перспективного развития потребителей и применения современного электротехнического оборудования для повышения надежности и экономичности систем электроснабжения.

Методы исследования – в процессе выполнения работы применялись методы расчета электрической нагрузки: эмпирический; упорядоченных диаграмм; статистический; вероятностного моделирования графиков нагрузки; расчет электрических нагрузок согласно формы РТМ 36.18.32.4-92.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта перспективного развития системы электроснабжения, за счет строительства новой подстанции 220/10 кВ.

Цель достигается путем решения следующих задач:

- Расчет электрической нагрузки для определения мощности и числа трансформаторов новой подстанции.
- Выбор схемы и конструктивное решение подстанции.
- Расчет токов короткого замыкания.
- Выбор и проверка электрических аппаратов.
- Выбор трансформаторов собственных нужд.
- Компоновка и устройство подстанции.

Значимость работы – обусловлена тем, что результаты, полученные при выполнении выпускной квалификационной работы, могут быть использованы на предприятии АО «Русал Саяногорск» при проектировании новой подстанции, что подтверждается справкой о результатах внедрения принятых решений.

Область применения – работа выполнялась согласно письму заказу и техническому заданию от ООО «Русская инжиниринговая компания».

ABSTRACT

Final qualification work on a subject «Development of the perspective scheme of power supply of network of 10 kV industrial platforms SAZ, HAZ and SAYANAL» contains 61 pages of the text document, 12 drawings, 33 tables, 35 used sources, 3 sheets of graphic material.

ELECTRIC LOADING, SCHEME OF POWER SUPPLY, EQUIPMENT, ANALYSIS, REFUSAL, LOCAL ESTIMATE, ECONOMIC EFFICIENCY.

Object of researches – the system of power supply of own needs of 10 kV of JSC «RUSAL Sayanogorsk» and JSC «RUSAL SAYANAL».

Subject of researches – methods and method of calculation of electric loading.

The scientific novelty consists in development of circuit decisions taking into account perspective development of consumers and use of the modern electrotechnical equipment for increase in reliability and profitability of systems of power supply.

Research methods – in the course of performance of work were applied methods of calculation of electric loading: empirical; ordered charts; statistical; probabilistic modeling of production schedules; calculation of electric loadings according to the RTM 36.18.32.4-92 form.

The purpose of work is development of the project of perspective development of system of power supply, due to construction of new substation of 220/10 kV.

Tasks of final qualification work:

Calculation of electric loading for determination of power and number of transformers of new substation.

Choice of the scheme and constructive decision of substation.

Calculation of currents of short circuit.

Choice and check of electric devices.

Choice of transformers of own needs.

Configuration and structure of substation.

The importance of work – is caused by the fact that the results received when performing final qualification work can be used at the JSC «RUSAL Sayanogorsk» enterprise at design of new substation that is confirmed by the certificate of results of introduction of decisions.

The scope – work was performed according to the letter to the order and the specification from LLC «Russian Engineering Company».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 7
1. Теоретическая часть 8
1.1 Методика расчета электрической нагрузки 8
1.2 Выбор мощности трансформаторов и компенсация реактивной мощности 8
1.3 Расчет линий 220 и 10 кВ. 9
1.4 Расчет токов короткого замыкания 10
1.4.1 Ток трехфазного короткого замыкания 10
1.4.2 Расчет токов однофазного замыкания на землю 12
1.5 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения 13
2 Расчетная часть 15
2.1 Обоснование месторасположения новой подстанции 15
2.2 Расчет электрических нагрузок для новой подстанции 17
2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов 20
2.4 Решение вопроса загрузки трансформаторов с учетом компенсирующих установок 20
2.4.1 Определение загрузки трансформаторов 20
2.4.2 Выбор компенсирующей установки 25
2.5 Схема электроснабжения потребителей ХАЗ и САЯНАЛ 27
2.5.1 Расчет линий связи 220 кВ 28
2.5.2 Выбор вводов в распределительное устройство 10 кВ 30
2.6 Транспорт электрической энергии 31
2.6.1 Выбор сечения и марки токопроводов 31
2.7 Токи короткого замыкания 32
2.7.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания 32
2.7.2 Расчет тока однофазного замыкания на землю 36
2.8 Выбор и проверка электрооборудования 43
2.8.1 Выбор и проверка аппаратов на стороне 220 кВ 43
2.8.2 Выбор оборудования 10 кВ 50
3 Экономическая эффективность капиталовложений 57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 58
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 59
ПРИЛОЖЕНИЯ 62
Приложение 1 62
Приложение 2 63
Приложение 3 69

ВВЕДЕНИЕ

Саяногорский алюминиевый завод (АО «РУСАЛ Саяногорск») один из трех ведущих производителей алюминия в России. На долю завода приходится более 11% российского и 1,5 % мирового производства [1].

Важно отметить, что данное производство нуждается в надежном и бесперебойном электроснабжении, так как производство алюминия – это очень сложный, с технологической точки зрения, процесс, который происходит непрерывно, а значит, схема электроснабжения такого производства должна отвечать самым высоким требованиям по надежности [2].

В результате анализа существующей системы электроснабжения (СЭС) Саяногорского алюминиевого завода, было выявлено, что требования, предъявляемые к схеме электроснабжения данного предприятия, на данный момент, не выполняются. Например, такие как:

– невозможность взаиморезервирования трансформаторов собственных нужд, вследствие превышения коэффициента токовой перегрузки при отключении одного из них.

– питание от одной главной понизительной подстанции (ГПП) системы электроснабжения собственных нужд 10 кВ, трех пром. площадок с независимыми друг от друга графиками потребления, значительно снижает надежность данной схемы, так как в большинстве случаев аварийное отключение любого из токопроводов 10 кВ, приводит к массовому отключению всех производств данного предприятия, вплоть до полной остановки производственного процесса.

Усугубляет данную ситуацию то, что основной объем электроэнергетического оборудования выработал свой ресурс, о чем свидетельствует анализ основных причин отключений элементов СЭС [3], также происходит постоянный рост технологической нагрузки.

Все это привело к тому, что в настоящее время мощность установленных трансформаторов на ГПП-1 и параметры электрических аппаратов на ЦРП-1 и ЦРП-2 не позволяют дальнейшее увеличение электрической нагрузки на ГПП-1.

Наиболее рациональным из предложенных вариантов модернизации системы электроснабжения 10кВ АО «РУСАЛ Саяногорск» является строительство новой двухтрансформаторной подстанции.

Данная выпускная квалификационная работа посвящена разработке перспективной схемы электроснабжения сети 10 кВ системы собственных нужд предприятия АО «Русал Саяногорск».

Согласно письму заказу и техническому заданию от ООО «Русская инжиниринговая компания», были составлены основные разделы выпускной квалификационной работы.

Актуальность работы состоит в необходимости разработки проектного решения для повышения надежности и качества электроснабжения электроприемников напряжением 10 кВ с учетом перспективы роста мощностей и развития предприятия.

1. Теоретическая часть

1.1 Методика расчета электрической нагрузки

Расчет электрических нагрузок в данной работе производился согласно указаниям по расчету электрических нагрузок разработанными техническим циркуляром ВНИПИ Тяжпромэлектропроект № 358-90 от 1 августа 1990 г. (форма РТМ 36.18.32.4-92.) [4], [5].

1.2 Выбор мощности трансформаторов и компенсация реактивной мощности

Выбор мощности трансформаторов осуществляем по формуле [6]:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{расч}}}{K_{\text{пер}}}, \tag{1}$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность силовой электрической нагрузки, (кВА);
$K_{\text{пер}}$ – максимально допустимое значение коэффициента перегрузки трансформатора.

Неравномерность распределения нагрузок по шинам трансформатора рассчитывается по формуле [7], [8]:

$$\Delta = \frac{\left(S_{\text{расч.1Т}} - S_{\text{расч.2Т}}\right)}{S_{\text{расч.1Т}}} \cdot 100\%, \tag{2}$$

где $S_{\text{расч.1Т}}$ – расчетная мощность на шинах первого трансформатора, (кВА);
$S_{\text{расч.1Т}}$ – расчетная мощность на шинах второго трансформатора, (кВА).

Коэффициент загрузки и перегрузки трансформаторов:

$$K_{\text{з}} = \frac{S_{\text{расчТ}}}{S_{\text{ном.т}}}, \tag{3}$$

где $S_{\text{расчТ}}$ – расчетная мощность на шинах одного из трансформаторов, (кВА);
$S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора, (кВА).

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном.т}}} \tag{4}$$

Для определения мощности которую необходимо скомпенсировать рассчитываются потери мощности в трансформаторах [9].

Активные потери:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}, \quad (5)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора, (кВт);
$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, (кВт);
$K_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки трансформатора.

Реактивные потери:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{хх}} + K_{\text{з}}^2 \cdot \Delta Q_{\text{нагр}}, \quad (6)$$

где $\Delta Q_{\text{хх}}$ – реактивные потери холостого хода, (кВАр);
$\Delta Q_{\text{нагр}}$ – нагрузочные реактивные потери, (кВАр).

Нагрузочные и потери холостого хода рассчитываются как:

$$\Delta Q_{\text{хх}} = i_{\text{хх}} \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot 10^{-2}, \quad (7)$$

где $i_{\text{хх}}$ – ток холостого хода трансформатора, (%).

$$\Delta Q_{\text{нагр}} = u_{\text{кз}} \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot 10^{-2}, \quad (8)$$

где $u_{\text{кз}}$ –напряжение короткого замыкания, (%).

Предельная реактивная мощность для выполнения требований по предельному коэффициенту мощности рассчитывается как:

$$Q_{\text{пред}} = \left(P_{\text{р}} + \Delta P\right) \cdot tg\varphi, \quad (9)$$

где $P_{\text{р}}$ – расчетная активная мощность, (кВт);
$tg\varphi$ – значение предельного тангенса, для сетей выше 110 кВ $tg\varphi = 0{,}5$.

Мощность компенсирующего устройства (КУ) для выполнения требования по предельному коэффициенту мощности определяется из формулы:

$$Q_{\text{КУ}} = \left(Q_{\text{р}} + \Delta Q\right) - Q_{\text{пред}}, \quad (10)$$

где $Q_{\text{р}}$ – расчетная реактивная мощность нагрузки, (кВАр).

1.3 Расчет линий 220 и 10 кВ.

Сечение проводов в сетях выше 1кВ выбираются по экономической плотности тока [10], соответствующего режиму максимальных нагрузок:

$$S_{эк} = \frac{I_Л}{j_{эк}}, \quad (11)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока ($А/мм^2$), определяется из [ПУЭ];
$I_{вл}$ – максимальный расчетный ток одной линии при нормальном режиме работы, (А).

Ток в линии определяется по формуле [11]:

$$I_Л = \frac{S_{расч}}{n_{лэп} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (12)$$

где $n_{лэп}$ – количество линий, (шт.);
$U_{ном}$ – номинальное напряжение, (кВ).

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{\frac{п}{ав}}, \quad (13)$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток для проводника, (А);
$I_{\frac{п}{ав}}$ – ток послеаварийного режима, (А).

1.4 Расчет токов короткого замыкания

1.4.1 Ток трехфазного короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) будем производить в относительных единицах [12].

Базисный ток рассчитывается по формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \quad (14)$$

где $S_б$ – базисная мощность, (МВА);
$U_б$ – базисное напряжение ступени короткого замыкания, (кВ).

Сопротивление системы:

$$X_с = \frac{I_б}{I_{откл}}, \quad (15)$$

где $I_{откл}$ – максимальная отключающая способность головного выключателя, (кА).

Сопротивление линий определяется из выражения:

$$X_{Л} = \frac{x_{уд} \cdot l_{Л} \cdot S_{б}}{U_{б}^{2}}, \tag{16}$$

где $x_{уд}$ – удельно индуктивное сопротивление линии, (Ом/км);
$l_{Л}$ – длина линии, (км).

Общее индуктивное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора равно сопротивлению обмоток низкого напряжения и равно следующему выражению [13]:

$$X_{Т} = X_{Тнн} = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}, \tag{17}$$

где $U_{к}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора (%);
$S_{н}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА).

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения, сопротивление обмотки высокого напряжения находится по формуле:

$$X_{Твн} = 2 \cdot X_{Т} \tag{18}$$

Активное сопротивление трансформатора будет определяться аналогично индуктивному:

$$R_{Т} = R_{Тнн} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot S_{б}}{S_{н}^{2}} \tag{19}$$

$$R_{Твн} = 2 \cdot R_{Тнн} \tag{20}$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания определяется из формулы:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{б}}{X_{\Sigma}}, \tag{21}$$

где X_{Σ} – суммарное сопротивление до точки КЗ, (о.е.)

Наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называют ударным током и определяют по формуле:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к}^{(3)}, \tag{22}$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени $T_а$ апериодической составляющей тока КЗ.

Постоянная времени:

$$T_а = \frac{X_{экв}}{\omega \cdot R_{экв}}, \quad (23)$$

где $X_{экв}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление до точки КЗ, (о.е.);
$R_{экв}$ – эквивалентное активное сопротивление до точки КЗ, (о.е.);
ω – угловая частота при частоте переменного тока равной 50 (Гц), $\omega = 2\pi f = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 50 = 314$ (сек$^{-1}$).

Ударный коэффициент рассчитывается по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_а}} \quad (24)$$

1.4.2 Расчет токов однофазного замыкания на землю

Расчетное значение тока ОЗЗ – $I_{ОЗЗ}$, (А), находится по формуле [14]:

$$I_{ОЗЗ} = K_{ОП}\sqrt{I_R^2 + I_р^2}, \quad (25)$$

где I_R – активная составляющая тока ОЗЗ, (А);
$I_р$ – реактивная составляющая тока ОЗЗ, (А);
$K_{ОП} = 0{,}75$ – коэффициент, учитывающий изменение конфигурации сети, которая возникает за счет отключения некоторых линий, связанных с технологическим процессом или ремонтными работами.

Активная составляющая тока ОЗЗ определяется по выражению:

$$I_R = I_{R.доб} + I_{R.из}, \quad (26)$$

где $I_{R.доб}$ – добавочный активный ток, который создают в режиме ОЗЗ специальные устройства, (А);
$I_{R.из}$ – активная составляющая тока ОЗЗ, обусловленная активным сопротивлением изоляции электрических сетей и электрооборудования, (А).
Для годового периода $I_{R.из}$ рассчитывается по формуле:

$$I_{R.из} = 0{,}2 \cdot I_с, \quad (27)$$

где $I_с$ – емкостная составляющая тока ОЗЗ, (А).

Реактивная составляющая тока ОЗЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{р}} = I_{\text{с}} - I_L, \tag{28}$$

где I_L – индуктивная составляющая тока ОЗЗ, обусловленная измерительными трансформаторами типа НТМИ и дугогасящими реакторами.

Емкостную составляющую тока ОЗЗ можно вычислить по выражению:

$$I_{\text{с}} = \sum_{i=1}^{n} l_{\text{кл}.i} \cdot i_{\text{уд.кл}.i} + \sum_{k=1}^{n} n_{\text{к}} \cdot i_{\text{уд.к}}, \tag{29}$$

где $l_{\text{кл}.i}$ – длина воздушной или кабельной линии с определенным поперечным сечением, (м);

$i_{\text{уд.кл}.i}$ – удельное значение емкостного тока на 1км воздушной или кабельной линии с определенным поперечным сечением, (А/км), выбирается по таблицам из [15];

$n_{\text{к}}$ – количество однотипного оборудования, подключенного к электрической сети, (шт);

$i_{\text{уд.к}}$ – удельное значение емкостного тока, приходящегося на одну единицу оборудования, подключенного к электрической сети, (А), выбирается по таблице [15].

Индуктивная составляющая тока ОЗЗ рассчитывается по формуле:

$$I_L = I_{\text{реак}} + n_{\text{НТМИ}} \cdot i_{\text{НТМИ}}, \tag{30}$$

где $I_{\text{реак}}$ – ток дугогасящего реактора в режиме ОЗЗ, (А);

$n_{\text{НТМИ}}$ – количество измерительных трансформаторов НТМИ, подключенных к сети, (шт);

$i_{\text{НТМИ}}$ – индуктивный ток, генерируемый одним трансформатором НТМИ в сеть в режиме ОЗЗ, (А).

Для трансформаторов НТМИ напряжением 10 кВ $i_{\text{НТМИ}} = 0{,}15$ (А).

1.5 Выбор и проверка элементов системы электроснабжения

Все элементы системы электроснабжения выбираются по номинальным параметрам и должны соответствовать условиям окружающей среды [16].

Существуют следующие условия выбора:

1) Номинальное напряжение:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \tag{31}$$

где $U_{уст}$ – номинальное напряжение установки (кВ);
$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, (кВ).

2) Длительно допустимый ток:

$$I_{р.max} \leq I_{ном}, \quad (32)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток аппарата, (А);
$I_{р.max}$ – наибольший ток утяжеленного режима сети, которому соответствует ток ремонтного режима, (А).

3) Электродинамическая стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (33)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости аппарата, (кА);
$i_{уд}$ – ударный ток при коротком замыкании, (кА).

4) Термическая стойкость:

$$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} \geq B_{к} \quad (34)$$

где $I_{Т}$ – ток термической стойкости аппарата, (кА);
$t_{Т}$ – допустимое время протекания тока КЗ, (с);
$B_{к}$ – тепловой импульс, (кА^2 · с).

