

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ГПП-2 АО «КАЗЦИНК»

Студент

А.Ю. Елманов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

А.Г. Сорокин

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Консультанты

_____ (И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

_____ (И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Аннотация

В выпускной квалификационной работе, темой которой является «Реконструкция электрической части ГПП-2 АО «КАЗЦИНК», принимались самые новые разработки оборудования, которые внедряются на многих энергетических предприятиях Республики Казахстан. Устанавливаемое оборудование обладает следующими достоинствами: надежно, удобно в эксплуатации, многофункционально, компактно и т.д. Главный недостаток – большая стоимость и необходимость обучения эксплуатационного персонала.

Использование данного оборудования не приведет к загрязнению окружающей среды и электромагнитное излучение не превысит установленных международными и Казахстанскими стандартами предельно-допустимых норм.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ схемы ПС «ГПП-2» АО «Казцинк».....	7
1.1 Описание действующей схемы ПС «ГПП-2» АО «Казцинк».....	7
2 Техничко-экономический расчет.....	8
2.1 Расчёт электрических нагрузок по «ГПП-2» АО «Казцинк».....	8
3 Выбор трансформаторов.....	17
3.1 Определение потерь энергии в трансформаторах.....	18
3.2 Капитальные вложения.....	19
3.3 Стоимость потерь электроэнергии.....	19
3.4 Стоимость отчислений на амортизацию ремонт и обслуживание	20
3.5 Приведённые затраты.....	20
4 Расчет токов короткого замыкания.....	22
4.1 Расчет сети высокого напряжения.....	22
4.2 Расчет сети низкого напряжения.....	27
5 Выбор оборудования.....	30
5.1 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ.....	30
6 Защита силовых трансформаторов.....	46
7 Расчёт заземлителя методом наведённых потенциалов по допустимому сопротивлению.....	52
Заключение.....	58
Список используемых источников.....	59

Введение

Казцинк – слияние казахстанских предприятий, которые занимаются добычей и обработкой руд цветных металлов в Восточно-Казахстанской области (Зыряновский свинцовый комбинат, Лениногорский полиметаллический комбинат, Усть-Каменогорский свинцово-цинковый комбинат). Эта крупная интегрированная компания была образована в 1997 году, собственником которой являлось Правительство Республики Казахстан, но при слиянии предприятий контрольный пакет акций компании был продан в частный сектор, и генеральным инвестором Казцинка стал Glencore International. Позже Казцинк получил также Бухтарминскую ГЭС и Текелийский свинцово-цинковый комбинат.

В 2004 году предприятие «Казцинк» приняло решение об интеграции системы менеджмента, которая включает в себя менеджмент качества (было сертифицировано на соответствие международным стандартам серии ISO-9000:2000), экологии, охраны труда и техники безопасности (по требованиям международных стандартов серии ISO-14000 и спецификации OHSAS-18000).

В компании работают около 24,5 тысяч человек, которые представляют более 500 различных профессий. Почти четверть персонала имеют высшее образование. Политика Казцинка в подборе сотрудников основана на принципах равенства и приоритета трудоустройства работников из числа местных жителей, которым предоставляется возможность обучения, карьерного роста и реализации собственных идей.

Промышленные предприятия являются крупнейшими потребителями различных видов энергии и топлива. Таким образом, они расходуют приблизительно 2/3 энергии и половину всего топлива (дрова и древесные отходы, уголь, кокс, мазут, диоксид углерода (для сварочного производства), природный газ). В результате развития научно-технического прогресса произошло увеличение производства. Потребление энергии и доля затрат на энергоресурсы (в себестоимости продукции доходит до 45 %) растет.

Вследствие чего, роль энергетического хозяйства в обеспечении бесперебойного функционирования производственного процесса возросла.

Энергетическое хозяйство промышленного предприятия представляет из себя сложный комплекс процессов производства, преобразования, распределения и потребления всех энергоресурсов. К основным видам промышленной энергии относят тепловую и химическую энергию топлива, тепловую энергию пара и горячей воды, а также механическую энергию и электроэнергию.

Основными задачами энергохозяйства являются:

1. Бесперебойное обеспечение предприятия, его подразделений и рабочих мест всеми видами энергии;
2. Рациональное использование энергетического оборудования, его обслуживание и ремонт;
3. Экономное расходование и эффективное использование в процессе производства всех видов энергии.

Энергия по характеру использования бывает: двигательной, технологической, осветительной, отопительной, и санитарно-вентиляционной. В промышленности энергия потребляется на двигательные и технологические цели. В качестве двигательной силы технологического оборудования используется электроэнергия, а также пар и сжатый воздух в небольшом объеме.

У каждого предприятия-энергопотребителя есть энергетический паспорт, в котором указаны все основные сведения об энергетическом хозяйстве предприятия, а также производится оценка эффективности использования топливно-энергетических ресурсов по объектам предприятия.

В основном промышленные предприятия обеспечиваются электроэнергией централизованно. Электроэнергию получают через заводскую ГПП или от заводской ТП, связанной с энергетической системой; пар – по тепловой сети районной энергетической системы при заводской теплоцентрали; газ – из сети дальнего газоснабжения природным газом.

Существует и комбинированный вариант обеспечения энергоресурсами, в этом случае часть энергии покрывается за счет ее обеспечения от собственных установок, а часть – централизованно.

1 Анализ схемы ПС «ГПП-2» АО «Казцинк»

1.1 Описание действующей схемы ПС «ГПП 2» АО «Казцинк»

Главная понизительная подстанция ГПП-2 осуществляет питание потребителей Риддерского горно-обогатительного комбината:

- рудничные потребители - Шубинский рудник
- компрессорная станция;
- обогатительная фабрика;
- населённые пункты – Гумировка и др.

Находясь в центре нагрузок, подстанция осуществляет питание потребителей, по кабельным линиям наименьшей протяженности. Первичная схема. ГПП питается по двум ЛЭП-110 кВ от энергосистемы АО «КЕГОС» Л-112 и Л-117 от Риддер ТЭЦ. Мощность генераторов РТЭЦ очень мала и покрывает только часть нужд в электроэнергии Риддерского цинкового завода. Электроэнергия для ГПП идет транзитом через Л-117 от Л-132 АО «КЕГОС». Генерацию электроэнергии от РТЭЦ в дальнейшем проекте не учитываю. На подстанции установлено два силовых трансформатора: Т-1 – трансформатор с расщепленной обмоткой ТРДН-31500 кВА 112/6,3/6,3; Т-2 – трансформатор с расщепленной обмоткой ТРДН-32000 кВА 110/6,3/6,3. На стороне 110 кВ схема: - две системы шин, секционированных выключателем. Все присоединения коммутируются выключателями и разъединителями. На стороне 6 кВ имеется 4 секции шин от которых запитаны потребители I, II, III категорий. Потребители I и II категории имеют по два ввода от разных силовых трансформаторов.

ГПП построена в 1964 году. За 50 лет работы не производились реконструкции и модернизации электрооборудования. Электрооборудование не только физически, но и морально устарело. Огромное масляное хозяйство электрооборудования 110 кВ представляет большие затраты в эксплуатации и ремонте. Также существует риск загрязнения окружающей среды, что противоречит международному стандарту ISO-14002.

2. Техничко-экономический расчёт

2.1 Расчёт электрических нагрузок по «ГПП-2» АО «Казцинк»

Согласно реальным почасовым нагрузкам в летние сутки и зимние, выявляю максимальные и минимальные мощности ГПП.

В соответствии с таблицами нагрузок силовых трансформаторов, выявляю максимальные и минимальные мощности ГПП:

- P_{\max} , Q_{\max} , S_{\max} – максимальные мощности зимних суток;
- P_{\min} , Q_{\min} , S_{\min} – минимальные мощности летних суток.

По графикам нагрузки рассчитывается годовая энергия потребления.