5) Коммутационная способность:

$$I_{к}^{(3)} \leq I_{откл}, \quad (35)$$

где $I_{откл}$ – максимальная отключающая способность аппарата, (кА);
$I_{к}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ, (кА).

2 Расчетная часть

В результате анализа состояния существующей системы электроснабжения 10 кВ АО «РУСАЛ Саяногорск», было выявлено, что данная система, в настоящее время не отвечает в полной мере требованиям, предъявляемым к потребителям первой категории надежности [17].

Сложившаяся ситуация не позволяет бесперебойно эксплуатировать технологическое оборудование, и соответственно прирост производственных мощностей практически неосуществим. Перспективное развитие предприятия в таких условиях, невозможно реализовать, с использованием существующего, в данной системе электроснабжения, силового электрооборудования. Все это указывает на острую необходимость, в разработке проектного решения по модернизации данной системы.

Наиболее рациональным вариантом является строительство новой электрической подстанции. К данной подстанции необходимо подключить систему электроснабжения САЯНАЛ и ХАЗ. Полный перевод на новую подстанцию нагрузки САЯНАЛ и системы собственных нужд ХАЗ, позволит:

1) Обеспечить требуемый уровень надежности электроснабжения для электроприемников САЗ, ХАЗ и САЯНАЛ.
2) Создать благоприятные условия для перспективного развития предприятия.
3) Исключить в будущем случаи объемного сброса нагрузки в размере 1,5 гВт, что позволит увеличить надежность и устойчивость энергосистемы Республики Хакасия.

2.1 Обоснование месторасположения новой подстанции

Первым этапом проектирования является обоснование месторасположения новой подстанции, а также привязка к классу высокого и низкого напряжения предприятия.

На территории предприятия существует главная понизительная подстанция (ГПП) ГПП-3, с которой осуществляется электроснабжение электролизных установок ХАЗ. На территории ГПП-3 располагается открытое распределительное устройство (ОРУ) напряжением 220 кВ. Оперативная схема ГПП-3 представлена в Приложении 1. Расположение новой подстанции в данном месте позволит:

1) подключиться к существующему ОРУ 220 кВ, что обеспечит снижение затрат на строительство нового распределительного устройства высокого напряжения.
2) снизить расстояния распределительных линий и максимально приблизиться к центру электрических нагрузок.

Рисунок 2.1 – Месторасположение новой подстанции

Данная подстанция будет осуществлять питание уже существующих распределительных пунктов (РП) и щитов напряжением 10 кВ, соответственно низшее напряжение подстанции принимаем таким же.

При выборе электрооборудования необходимо учитывать климатические условия, в которых оно будет эксплуатироваться.

Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», для города Саяногорска [18].

Температура:

Абсолютная минимальная температура воздуха: -47 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки: -40°С.

Относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (января): 79%.

Землетрясения: сейсмичность района: - 6 баллов.

Ветровой режим:

На протяжении всего года отличается преобладанием ветров западного направления.

Скорость ветра:

Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль: - 0 м/с.

Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь: - 4,8 м/с.

Средняя за период со среднесуточной температурой воздуха <8°С: - 2,3 м/с.

Районирование площадки:

По карте климатического районирования Республика Хакасия в целом относится к району 1В.

По толщине стенки гололеда г. Саяногорск относится к району – II.

По средней скорости ветра в зимний период рассматриваемая область относится к району – 2.

По давлению ветра и по весу снегового покрова рассматриваемая область относится к району III.

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца,79%.

Количество осадков за ноябрь-март, 98мм.

Среднегодовая продолжительность гроз – от 20 до 40 часов.

При выборе оборудования, эксплуатирующего на открытом воздухе следует отдавать предпочтение установкам с климатическим исполнением УХЛ1.

2.2 Расчет электрических нагрузок для новой подстанции

Для определения мощности трансформаторов новой подстанции 220/10 кВ, а также для выбора питающих линий, необходимо выполнить расчеты электрических нагрузок с учетом того, что от данной подстанции будет осуществляться электроснабжение АО «Русал САЯНАЛ» и ХАЗ. При этом в расчетах учтено перспективное увеличение нагрузки на АО «Русал САЯНАЛ» в размере 6,9 МВА. Расчет производился согласно формы РТМ [5].

Результаты расчета электрических нагрузок представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет электрической нагрузки 10кВ для новой трансформаторной подстанции

ЭП	n, шт	$p_н$, кВт	$P_н = np_н$, кВт	$K_и$	cosφ	tgφ	P_c, кВт	Q_c, квар	$np_н^2$	$n_э$	$K_р$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$I_р$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП-25 (Iс.ш.) 10кВ															
К-1,К-3 (АД)	2	1300	2600	0,72	0,8	0,75	1872	1404	3380000						
Д2201,Д2203,Д2205 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Трансформатор 10/0,4	3	1248	3744	0,72	0,78	0,8	2696	2163	4672512						
Трансформатор 10/0,4	1	780	780	0,72	0,78	0,8	561,6	450,6	608400						
Итого:	9		10319	0,72	0,8	0,74	7430	5503	12063587	8,8267	0,6	4457,808	3301,9	5547,49	320,28
РП-24 (Iс.ш.) 10кВ															
Трансформатор 10/0,4	2	1950	3900	0,72	0,78	0,8	2808	2253	7605000						
Трансформатор 10/0,4	2	1248	2496	0,72	0,78	0,8	1797	1442	3115008						
Трансформатор 10/0,4	4	780	3120	0,72	0,78	0,8	2246	1802	2433600						
Д1201,Д1203,Д1205 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Итого:	11		12711	0,72	0,8	0,76	9152	6983	16556283	9,7588	0,6	5491,152	4189,66	6906,95	398,77
РП-25 (IIс.ш.) 10кВ															
Трансформатор 10/0,4	3	1248	3744	0,72	0,78	0,8	2696	2163	4672512						
Трансформатор 10/0,4	1	780	780	0,72	0,78	0,8	561,6	450,6	608400						
К-2,К-4,К-5 (АД)	3	1300	3900	0,72	0,8	0,75	2808	2106	5070000						
Д2202,Д2204,Д2206 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Итого:	10		11619	0,72	0,8	0,74	8366	6205	13753587	9,8157	0,6	5019,408	3723,1	6249,47	360,81
РП-24 (IIс.ш.) 10кВ															
Трансформатор 10/0,4	4	780	3120	0,72	0,78	0,8	2246	1802	2433600						
Трансформатор 10/0,4	2	1248	2496	0,72	0,78	0,8	1797	1442	3115008						
Трансформатор 10/0,4	2	1950	3900	0,72	0,78	0,8	2808	2253	7605000						
Д1202,Д1204,Д1206 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого:	11		12711	0,72	0,8	0,76	9152	6983	16556283	9,7588	0,6	5491,152	4189,66	6906,95	398,77
Саянал щит 10кВ- "А" (Iс.ш.) 10кВ															
TRA 1…12,18,19 (2000)	14	1360	19040	0,3	0,68	1,08	5712	6159	25894400						
Трансформатор 10/0,4	3	1248	3744	0,8	0,78	0,8	2995	2403	4672512						
Итого:	17		22784	0,382	0,71	0,98	8707	8562	30566912	16,983	0,8	9380,76	9224,3	13156,2	759,58
Саянал щит 10кВ - "С" 10кВ															
TRC 1...5, (2000)	5	1460	7300	0,3	0,73	0,94	2190	2050	10658000						
TRC 6, (2500)	1	1825	1825	0,3	0,73	0,94	547,5	512,6	3330625						
Трансформатор 10/0,4	1	1248	1248	0,8	0,78	0,8	998,4	801	1557504						
Итого:	7		10373	0,36	0,74	0,9	3736	3364	15546129	6,9213	0,8	5403,72	4865,68	7271,52	419,82
Саянал щит 10кВ- "В" 10кВ															
TRB 1...5, (2000)	5	1460	7300	0,3	0,73	0,94	2190	2050	10658000						
Трансформатор 10/0,4	1	1248	1248	0,8	0,78	0,8	998,4	801	1557504						
Итого:	6		8548	0,373	0,75	0,89	3188	2851	12215504	5,9816	0,8	2550,72	2281,07	3421,91	197,56
Саянал щит 10кВ- "А" (IIс.ш.) 10кВ															
TRA 14, (1600)	1	1168	1168	0,3	0,73	0,94	350,4	328,1	1364224						
TRA 13,16,17,20, (2000)	4	1460	5840	0,3	0,73	0,94	1752	1640	8526400						
TRA 15, (3200)	1	2336	2336	0,3	0,73	0,94	700,8	656,1	5456896						
Трансформатор 10/0,4	1	1248	1248	0,8	0,78	0,8	998,4	801	1557504						
ИТОГО:	7		10592	0,359	0,74	0,9	3802	3425	16905024	6,6365	0,8	3041,28	2740,35	4093,76	236,35
ИТОГО силовая нагрузка:					0,76							40836	34515,7	53468,8	3091,94

2.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

При проектировании систем электроснабжения для потребителей первой категории надежности необходимо обеспечить условие бесперебойности электроснабжения за счет возможности взаиморезервирования электрооборудования [2]. Следовательно, принимаем число трансформаторов равное двум.

Выбор трансформаторов осуществляем по формуле (1) при условии, что при длительной эксплуатации в ремонтном режиме, коэффициент перегрузки не должен превышать значения – $K_{\text{пер}} \leq 1{,}05$ [9]:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{53469{,}23}{1{,}05} = 50923{,}08 \text{ (кВА)}$$

Принимаем трансформаторы ТРДЦН 63000/220/10/10 УХЛ1 [19].

Таблица 2.2 – Параметры силовых трансформаторов

Тип	$S_{\text{ном}}$, (кВА)	$U_{\text{ном}}$, (кВ)		$u_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %	$\Delta P_{\text{кз}}$, (кВт)	$\Delta P_{\text{хх}}$, (кВт)
		ВН	НН				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТРДЦН 63000/220/10/10 УХЛ1	63000	230	10,5	11,5	0,5	265	70

2.4 Решение вопроса загрузки трансформаторов с учетом компенсирующих установок

Одновременно с выбором мощности трансформаторов необходимо оценить степень их загрузки, а также выполнить условие по предельно допустимой реактивной мощности, которую целесообразно передавать из сети 10 кВ [20].

2.4.1 Определение загрузки трансформаторов

Для определения загрузки трансформаторов, необходимо выполнить равномерное распределение нагрузки на секциях шин РУ 10 кВ [21].

Так как при проектировании использованы трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, будем использовать схему с двойной секционированной системой сборных шин, она является одной из наиболее надежных [22].

Расчет нагрузки на каждой секции шин представлен в таблицах 2.3 – 2.6.

Таблица 2.3 – Расчет электрической нагрузки Iс.ш. 10кВ новой трансформаторной подстанции

ЭП	n, шт	$p_н$, кВт	$P_н = np_н$, кВт	$К_и$	cosφ	tgφ	$P_с$, кВт	$Q_с$, квар	$np_н^2$	$n_э$	$К_р$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$I_р$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП-25 (Iс.ш.) 10кВ															
К-1,К-3 (АД)	2	1300	2600	0,72	0,8	0,75	1872	1404	3380000						
Д2201,Д2203,Д2205 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Трансформатор 10/0,4	3	1248	3744	0,72	0,78	0,8	2696	2163	4672512						
Трансформатор 10/0,4	1	780	780	0,72	0,78	0,8	561,6	450,6	608400						
Итого:	9		10319	0,72	0,8	0,74	7430	5503	12063587	8,8267	0,6	4457,808	3301,9	5547,49	320,28
РП-24 (Iс.ш.) 10кВ															
Трансформатор 10/0,4	2	1950	3900	0,72	0,78	0,8	2808	2253	7605000						
Трансформатор 10/0,4	2	1248	2496	0,72	0,78	0,8	1797	1442	3115008						
Трансформатор 10/0,4	4	780	3120	0,72	0,78	0,8	2246	1802	2433600						
Д1201,Д1203,Д1205 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Итого:	11		12711	0,72	0,8	0,76	9152	6983	16556283	9,7588	0,6	5491,152	4189,66	6906,95	398,77
ИТОГО по Iс.ш.:												**9949**	**7491,6**	**12454**	**719**

Таблица 2.4 – Расчет электрической нагрузки IIс.ш. 10кВ новой трансформаторной подстанции

ЭП	n, шт	$p_н$, кВт	$P_н = np_н$, кВт	$K_и$	cosφ	tgφ	P_c, кВт	Q_c, квар	$np_н^2$	$n_э$	$K_р$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$I_р$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
РП-25 (IIс.ш.) 10кВ															
Трансформатор 10/0,4	3	1248	3744	0,72	0,78	0,8	2696	2163	4672512						
Трансформатор 10/0,4	1	780	780	0,72	0,78	0,8	561,6	450,6	608400						
К-2,К-4,К-5 (АД)	3	1300	3900	0,72	0,8	0,75	2808	2106	5070000						
Д2202,Д2204,Д2206 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Итого:	10		11619	0,72	0,8	0,74	8366	6205	13753587	9,8157	0,6	5019,408	3723,1	6249,47	360,81
РП-24 (IIс.ш.) 10кВ															
Трансформатор 10/0,4	4	780	3120	0,72	0,78	0,8	2246	1802	2433600						
Трансформатор 10/0,4	2	1248	2496	0,72	0,78	0,8	1797	1442	3115008						
Трансформатор 10/0,4	2	1950	3900	0,72	0,78	0,8	2808	2253	7605000						
Д1202,Д1204,Д1206 (АД)	3	1065	3195	0,72	0,84	0,65	2300	1486	3402675						
Итого:	11		12711	0,72	0,8	0,76	9152	6983	16556283	9,7588	0,6	5491,152	4189,66	6906,95	398,77
ИТОГО по IIс.ш.:												**10511**	**7912,8**	**13156**	**759,6**

Таблица 2.5 – Расчет электрической нагрузки IIIс.ш. 10кВ новой трансформаторной подстанции

ЭП	n, шт	$p_н$, кВт	$P_н = np_н$, кВт	$К_и$	cosφ	tgφ	$P_с$, кВт	$Q_с$, квар	$np_н^2$	$n_э$	$К_р$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$I_р$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Саянал щит 10кВ- "А" (Iс.ш.) 10кВ															
TRA 1…12,18,19 (2000)	14	1360	19040	0,3	0,68	1,08	5712	6159	25894400						
Трансформатор 10/0,4	3	1248	3744	0,8	0,78	0,8	2995	2403	4672512						
Итого:	17		22784	0,382	0,71	0,98	8707	8562	30566912	16,983	0,8	9380,76	9224,3	13156,2	759,58
ИТОГО по IIIс.ш.:												**9380,76**	**9224,3**	**13156,2**	**759,58**

Таблица 2.6 – Расчет электрической нагрузки IVс.ш. 10кВ новой трансформаторной подстанции

ЭП	n, шт	$p_н$, кВт	$P_н = np_н$, кВт	$К_и$	cosφ	tgφ	$P_с$, кВт	$Q_с$, квар	$np_н^2$	$n_э$	$К_р$	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА	$I_р$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Саянал щит 10кВ - "С" 10кВ															
TRC 1...5, (2000)	5	1460	7300	0,3	0,73	0,94	2190	2050	10658000						
TRC 6, (2500)	1	1825	1825	0,3	0,73	0,94	547,5	512,6	3330625						
Трансформатор 10/0,4	1	1248	1248	0,8	0,78	0,8	998,4	801	1557504						
Итого:	7		10373	0,36	0,74	0,9	3736	3364	15546129	6,9213	0,8	5403,72	4865,68	7271,52	419,82
Саянал щит 10кВ- "В" 10кВ															
TRB 1...5, (2000)	5	1460	7300	0,3	0,73	0,94	2190	2050	10658000						
Трансформатор 10/0,4	1	1248	1248	0,8	0,78	0,8	998,4	801	1557504						

Окончание таблицы 2.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Итого:	6		8548	0,373	0,75	0,89	3188	2851	12215504	5,9816	0,8	2550,72	2281,07	3421,91	197,56
Саянал щит 10кВ- "А" (IIс.ш.) 10кВ															
TRA 14, (1600)	1	1168	1168	0,3	0,73	0,94	350,4	328,1	1364224						
TRA 13,16,17,20, (2000)	4	1460	5840	0,3	0,73	0,94	1752	1640	8526400						
TRA 15, (3200)	1	2336	2336	0,3	0,73	0,94	700,8	656,1	5456896						
Трансформатор 10/0,4	1	1248	1248	0,8	0,78	0,8	998,4	801	1557504						
Итого:	7		10592	0,359	0,74	0,9	3802	3425	16905024	6,6365	0,8	3041,28	2740,35	4093,76	236,35
ИТОГО по IVс.ш.:												**10995,72**	**9887,1**	**14787,2**	**853,74**

Таблица 2.7 – Сводная таблица электрических нагрузок

ЭП	cosφ	Pр, кВт	Qр, квар	Sр, кВА	Iр, А
1	2	3	4	5	6
Нормальный режим					
1Т новый	0,75	19329,76	16715,9	25610,2	1478,58
2Т новый	0,77	21506,72	17799,9	27943,2	1613,34
Ремонт 1Т новый или 2Т новый					
1Т новый или 2Т новый	0,76	40836,48	34515,8	53469,22992	3087,05

Неравномерность загрузки трансформаторов по формуле (2):

$$\Delta = \frac{(27943{,}2 - 25610{,}2)}{27943{,}2} \cdot 100\% = 8{,}35\ \%.$$

Распределение нагрузки по секциям шин можно считать равномерным, так как неравномерность распределения нагрузок не превышает 15% [21].

Определим коэффициент загрузки и перегрузки трансформаторов по формулам (3) и (4):

$$K_{з1Т} = \frac{25610{,}2}{63000} = 0{,}41$$

$$K_{з2Т} = \frac{27943{,}2}{63000} = 0{,}44$$

$$K_{пер} = \frac{53469{,}23}{63000} = 0{,}85$$

2.4.2 Выбор компенсирующей установки

Рассчитаем потери в трансформаторах.
Для трансформатора 1Т
Активные потери по формуле (5):

$$\Delta P = 70 + 0{,}41^2 \cdot 265 = 114{,}55\ (кВт)$$

Реактивные потери (6):

$$\Delta Q = 315 + 0{,}41^2 \cdot 7245 = 1532{,}9\ (кВАр)$$

Нагрузочные и потери холостого хода (7), (8):

$$\Delta Q_{хх} = 0{,}5 \cdot 63000 \cdot 10^{-2} = 315\ (кВАр)$$

$$\Delta Q_{\text{нагр}} = 11{,}5 \cdot 63000 \cdot 10^{-2} = 7245 \text{ (кВАр)}$$

Для 2Т:

Активные потери (5):

$$\Delta P = 70 + 0{,}44^2 \cdot 265 = 121{,}3 \text{ (кВт)}$$

Реактивные потери (6):

$$\Delta Q = 315 + 0{,}44^2 \cdot 7245 = 1717{,}63 \text{ (кВАр)}$$

Предельная реактивная мощность для выполнения требований по предельному коэффициенту мощности (9):

Для 1Т:

$$Q_{\text{пред}} = (19329{,}76 + 114{,}55) \cdot 0{,}5 = 9722{,}155 \text{ (кВАр)}$$

Расчет мощности компенсирующего устройства для выполнения требования по предельному коэффициенту мощности (10):

$$Q_{\text{КУ}} = (16715{,}9 + 1532{,}9) - 9722{,}155 = 8526{,}65 \text{ (кВАр)}$$

Принимаем мощность компенсирующей установки 5400 (кВАр).

Для 2Т новый:

$$Q_{\text{пред}} = (21506{,}72 + 121{,}3) \cdot 0{,}5 = 10814{,}01 \text{ (кВАр)}$$

$$Q_{\text{КУ}} = (17799{,}9 + 1717{,}63) - 10814{,}01 = 8703{,}52 \text{ (кВАр)}$$

Принимаем мощность компенсирующей установки 5400 (кВАр).

Выбираем компенсирующую установку УКРМ 10,5-5400-450 УХЛ2 [23].

Рассмотрим как повлияет установка компенсирующих устройств на загрузку трансформаторов:

Таблица 2.8 – Сводная таблица нагрузок

Наименование	tgφ	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА
1	2	3	4	5
До установки КУ				
Сторона 10кВ				
1Т новый	0,86	19329,76	16715,9	25610,2
2Т новый	0,83	21506,72	17799,9	27943,2

Окончание таблицы 2.8

1	2	3	4	5
Сторона 220кВ				
1Т новый	0,94	19444,31	18248,8	26666,46
2Т новый	0,9	21628,02	19517,53	29132,55
После установки КУ				
Сторона 10кВ				
1Т новый	0,3	19329,76	5915,9	20214,78
2Т новый	0,32	21506,72	6999,9	22617,2
Сторона 220кВ				
1Т новый	0,38	19426,9	6972,8	20640,36
2Т новый	0,4	21611,06	8253,85	23133,61

Определим коэффициенты загрузки трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности (3),(4):

$$K_{з1Т} = \frac{20214,78}{63000} = 0,32$$

$$K_{з2Т} = \frac{22617,2}{63000} = 0,36$$

$$K_{пер} = \frac{42831,98}{63000} = 0,68$$

Неравномерность загрузки трансформаторов:

$$\Delta = \frac{(22617,2 - 20214,78)}{22617,2} \cdot 100\% = 10,6\%.$$

Распределение нагрузки по секциям шин можно считать равномерным, так как неравномерность загрузки не превышает 15% [21].

2.5 Схема электроснабжения потребителей ХАЗ и САЯНАЛ

Проектируемая подстанция будет располагаться на территории ГПП 3 и получать питание от ОРУ 220 кВ, по двум линиям связи. На стороне 220 кВ будет применяться блочная схема [24]. Схема представлена на рисунке 2.2.

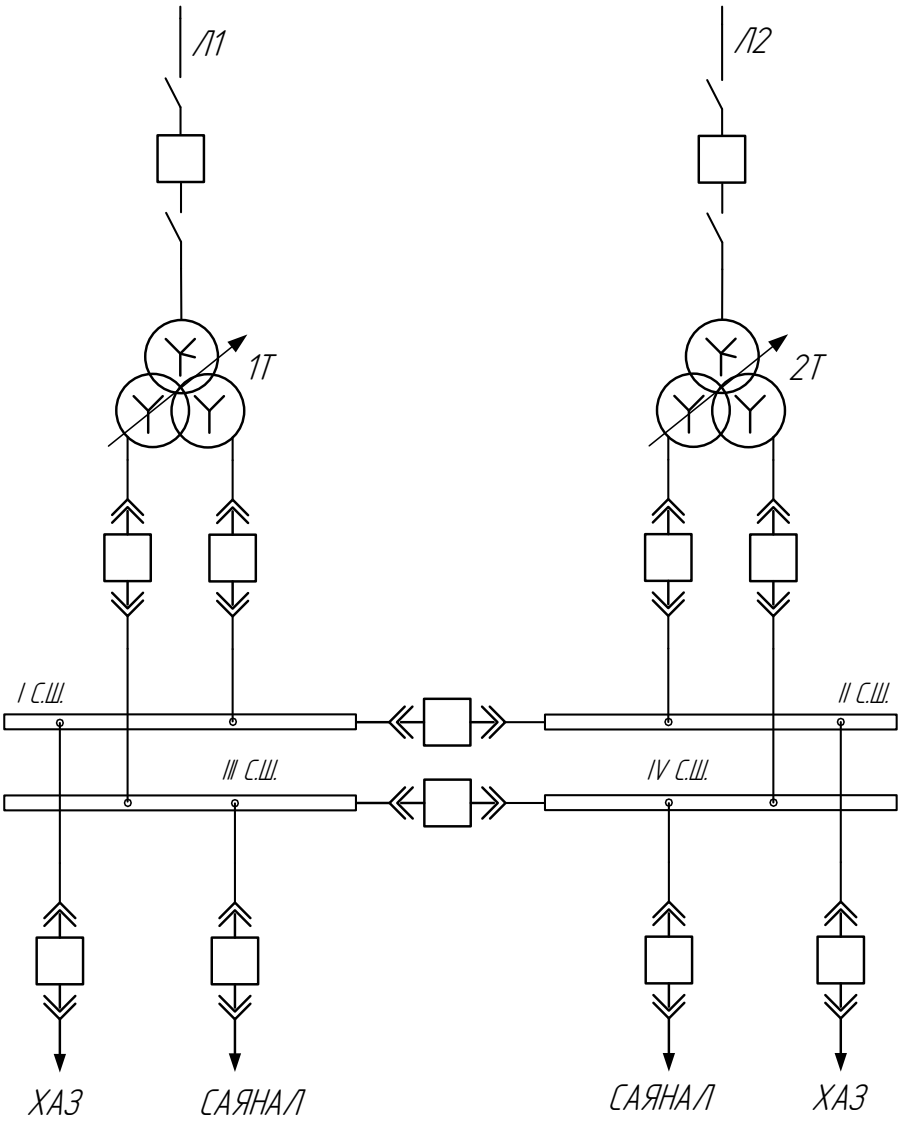

Рисунок 2.2 – Структурная схема подстанции

Так как при проектировании использованы трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения, на стороне 10 кВ будем использовать схему с двойной секционированной системой сборных шин, она является одной из наиболее надежных [22].

Рабочий режим будет обеспечиваться раздельной работой секций шин каждого трансформатора. В случае вывода в ремонт трансформатора 1Т новый или 2Т новый, нагрузка подключается к трансформатору который не находится в ремонте.

2.5.1 Расчет линий связи 220 кВ

Питание трансформаторов будет осуществляться по гибким шинам, выполненными современными аналогами сталеалюминевых проводов, проводами Aero Z. Данные неизолированные провода, благодаря своей конструкции имеют меньшее, примерно 30-35%, аэродинамическое

сопротивление ветровым нагрузкам, а также более устойчивы к механическим повреждениям, в том числе к ударам молнии [25].

Рассчитаем ток для линии питающей 1Т новый (12):

$$I_{Л1} = \frac{20640,36}{\sqrt{3} \cdot 220} = 54,17 \text{ (А)}$$

Рассчитаем ток для линии питающей 2Т новый (12):

$$I_{Л2} = \frac{23133,61}{\sqrt{3} \cdot 220} = 60,71 \text{ (А)}$$

Учитывая перспективное развитие и рост нагрузок, а также возможность длительной работы в ремонтном режиме, расчет сечения будем проводить по току ремонтного режима.

Ток в ремонтном режиме для любого трансформатора (12):

$$I_{рем.Л} = \frac{42831,98}{\sqrt{3} \cdot 220} = 112,4 \text{ (А)}$$

Таблица 2.9 – Нормированные значения экономической плотности тока [10]

Проводник	При T_{max}, (ч)		
	1000-3000	3000-5000	Более 5000
1	2	3	4
Неизолированные провода и шины: алюминиевые	1,3	1,1	1

Так как предприятие работает круглосуточно – число максимума нагрузки принимаем более 5000 (ч) принимаем $j_{эк} = 1$.

Сечение проводника (11):

$$S_{эк} = \frac{112,4}{1} = 112,4 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное расчетное экономическое сечение $S_{эк}$ приводим к ближайшему стандартному значению с учетом минимально допустимого диаметра для линий 220 (кВ) равного 21,6 (мм) [10], следовательно принимаем провод Aero Z 242-2Z, с длительно допустимым током – $I_{доп} = 596$ (А).

Выбранное сечение позволит в будущем увеличивать нагрузку на данной подстанции.

Согласно ПУЭ, для воздушных линий напряжением выше 35 кВ необходимо выполнять проверку на минимально допустимое сечение по условиям механической прочности [10].

Таблица 2.10 – Минимально допустимые сечения проводов по условиям механической прочности [10]

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, ($мм^2$)
ВЛ без пересечений в районах по гололеду	сталеалюминевых
1	2
До II	35/6,2
В III-IV	50/8
В V и более	70/11

Так как по толщине стенки гололеда г. Саяногорск относится к району – II [18], минимальное сечение должно быть больше или равно предельно допустимого значения равного 35/6,2 ($мм^2$). Провод Aero Z 242-2Z с сечением 242 ($мм^2$) полностью удовлетворяет условиям механической прочности.

2.5.2 Выбор вводов в распределительное устройство 10 кВ

Ввод в распределительное устройство (РУ) 10 кВ будет выполнен в виде жестких шин трубчатого сечения.

Сечение шин выбирается с учетом экономической плотности тока, в максимальном режиме потребления.

$$I_{ввод} = 853{,}74\ (А)$$

Так как предприятие работает круглосуточно – число максимума нагрузки принимаем более 5000 (ч) из таблицы 2.8 принимаем $j_{эк} = 1$.

$$S_{эк} = \frac{853{,}74}{1} = 853{,}74\ (мм^2)$$

Принимаем ввода из алюминиевой трубы 80/72 с длительно допустимым током – $I_{доп} = 2035$ (А).

Также осуществим проверку по длительно допустимому току (13):

$$I_{рем.} = 759{,}58 + 853{,}74 = 1613{,}32\ (А)$$

$$2035\ (А) \geq 1613{,}32\ (А)$$

Выбранное сечение соответствует предъявляемым требованиям.

2.6 Транспорт электрической энергии

Транспорт электрической энергии по территории предприятия будем осуществлять с помощью токопроводов (ТД) так как, согласно ПУЭ [10] прокладка кабельных линий в траншеях не допускается при возможных разливах расплавленных металлов. А также для передачи мощности выше 15 МВ·А рекомендуется применять токопроводы [10].

Также токопроводы имеют следующие преимущества по сравнению с кабельными линиями [26]:

1) большая надежность, в основном из-за отсутствия кабельных муфт;

2) меньшие стоимость и трудоемкость изготовления;

3) лучшие условия эксплуатации за счет возможности визуального осмотра;

4) большая перегрузочная способность за счет лучших условий охлаждения.

2.6.1 Выбор сечения и марки токопроводов

Чтобы исключить асимметрию нагрузок вследствие влияния взаимоиндукции между фазами токопровода будем использовать симметричное расположение фаз, то есть в вершинах треугольника [26].

Сечение шин токопроводов, аналогично выбирается по экономической плотности тока [10] (11) и проверяется по длительно допустимому току в послеаварийном режиме.

Для ТД1 и ТД4:

$$S_{\text{экТД1}} = \frac{719}{1} = 719\ (\text{мм}^2)$$

$$S_{\text{экТД4}} = \frac{759{,}6}{1} = 759{,}6\ (\text{мм}^2)$$

Выбор осуществляем по большему сечению.

Принимаем токопроводы ТД1 и ТД4 из алюминиевой трубы – 80/72 $\text{I}_{\text{доп}} = 2035$ (А) [27].

Выполним проверку по току в послеаварийном режиме (13):

$$\text{I}_{\text{рем.}} = 759{,}6 + 719 = 1478{,}6\ (\text{А})$$

$$2035\ (\text{А}) \geq 1478{,}6\ (\text{А})$$

Токопровод проходит проверку.

Для ТД2 и ТД3:

$$S_{\text{экТД1}} = \frac{759{,}58}{1} = 759{,}58\ (\text{мм}^2)$$

$$S_{\text{экТД4}} = \frac{853{,}74}{1} = 853{,}74\ (\text{мм}^2)$$

Выбор осуществляем по большему сечению.

Принимаем токопроводы ТД2 и ТД3 из алюминиевой трубы 80/72 $\text{I}_{\text{доп}} = 2035$ (А) [27].

Также осуществим проверку по допустимому току (13):

$$\text{I}_{\text{рем.}} = 759{,}58 + 853{,}74 = 1613{,}32\ (\text{А})$$

$$2035\ (\text{А}) \geq 1613{,}32\ (\text{А})$$

Условие проверки выполняется.

2.7 Токи короткого замыкания

2.7.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

Для выбора и проверки высоковольтного оборудования необходимо произвести расчет токов симметричного трехфазного короткого замыкания [28].

Для начала необходимо составить расчетную схему и наметить характерные точки КЗ.

Расчетная схема представлена на рисунке 2.3.

На основании расчетной схемы составим схему замещения – рисунок 2.4.