Энергия летних суток.

$$W_{\text{ЛС}} = P_i \cdot t \quad (1)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{ЛС}} = & 34,080 \cdot 1 + 26,400 \cdot 1 + 29,760 \cdot 1 + 35,040 \cdot 1 + 22,080 \cdot 1 + 34,080 \cdot 1 + 26,880 \cdot 1 \\ & + 32,160 \cdot 1 + 25,920 \cdot 1 + 32,640 \cdot 1 + 23,520 \cdot 1 + 32,160 \cdot 1 + 27,840 \cdot 1 + 28,800 \cdot 1 + 28,800 \cdot 1 + 28, \\ & 320 \cdot 1 + 31,200 \cdot 1 + 17,760 \cdot 1 + 39,360 \cdot 1 + 22,560 \cdot 1 + 34,560 \cdot 1 + 32,160 \cdot 1 + 33,120 \cdot 1 + 22,560 \\ & = 701,760 \text{ МВт}\cdot\text{час} \end{aligned}$$

где: P_1, \dots, P_{24} - мощность летних суток МВт;

t_1, \dots, t_{24} - время летних суток час;

$W_{\text{ЛС}}$ - энергия летних суток МВт час.

Энергия зимних суток.

$$\begin{aligned} W_{\text{ЗС}} = & 29,304 \cdot 1 + 30,480 \cdot 1 + 32,160 \cdot 1 + 29,808 \cdot 1 + 32,232 \cdot 1 + 31,704 \cdot 1 + 33,144 \cdot 1 + 31 \\ & ,200 \cdot 1 + 31,656 \cdot 1 + 32,160 \cdot 1 + 29,040 \cdot 1 + 33,360 \cdot 1 + 33,360 \cdot 1 + 33,312 \cdot 1 + 33,456 \cdot 1 + 30,864 \\ & \cdot 1 + 29,880 \cdot 1 + 33,360 \cdot 1 + 26,712 \cdot 1 + 31,176 \cdot 1 + 32,208 \cdot 1 + 38,184 \cdot 1 + 29,808 \cdot 1 + 30,024 \cdot 1 = 7 \\ & 58,592 \text{ МВт}\cdot\text{час} \end{aligned}$$

где: P_1, \dots, P_{24} - мощность зимних суток МВт;

t_1, \dots, t_{24} - время зимних суток час;

$W_{\text{ЗС}}$ - энергия зимних суток МВт час.

Электрическая энергия, потреблённая за год по каждому графику

$N_3 = 183$ – количество зимних суток;

$N_{\text{Л}} = 182$ – количество летних суток;

$$W_{ГОД} = W_{ЗС} \cdot N_3 + W_{ЛС} \cdot N_Л, \text{ МВт} \cdot \text{час} \quad (2)$$

$$W_{ГОД} = 758,592 \cdot 183 + 701,760 \cdot 182 = 138822,33 + 127720,32 = 266542,65$$

МВт час

где: $N_3 = 183$ – количество зимних суток;

$N_Л = 182$ – количество летних суток;

$W_{ГОД}$ – годовая энергия МВт час;

$W_{ЗС}$ – энергия зимних суток МВт час;

$W_{ЛС}$ – энергия летних суток МВт час.

Время максимума потребления нагрузки

$$T_{МАХ} = \frac{W_{ГОД}}{P_m}, \text{ час} \quad (3)$$

$$T_{МАХ} = \frac{266542,65}{39,360} = 6771,917 \text{ часа,}$$

где: $T_{маx}$ – время максимума потребления нагрузки час;

$W_{год}$ – годовая энергия МВт час;

P_m – максимальная годовая мощность МВт.

Время максимальных потерь энергии

Продолжительность времени потерь за год принимается календарная $T=8760$ часов

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 8760, \text{ час}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6771,917}{10000} \right)^2 8760 = 5614,75 \text{ часа}$$

где: τ - время максимальных потерь в час;

T_m - время максимума потребления нагрузки.

Схема выбирается на основании схемы электроснабжения района и других работ по развитию электрических сетей и должна:

- предоставлять требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и перетоков мощности по

межсистемным или магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;

- принимать в расчет перспективы развития ПС;
- подразумевать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- учитывать требования противоаварийной автоматики;
- в положенный срок обеспечивать проведение эксплуатационных и ремонтных работ без отключения смежных присоединений на отдельных элементах схемы;
- гарантировать наглядность, простоту, экономичность и автоматичность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства обслуживающего персонала.

Намечаю три варианта схем электроснабжения:

Вариант 1

Питание ГПП осуществляется по двум ЛЭП (№ 1 и № 4). Через линии №2 и №3 осуществляется транзит эл. энергии другим потребителям. Намечаю установку оборудования схемы 110кВ выполненными ячейками КРУЭ (комплектное распределительное устройство элегазовое). Два силовых масляных трансформатора с расщепленными обмотками питают 4 секции шин 6кВ, секционированные выключателями. Ошиновка от выключателя до трансформатора выполняется кабелем 110кВ.

Вариант 2

Питание ГПП осуществляется по двум ЛЭП (№ 1 и № 4). Через линии №2 и №3 осуществляется транзит эл. энергии другим потребителям. Намечаю установку оборудования схемы 110кВ на ОРУ (открытое распределительное устройство). Четыре силовых масляных трансформаторов питают 4 системы шин 6кВ, секционированные выключателями.

Вариант 3

Питание ГПП осуществляется по двум ЛЭП (№1 и №4). Через линии №2 и №3 осуществляется транзит эл. энергии другим потребителям. Намечаю

установку оборудования схемы 110кВ на ОРУ (открытое распределительное устройство). Два силовых масляных трансформатора с расщепленными обмотками питают 4 секции шин 6кВ, секционированные выключателями.

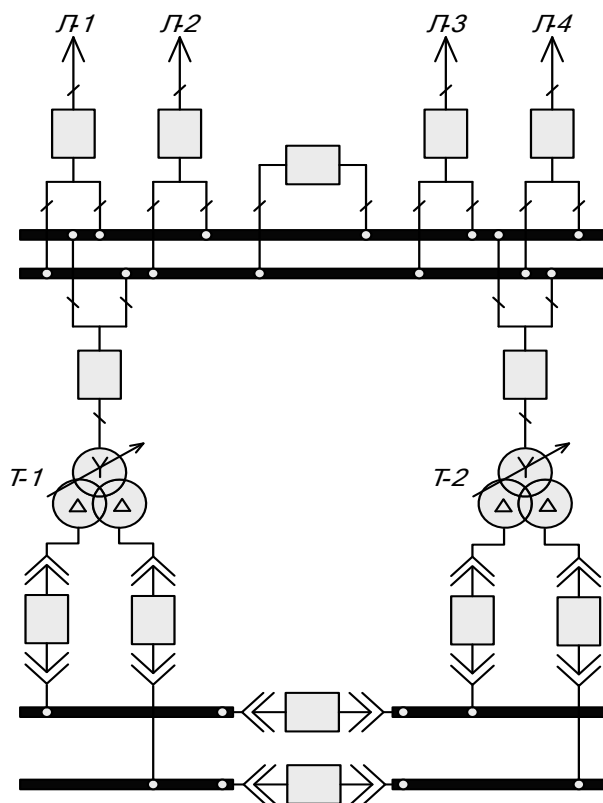


Рисунок 1 – 1 Вариант схемы электроснабжения

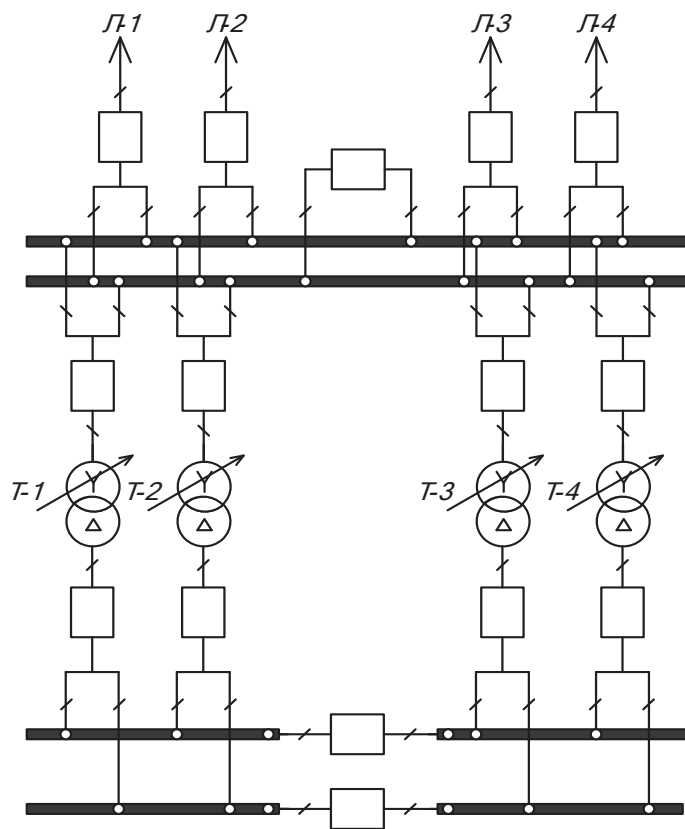


Рисунок 2 – 2 Вариант схемы электроснабжения

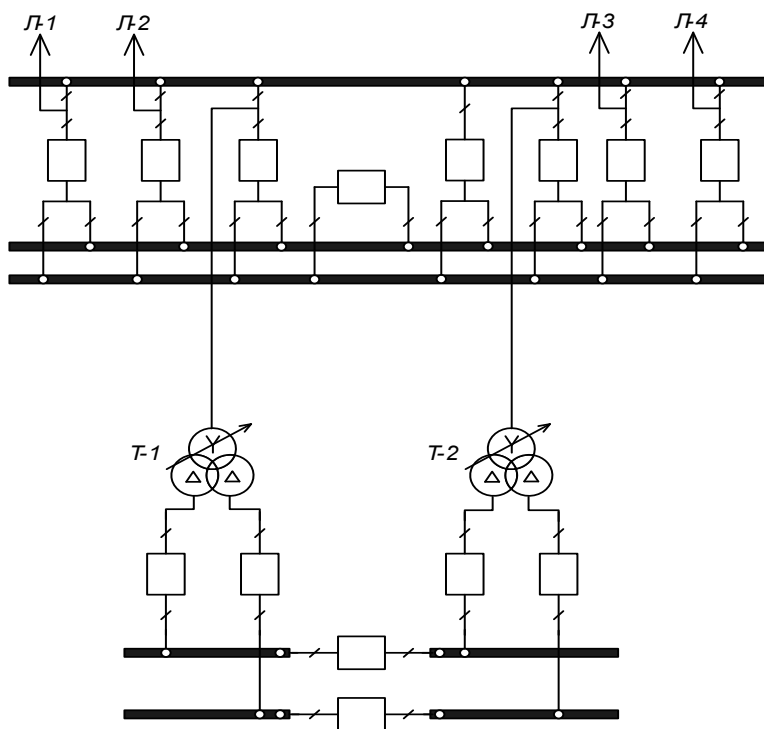


Рисунок 3 – 3 Вариант схемы электроснабжения

Расчёт осветительной нагрузки ГПП

Расчёт нагрузки электрического освещения производится по удельной мощности.

$$P_{л} = \frac{A \cdot W}{n}, \quad (4)$$

где: A – площадь помещения, m^2 ,

W – удельная мощность, $Вт/м^2$: для бытовых помещений – 20 Вт/ м^2 ;

- для пультов управления – $25-30 \text{ Вт/ м}^2$;

- для ОРУ – $0,15-0,2 \text{ Вт/ м}^2$;

n – количество светильников, шт.;

$P_{л}$ – мощность одной лампы.

Выводим формулу для расчёта освещения по заданной площади и удельной мощности:

$$P_{осв} = k_c * A * W, \quad (5)$$

где: k_c – коэффициент спроса для наружного и аварийного освещения = 1;

- для РУ-6 кВ = 0,6;

- для производственного здания = 0,8 [5].

При определении расчётной осветительной нагрузки прибавляют потери к установленной мощности:

- 20 % - для люминесцентных ламп;

- 10 % - для ламп ДРЛ.

В здании ГПП находятся:

- бытовые помещения;

- пульт управления;

- РУ – 6 кВ;

- помещения для административно – технического персонала;

- электролаборатория;

- помещение для аккумуляторной батареи.

Результаты расчётов сводим в табл. 1

$$P_{осв} = 27874,25 \text{ Вт} = 27,9 \text{ кВт}. \quad (6)$$

Таблица 1 - Расчет осветительной нагрузки ГПП-2

	Наименование помещений	Площадь, м ²	Удельная мощность, Вт/м ²	Kс	P осв, Вт
1	2	3	4	5	6
	1 этаж				
	Кабинет №1	60	20	0,8	960
	Кабинет №2	50	20	0,8	800
	Кабинет №3	50	20	0,8	800
	Кабинет №4	70	20	0,8	1120
	Кабинет №5	70	20	0,8	1120
	Комната отдыха	40	20	0,8	640
	Комната приёма пищи	22	20	0,8	352
	Коридор	120	20	0,8	1920
	Гардеробная	24	20	0,8	384
	Лестничный марш	150	20	0,8	2400
	Туалет	20	20	0,8	320
	Душевая	9	20	0,8	144
	Аккумуляторная	58,35	15	1	875,25
	2 этаж				
	Пульт управления	300	30	0,8	7200
	РУ - 6кВ	490	20	0,6	5880
	ОРУ - 110 кВ	6300	0,17	1	1071
	Коридор	118	20	0,8	1888
	ИТОГО				27874,25

Технические и организационные мероприятия при выводе в ремонт высоковольтной ячейки.

Работа в электроустановках производится по наряду и распоряжению.

Распоряжение - это задание на производство работы, определяющее ее содержание, место, время, меры безопасности (если они требуются) и лиц, которым поручено ее выполнение. Распоряжение может быть передано непосредственно или с помощью средств связи с последующей записью в

оперативном журнале. Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия зависит от продолжительности рабочего дня исполнителей.

Наряд - это задание на безопасное производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состава бригады и лиц, ответственных за безопасность выполнения работы.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работы в электроустановках, являются:

- а) оформление работы нарядом-допуском, распоряжением и перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- б) допуск к работе;
- в) надзор во время работы;
- г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончание работы.

Работы по обслуживанию электроустановок (со снятием напряжения, без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, без снятия напряжения, вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением) производятся по наряду.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ. Для подготовки рабочего места при работах со снятием напряжения должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- а) произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры;
- б) на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой вывешены запрещающие плакаты;
- в) проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, на которых должно быть наложено заземление для защиты людей от поражения электрическим током;

г) наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

д) вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты, ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части. В зависимости от местных условий токоведущие части ограждаются до и после наложения заземления.

При оперативном обслуживании электроустановки двумя и более лицами в смену перечисленные в настоящем пункте мероприятия должны выполнять двое. При единоличном обслуживании их может выполнять одно лицо, кроме наложения переносных заземлений в электроустановках напряжением выше 1000 В и производство переключений, проводимых на двух и более присоединениях в электроустановках напряжением выше 1000 В, не имеющих действующих устройств блокировки разъединителей от неправильных действий.

3 Выбор трансформаторов

Силовые трансформаторы выбираю по условию 70% загрузки в нормальном режиме. При неисправности одного из трансформаторов второй на время устранения аварийной ситуации остается загружен не более чем на 140%, что вполне возможно в случаях аварийных ситуаций.

Вариант 1

$$S_{\text{НОМ}}/0,7 \quad (7)$$

где: $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$S_{\text{МАХ}}$ – максимальная суточная мощность.

$$S_{\text{НОМ}}/0,7 \cdot 45,130 = 31,591 \text{ МВА}$$

Выбираю трансформатор типа ТРДН-40000/110 (трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, наличие системы регулирования напряжения). Технические характеристики смотри таблицу 1.