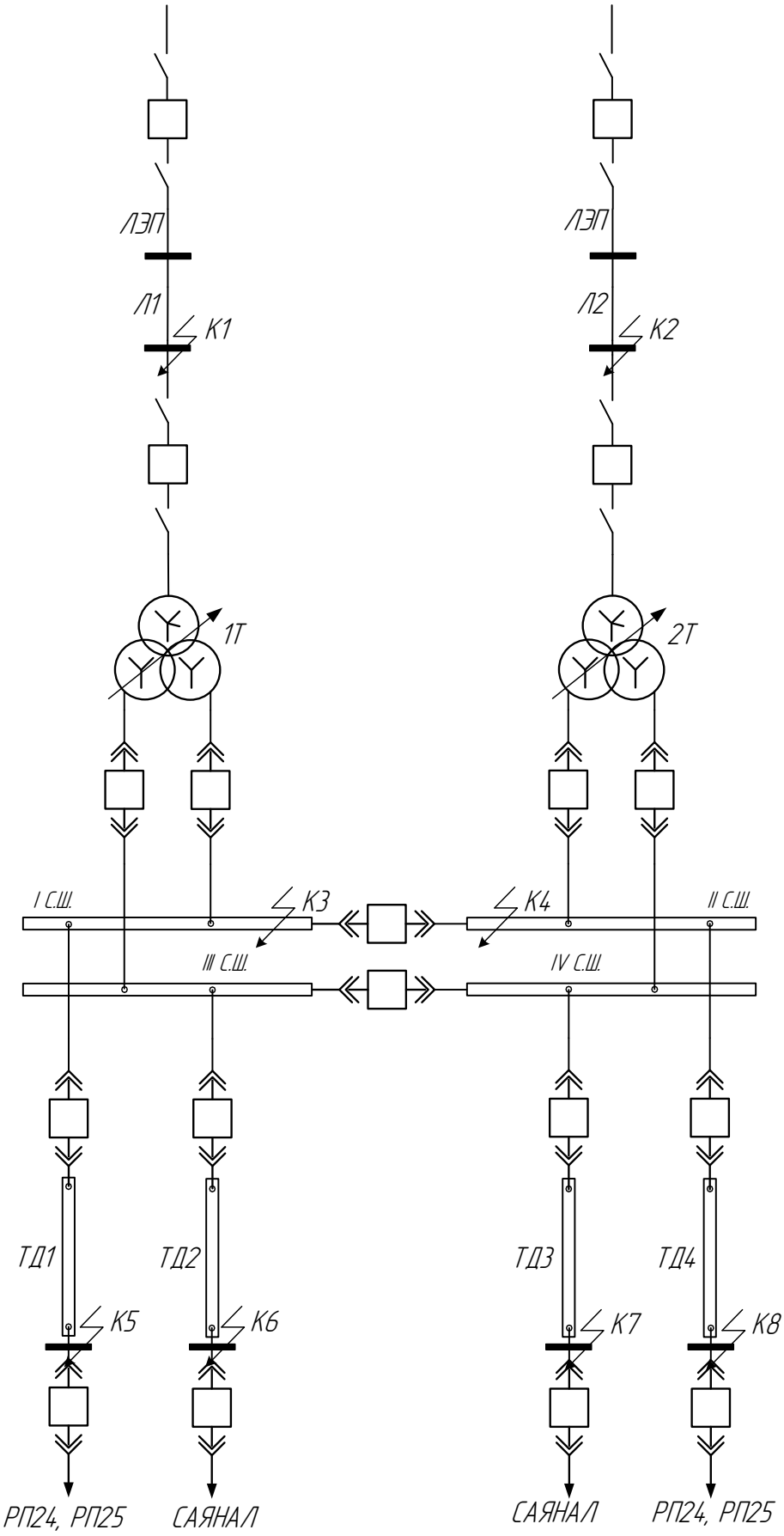

Рисунок 2.3 – Расчетная схема

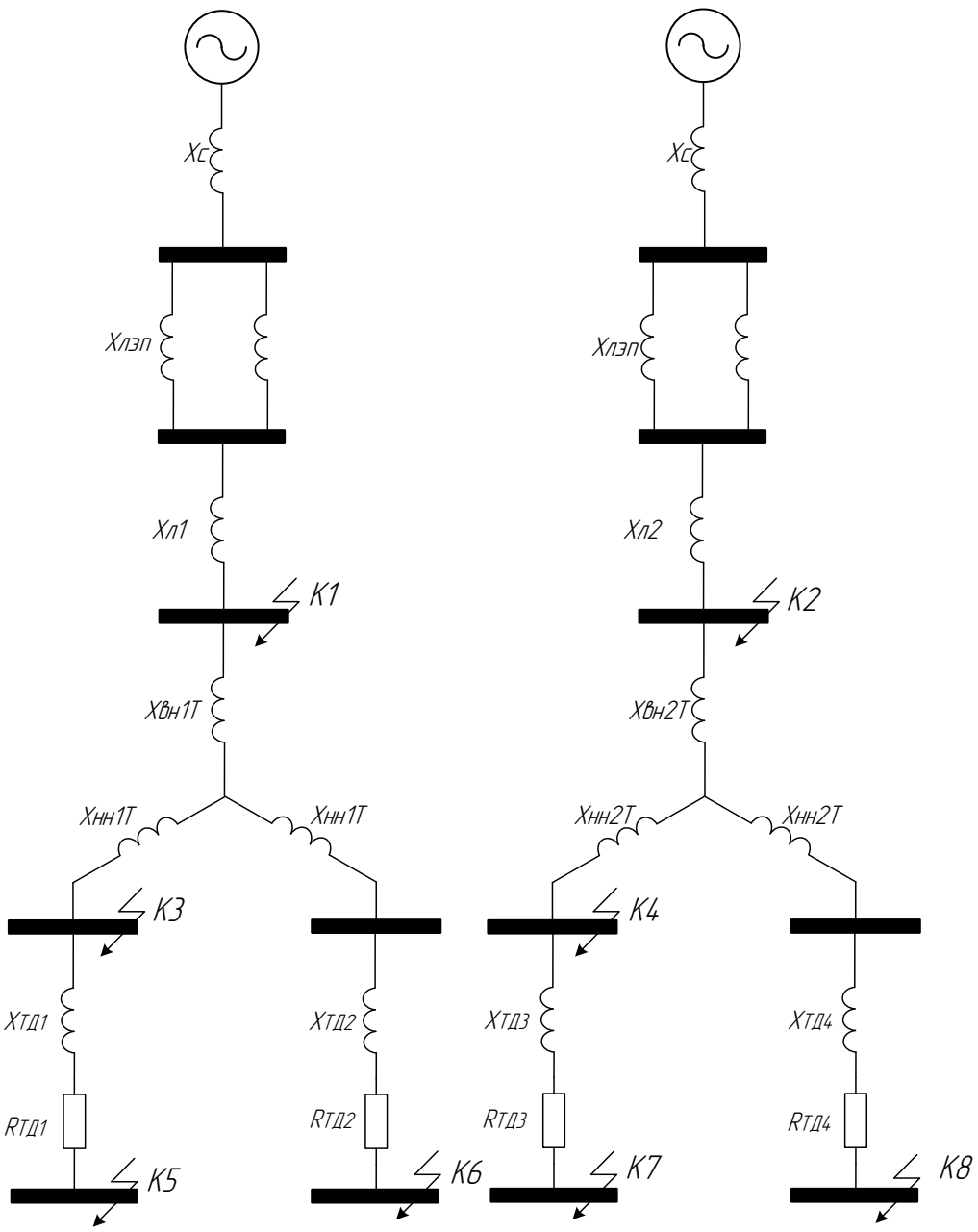

Рисунок 2.4 – Схема замещения

Сопротивление и мощность системы будет определяться отключающей способностью головных выключателей, находящихся на территории подстанции «Алюминиевая 500». Там установлены элегазовые выключатели ALSTOM-AREVA HGF 1014 с номинальным током отключения – $I_{\text{откл}} = 50$ (кА).

В качестве базисной мощности принимаем $S_{\text{б}} = 100$ (МВА). В качестве базисного напряжения принимаем среднее напряжение той ступени, на которой имеет место К3 [13], для точек К1 и К2 – $U_{\text{б}1} = 230$ (кВ), для точек на низкой стороне трансформатора – $U_{\text{б}2} = 10{,}5$ (кВ).

В качестве примера произведем расчет для точки К–1.

Базисный ток (14):

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0{,}25 \text{ (кА)}.$$

Сопротивление системы (15):

$$X_с = \frac{0{,}25}{50} = 0{,}005 \text{ (о. е)}.$$

Сопротивление линий (16) от ПС «Алюминиевая 500» Д-85 – Д-88 АСО 400/51:

$$X_{ЛЭП} = \frac{0{,}42 \cdot 7{,}358 \cdot 100 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0{,}006 \text{ (о. е)};$$

Так как линии двухцепные:

$$X_{ЛЭП`} = \frac{X_{ЛЭП}}{2} = \frac{0{,}006}{2} = 0{,}003 \text{ (о. е)};$$

Сопротивление питающей линии (16):

$$X_{Л1} = \frac{0{,}435 \cdot 0{,}06 \cdot 100 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0{,}00005 \text{ (о. е)};$$

Ток КЗ (21):

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{I_б}{X_с + X_{ЛЭП`} + X_{Л1}} = \frac{0{,}25}{0{,}005 + 0{,}003 + 0{,}00005} = 31{,}06 \text{ (кА)}.$$

Эквивалентное индуктивное и активное сопротивление до точки КЗ:

$$X_{экв} = X_{К-1} = X_с + X_{ЛЭП`} + X_{Л1} = 0{,}005 + 0{,}003 + 0{,}00005 = 0{,}00805 \text{ (о. е.)} \quad (36)$$

$$R_{экв} = R_{К-1} = R_с + R_{ЛЭП`} + R_{Л1} = 0 + \left(\frac{0{,}034 \cdot 7{,}358 \cdot 100 \cdot 10^6}{2 \cdot (230 \cdot 10^3)^2}\right) + \left(\frac{0{,}121 \cdot 0{,}06 \cdot 100 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2}\right) = 0 + 0{,}00024 + 0{,}000014 = 0{,}000254 \text{ (о. е.)}$$

Постоянная времени (23):

$$T_{\text{а}} = \frac{0{,}00805}{314 \cdot 0{,}000254} = 0{,}1 \text{ (сек)}.$$

Ударный коэффициент(24):

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}1}} = 1{,}9;$$

Ударный ток (22):

$$i_{\text{уд.к1}} = 1{,}9 \cdot \sqrt{2} \cdot 31{,}06 = 83{,}46 \text{ (кА)}.$$

Расчеты для остальных точек представлены в Приложении.

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблице 2.10.

Таблица 2.11 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Напряжение $U_{\text{ном}}$, (кВ)	Периодическая составляющая токаКЗ $I_{\text{к}}^{(3)}$, (кА)	Ударный ток КЗ $i_{\text{уд}}$, (кА)
1	2	3	4
К–1	220	31,06	83,46
К–2	220	30,75	82,62
К–3	10	9,93	26,54
К–4	10	9,93	26,54
К–5	10	8,04	20,75
К–6	10	7,49	19,07
К–7	10	7,49	19,07
К–8	10	8,04	20,75

2.7.2 Расчет тока однофазного замыкания на землю

Для обоснования режима работы нейтрали трансформаторов, необходимо выполнить расчет тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ). Ток ОЗЗ в основном определяется емкостью сети по отношению к земле. Применительно к кабельным линиям со сроком эксплуатации более 5 лет необходимо учитывать и активную составляющую тока ОЗЗ, которая определяется активной проводимостью изоляции кабельных линий по отношению к земле [29].

Расчет тока ОЗЗ производился по формулам (25) – (30).

Результаты расчета тока ОЗЗ в системе электроснабжения новой подстанции представлены в таблицах 2.12 – 2.20.

Таблица 2.12 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ РП-24 1с.ш.

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-24-1 Т-1, ТС-2500	АПвВнг 3(1х95)	0,12	1,580	0,04	0,23	0,02	0,23
ТП-24-2 Т-1, ТС-2500	АПвВнг 3(1х95)	0,09	1,580	0,04	0,18	0,02	0,18
ТП-24-4 Т-1, ТС-1000	АПвВнг 3(1х95)	0,6	1,580	0,02	0,97	0,10	0,97
ТП-24-3 Т-1, ТС-2500	АПвВнг 3(1х95)	0,24	1,580	0,04	0,42	0,04	0,42
ТП-24-6 Т-1, ТС-1600	АПвВнг 3(1х95)	0,9	1,580	0,04	1,46	0,15	1,47
ТП-24-5 Т-1, ТС-1000	АПвВнг 3(1х95)	0,45	1,580	0,02	0,73	0,07	0,73
ТП-24-7 Т-1, ТМ-1000	АПвВнг 3(1х95)	1,8	1,580	0,02	2,86	0,29	2,88
Д1205-5С, АД-1065	АПвВнг 3(1х95)	0,15	1,580	0,09	0,33	0,03	0,33
Д1203-5С, АД-1065	АПвВнг 3(1х95)	0,12	1,580	0,04	0,23	0,02	0,23
Д1201-5С, АД-1065	АПвВнг 3(1х95)	0,21	1,580	0,04	0,37	0,04	0,37
ТП-24-8 Т-1, ТМ-1600	АПвВнг 3(1х95)	1,8	1,580	0,04	2,88	0,29	2,90
РП-25 1с.ш.	АПвВнг 3(1х800)	2,7	3,070	6,3	14,59	1,46	14,66
НТМИ-10	-	0	0,000	-0,11	-0,11	0,00	-0,11
ИТОГО		9,18			25,15	2,51	25,27

Таблица 2.13 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ РП-24 2с.ш.

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-24-1 Т-2, ТС-2500	АПпВнг 3(1х95)	0,09	1,580	0,04	0,18	0,02	0,18
ТП-24-2 Т-1, ТС-2500	АПвВнг 3(1х95)	0,09	1,580	0,04	0,18	0,02	0,18

Окончание таблицы 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-24-2 Т-2, ТС-1000	АПпВнг 3(1х95)	0,09	1,580	0,02	0,16	0,02	0,16
ТП-24-4 Т-2, ТС-1000	АПпВнг 3(1х95)	0,6	1,580	0,02	0,97	0,10	0,97
ТП-24-3 Т-2, ТС-2500	АПпВнг 3(1х95)	0,24	1,580	0,04	0,42	0,04	0,42
ТП-24-6 Т-2, ТС-1600	АПпВнг 3(1х95)	0,9	1,580	0,04	1,46	0,15	1,47
ТП-24-5 Т-2, ТС-1000	АПпВнг 3(1х95)	0,45	1,580	0,02	0,73	0,07	0,73
ТП-24-7 Т-2, ТМ-1000	АПпВнг 3(1х95)	1,8	1,580	0,02	2,86	0,29	2,88
Д1202-5С, АД-1065	АПпВнг 3(1х95)	0,15	1,580	0,09	0,33	0,03	0,33
Д1204-5С, АД-1065	АПпВнг 3(1х95)	0,12	1,580	0,04	0,23	0,02	0,23
Д1206-5С, АД-1065	АПпВнг 3(1х95)	0,21	1,580	0,04	0,37	0,04	0,37
ТП-24-8 Т-2, ТМ-1600	АПпВнг 3(1х95)	0,6	1,580	0,04	0,99	0,10	0,99
РП-25 2с.ш.	АПпВнг 3(1х800)	2,7	3,070	6,61	14,90	1,49	14,97
НТМИ-10	-	0	0,000	-0,11	-0,11	0,00	-0,11
ИТОГО		7,95			23,49	2,35	23,61

Таблица 2.14 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ РП-25 2с.ш.

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-25-1 Т-2, ТС-1600	АПвВнг 3(1х70)	0,15	1,410	0,04	0,25	0,03	0,25
ТП-25-2 Т-1, ТС-1600	АПвВнг 3(1х70)	0,09	1,410	0,04	0,17	0,02	0,17
ТП-25-3 Т-2, ТС-1000	АПвВнг 3(1х70)	1,2	1,410	0,02	1,71	0,17	1,72
ТП-25-4 Т-2, ТС-1600	АПвВнг 3(1х70)	1,5	1,410	0,04	2,16	0,22	2,17
К-2	АПвВнг 3(1х70)	0,243	1,410	0,09	0,43	0,04	0,43
К-4	АПвВнг 3(1х70)	0,279	1,410	0,09	0,48	0,05	0,49
К-5	АПвВнг 3(1х70)	0,3	1,410	0,09	0,51	0,05	0,52

Окончание таблицы 2.14

1	2	3	4	5	6	7	8
Д2202-5С, АД	АПвВнг 3(1х70)	0,24	1,410	0,04	0,38	0,04	0,38
Д2204-5С, АД	АПвВнг 3(1х70)	0,18	1,410	0,04	0,29	0,03	0,30
Д2206-5С, АД	АПвВнг 3(1х70)	0,21	1,410	0,04	0,34	0,03	0,34
НТМИ-10	-	0	0,000	-0,11	-0,11	0,00	-0,11
ИТОГО		4,392			6,61	0,66	6,65

Таблица 2.15 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ РП-25 1с.ш.