Вариант 2

$$S_{\text{НОМ}}/\frac{0,7}{2} \cdot S_{\text{МАХ}} \quad (8)$$

где: $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора,

$S_{\text{МАХ}}$ – максимальная суточная мощность.

$$S_{\text{НОМ}}/\frac{0,7}{2} \cdot 45,130 = 15,796 \text{ МВА}$$

Выбираю трансформатор типа ТДН-16000/110 (трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, наличие системы регулирования напряжения). Технические характеристики смотри таблицу 1.

Вариант 3

$$S_{\text{НОМ}}/0,7 \cdot S_{\text{МАХ}} \quad (9)$$

$$S_{\text{НОМ}}/0,7 \cdot 45,130 = 31,591 \text{ МВА}$$

где: $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора,

S_{max} – максимальная суточная мощность.

Выбираю трансформатор типа ТРДН-40000/110 (трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения, с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, наличие системы регулирования напряжения).

Таблица 1. - Технические характеристики силовых трансформаторов

№ вар-та	ТИП	S _{НОМ} , МВА	U, кВ		ΔP _к , кВт	U _к , %		ΔP _{хх} , кВт	I _{хх} , %
			ВН	НН		ВН-НН	СН-НН		
I, III	ТРДН-40000/110	40	15	6,3-6,3	170	10,5	30	34	0,55
II	ТДН-16000/110	16	15	6,6	85	10,5	-	18	0,7

3.1 Определение потерь энергии в трансформаторах

$$\Delta W_T = n(\Delta P_{XX} \cdot T_{ВКЛ} + \Delta P_K \left(\frac{S_{max}}{n \cdot S_{ном.}} \right)^2 \cdot \tau) \quad (10)$$

где: n – количество трансформаторов;

ΔP_{кз} – потери короткого замыкания кВт;

ΔP_{хх} – потери холостого хода кВт;

S_{НОМ} – номинальная мощность трансформатора, МВА;

T_{вкл} – время включения трансформатора в работу 8760 часов в году;

τ - время максимальных потерь в час.

Вариант 1

$$\Delta W_T = 2(34 \cdot 8760 + 170 \left(\frac{45,130}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot 5614,75) = 1198756,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Вариант 2

$$\Delta W_T = 4(18 \cdot 8760 + 85 \left(\frac{45,130}{4 \cdot 16} \right)^2 \cdot 5614,75) = 1573027,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Вариант 3

$$\Delta W_T = 2(34 \cdot 8760 + 170 \left(\frac{45,130}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot 5614,75) = 1198756,9 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

3.2 Капитальные вложения

Стоимость силовых трансформаторов выбираю по таблице 2 Стоимость оборудования 110кВ – реальные цены производителя, фирма АВВ-Германия. Составляю сводную таблицу стоимости оборудования по вариантам.

Таблица 2 - Таблица стоимости оборудования по вариантам

Элемент эл. сети	Стоимость единицы, тыс.тенге	I-вариант		II-вариант		III-вариант	
		К-во	Общая стоимость	К-во	Общая стоимость	К-во	Общая стоимость
Трансф-тор ТРДН-40000	22000	2	44000	-	-	2	44000
Трансф-тор ТРДН-16000	12000	-	-	4	48000	-	-
Ячейка КРУЭ-110кВ	30000	7	210000	-	-	-	-
Выключатель элегазовый	6080	-	-	8	48640	8	48640
Разъединитель	1600	-	-	29	46400	29	46400
Трансф-тор тока	960	-	-	24	23040	24	23040
Трансф-тор напряжения	880	-	-	3	2640	3	2640
Кабельная линия(1км)	32000	0,6	19200	-	-	-	-
Сумма			273200		168720		164720

3.3 Стоимость потерь электроэнергии

$$C_{II} = \beta \cdot \Delta W_T \quad (11)$$

где: $\beta=4,27$ тенге/кВт час – стоимость потерь электроэнергии;

C_{II} - стоимость потерь электроэнергии;

ΔW_T – величина потерь энергии в трансформаторах, кВтчас.

Вариант 1

$$C_{II} = 4,27 \cdot 1198756,9 = 5118691,96 \text{ тенге} = 5118,692 \text{ т.тенге}$$

Вариант 2

$$C_{II} = 4,27 \cdot 1573027,5 = 6716827,425 \text{ тенг} = 6716,727 \text{ тыс.тенге}$$

Вариант 3

$$C_{\Pi} = 4.27 \cdot 1198756,9 = 5118691,9 \text{тенге} = 5118,692 \text{тыс.тенге}$$

3.4 Стоимость отчислений на амортизацию ремонт и обслуживание

$$C_{a.p.o.} = \frac{\rho_{apo}}{100\%} \cdot K_{\Sigma}, \quad (12)$$

где: $\rho_{apo} = 9,4\%$ - для ОРУ-110кВ и ниже – норма отчислений на обслуживание;

K_{Σ} - сумма полученных капитальных вложений из таблицы 2 по вариантам.

Вариант 1

$$C_{a.p.o.} = \frac{9,4}{100\%} \cdot 273200 = 25680,8 \text{тыс.тенге}$$

Вариант 2

$$C_{a.p.o.} = \frac{9,4}{100\%} \cdot 168720 = 15859,68 \text{тыс.тенге}$$

Вариант 3

$$C_{a.p.o.} = \frac{9,4}{100\%} \cdot 164720 = 15483,68 \text{тыс.тенге}$$

3.5 Приведённые затраты

$$Z = E_H K + C_{APO} + C_{\Pi} \quad (13)$$

где: $E_H = 0,12$ - нормативный коэффициент экономической эффективности.

Вариант 1

$$Z = 0,12 \cdot 273200 + 25680,8 + 5118,692 = 63583,492 \text{тыс.тенге}$$

Вариант 2

$$Z = 0,12 \cdot 168720 + 15859,68 + 6716,727 = 42822,807 \text{тыс.тенге}$$

Вариант 3

$$З = 0,12 \cdot 164720 + 15483,68 + 5118,692 = 40368,772 \text{ тыс. тенге}$$

Сравнив приведенные затраты трех вариантов, для дальнейших расчетов выбираю Вариант 3, как самый экономичный.

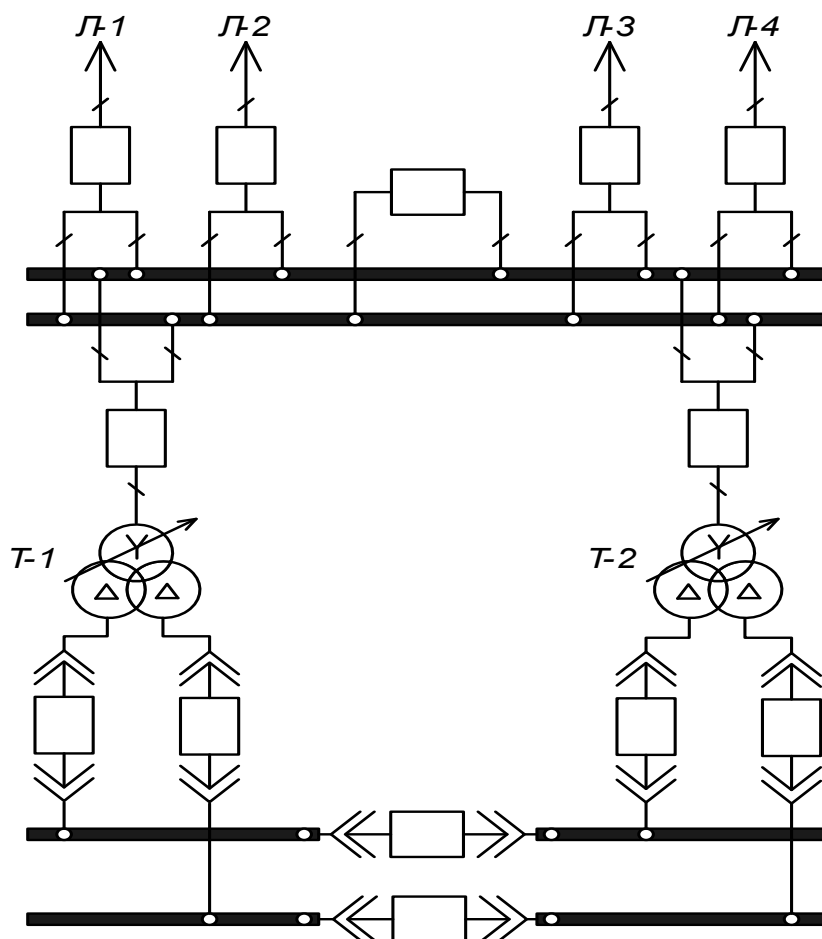


Рисунок 4 – Вариант 1 схемы электроснабжения

4 Расчет токов короткого замыкания

4.1 Расчет сети высокого напряжения

Расчет токов короткого замыкания выполняется в относительных единицах.

Для этого составляем расчетную схему (рисунок 1.4) и схему замещения (рисунок 5).

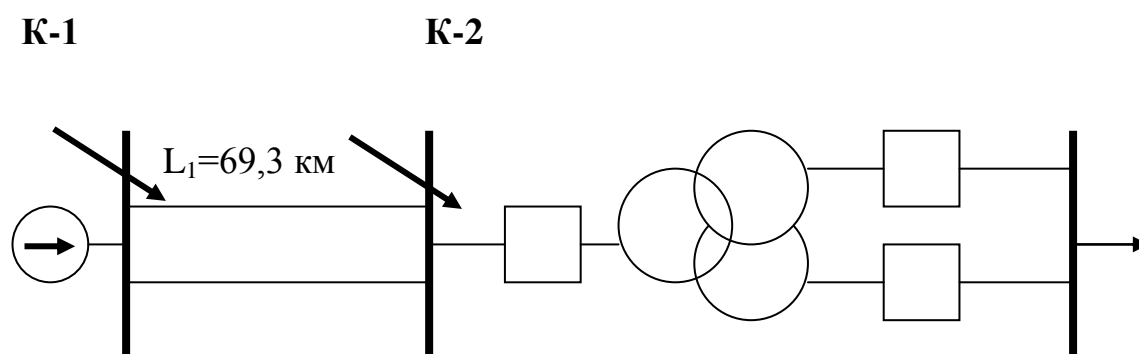


Рисунок 5 - Расчётная схема

$$L_2 = 74,5 + 4 = 78,5 \text{ км}$$

$$S_{кз} = 3000$$

$$U_1 = 115 \text{ кВ}$$

$$T-40 \text{ МВА}$$

$$U_2 = 6 \text{ кВ}$$

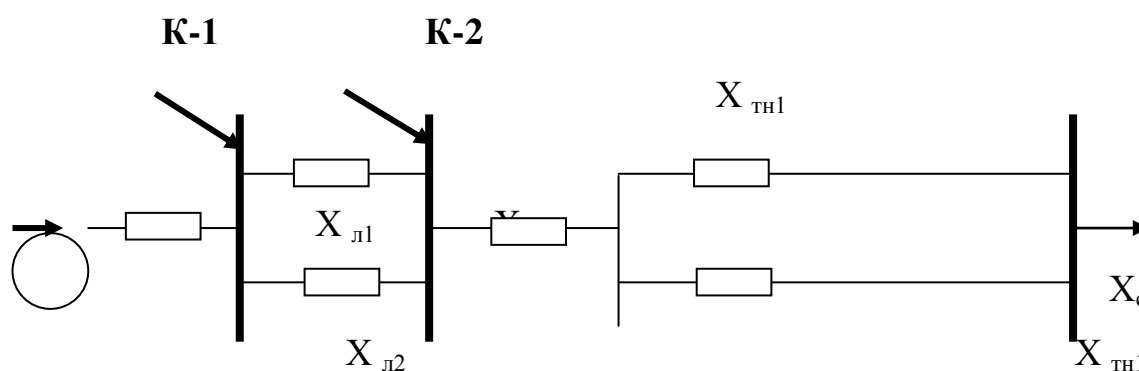


Рисунок 6 - Схема замещения

Все сопротивления элементов цепи к.з. выражаем в относительных единицах. Принимаем $S_{б1} = 100 \text{ мВА}$ и приводим к ней все относительные сопротивления схемы замещения.

Относительное индуктивное сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_{*c} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}}; \quad (14)$$

$$X_{*c} = \frac{100}{3000} = 0,033$$

где: X_{*c} = сопротивление системы.

Относительное индуктивное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$X_{*тр} = \frac{U_{к.з.}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ТР}}; \quad (15)$$

где: $X_{*тр}$ = сопротивление трансформатора.

Для трёхфазного трансформатора с расщеплённой обмоткой:

$$X_B \% = 0,125 \cdot U_{кВ-Н} \%$$

$$X_e \% = 0,125 \cdot 10,5 = 1,313$$

$$X_{H1} \% = X_{H2} \% = 1,75 \cdot U_{кВ-Н} \%$$

$$X_{н1} \% = 1,75 \cdot 10,5 = 17,5$$

$$X_{mв} = \frac{X_B \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}$$

$$X_{mв} = \frac{1,313}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,033$$

$$X_{mн} = \frac{X_n \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}$$

$$X_{mн} = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,44$$

$$X_m = X_{mв} + X_{mн} + \frac{X_{mв} * X_{mн}}{X_{mн}}$$

$$X_m = 0,033 + 0,44 + \frac{0,033 * 0,44}{0,44} = 1,548$$

Относительное индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи ЛЭП-110 кВ вычисляется по формуле:

$$X_{*л} = X_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}; \quad (16)$$

где: $X_{*л}$ - индуктивное сопротивление линий;

$X_0 = 0,405$ - удельное индуктивное сопротивление воздушной линии электропередачи для провода АС-240;

$L_1 = 69,3$ км длина воздушной Л-112, км.

$L_2 = 74,5+4=78,5$ км длина воздушной Л-132+Л-117, км.

$$X_{*Л1} = 0,45 \cdot 69,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,236$$

$$X_{*Л2} = 0,405 \cdot 78,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,24$$

Так как линия имеет большую протяжённость, необходимо учитывать ее активное сопротивление:

$$R_{*л} = R_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}; \quad (17)$$

$$R_{*Л1} = 0,12 \cdot 69,3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,063$$

$$R_{*Л2} = 0,12 \cdot 78,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,071$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{*л} = \sqrt{X_{*л}^2 + R_{*л}^2}, \quad (18)$$

$$Z_{*Л1} = \sqrt{0,236^2 + 0,063^2} = 0,24$$

$$Z_{*Л2} = \sqrt{0,24^2 + 0,071^2} = 0,25$$

$$Z_{*Л} = \frac{Z_{*Л1} \cdot Z_{*Л2}}{Z_{*Л1} + Z_{*Л2}} = \frac{0,24 \cdot 0,25}{0,24 + 0,25} = 0,122$$

Ток короткого замыкания, протекающий в точку К-1:

Результирующее относительное индуктивное сопротивление до точки К-1 равно:

$$X_{*резК1} = X_{*c}; \quad (19)$$

$$X_{*резК1} = 0,033$$

Установившийся ток короткого замыкания в точке К₁ определяется по формуле:

$$I_{к.з.К1} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{*рез.}}; \text{кА} \quad (20)$$

где I_δ определяется по формуле:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \text{А}$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ А}$$

$$I_{к.з.К1} = \frac{0,5}{0,033} = 15,15 \text{ кА}$$

Проектируемая ГПП находится на значительном расстоянии от источников питания, то есть точка к.з. является удаленной, поэтому апериодическую составляющую в расчет не принимают и считают, что начальное значение периодической составляющей равно установившемуся току к.з.