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-25-1 Т-1, ТС-1600	АПвВнг 3(1х70)	0,15	1,410	0,04	0,25	0,03	0,25
ТП-25-2 Т-2, ТС-1600	АПвВнг 3(1х70)	0,09	1,410	0,04	0,17	0,02	0,17
ТП-25-3 Т-1, ТС-1000	АПвВнг 3(1х70)	1,2	1,410	0,02	1,71	0,17	1,72
ТП-25-4 Т-1, ТС-1600	АПвВнг 3(1х70)	1,5	1,410	0,04	2,16	0,22	2,17
К-1	АПвВнг 3(1х70)	0,249	1,410	0,09	0,44	0,04	0,44
К-3	АПвВнг 3(1х70)	0,282	1,410	0,09	0,49	0,05	0,49
Д2201-5С, АД-1065	АПвВнг 3(1х70)	0,24	1,410	0,09	0,43	0,04	0,43
Д2203-5С, АД-1065	АПвВнг 3(1х70)	0,24	1,410	0,09	0,43	0,04	0,43
Д2205-5С, АД-1065	АПвВнг 3(1х70)	0,18	1,410	0,09	0,34	0,03	0,35
НТМИ-10	-	0	0,000	-0,11	-0,11	0,00	-0,11
ИТОГО		4,131			6,3	0,63	6,34

Таблица 2.16 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети "щит 10 кВ -А-" 1с.ш. Саянал

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
TRA-1, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,014	3,750	0,04	0,09	0,01	0,09
TRA-2, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,01	3,750	0,04	0,08	0,01	0,08
TRA-3, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,008	3,750	0,04	0,07	0,01	0,07
TRA-4, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,011	3,750	0,04	0,08	0,01	0,08
TRA-5, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,015	3,750	0,04	0,10	0,01	0,10
TRA-6, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,019	3,750	0,04	0,11	0,01	0,11
TRA-7, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,022	3,750	0,04	0,12	0,01	0,12
TRA-8, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,027	3,750	0,04	0,14	0,01	0,14
TRA-9, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,031	3,750	0,04	0,16	0,02	0,16
TRA-10, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,047	3,750	0,04	0,22	0,02	0,22
TRA-11, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,05	3,750	0,04	0,23	0,02	0,23
TRA-12, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,054	3,750	0,04	0,24	0,02	0,24
TRA-18, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,086	3,750	0,04	0,36	0,04	0,36
TRA-19, TM-2000	RG5H10R (3x50)	0,09	3,750	0,04	0,38	0,04	0,38
ТП-22-1, ТМ-1600	ААШВ (3x150)	0,115	0,780	0,04	0,13	0,01	0,13
ТП-22-2, ТМ-1600	ААШВ (3x150)	0,35	0,780	0,04	0,31	0,03	0,31
ТП-22-3, ТМ-1600	ААШВ (3x150)	0,48	0,780	0,04	0,41	0,04	0,42
ИТОГО		1,429			3,23	0,32	3,25

Таблица 2.17 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ "щит 10 кВ -А-" 2с.ш. Саянал

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-22-1, ТМ-1600	ААШВ (3х150)	0,125	0,780	0,04	0,14	0,01	0,14
TRA-13, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,07	3,750	0,04	0,30	0,03	0,30
TRA-14, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,074	3,750	0,04	0,32	0,03	0,32
TRA-15, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,078	3,750	0,04	0,33	0,03	0,33
TRA-16, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,082	3,750	0,04	0,35	0,03	0,35
TRA-17, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,086	3,750	0,04	0,36	0,04	0,36
TRA-20, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,005	3,750	0,04	0,06	0,01	0,06
Щит 10кВ -В-	RG5H10R 3(3х120)	0,45	5,070	0,75	3,03	0,30	3,05
ИТОГО		1,69			9,28	0,93	9,33

Таблица 2.18– Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ "щит 10 кВ -В-" Саянал

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
TRB-2, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,01	3,750	0,04	0,08	0,01	0,08
TRB-4, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,015	3,750	0,04	0,10	0,01	0,10
TRB-1, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,009	3,750	0,04	0,07	0,01	0,07
TRB-3, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,013	3,750	0,04	0,09	0,01	0,09
TRB-5, ТМ-2000	RG5H10R (3х50)	0,017	3,750	0,04	0,10	0,01	0,10
ТП-22-3, ТМ-1600	ААШВ (3х150)	0,35	0,780	0,04	0,31	0,03	0,31
ИТОГО		0,414			0,75	0,08	0,76

Таблица 2.19 – Расчет токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ "щит 10 кВ -С-" Саянал

Нагрузка	Тип и сечение КЛ (ВЛ)	Длина, (км)	Удельное значение емкостного тока КЛ (ВЛ), (А)	Удельное значение емкостного тока потребителя, (А)	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4	5	6	7	8
TRC-1, ТМ-2000	RG5H10R (3x50)	0,011	3,750	0,04	0,08	0,01	0,08
TRC-2, ТМ-2000	RG5H10R (3x50)	0,014	3,750	0,04	0,09	0,01	0,09
TRC-3, ТМ-2000	RG5H10R (3x50)	0,017	3,750	0,04	0,10	0,01	0,10
TRC-4, ТМ-2000	RG5H10R (3x50)	0,02	3,750	0,04	0,12	0,01	0,12
TRC-5, ТМ-2000	RG5H10R (3x50)	0,024	3,750	0,04	0,13	0,01	0,13
ТП-22-2, ТМ-1600	ААШВ (3x150)	0,037	0,780	0,04	0,07	0,01	0,07
TRC-6, ТМ-2000	RG5H10R (3x50)	0,028	3,750	0,04	0,15	0,01	0,15
ИТОГО		0,151			0,74	0,07	0,74

Таблица 2.20 – Сводная таблица токов однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ

Нагрузка	Собственный емкостной ток, (А)	Активная составляющая тока ОЗЗ, (А)	Полный ток ОЗЗ, (А)
1	2	3	4
РП–24,РП–25	48,64	4,86	48,88
Саянал Щит 10 кВ –А– 1,2 с.ш.	12,51	1,25	12,58
ТД1,ТД4	2,96	3,1	4,29
ТД2,ТД3	4,07	3,82	5,58
ИТОГО	68,18	13,03	71,33

Активная и реактивная составляющая тока ОЗЗ соответственно достигают 68,18 (А) и 13,03 (А), а полное значение тока ОЗЗ, с учетом активной проводимости изоляции, равно 71,33 (А). Полученное значение тока ОЗЗ превышает допустимую величину равную 20 (А) [9], следовательно, необходима компенсация емкостной составляющей тока ОЗЗ.

Для компенсации емкостной составляющей тока ОЗЗ необходимо установить дугогасящий реактор (ДГР) типа РЗДПОМА–635/10 У1 [30], который в режиме ОЗЗ сможет покрыть всю емкостную составляющую тока ОЗЗ, в результате чего он снизится до значения 13,03 (А).

2.8 Выбор и проверка электрооборудования

При выборе производителя оборудования предпочтение отдавалось в сторону надежности и неприхотливости в обслуживании. Так как компания Siemens имеет огромный опыт в производстве электрооборудования, которое зарекомендовало себя как одно из наиболее надежных, выбор остановился на электрических аппаратах данного производителя.

Не менее важным фактором стало то, что оборудование компании Siemens установленное на предприятии, показало высокие эксплуатационные характеристики, а также удобство в обслуживании и ремонте.

Проверка электрооборудования осуществлялась по формулам (31) – (35).

2.8.1 Выбор и проверка аппаратов на стороне 220 кВ

2.8.1.1 Выбор и проверка выключателей 220 кВ

Ток в наиболее нагруженной питающей линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{шин}} = 60{,}71 \text{ (А)}$$

Ток в ремонтном режиме для любой питающей линии:

$$I_{\text{рем}} = 112{,}4 \text{ (А)}$$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель Siemens 3AP1 FG УХЛ1 [31].

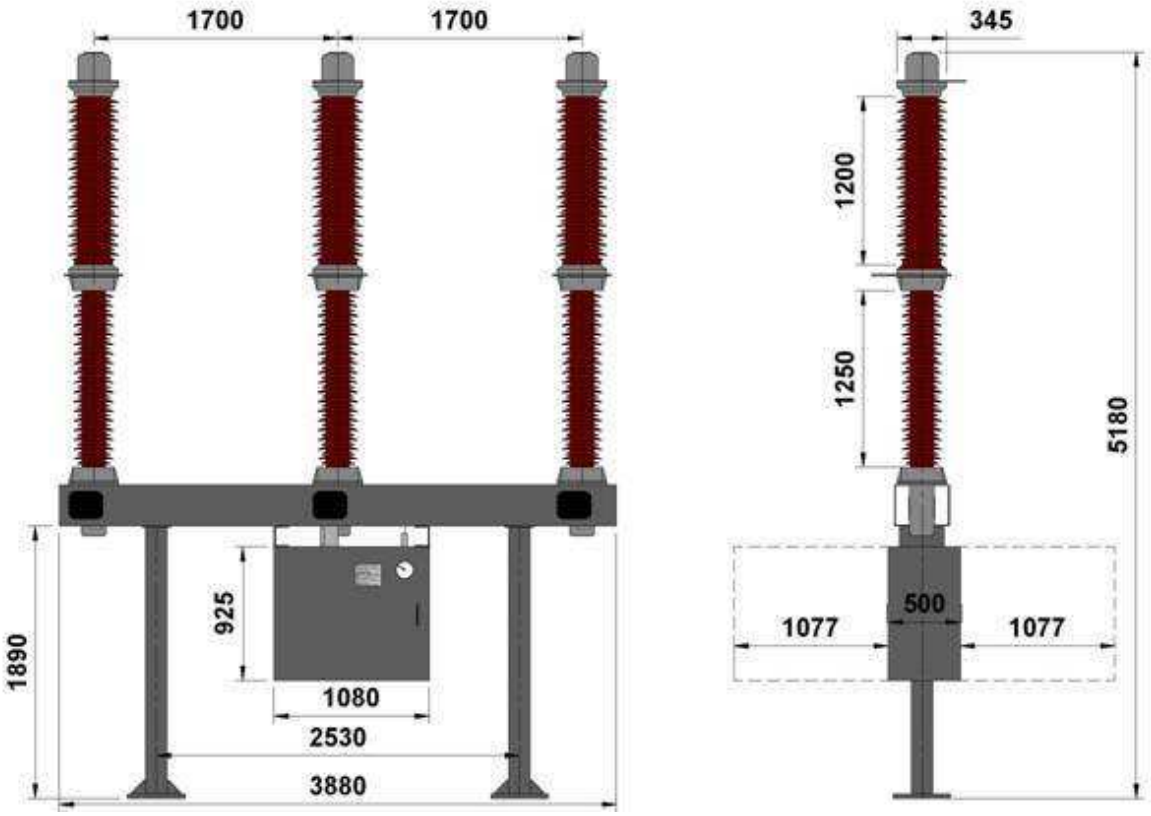

Рисунок 2.5 – Выключатель Siemens 3AP1 FG

Рассчитаем тепловой импульс (34):

$$В_к = I_к^2 \cdot (\tau + T_а) = 31{,}06^2 \cdot (0{,}16 + 0{,}1\ ) = 250{,}83\ (кА^2 \cdot с)$$

где $\tau = t_{рз} + t_{отк} = 0{,}1 + 0{,}06 = 0{,}16$ (с) – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (дифференциальная защита трансформатора) и собственного времени отключения выключателя) [14].

Таблица 2.21 – Условия выбора и проверки выключателя 220 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 245$ (кВ)	$U_{уст} = 220$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 4000$ (А)	$I_{р.max} = 112{,}4$ (А)
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 135$ (кА)	$i_{уд} = 83{,}46$ (кА)
$I_Т^2 \cdot t_Т \geq B_к$	$I_Т^2 \cdot t_Т = 50^2 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) =$ $= 833{,}33\ (кА^2 \cdot с)$	$В_к = 250{,}83\ (кА^2 \cdot с)$
$I_к^{(3)} \leq I_{откл}$	$I_{откл} = 50$ (кА)	$I_к^{(3)} = 31{,}06$ (кА)

Выбранный выключатель полностью соответствует предъявляемым требованиям и проходит по всем условиям проверки.

2.8.1.2 Выбор и проверка разъединителей 220 кВ

Предварительно выбираем разъединитель Siemens D BF4-245N УХЛ1 горизонтально – поворотного типа [31].

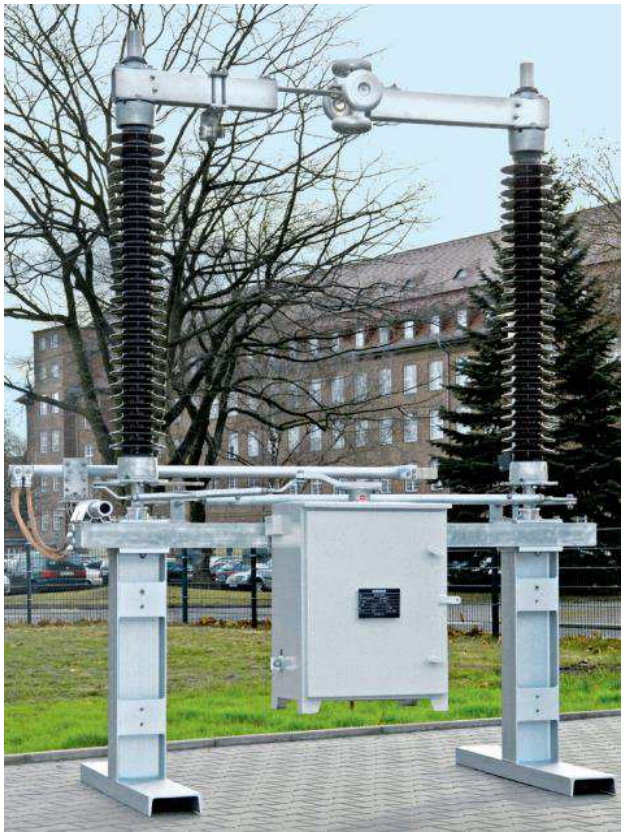

Рисунок 2.6 – Разъединитель Siemens D BF4-245N

Таблица 2.22 – Условия выбора и проверки разъединителя 220 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 252$ (кВ)	$U_{уст} = 220$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 4000$ (А)	$I_{р.max} = 112{,}4$ (А)
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 162$ (кА)	$i_{уд} = 83{,}46$ (кА)
$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} \geq B_{к}$	$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} = 63^{2} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) =$ $= 1323$ (кА$^{2} \cdot$ с)	$B_{к} = 250{,}83$ (кА$^{2} \cdot$ с)

Выбранный разъединитель полностью отвечает условиям проверки.

2.8.1.3 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений (ОПН) выбираются по условиям согласования электрической прочности изоляции главного электрооборудования

(трансформаторов), с рабочим напряжением электроустановок и допустимыми кратковременными перенапряжениями [32].

Условия выбора ОПН:

1) По номинальному напряжению (31):

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

2) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нр.с} \leq U_{нр.опн}, \quad (37)$$

где $U_{нр.опн}$ – номинальное рабочее напряжение ОПН, (кВ);
$U_{нр.с}$ – номинальное рабочее напряжение, (кВ).

Номинальное рабочее напряжение для сетей 110 – 220 (кВ) равно:

$$U_{нр.с} = \frac{1{,}15 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} = \frac{1{,}15 \cdot 220}{1{,}73} = 146{,}24 \text{ (кВ)}, \quad (38)$$

3) По уровню выдерживаемого напряжения при коммутациях

$$U_{ост} \leq U_{ост.ном}, \quad (39)$$

где $U_{ост}$ – перенапряжение при коммутациях, (кВ);
$U_{исп.к}$ –испытательное напряжение, (кВ).

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения Siemens 3PE321 УХЛ1 [31].

Рисунок 2.7 – Ограничитель перенапряжений Siemens 3PE321

Таблица 2.23 – Условия выбора и проверки ОПН 220 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 228$ (кВ)	$U_{уст} = 220$ (кВ)
$U_{нр.с} \leq U_{нр.опн}$	$U_{нр.опн} = 182$ (кВ)	$U_{нр.с} = 146{,}24$ (кВ)
$U_{ост} \leq U_{исп.к}$	$U_{исп.к} = 547$ (кВ)	$U_{ост} = 494$ (кВ)

Выбранный ОПН проходит проверку по основным условиям выбора.

2.8.1.4 Выбор трансформаторов тока

Для выбора и проверки трансформатора тока необходимо определить сопротивление вторичной токовой цепи, с учетом того, что индуктивное сопротивление относительно мало, принимаем, что полное сопротивление равно активному [14]:

$$Z_2 = r_2 = r_{приб.} + r_{пр} + r_к, \quad (40)$$

где $r_{\text{приб.}}$ – активное сопротивление приборов, (Ом);
$r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, (Ом);
$r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, (Ом).

Суммарное сопротивление приборов определяется по суммарной мощности:

$$r_{\text{приб.}} = \frac{S_2}{I_{2\text{ном}}^2}, \tag{41}$$

где S_2 – суммарная мощность потребляемая приборами, (ВА);
$I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, (А).

Таблица 2.24 – Параметры приборов подключенных к трансформаторам тока

Прибор	Количество	$S_{\text{пр}}$, (ВА)
1	2	3
Измеритель мощности SIMEAS P	1	2
Блок приборов SIPROTEC 5	1	1,5

Суммарное сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб.}} = \frac{3{,}5}{5^2} = 0{,}14 \text{ (Ом)}$$

Длина соединительных проводов в сети 220 (кВ) $l = 100$ (м), при схеме соединения «неполной звезды» $l_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot 100 = 173{,}2$ (м) [14].

Сопротивление для медных соединительных проводов соответственно равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l_{\text{р}} \cdot \rho_{Cu}}{F_{\text{пр}}} = \frac{173{,}2 \cdot 17}{2{,}5} = 1177{,}8 \text{ (мОм)} \approx 1{,}18 \text{ (Ом)}, \tag{42}$$

где ρ_{Cu} – удельное сопротивление медных проводников, $\left(\frac{\text{мОм}\cdot\text{мм}^2}{\text{м}}\right)$;
$F_{\text{пр}}$ – сечение проводника, (мм^2).

Принимаем сопротивление контактов $r_{\text{к}} = 0{,}05$ (Ом).
Сопротивление вторичной цепи составит:

$$Z_2 = r_2 = 0{,}14 + 1{,}18 + 0{,}05 = 1{,}37 \text{ (Ом)}$$

Предварительно выбираем трансформатор тока Siemens Trench SAS/245 УХЛ1 [31].

Рисунок 2.8 – Трансформатор тока 220 кВ Siemens Trench SAS/245

Таблица 2.25 – Условия выбора и проверки трансформатора тока

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 245$ (кВ)	$U_{уст} = 220$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2000$ (А)	$I_{р.max} = 112{,}4$ (А)
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 2$ (Ом)	$Z_2 = 1{,}37$ (Ом)
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 160$ (кА)	$i_{уд} = 83{,}46$ (кА)
$I_Т^2 \cdot t_Т \geq B_к$	$I_Т^2 \cdot t_Т = 63^2 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) =$ $= 1323$ (кА$^2 \cdot$ с)	$В_к = 250{,}83$ (кА$^2 \cdot$ с)

Трансформатор тока проходит по условиям проверки.

2.8.2 Выбор оборудования 10 кВ

На стороне низкого напряжения будем использовать комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) Siemens NXPLUS C УХЛ2 [33].

Рисунок 2.9 – Ячейки КРУЭ Siemens NXPLUS C

2.8.2.1 Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Ячейки ввода и поперечного секционирования КРУЭ оборудованы вакуумными выключателями серии Siemens 3AH5134–6 УХЛ2 [33].