Учитывая вышесказанное, можем записать:

$$I_{К1} = I_0 = I_{0,2} = I_{\infty}; \text{кА} \quad (21)$$

$$I_{К1} = 15,15 \text{ кА}$$

Ударный ток определится по формуле:

$$I_{уд.} = \sqrt{2} \cdot K_{уд.} \cdot I_{к.з.К1}; \text{кА} \quad (22)$$

$$I_{уд.} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,15 = 38,45 \text{ кА}$$

В цепях установок свыше 1000 В с преобладающим индуктивным сопротивлением значение ударного коэффициента K_у = 1,8

Мощность к.з. определится по формуле:

$$S_{к.з.К1} = S_0 = S_{0,2} = S_{\infty} = \sqrt{3} \cdot U_{cp1} \cdot I_{\infty К1}; \text{МВА} \quad (23)$$

$$S_{к.з.К1} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 38,45 = 7649,63 \text{ МВА}$$

Так как I_{уд} меньше 50 кА, то линию на электродинамическое действие не проверяем.

Ток короткого замыкания, протекающий в точку К-2:

Результирующее относительное индуктивное сопротивление до точки К-2 равно:

- при раздельном питании

$$X_{*рез.К2,L1} = X_{*C} + Z_{*Л1}; \quad (24)$$

$$X_{*рез.К2,L1} = 0,033 + 0,24 = 0,273$$

$$X_{*рез.К2,L2} = 0,033 + 0,25 = 0,283$$

- при параллельном питании

$$X_{*рез.К2,L1} = X_{*C} + \frac{Z_{*Л1} \cdot Z_{*Л2}}{Z_{*Л1} + Z_{*Л2}}; \quad (25)$$

$$X_{*рез.К2,L1} = 0,033 + \frac{0,24 \cdot 0,25}{0,24 + 0,25} = 0,16$$

Установившийся ток короткого замыкания в точке К₂ :

- при раздельном питании

$$I_{к.з.К2,L1} = \frac{0,5}{0,273} = 1,8 \text{ кА}$$

$$I_{к.з.К2,L2} = \frac{0,5}{0,283} = 1,77 \text{ кА}$$

- при параллельном питании

$$I_{к.з.К2} = \frac{0,5}{0,16} = 3,13 \text{ кА}$$

Для дальнейших расчетов принимаю наибольший ток, при параллельном питании.

$$I_{К2} = I_0 = I_{0,2} = I_{\infty} = 3,13 \text{ кА}$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,13 = 7,94 \text{ кА}$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,94 = 1579,66 \text{ МВА}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Значения токов к.з.

Условные Обозначения	Токи к.з. $I_0=I_{0,2}=I_{\infty}$, кА	Ударный ток $I_{уд.}$, кА	Мощности к.з. $S_0=S_{0,2}=S_{\infty}$, МВА
Точка К-1	15,55	38,45	7649,63
Точка К-2	3,13	7,94	1579,66

4.2 Расчет сети низкого напряжения

Для этого составляем расчетную схему (рисунок 7) и схему замещения (рисунок 8).

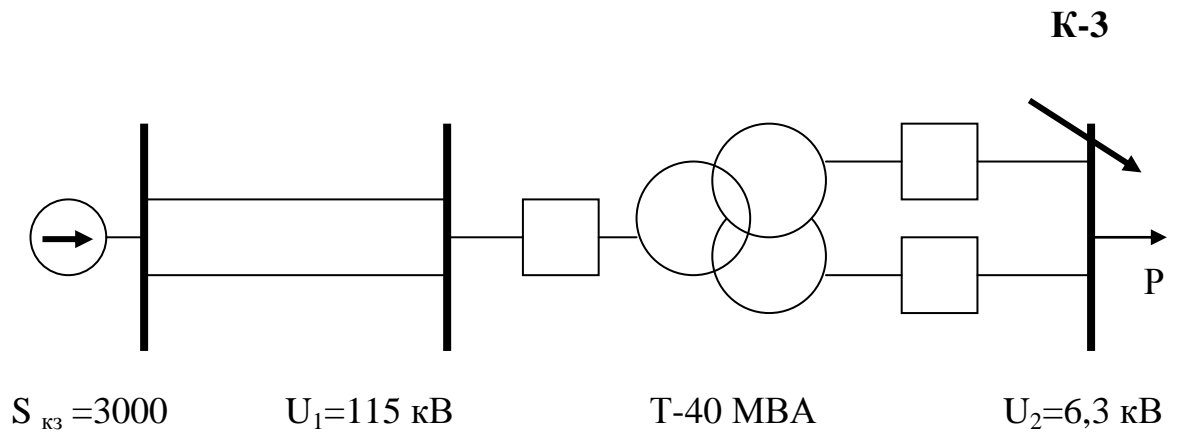


Рисунок 7 - Расчётная схема

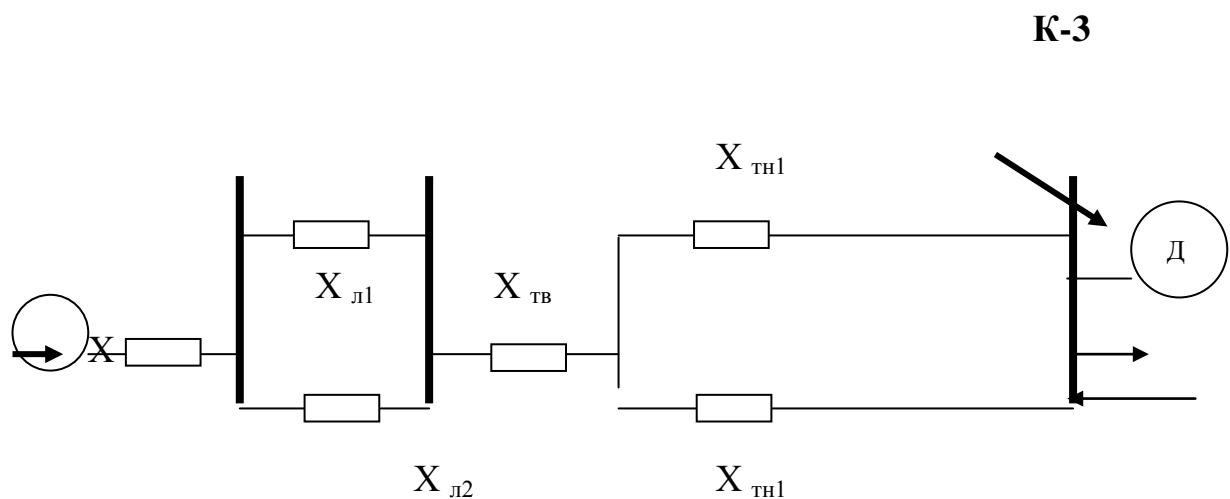


Рисунок 8 - Схема замещения

Принимаем величину базисного напряжения ступени $U_{62} = 6,3 \text{ кВ}$,

Тогда базисный ток I_{62} определится:

$$I_{62} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{62}}; \text{ кА} \quad (26)$$

$$I_{62} = \frac{100}{1,73 \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА}$$

Результирующее относительное индуктивное сопротивление до точки К₃ равно:

$$X_{*рез} = X_{*c} + Z_{*п} + X_{*mp}; \quad (27)$$

$$X_{*резK2} = 0,033 + 0,122 + 1,548 = 1,703 \text{ Ом}$$

Установившийся ток к.з. в точке K_3 равен:

$$I_{к.зK3} = \frac{I_{\phi 2}}{X_{резK3}}; \text{ кА} \quad (28)$$

$$I_{к.зK3} = \frac{9,18}{1,703} = 5,39 \text{ кА}$$

Все сказанное выше для удаленной точки к.з. справедливо и для точки K_3 , поэтому:

$$I_{K3} = 5,39 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания протекающий в точку K_3 от суммарной мощности синхронных двигателей.

$$I_{\Sigma дв} = \frac{\sum P_{ном.двиг.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{двиг.}}; \text{ кА} \quad (29)$$

$$I_{\Sigma дв} = \frac{3525}{1,73 \cdot 6,30 \cdot 0,96 \cdot 0,8} = 421,14 = 0,42 \text{ кА}$$

$$I_{уд\Sigma сд} = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\Sigma дв}; \text{ кА} \quad (30)$$

$$I_{уд\Sigma сд} = 1,8 \cdot 1,41 \cdot 0,42 = 1,07 \text{ кА}$$

Определяем ударный ток в точке K_3 от системы:

$$I_{удK3} = K_{уд.} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\infty K2} \quad (31)$$

$$I_{удK3} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,39 = 13,68 \text{ кА}$$

Определяем мощность короткого замыкания в точке K_3 :

$$S_{кзK3} = S_0 = S_{0,2} = S_{\infty} = \sqrt{3} \cdot U_{cp.2} \cdot I_{\infty K2} \text{ МВА} \quad (32)$$

$$S_{к.з.K3} = \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 5,39 = 58,75 \text{ МВА}$$

От синхронного двигателя ток термической стойкости очень мал, им можно пренебречь.

Для дальнейших расчетов учитывается только ударный ток $I_{уд.\Sigma дв.}$. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 - Значение тока к.з. для точки К₃

Результаты Расчетов	Токи к.з. $I_0=I_{0,2}=I_{\infty}$, кА	Ударный ток $I_{уд.}$, кА	Мощности к.з. $S_0=S_{0,2}=S_{\infty}$, МВА
Токи к.з. от системы	5,39	13,68	58,75
Токи подпитки от двигателей	-	1,07	-
ИТОГО	5,39	14,75	58,75

5 Выбор оборудования

5.1 Выбор разъединителя на стороне 110 кВ

Выбираем разъединитель по номинальному напряжению и току и проверяем на электродинамическую и термическую стойкость в режиме короткого замыкания. Условия выбора:

1. По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}; \quad (33)$$

2. По длительному току

$$I_{\text{расч}} \geq I_{\text{ном}}; \quad (34)$$

3. По термической стойкости

$$B_k \leq I_{\text{ном.т.с}}^2 \cdot t_{\text{ном.т.с}}; \quad (35)$$

4. По электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{\text{пр.с}}; \quad (36)$$

Определяем расчётный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (37)$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{45130}{\sqrt{3} \cdot 115} = 226,8 \text{ А.}$$

Определяем ток термической стойкости:

$$I_{\text{расч.т.с}} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\text{Т.С.}}}{t_{\text{ном.Т.С.}}}}; \text{ кА} \quad (38)$$

где: $t_{\text{Т.С.}}$ – приведенное время термической стойкости;

$t_{\text{ном. Т.С.}}$ – номинальное время термической стойкости.

$$I_{\text{расч.т.с}} = 3,13 \cdot \sqrt{\frac{0,2}{4}} = 0,7 \text{ кА}$$

Тепловой импульс короткого замыкания:

$$B_k = \left(I_{\text{отк}} + I_a \right)^2 \cdot T_a, \text{ кА}^2\text{с} \quad (39)$$

где: $T_a = 0,115 \text{ с}$ – постоянная времени цепи короткого замыкания.

$$B_k = 3,13^2 \cdot (4 + 0,115) = 5,05 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выключатели выбирают по номинальному напряжению и току, проверяют на динамическую и термическую стойкость при токе к.з. Кроме того, проверяют по номинальному отключаемому току.

Условия выбора:

1. По напряжению установки

$$U_{уст} \geq U_{ном}; \quad (40)$$

2. По длительному току

$$I_{расч} \geq I_{ном}; \quad (41)$$

3. По отключающей способности

$$B_k \leq I_{ном.т.с}^2 \cdot t_{ном.т.с}; \quad (42)$$

4. Проверяем по коммутационной способности

Проверяем соблюдение условия отключения выключателем периодической составляющей цепи КЗ

$$I_{ном.откл} \geq I_{пт} \quad (43)$$

$$40 \text{ кА} \geq 15,15 \text{ кА}$$

Условие выполняется проверяем соблюдение условия отключения выключателем аperiodической составляющей цепи КЗ

$$i_{a \text{ откл}} \geq i_{a \text{ расч}} \quad (44)$$

Определяем наименьшее расчетное время отключения

$$\tau = t_{р.з. \text{ min}} + t_{соб} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с} \quad (45)$$

где: $t_{р.з. \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{соб}$ – собственное время отключения выключателя;

Определяем значение аperiodического значения тока отключения выключателя

$$i_{a \text{ откл}} = \sqrt{2} \times I_{ном.отк} \times \beta = \sqrt{2} \times 40 \times 0,3 = 16,97 \text{ кА} \quad (46)$$

где: β – нормированный коэффициент определяющий содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе, определяется по графику [11. рисунок 2.37] в зависимости от времени отключения τ ;

Определяем значение аperiodического значения тока цепи КЗ

$$i_{a\tau \text{ расч}} = \sqrt{2} \times I_{n\tau} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \times 15,15 \times 0,8 = 17 \text{ кА} \quad (47)$$

где: T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей в отключаемом токе [11. таблица 2.45];

$$16,97 \text{ кА} \geq 17 \text{ кА}$$

Условие не выполняется.

Поэтому проверим выключатель по отключающей способности по полному току КЗ

$$\sqrt{2} \times I_{\text{НОМ.ОТК}} \times (1 + \beta) \geq \sqrt{2} \times I_{n\tau} + i_{a\tau \text{ расч}} \quad (48)$$

$$\sqrt{2} \times 40 \times (1 + 0,3) \geq \sqrt{2} \times 15,15 + 17$$

$$73,53 \text{ кА} \geq 38,36 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

г) проверяем на динамическую устойчивость

$$I_{\text{дин}} \geq I'' \quad (49)$$

$$i_{\text{дин max}} \geq i_y \quad (50)$$

в) определяем термическую стойкость выключателя:

$$I_{\text{тер.ст.}}^2 \cdot t_{\text{тер.ст.}} \geq B_k = I''^2 \cdot (t_{p.z} + t_{c.v}) \quad (51)$$

$$40^2 \cdot 3 \geq 26,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 26,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполняется – выключатель сможет отключить токи КЗ.

Результаты расчётов сводим в таблицу 5

Принимаем к установке выключатель элегазовый 110 кВ “ABB”

ЛТВ-145D1.

Таблица 5 - Данные выключателя “ABB” LTB-145D1 и разъединителя “НАРАМ” SSBII-FV-123

Условия выбора	Расчетные данные		Паспортные данные	
	Выключатель	Разъединитель	Выключатель “ABB” LTB-145D1	Разъединитель “НАРАМ” SSBII-FV-123
$U_{уст} \geq U_{ном}$	110 кВ	110 кВ	110 кВ	110 кВ
$i_y \leq i_{пр.с}$	7,94 кА	7,94 кА	40 кА	80 кА
$I_{ном} \geq I_{расч.}$	$I_{расч.} = 127$ А	$I_{расч.} = 127$ А	$I_{ном.} = 2500$ А	$I_{ном.} = 1000$ А
$I_{ном.откл} \geq I_{п.т}$	$I_{п.т.} = 15,15$ кА	-	$I_{ном.откл.} = 40$ кА	-
$\sqrt{2} \cdot I_{н.отк} \cdot (1+\beta) \geq \sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{а.т}$	38,36 кА	-	73,53 кА	-
$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	226,8 А	226,8 А	2500 А	1000 А
$I_{расч.Т.С.} = I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{т.с.}}{t_{номТ.С.}}}$	0,7 кА	0,7 кА	40 кА	25 кА
$B_k = \left(I_{отк}^2 + T_a \right)$	5,05 кА ² с	5,05 кА ² с	$I_{ном.Т.С}^2 t_{ном.Т.С} = 4800$ кА ² с	$I_{ном.Т.С}^2 t_{ном.Т.С} = 2500$ кА ² с

По расчетным данным принимаем к установке на стороне 110 кВ разъединитель типа “НАРАМ” SSBII-FV-123, который удовлетворяет условиям проверки.