Рисунок 2.10 – Ваккумный выключатель 10 кВ Siemens 3AH5

Выполним проверку установленных выключателей.

Наибольшее значение тока ремонтного режима:

$$I_{рем} = 759{,}58 + 853{,}74 = 1613{,}32\ (А)$$

Тепловой импульс будет равен (34):

$$В_к = I_к^2 \cdot (\tau + T_а) = 9{,}93^2 \cdot (0{,}86 + 0{,}088\ ) = 93{,}48\ (кА^2 \cdot с)$$

где $\tau = t_{рз} + \Delta t_{сел} + t_{отк} = 0{,}1 + 0{,}7 + 0{,}06 = 0{,}86$ (с) – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (максимальной токовой защиты (МТЗ)) и собственного времени отключения выключателя) [33];

$\Delta t_{сел}$ – суммарное время ступеней селективности МТЗ [14].

Таблица 2.26 – Условия выбора и проверки выключателя ввода в РУ 10 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 12$ (кВ)	$U_{уст} = 10$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2500$ (А)	$I_{р.max} = 1613{,}32$ (А)
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 63$ (кА)	$i_{уд} = 26{,}54$ (кА)
$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} \geq B_{к}$	$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} = 25^{2} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) =$ $= 208{,}33$ (кА$^{2} \cdot$ с)	$B_{к} = 93{,}48$ (кА$^{2} \cdot$ с)
$I_{к}^{(3)} \leq I_{откл}$	$I_{откл} = 25$ (кА)	$I_{к}^{(3)} = 9{,}93$ (кА)

Выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки, а также позволяют в дальнейшем увеличивать нагрузку и обеспечивать перспективное развитие потребителей.

Выполним проверку выключателей отходящих ячеек.

Токи в отходящих фидерах равны:

$$I_{фид1} = 719 \text{ (А)}$$

$$I_{фид2} = 759{,}58 \text{ (А)}$$

$$I_{фи3} = 853{,}74 \text{ (А)}$$

$$I_{фид4} = 759{,}6 \text{ (А)}$$

Токи в ремонтном режиме:

$$I_{рем.ХАЗ} = 759{,}6 + 719 = 1478{,}6 \text{ (А)}$$

$$I_{рем.САЯНАЛ} = 759{,}58 + 853{,}74 = 1613{,}32 \text{ (А)}$$

Выбираем выключатель Siemens 3AH5134–4 УХЛ2 с номинальным током 2000 (А) [33].

Тепловой импульс (34):

$$B_{к} = I_{к}^{2} \cdot (\tau + T_{а}) = 9{,}93^{2} \cdot (0{,}86 + 0{,}088\ ) = 93{,}48 \text{ (кА}^{2} \cdot \text{с)}$$

где $\tau = t_{рз} + \Delta t_{сел} + t_{отк} = 0{,}1 + 0{,}7 + 0{,}06 = 0{,}86$ (с) – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (максимальной токовой защиты (МТЗ)) и собственного времени отключения выключателя);

$\Delta t_{сел}$ – суммарное время ступеней селективности МТЗ.

Таблица 2.27 – Условия выбора и проверки выключателей отходящих линий 10 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 12$ (кВ)	$U_{уст} = 10$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2000$ (А)	$I_{р.max} = 1613{,}32$ (А)
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 63$ (кА)	$i_{уд} = 26{,}54$ (кА)
$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} \geq B_{к}$	$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} = 25^{2} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) =$ $= 208{,}33$ (кА$^{2} \cdot$ с)	$В_{к} = 93{,}48$ (кА$^{2} \cdot$ с)
$I_{к}^{(3)} \leq I_{откл}$	$I_{откл} = 25$ (кА)	$I_{к}^{(3)} = 9{,}93$ (кА)

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

Для проверки необходимости модернизации или замены выключателей на существующих РП, следует проверить их на максимальную отключающую способность, при изменившейся схеме питания данных РП.

В настоящее время на существующих РП установлены выключатели ВБЭК2–10–20/3150 УХЛ2.

Ток ремонтного режима:

$$I_{р.max} = 1613{,}32 \text{ (А)}$$

Тепловой импульс (34):

$$В_{к} = I_{к}^{2} \cdot (\tau + T_{а}) = 8{,}04^{2} \cdot (0{,}86 + 0{,}052\ ) = 58{,}95 \text{ (кА}^{2} \cdot \text{с)}$$

где $\tau = t_{рз} + \Delta t_{сел} + t_{отк} = 0{,}1 + 0{,}7 + 0{,}06 = 0{,}86$ (с) – время отключения КЗ (сумма времени действия основной защиты (максимальной токовой защиты (МТЗ)) и собственного времени отключения выключателя);

$\Delta t_{сел}$ – суммарное время ступеней селективности МТЗ.

Таблица 2.28 – Условия выбора и проверки выключателей отходящих линий 10 кВ

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ (кВ)	$U_{уст} = 10$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 3150$ (А)	$I_{р.max} = 1613{,}32$ (А)
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{дин} = 80$ (кА)	$i_{уд} = 20{,}75$ (кА)
$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} \geq B_{к}$	$I_{Т}^{2} \cdot t_{Т} = 20^{2} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) =$ $= 133{,}33$ (кА$^{2} \cdot$ с)	$В_{к} = 58{,}95$ (кА$^{2} \cdot$ с)
$I_{к}^{(3)} \leq I_{откл}$	$I_{откл} = 20$ (кА)	$I_{к}^{(3)} = 8{,}04$ (кА)

Установленные выключатели не нуждаются в замене или модернизации, так как полностью соответствуют условиям проверки.

2.8.2.2 Выбор измерительных трансформаторов

Выбранное КРУЭ оборудовано трансформаторами тока типа 4МС УХЛ2 [33].

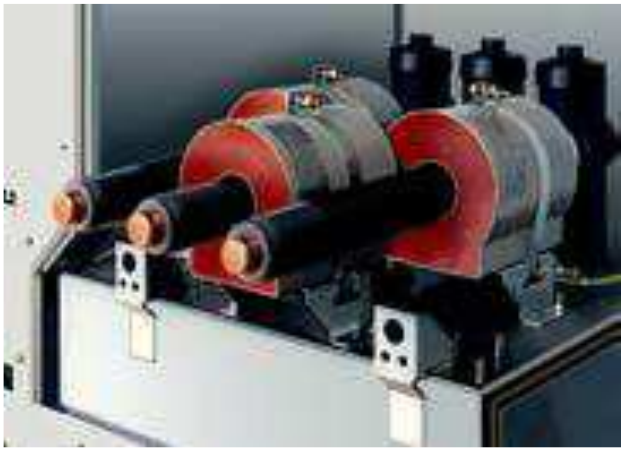

Рисунок 2.11 – Трансформаторы тока типа 4МС

Таблица 2.29 – Параметры приборов подключенных к трансформаторам тока

Прибор	Количество	$S_{пр}$, (ВА)
1	2	3
Измеритель мощности SIMEAS P	1	2
Блок приборов SIPROTEC 5	1	1,5

Суммарное сопротивление приборов (41):

$$r_{приб.} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14\ (Ом)$$

Длина соединительных проводов $l = 6$ (м), при схеме соединения «неполной звезды» $l_р = \sqrt{3} \cdot 6 = 10,39$ (м) [14].

Сопротивление для медных соединительных проводов соответственно равно (42):

$$r_{пр} = \frac{l_р \cdot \rho_{Cu}}{F_{пр}} = \frac{10,39 \cdot 17}{2,5} = 70,58\ (мОм) \approx 0,071\ (Ом),$$

Принимаем сопротивление контактов $r_к = 0,05$ (Ом).

Сопротивление вторичной цепи составит:

$$Z_2 = r_2 = 0{,}14 + 0{,}071 + 0{,}05 = 0{,}261 \text{ (Ом)}$$

Таблица 2.30 – Условия выбора и проверки трансформатора тока

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ (кВ)	$U_{уст} = 10$ (кВ)
$I_{р.max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2500$ (А)	$I_{р.max} = 1613{,}32$ (А)
$Z_{2ном} \geq Z_2$	$Z_{2ном} = 0{,}8$ (Ом)	$Z_2 = 0{,}261$ (Ом)

Трансформатор тока проходит по условиям проверки.

КРУЭ оборудовано трансформаторами напряжения 4МТ [33].

Рисунок 2.12 – Трансформатор напряжения 4МТ.

Проверка осуществляется по мощности вторичной обмотки:

$$S_{2ном} \geq S_2, \tag{43}$$

где S_2 – расчетная мощности, потребляемая вторичной цепью, (ВА);

$S_{2ном}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, (ВА).

Таблица 2.31 – Параметры приборов подключенных к трансформаторам напряжения

Прибор	Количество	$S_{пр}$, (ВА)
1	2	3
Измеритель мощности SIMEAS P	1	2
Блок приборов SIPROTEC 5	1	1,5

Суммарная мощность приборов:

$S_2 = 3{,}5$ (ВА)

При классе точности 0,5, $S_{2ном} = 90$ (ВА) [33].

Таблица 2.32 – Условия выбора и проверки трансформатора напряжения

Условия выбора	Каталожные данные аппарата	Расчетные параметры сети
1	2	3
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10$ (кВ)	$U_{уст} = 10$ (кВ)
$S_{2ном} \geq S_2$	$S_{2ном} = 90$ (ВА)	$S_2 = 3{,}5$ (ВА)

Трансформатор соответствует условиям проверки.

2.8.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН) можно сделать исходя из ориентировочной мощности нагрузок собственных нужд (СН) для тупиковой двухтрансформаторной подстанции 220/10 кВ – $S_{сн} = 200$ (кВА) [21].

Мощность трансформатора собственных нужд выбирается из условия покрытия всей нагрузки в аварийном или ремонтном режимах:

$$S_{тсн} \geq S_{сн}, \tag{44}$$

где $S_{тсн}$ – мощность трансформатора собственных нужд, (кВА);
$S_{сн}$ – мощность нагрузки собственных нужд, (кВА).

Принимаем два трансформатора ТСН: ТМГ 250/10/0,4 УХЛ2 [34].

Таблица 2.33 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип трансформатора	$S_{ном}$, трансформатора, (кВА)	Напряжение обмотки, (кВ)		Потери, (Вт)		u_k, (%)	i_x, (%)
		ВН	НН	$P_{ХХ}$,	$P_{кз}$,		
1	2	3	4	5	6	7	8
ТМГ 250/10/0,4 УХЛ1	250	10	0,4	580	3700	4,5	2,4

3 Экономическая эффективность капиталовложений

Для определения экономической эффективности строительства новой подстанции необходимо оценить следующие показатели [35]:

1) годовой экономический эффект от строительства новой подстанции;
2) эффективность единовременных затрат;
3) срок окупаемости единовременных затрат.

Годовой экономический эффект рассчитывается по формуле:

$$Э = Э_г + Е_н \cdot К_\Sigma, \quad (45)$$

где $Е_н$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для электроэнергетической отрасли равен 0,15;

$К_\Sigma$ – единовременные капитальные затраты, (тыс. руб);

$Э_г$ – годовая экономия, (тыс. руб/год).

Для определения единовременных капитальных вложений был выполнен локальный сметный расчет ориентировочной стоимости строительно-монтажных работ. Смета представлена в приложении 3. Ориентировочная сметная стоимость составила – $К_\Sigma = 319638{,}005$ (тыс. руб).

Годовая экономия выражена отсутствием ущерба из-за перерывов в электроснабжении предприятия. Принимаем годовую экономию равной значению ущерба принесенного аварийным отключением сети 10 кВ – $Э_г = 325000$ (тыс. руб) [3].

Определим годовой экономический эффект:

$$Э = 325000 - 0{,}15 \cdot 319638{,}005 = 277054{,}3 \text{ (тыс. руб/год)}$$

Так как эффект положительный строительство считается эффективным.

Определим эффективность единовременных затрат:

$$E = \frac{Э_г}{К_\Sigma} = \frac{325000}{319638{,}005} = 1{,}02 \quad (46)$$

Эффективность единовременных затрат имеет очень высокий показатель.

Рассчитаем срок окупаемости единовременных затрат:

$$E = \frac{К_\Sigma}{Э_г} = \frac{319638{,}005}{325000} = 0{,}98 \text{ (лет)} = 0{,}98 \cdot 365 = 359 \text{ (дней)}. \quad (47)$$

Срок окупаемости составил 359 дней, а также эффективность данного строительства находится на очень высоком уровне, это означает, что данный проект является очень привлекательным с инвестиционной точки зрения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы была разработана перспективная схема электроснабжения сети 10 кВ для предприятия АО «Русал Саяногорск» и АО «Русал САЯНАЛ».

В результате разработки были получены следующие результаты:

1) Обосновано месторасположение новой подстанции согласно существующих электрических схем и генеральных планов предприятия.

2) Определены расчетные электрические нагрузки потребителей 10 кВ ХАЗ и САЯНАЛ.

3) Предложена однолинейная схема и конструктивное исполнение новой подстанции.

4) Произведена проверка укрупненных показателей элементов системы электроснабжения относительно требований, предъявляемых к СЭС.

5) Составлена локальная смета по строительно-монтажным работам новой подстанции.

6) Выполнена оценка экономической эффективности единовременных капиталовложений в перспективную систему электроснабжения и определен срок окупаемости.

7) Исследования, проводимые в работе, были представлены в виде докладов на международных научно-практических конференциях:

– «Динамика взаимоотношений различных областей науки в современных условиях», г. Челябинск;

– «ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ – 2018», посвященной Году гражданской активности и волонтёрства в Российской Федерации, секция «Электроэнергетика: современное состояние и перспективы развития», г. Абакан и отмечены дипломом 2 степени;

– Республиканский конкурс научно-исследовательских работ студентов «Научный потенциал Хакасии» в номинации « Технические науки», г. Абакан;

8) Опубликованы в виде статей:

– в сборнике статей «Динамика взаимоотношений различных областей науки в современных условиях» по итогам международной научно-практической конференции «Динамика взаимоотношений различных областей науки в современных условиях», г. Челябинск;

– в сборнике статей СФУ по итогам международной научно-практической конференции «ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ – 2018», посвященной Году гражданской активности и волонтёрства в Российской Федерации, секция «Электроэнергетика: современное состояние и перспективы развития», г. Абакан.

9) Результаты работы нашли практическое применение, что подтверждается справкой о результатах внедрения решений, разработанных в выпускной квалификационной работе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Официальный сайт компании «РУСАЛ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://rusal.ru.

2. ГОСТ 32144 – 2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения назначения. – М. : Стандартинформ, 2013. – 25 с.

3. Дулесова, Н. В. Анализ надежности электроснабжения предприятия цветной металлургии/ Н. В. Дулесова, А. А. Гузенков, Ю. С. Андрющенко// Динамика взаимоотношений различных областей науки в современных условиях: Сборник статей №3 по итогам Международной научно–практической конференции (Челябинск, 30 января 2018).–Стерлитамак: АМИ, 2018.–с. 54-57.

4. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – Введ. 01.01.1993. – М. : ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2007 . – 27 с.

5. РТМ 36.18.32.6-92. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – Введ. 15.01.1993. – М. : ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 2005. – 32 с.

6. Герасимов, А. И. Проектирование электроснабжения цехов и обогатительных фабрик: учеб. пособие / А. И. Герасимов, С. В. Кузьмин. – Красноярск: СФУ, 2014. – 304 с.

7. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (электрическое оборудование): учеб. пособие / под общ. ред. Ф. Л. Когана. – Москва: ЭНАС, 2017. – 352 с.

8. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (электрическое оборудование) : учебное пособие / под общ. ред. Ф. Л. Когана. — Москва : ЭНАС, 2017. — 352 с.

9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации – Москва: ЭНАС, 2014. – 264 с.

10. Правила устройства электроустановок [Текст] : Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск : Норматика, 2016. – 464с.

11. Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения: учеб. пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. – Санкт-Петербург : Лань, 2012. – 432 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования [Электронный ресурс]. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС» , 2002. – Режим доступа : http://standartgost.ru/g/РД_153-34.0-20.527-98

13. ГОСТ 28249 – 93. Короткое замыкание в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ [Электронный ресурс]. – М : Стандартинформ, 2006. – 46 с. – Режим доступа : http://gostexpert.ru/gost/gost-28249-93#text

14. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учебник для вузов / В.А. Андреев. 4-е изд. перераб. и доп. – М. Высшая школа, 2006. – 639 с.

15. Плащанский, Л. А. Показатели качества электроэнергии при резонансных явлениях в электрических сетях гидрометаллургического производства / Л. А. Плащанский, Ш. У. Зарипов. — Москва : Горная книга, 2011. — 14 с.

16. Заварыкин, Б. С. Основы теории электрических аппаратов электромеханических систем горных предприятий: учеб. пособие / Б. С. Заварыкин [и др.]. – Красноярск : СФУ, 2014. – 116 с.

17. Сивков, А.А. Основы электроснабжения : учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш. — Томск : ТПУ, 2014. — 174 с.

18. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменением N 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://docs.cntd.ru/document/1200095546.

19. Каталог силовых трансформаторов с характеристиками и фото. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://silovoytransformator.ru/220-kv-i-vyshe/trdcn-63000220-chtz.htm.

20. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые перегрузки [Электронный ресурс]. – Введ. 1985-07-01. М.: Стандартинформ. 2009. – Режим доступа : http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85.

21. Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов : учеб. пособие для вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. – М. : Академия, 2003. – 174 с.

22. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [Электронный ресурс]. – Введ. 2010-06-16. – ОАО «ФСК ЕЭС». – Режим доступа : http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf.

23. Каталог конденсаторных установок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_visokovoltnaja.

24. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]. – Введ. 2007-12-20. – ОАО «ФСК ЕЭС». – Режим доступа : http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf.

25. Неизолированные провода для воздушных линий электропередачи Nexans Aero-Z. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.prokabel.pro/public/Neizolirovannye%20provoda%20Aero-Z.pdf.

26. Справочник по проектированию систем электроснабжения промышленных предприятий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://pue8.ru/transport-elektroenergii/53-tokoprovody.html.

27. Быстрицкий, Г. Ф. Справочная книга по энергетическому оборудованию предприятий и общественных зданий : справочник / Г. Ф. Быстрицкий, Э. А. Киреева. — Москва : Машиностроение, 2011. — 592 с.

28. РД 153–34.0–20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Введ. 23.03.1998. – М. : Издательство МЭИ, 2003 . – 131 с.

29. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения [Текст] : учеб. Пособие / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – М. : ИНФРА-М, 2013. – 288 с.

30. Каталог дугогасящих реакторов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.elektrozavod.ru/production/8_1.

31. Каталог высоковольтных аппаратов Siemens. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://www.energy.siemens.com/ru/pool/ru/PowerTransmission/SHVP/Downloads/SHVP_brochure_ru.pdf.

32. 13 Титков, В. В. Перенапряжения и молниезащита : учебное пособие / В. В. Титков, Ф. Х. Халилов. — Санкт-Петербург : Лань, 2016. — 224 с.

33. Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией КРУЭ Siemens NXPLUS C. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollectionDocuments/en/mv/switchgear/gas-insulated/nxplus-c/catalogue-nxplus-c_ru.pdf

34. Каталог трансформаторов Ростовской электротехнической компании. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://rec.su/catalog/tmg_250.php.

35. Коршунов, В. В. Экономика организации (предприятия) [Текст] : учебник для бакалавров / В. В. Коршунов. – М. : Юрайт, 2013. – 433 с.

.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Главная понизительная подстанция ГПП-3

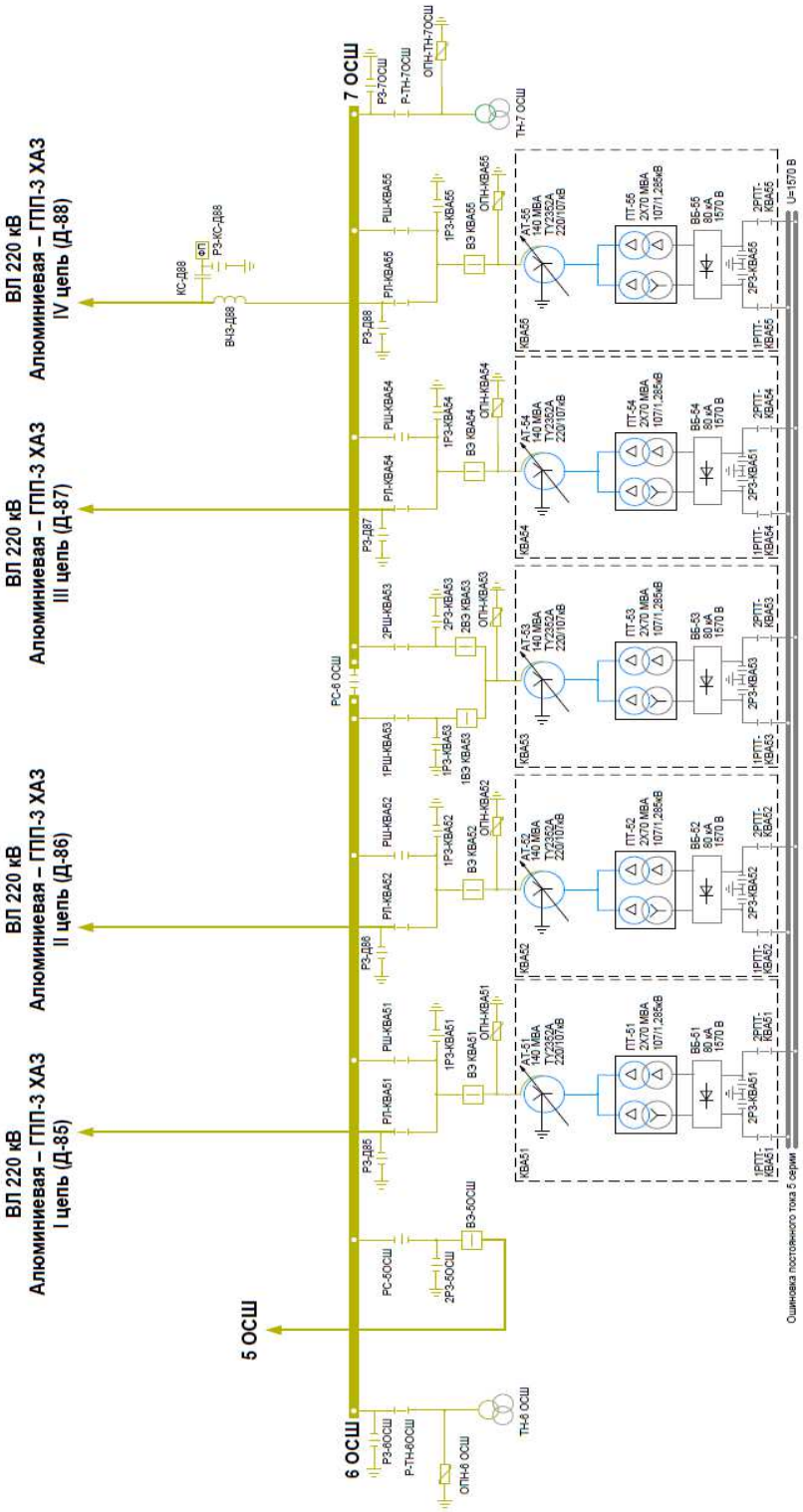

Рисунок П.1 – Оперативная схема ГПП–3

Приложение 2

Промежуточные расчеты токов КЗ

Точка К–2

Трансформаторы запитаны от разных секций ОРУ 220 кВ, поэтому единственным отличием будет длина питающей линии от секции шин ОРУ до трансформатора.

Сопротивление питающей линии:

$$X_{Л2} = \frac{x_{уд} \cdot l_{Л2} \cdot S_б}{U_{б1}^2} = \frac{0{,}435 \cdot 0{,}16 \cdot 100 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2} = 0{,}00013 \text{ (о. е)};$$

Ток КЗ:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{I_б}{X_с + X_{ЛЭП`} + X_{Л1}} = \frac{0{,}25}{0{,}005 + 0{,}003 + 0{,}00013} = 30{,}75 \text{ (кА)}.$$

Определим ударный ток:

$$X_{экв} = X_с + X_{ЛЭП`} + X_{Л2} = 0{,}005 + 0{,}003 + 0{,}00013 = 0{,}00813 \text{ (о. е.)}$$

$$R_{экв} = R_{К-2} = R_с + R_{ЛЭП`} + R_{ВЛ1}$$
$$= 0 + 0{,}00024 + \left(\frac{0{,}121 \cdot 0{,}16 \cdot 100 \cdot 10^6}{(230 \cdot 10^3)^2}\right)$$
$$= 0 + 0{,}00024 + 0{,}000036 = 0{,}000276 \text{ (о. е.)}$$

$$T_а = \frac{0{,}00813}{314 \cdot 0{,}000276} = 0{,}094 \text{(сек)}$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}094}} = 1{,}9;$$

$$i_{уд.к1} = 1{,}9 \cdot \sqrt{2} \cdot 30{,}75 = 82{,}62 \text{ (кА)}.$$

Ток КЗ в сети 10 кВ

Точка К–3

Базисный ток:

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ (кА)}.$$

Общее индуктивное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора равно сопротивлению обмоток низкого напряжения и равно следующему выражению:

$$X_{\text{Т1нн,Т2нн}} = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н} = \frac{11{,}5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0{,}182 \text{ (о. е.)}$$

где $U_к$ – напряжение короткого замыкания трансформатора (%);$S_н$ – номинальная мощность трансформатора (МВА).

Так как имеется расщепленная обмотка низкого напряжения, то мы находим сопротивление обмотки высокого напряжения трансформатора:

$$X_{\text{Т1вн,Т2вн}} = 2 \cdot X_{\text{Т1,Т2}} = 2 \cdot 0{,}182 = 0{,}364 \text{ (о. е.)}$$

Определим результирующее сопротивление в точке К-3:

$$X_{\text{К}-3} = X_{\text{К}-1} + X_{\text{Т1нн,Т2нн}} + X_{\text{Т1вн,Т2вн}} = 0{,}00805 + 0{,}182 + 0{,}364 = 0{,}554 \text{(о. е.)}$$

Определим ток КЗ:

$$I_{\text{к}-3}^{(3)} = \frac{I_{б2}}{X_{\text{К}-3}} = \frac{5{,}5}{0{,}554} = 9{,}93 \text{ (кА)}$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ:

$$X_{экв} = X_{\text{К}-3} = 0{,}554 \text{ (о. е.)}$$

$$R_{экв} = R_{\text{К}-3} = R_{\text{К}-1} + R_{\text{1Тнн,2Тнн}} + R_{\text{1Твн,2Твн}},$$

где $R_{\text{1Т,2Т}}$ – активное сопротивление трансформатора 1Т и 2Т (о.е.).

Активное сопротивление трансформатора будет определяться аналогично индуктивному:

$$R_{\text{1Тнн,2Тнн}} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot S_б}{S_н^2} = \frac{0{,}265 \cdot 100}{63^2} = 0{,}0067 \text{ (о. е.) ()}$$

$R_{1\text{Твн},2\text{Твн}} = 2 \cdot R_{1\text{Тнн},2\text{Тнн}} = 2 \cdot 0{,}0067 = 0{,}013\ (\text{о.е.})$

$R_{\text{экв}} = R_{\text{К}-3} = 0{,}000254 + 0{,}0067 + 0{,}013 = 0{,}0199 (\text{о.е.})$

$$T_{\text{а}} = \frac{0{,}554}{314 \cdot 0{,}0199} = 0{,}088\ (\text{сек})$$

$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}088}} = 1{,}89;$

$i_{\text{уд.к}-3} = 1{,}89 \cdot \sqrt{2} \cdot 9{,}93 = 26{,}54\ (\text{кА}).$

Точка К-4:

Результирующее сопротивление в точке К-4 будет равно:

$X_{\text{К}-4} = X_{\text{К}-2} + X_{\text{Т1,Т2}} = 0{,}00813 + 0{,}182 + 0{,}364 = 0{,}554\ (\text{о.е.})$

Определим ток КЗ:

$$I_{\text{к}-4}^{(3)} = \frac{I_{\text{б}2}}{X_{\text{К}-4}} = \frac{5{,}5}{0{,}554} = 9{,}93\ (\text{кА})$$

Ударный ток:

$X_{\text{экв}} = X_{\text{К}-4} = 0{,}554\ (\text{о.е.})$

$$R_{\text{экв}} = R_{\text{К}-4} = R_{\text{К}-2} + R_{1\text{Тнн},2\text{Тнн}} + R_{1\text{Твн},2\text{Твн}} = 0{,}000276 + 0{,}0067 + 0{,}013 = 0{,}02\ (\text{о.е.})$$

$$T_{\text{а}} = \frac{0{,}554}{314 \cdot 0{,}02} = 0{,}088\ (\text{сек})$$

$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}088}} = 1{,}89;$

$i_{\text{уд.к1}} = 1{,}89 \cdot \sqrt{2} \cdot 9{,}93 = 26{,}54\ (\text{кА}).$

Точка К–5

Определим сопротивление токопроводов:ТД1 и ТД4:

$$X_{\text{ТД1,ТД4}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l_{\text{ТД1,ТД4}} \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б2}}^2} = \frac{0{,}18 \cdot 0{,}8 \cdot 100 \cdot 10^6}{(10{,}5 \cdot 10^3)^2} = 0,13 \text{ (о. е)};$$

Суммарное сопротивление в точке короткого замыкания К–5:

$$X_{\text{К}-5} = X_{\text{К}-3} + X_{\text{ТД1,ТД4}} = 0{,}554 + 0{,}13 = 0{,}684 \text{ (о. е.)}$$

Определим ток КЗ:

$$I_{\text{к}-5}^{(3)} = \frac{I_{\text{б2}}}{X_{\text{К}-5}} = \frac{5{,}5}{0{,}684} = 8{,}04 \text{ (кА)}$$

Ударный ток:

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{К}-5} = 0{,}684 \text{ (о. е.)}$$

$$R_{\text{экв}} = R_{\text{К}-5} = R_{\text{К}-3} + R_{\text{ТД1,ТД4}} = 0{,}02 + \left(\frac{0{,}03 \cdot 0{,}8 \cdot 100 \cdot 10^6}{(10{,}5 \cdot 10^3)^2}\right) = 0{,}02 + 0{,}0218 = 0{,}0418 \text{ (о. е.)}$$

$$T_{\text{а}} = \frac{0{,}684}{314 \cdot 0{,}0418} = 0{,}052 \text{ (сек)}$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}052}} = 1{,}825;$$

$$i_{\text{уд.к}-5} = 1{,}825 \cdot \sqrt{2} \cdot 8{,}04 = 20{,}75 \text{ (кА)}.$$

Точка К–6

Определим сопротивление токопроводов ТД2 и ТД3:

$$X_{\text{ТД2,ТД3}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l_{\text{ТД2,ТД,3}} \cdot S_{\text{б}}}{U_{\text{б2}}^2} = \frac{0{,}18 \cdot 1{,}1 \cdot 100 \cdot 10^6}{(10{,}5 \cdot 10^3)^2} = 0,18 \text{ (о. е)};$$

Суммарное сопротивление в точке короткого замыкания К–6:

$$X_{\text{К}-6} = X_{\text{К}-3} + X_{\text{ТД1,ТД2}} = 0{,}554 + 0{,}18 = 0{,}734 \text{ (о. е.)}$$

Определим ток КЗ:

$$I_{\text{к}-6}^{(3)} = \frac{I_{б2}}{X_{\text{К}-5}} = \frac{5{,}5}{0{,}734} = 7{,}49\ (\text{кА})$$

Ударный ток:

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{К}-6} = 0{,}734\ (\text{о.е.})$$

$$R_{\text{экв}} = R_{\text{К}-6} = R_{\text{К}-3} + R_{\text{ТД2,ТД3}} = 0{,}02 + \left(\frac{0{,}03 \cdot 1{,}1 \cdot 100 \cdot 10^6}{(10{,}5 \cdot 10^3)^2}\right)$$
$$= 0{,}02 + 0{,}03 = 0{,}05\ (\text{о.е.})$$

$$T_{\text{а}} = \frac{0{,}734}{314 \cdot 0{,}05} = 0{,}047\ (\text{сек})$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}047}} = 1{,}8;$$

$$i_{\text{уд.к1}} = 1{,}8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7{,}49 = 18{,}99\ (\text{кА}).$$

Точка К–7:

Суммарное сопротивление в точке короткого замыкания К–7:

$$X_{\text{К}-7} = X_{\text{К}-4} + X_{\text{ТД2,ТД3}} = 0{,}554 + 0{,}18 = 0{,}734\ (\text{о.е.})$$

Определим ток КЗ:

$$I_{\text{к}-7}^{(3)} = \frac{I_{б2}}{X_{\text{К}-7}} = \frac{5{,}5}{0{,}734} = 7{,}49\ (\text{кА})$$

Ударный ток:

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{К}-7} = 0{,}734\ (\text{о.е.})$$

$$R_{\text{экв}} = R_{\text{К}-7} = R_{\text{К}-4} + R_{\text{ТД2,ТД3}} = 0{,}02 + 0{,}03 = 0{,}05\ (\text{о.е.})$$

$$T_{\text{а}} = \frac{0{,}734}{314 \cdot 0{,}05} = 0{,}047\ (\text{сек})$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}047}} = 1{,}8;$$

$i_{уд.к1} = 1{,}8 \cdot \sqrt{2} \cdot 7{,}49 = 19{,}07$ (кА).

Точка К–8

Суммарное сопротивление в точке короткого замыкания К–8:

$X_{К-8} = X_{К-4} + X_{ТД1,ТД4} = 0{,}554 + 0{,}13 = 0{,}684$ (о. е.)

Определим ток КЗ:

$$I_{к-8}^{(3)} = \frac{I_{б2}}{X_{К-8}} = \frac{5{,}5}{0{,}684} = 8{,}04 \text{ (кА)}$$

Ударный ток:

$X_{экв} = X_{К-8} = 0{,}684$ (о. е.)

$R_{экв} = R_{К-8} = R_{К-4} + R_{ТД1,ТД4} = 0{,}02 + 0{,}0218 = 0{,}0418$ (о. е.)

$$T_а = \frac{0{,}684}{314 \cdot 0{,}0418} = 0{,}052 \text{ (сек)}$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}052}} = 1{,}825;$$

$i_{уд.к1} = 1{,}825 \cdot \sqrt{2} \cdot 8{,}04 = 20{,}75$ (кА).

Приложение 3

Локальная смета

СОГЛАСОВАНО:

_____
" _____ " _____ 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ:

_____
"____" _____2017 г.

_____
(наименование стройки)

ЛОКАЛЬНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ №
(локальная смета)

на Строительно-монтажные работы для новой подстанции 220/10 кВ
(наименование работ и затрат, наименование объекта)

Основание:
Сметная стоимость _____319638,005 тыс. руб.
строительных работ _____10150,103 тыс. руб.
монтажных работ _____260548,448 тыс. руб.
прочих _____181,114 тыс. руб.
Средства на оплату труда _____38325,682 тыс. руб.
Сметная трудоемкость _____1028441,82 чел.час
Составлен(а) в текущих (прогнозных) ценах по состоянию на _____

№ пп	Обосно-вание	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Стоимость единицы, руб.				Общая стоимость, руб.				Т/з осн. раб.на ед.	Т/з осн. раб. Всего	Т/з мех. на ед.	Т/з мех. Всего
					Всего	В том числе			Всего	В том числе						
						Осн.З/п	Эк.Маш	З/пМех		Осн.З/п	Эк.Маш	З/пМех				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Раздел 1. Монтажные работы																
1	**ФЕР01-01-003-14**	Разработка грунта в отвал экскаваторами "драглайн" или "обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,5 (0,5-0,63) м3, группа грунтов: 2 *НР (363,3 руб.): 95% от ФОТ (382,42 руб.)* *СП (191,21 руб.): 50% от ФОТ (382,42 руб.)*	1000 м3 грунта	0,00533	25613,73	2338,23	23275,5	69411,03	136,52	12,46	124,06	369,96	299,7613	1,6	5141,558	27,4

2	**ФЕР01-01-013-14**	Разработка грунта с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами с ковшом вместимостью 0,5 (0,5-0,63) м3, группа	1000 м3 грунта	0,058	35408,63	2598,23	32785,32	104256,9	2053,7	150,7	1901,55	6046,9	333,1172	19,32	7602,534	440,95
3	**ФССЦпг-03-02-01-010**	Перевозка строительных грузов (кроме массовых навалочных, перевозимых автомобилями-самосвалами, а также бетонных и железобетонных изделий, стеновых и перегородочных материалов, лесоматериалов круглых и пиломатериалов, включенных в таблицу 03-01), бортовым автомобилем грузоподъемностью 5 т, на расстояние до 10 км: I класс груза	1 т груза	104,87	173,34		173,34		18178,17		18178,17					
4	**ФЕР01-01-016-02**	Работа на отвале, группа грунтов0: 2-3	1000 м3 грунта	0,058	3222,81	628,9	2568,83	9964,17	186,92	36,48	148,99	577,92	80,6285	4,68	705,8749	40,94
5	**ФЕР01-01-033-02**	Засыпка траншей и котлованов щебнем и песком с перемещением грунта до 5 м бульдозерами мощностью: 59 (80) кВт (л.с.), 2 группа грунтов	1000 м3 грунта	0,059	4296,34		4296,34	20869,5	253,48		253,48	1231,3			1545,953	91,21

6	**ФЕР01-01-033-08**	При перемещении грунта на каждые последующие 5 м добавлять: к норме 01-01-033-2 *НР (577,64 руб.): 95% от ФОТ (608,04 руб.)* *СП (304,02 руб.): 50% от ФОТ (608,04 руб.)*	1000 м3 грунта	0,059	2121,54		2121,54	10305,77	125,17		125,17	608,04			763,3906	45,04
7	**ФЕР01-02-005-01**	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками, группа грунтов: 1, 2 *НР (4310,68 руб.): 95% от ФОТ (4537,56 руб.)* *СП (2268,78 руб.): 50% от ФОТ (4537,56 руб.)*	100 м3 уплотненного грунта	0,59	4991,51	2360,98	2630,53	5329,79	2944,99	1392,98	1552,01	3144,58	276,7877	163,3	529,8419	312,61
8	**ФССЦ-408-0122**	Песок природный для строительных: работ средний	м3	54	319,4				17247,6							
9	**ФССЦ-408-0001**	Щебень из природного камня для строительных работ марка 1400, фракция 5(3)-10 мм	м3	5	824,92				4124,6							
10	**ФЕР08-01-002-02**	Устройство основания под фундаменты: щебеночного *НР (8549,58 руб.): 122% от ФОТ (7007,85 руб.)* *СП (5606,28 руб.): 80% от ФОТ (7007,85 руб.)*	1 м3 основания	5	1947,97	432,52	528,39	969,05	9739,85	2162,6	2641,95	4845,25	53,016	265,08	94,1167	470,58
11	**ФЕР07-01-001-02**	Укладка блоков и плит ленточных фундаментов при глубине котлована до 4 м, масса конструкций: до 1,5 т *НР (6990,62 руб.): 130% от ФОТ (5377,4 руб.)* *СП (4570,79 руб.): 85% от ФОТ (5377,4 руб.)*	100 шт. сборных конструкций	0,06	51617,07	17923,83	26666,39	71699,46	3097,02	1075,43	1599,98	4301,97	2023,002	121,38	5448,309	326,9

12	**ФССЦ-403-0008**	Блоки бетонные для стен подвалов на цементном вяжущем пустотные М150, объемом 0,3 до 0,5 м3	м3	2,052	4365,58				8958,17							
13	**ФЕРм08-01-001-17**	Трансформатор или автотрансформатор силовой трехфазный 220кВ, мощность, кВ.А: 25000-160000 *НР (927062,73 руб.): 95% от ФОТ (975855,5 руб.)* *СП (634306,08 руб.): 65% от ФОТ (975855,5 руб.)*	шт.	2	390313,67	233786,6	138879,7	254141,1	780627,34	467573,3	277759,4	508282,2	24276,91	48553,82	22134,84	44269,69
14	**прайс**	Трансформатор ТРДЦН-63000/220-УХЛ1	шт.	2	65000000				130000000							
15	**ФЕРп01-02-002-06**	ПНР. Трансформатор двухобмоточный напряжением , кВ, от 110 до 220, мощностью, МВА, до: 80 *НР (41971,05 руб.): 65% от ФОТ (64570,84 руб.)* *СП (25828,34 руб.): 40% от ФОТ (64570,84 руб.)*	шт.	2	32285,42	32285,42			64570,84	64570,84			2496,17	4992,34		
16	**ФЕРм08-01-067-10**	Установка УКРМ 10,5-5400-450 *НР (54330,04 руб.): 95% от ФОТ (57189,52 руб.)* *СП (37173,19 руб.): 65% от ФОТ (57189,52 руб.)*	1 шкаф	4	11500,11	3314,45	8168,32	10982,93	46000,44	13257,8	32673,28	43931,72	344,551	1378,2	813,4468	3253,79
17	**прайс**	УКРМ 10,5-5400-450 УХЛ2	шт.	4	700000,02				2800000,1							
18	**ФЕР09-03-014-01**	Монтаж связей и распорок из одиночных и парных уголков, гнутосварных профилей для пролетов: до 24 м при высоте здания до 25 м *НР (1013080,27 руб.): 90% от ФОТ (1125644,74 руб.)* *СП (956798,03 руб.): 85% от ФОТ (1125644,74 руб.)*	1 т конструкций	53	17311,1	12217,32	3747,28	9021,26	917488,3	647518	198605,8	478126,8	1397,855	74086,33	698,9033	37041,87

19	**прайс**	Конструкции стальные (порталы 220 кВ)	т	53	90730,16				4808698,5							
20	**ФЕР33-02-013-09**	Установка стальных: болтовых траверс порталов массой до 7,5 т *НР (256968,02 руб.): 105% от ФОТ (244731,45 руб.)* *СП (146838,87 руб.): 60% от ФОТ (244731,45 руб.)*	1 т конструкций	16,098	86274,22	5555,64	6002,95	9646,96	1388842,4	89434,69	96635,49	155296,8	552,25	8890,12	714,5894	11503,46
21	**ФЕРм08-01-018-03**	Монтаж проходных изоляторов: 220 кВ *НР (1326486,67 руб.): 95% от ФОТ (1396301,76 руб.)* *СП (907596,14 руб.): 65% от ФОТ (1396301,76 руб.)*	компл.(3 шт.)	12	84836,7	41481,71	35759,85	74876,77	1018040,4	497780,5	429118,2	898521,2	4307,55	51690,6	1830,046	21960,55
22	**ФЕРп01-12-023-01**	Испытание ввода и проходного изолятора с фарфоровой, жидкой или бумажной изоляцией (до установки на оборудование) *НР (15455,47 руб.): 65% от ФОТ (23777,64 руб.)* *СП (9511,06 руб.): 40% от ФОТ (23777,64 руб.)*	1 испытание	36	660,49	660,49			23777,64	23777,64			53,6787	1932,43		
23	**ФЕР33-01-052-01**	Подвеска проводов ВЛ 220 кВ (6 проводов) сечением 240 мм2 методом "под тяжением" без пересечений с препятствиями, при длине анкерного пролета: до 1 км *НР (67996,01 руб.): 105% от ФОТ (64758,1 руб.)* *СП (38854,86 руб.): 60% от ФОТ (64758,1 руб.)*	1 км линии	0,22	285834,27	60553,55	225280,7	233801,5	62883,54	13321,78	49561,76	51436,32	6294,546	1384,8	16771,94	3689,83

24	**ФЕРм08-01-023-02**	Спуск, петля или перемычка, сечение провода, мм2, до 300, количество проводов в фазе: 2 *НР (119111,99 руб.): 95% от ФОТ (125381,04 руб.)* *СП (81497,68 руб.): 65% от ФОТ (125381,04 руб.)*	спуск, петля или перемычка (3 фазы)	6	6586,22	4318,37	2252,99	16578,47	39517,32	25910,22	13517,94	99470,82	448,427	2690,56	1446,608	8679,65
25	**Прайс-лист**	Изоляторы линейные подвесные стеклянные ПСД-70Е	шт	12	1284,55				15414,6							
26	**Прайс**	Провод Aero Z 242-2Z	м	1320	379,98				501573,6							
Раздел 2. Токопроводы																
27	**ФЕРм08-01-077-01**	Токопроводы неэкранированные из алюминиевых шин. Токопровод закрытый напряжением до 10кВ из шин корытного профиля на ток до 3200А *НР (31296863,08 руб.): 95% от ФОТ (32944066,4 руб.)* *СП (21413643,16 руб.): 65% от ФОТ (32944066,4 руб.)*	м (3 фазы)	3812	5575,7	1982,58	3379,84	6659,62	21254568	7557595	12883950	25386471	205,8788	784810	550,7567	2099485
Раздел 3. Сопутствующее оборудование																
28	**ФЕРм08-01-004-04**	Реактор масляный заземляющий 10 кВ *НР (40562,66 руб.): 95% от ФОТ (42697,54 руб.)* *СП (27753,4 руб.): 65% от ФОТ (42697,54 руб.)*	1 шт.	2	16280,35	8712,74	6708,47	12636,03	32560,7	17425,48	13416,94	25272,06	905,69	1811,38	935,9378	1871,88
29	**Прайс**	Реактор РЗДПОМА 635/10 У1	шт	2	847457,01				1694914							
30	**ФЕРм08-01-006-04**	Трансформатор тока напряжением: 220 кВ *НР (52376,98 руб.): 95% от ФОТ (55133,66 руб.)* *СП (35836,88 руб.): 65% от ФОТ (55133,66 руб.)*	1 компл. (3 фазы)	2	21724,17	9222,8	8844,77	18344,03	43448,34	18445,6	17689,54	36688,06	958,706	1917,41	1502,381	3004,76

31	**Прайс**	Трансформатор тока Siemens Trench SAS/245 УХЛ1	шт	2	1390557				2781114							
36	**ФЕРм08-01-001-01**	Трансформатор силовой трехфазный 10 кВ, мощность, кВ.А: 250 *НР (23893,41 руб.): 95% от ФОТ (25150,96 руб.)* *СП (16348,12 руб.): 65% от ФОТ (25150,96 руб.)*	шт.	2	9222,17	4786,46	4262,65	7789,02	18444,34	9572,92	8525,3	15578,04	497,025	994,05	749,4474	1498,89
37	**Прайс**	Трансформатор собственных нужд ТМГ-250/10 УХЛ1	шт	2	194999,98				389999,96							
32	**ФЕРм08-01-008-05**	Выключатель элегазовый напряжением: 220 кВ *НР (585953,12 руб.): 95% от ФОТ (616792,76 руб.)* *СП (400915,29 руб.): 65% от ФОТ (616792,76 руб.)*	1 компл. (3 фазы)	2	171859,52	80114,69	88863,1	228281,7	343719,04	160229,4	177726,2	456563,4	8327,93	16655,86	18544,47	37088,93
38	**Прайс**	Выключатель Siemens 3AP1 FG УХЛ1	шт	2	12000000				24000000							
33	**ФЕРм08-01-011-08**	Разъединитель напряжением: 220 кВ, на ток 1000-3200 А с одним или двумя заземляющими ножами *НР (236598,98 руб.): 95% от ФОТ (249051,56 руб.)* *СП (161883,51 руб.): 65% от ФОТ (249051,56 руб.)*	1 компл. (3 полюса)	4	35594,62	17170,56	17004,84	45092,33	142378,48	68682,24	68019,36	180369,3	1784,872	7139,49	3834,382	15337,53
39	**Прайс**	Разъединитель Siemens D BF4-245N УХЛ1	шт	4	2500000				10000000							
34	**ФЕРм08-01-015-10**	Ограничитель перенапряжений нелинейный напряжением: 220 кВ *НР (23750,63 руб.): 95% от ФОТ (25000,66 руб.)* *СП (16250,43 руб.): 65% от ФОТ (25000,66 руб.)*	1 компл. (3 фазы)	2	7825,14	2996,29	3888,51	9504,04	15650,28	5992,58	7777,02	19008,08	311,469	622,94	772,1051	1544,21
40	**Прайс**	ОПН Siemens 3PE321 УХЛ1	шт	2	200000,02				400000,04							

35	**ФЕРм08-01-026-01**	Распределительные устройства комплектные 6-10 кв. *НР (105233,5 руб.): 95% от ФОТ (110772,1 руб.)* *СП (72001,87 руб.): 65% от ФОТ (110772,1 руб.)*	шт.	10	10271,69	8253,71	1786,37	2823,5	102716,9	82537,1	17863,7	28235	857,092	8570,92	291,0645	2910,65
41	**Прайс**	КРУЭ Siemens NXPLUS C/2500 У2	шт	10	550000				5500000							
Раздел 4. Строительство ЗРУ 10 кВ																
42	**ФЕР21-01-015-01**	Сборка временных зданий со стальным каркасом и многослойными панелями: складов отапливаемых и неотапливаемых объемом до 1000 м3 *НР (124913,38 руб.): 96% от ФОТ (130118,1 руб.)* *СП (65059,05 руб.): 50% от ФОТ (130118,1 руб.)*	100 м3 здания	1	152649,6	67439,89	28022,91	62678,21	152649,6	67439,89	28022,91	62678,21	7435,494	7435,49	4885,352	4885,35
43	**ФЕР21-02-002-12**	Устройство отопления ЗРУ *НР (11353,32 руб.): 96% от ФОТ (11826,38 руб.)* *СП (5913,19 руб.): 50% от ФОТ (11826,38 руб.)*	100 м3 здания	1	13726,84	11402,86	946,72	423,52	13726,84	11402,86	946,72	423,52	1199,045	1199,05	31,3722	31,37
44	**ФЕР21-02-004-06**	Устройство системы вентиляции во временных зданиях: мастерских *НР (2116,1 руб.): 96% от ФОТ (2204,27 руб.)* *СП (1102,14 руб.): 50% от ФОТ (2204,27 руб.)*	100 м3 здания	1	2445,4	2038,69	126,56	165,58	2445,4	2038,69	126,56	165,58	233,2704	233,27	12,2003	12,2
46	**ФЕР21-02-018-02**	Устройство внутреннего электроснабжения временных зданий: мастерских *НР (8352,48 руб.): 96% от ФОТ (8700,5 руб.)* *СП (4350,25 руб.): 50% от ФОТ (8700,5 руб.)*	100 м3 здания	1	17560,65	8440,81	374,06	259,69	17560,65	8440,81	374,06	259,69	877,4148	877,41	19,1719	19,17

окончание Приложения 3

Итого прямые затраты по смете в базисных ценах	209440378	9857778	14348836	28467904		1028442		2299844
Накладные расходы	36362863							
Сметная прибыль	25076424							
Итоги по смете:								
Итого Строительные работы	10150103					94681,83		58938,88
Итого Монтажные работы	260548448					926835,2		2240905
Итого Прочие затраты	181114,38					6924,77		
Итого	270879665					1028442		2299844
В том числе:								
Материалы	185233765							
Машины и механизмы	14348836							
ФОТ	38325682							
Накладные расходы	36362863							
Сметная прибыль	25076424							
НДС 18% от 270879665,26	48758340							
ВСЕГО по смете	**319638005**					**1028442**		**2299844**

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАО ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« 20 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Разработка перспективной схемы электроснабжения сети 10 кВ пром. площадок САЗ, ХАЗ и САЯНАЛ
тема

Руководитель _____ 13.06.18 доцент каф. ЭЭ, к.э.н. Н.В. Дулесова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ 13.06.18 А.А. Гузенков
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ 13.06.18 г. И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2018