Принимаем к установке выключатель элегазовый 110 кВ “ABB” LTB-145D1.

Выбор ограничителя перенапряжения на стороне 110 кВ

Ограничителя перенапряжения выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{\text{расч}} = 115 < U_{\text{ном.разр}} = 150 \text{ кВ} \quad (52)$$

Принимаем к установке ограничителя перенапряжения “АВВ” типа EXLIM R90XH123.

Таблица 6 - Данные ограничителя перенапряжения типа EXLIM R90XH123

Тип Разрядни ка	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее допустимое напряжение, кВ	Импульсивное пробивное напряжение, кВ	Пробивное напряжение при частоте 50 Гц, кВ	
			не более	не менее	не более
EXLIM R90XH12 3	150	138	375	275	345

Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Трансформаторы выбираем по номинальному напряжению и по классу точности. На действие токов короткого замыкания трансформатор напряжения не проверяется.

При выборе по напряжению соблюдаем следующее условие:

$$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном.тр}} ; \text{кВ} \quad (53)$$

$$U_{\text{расч}} = 110 \text{кВ} = U_{\text{ном.тр}} = 110 \text{кВ}$$

Выбираем трансформатор напряжения “АВВ” типа СРА-145.

Принимаем класс точности трансформатора 0,5.

Номинальная мощность трансформатора напряжения в классе точности 0,5 составляет 120 ВА.

Проверяем по классу точности:

$$S_{\text{расч.2}} \leq S_{\text{ном.2}} ; \text{ВА} \quad (54)$$

где: $S_{\text{расч.2}}$ - расчетная мощность измерительных приборов;

$S_{\text{ном.2}}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$S_{\text{расч.2}} = 46 \text{ ВА}$$

$$S_{\text{расч.2}} = 46 < S_{\text{ном.2}} = 120 \text{ ВА} \quad (55)$$

Таблица 7 - Измерительные приборы

Наименование Прибора	Тип Прибора	Ко-во	S _{приб} , ВА	ΣS _{приб} , ВА
Вольтметр	MU-150	1	2	2
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА 0,5 (ЕвроАЛЬФА)	4	4	16
Терминал управления и измерения REF542plus	REF542plus	4	4	16
Частотометр	MF-161	1	3	3
Ваттметр	Д-335	3	3	9
Итого:		13		46

Принимаем к установке трансформатор напряжения “АВВ” СРА-145.

Выбор трансформатора тока 110 кВ

Трансформаторы тока выбирают по номинальному току и проверяются на динамическую и термическую стойкость.

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}} ; \text{ А} \quad (56)$$

$$I_{\text{расч}} = 226,8 < I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока “АВВ” типа ІМВ-145-110-0,5/Р/Р/Р

Таблица 8 - Данные трансформатора тока ІМВ-145-110-0,5/Р/Р/Р

Тип трансформатора	Номинальный ток обмоток, А		Номинальная нагрузка в классе точности 0,5 Ом	Термическая стойкость, кА	Время термической стойкости	Электродинамическая стойкость, кА	Класс точности
	Первичный	вторичный					
ІМВ-145-110-0,5/Р/Р/Р	300	5	1,2	90	3	15	0,5/Р/Р/Р

Проверяем на динамическую стойкость:

$$K_{\text{расч.д.с.}} = \frac{i_{\text{уд.расч.}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.тр.}}} \quad (57)$$

где: $i_{\text{уд.расч.}}$ - ударный расчетный ток на стороне 110 кВ

$I_{\text{ном.тр.}}$ - номинальный ток первичной обмотки трансформатора.

$$K_{\text{расч.д.с.}} = \frac{7940}{1,41 \cdot 226,8} = 24,8$$

$$K_{\text{расч.д.с.}} = 24,8 < K_{\text{ном.д.с.}} = 150$$

Проверяем на термическую стойкость:

$$K_{\text{расч.т.с.}} = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\phi}}}{I_{\text{ном.т.р.}} \cdot \sqrt{t_{\text{ном.т.с.}}}} \quad (58)$$

где: $t_{\text{ном.т.с.}}$ - время протекания тока термической стойкости;

t_{ϕ} - фиктивное время. Определяется по графику [3 стр 197]

при

$$t_{\text{расч.}} = t_{\text{ср.}} + t_{\text{з.}} = 0,2 + 0,5 = 0,7 \text{ сек} \quad (59)$$

тогда $t_{\phi} = 2 \text{ сек.}$

$$K_{\text{расч.т.с.}} = \frac{9000 \cdot \sqrt{0,7}}{300 \cdot \sqrt{3}} = 14,5$$

$$K_{\text{расч.т.с.}} = 14,5 < K_{\text{ном.т.с.}} = 90 \quad (60)$$

Выбранный трансформатор проходит по динамической и термической стойкости.

Проверяем выбранный трансформатор тока по классу точности.

Принимаем класс точности трансформатора 0,5. Производим проверку, будет ли выбранный трансформатор тока работать в заданном классе точности.

Проверяем ТТ по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}; Z_2 \approx r_2 \quad (61)$$

$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ (для ТТ в классе точности 0,5). Определяем Z_2 :

Таблица 9 - Измерительные приборы

Наименование Прибора	Тип Прибора	Ко-во	$S_{\text{приб.}}$, ВА	$\sum S_{\text{приб.}}$, ВА
Амперметр	МА-154	1	0,2	0,2
Счетчик активной и реактивной энергии	ЕА 0,5 (ЕвроАЛЬФА)	4	0,05	0,2
Терминал управления и измерения REF542plus	REF542plus	4	0,5	2
Итого:		9		2,4

$$r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (62)$$

где: $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, Ом;

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{\text{н}}^2} \quad (63)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,4}{5^2} = 0,096 \text{ Ом}$$

$r_{\text{пр}}$ – суммарное сопротивление проводников, соединяющих вторичную обмотку, Ом;

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (64)$$

где: $\rho = 0,0175$ – удельное сопротивление проводников (медь), Ом мм²/м;

$l = 100$ м = длина проводов;

$S = 4$ мм² – сечение провода.

$$r_{\text{пр}} = \frac{100 \cdot 0,0175}{4} = 0,438 \text{ Ом}$$

$r_{\text{к}} = 0,1$ Ом – сопротивление контактов.

$$r_2 = 0,096 + 0,438 + 0,1 = 0,634 \text{ Ом}$$

Выбранный трансформатор тока будет работать в заданном классе точности, так как расчёты удовлетворяют условиям выбора.

$$Z_2 = 0,634 < Z_{2\text{ннн}} = 1,2 \quad (65)$$

Выбор оборудования 6 кВ.

Выбор оборудования для 6 кВ произведем для вводов 1-ой; 2-ой; 3-ей и 4-ой секции шин.

Полную мощность для секций берем из графиков нагрузок 6 кВ (Приложение Б).

$$S_{\Sigma} = S_{\text{секц 1}} + S_{\text{секц 2}} \quad (66)$$

где: S_{Σ} – суммарная мощность;

$S_{\text{секц 1}}$ – мощность первой секции шин;

$S_{\text{секц 2}}$ – мощность второй секции шин;

$$S_{\Sigma} = 5,9 + 6,6 = 12,5 \text{ МВт}$$

Определяем ток после аварийного режима по формуле:

$$I_{п.а} = \frac{S_{\Sigma} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (67)$$

$$I_{п.а} = \frac{12,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1146,9 \text{ А}$$

Определяем ток нормального режима по формуле:

$$I_{н.р} = \frac{I_{п.а}}{2} \quad (68)$$

$$I_{н.р} = \frac{1146,9}{2} = 573,5 \text{ А}$$

Произведем сравнение данных в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение данных

Расчетные данные	Условия выбора	Каталожные данные	
		Выключатель ЗАН 5	Разъединитель РВЗ-10/1500 УХЛ 1
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 1146,9 \text{ А}$	$I_{рм} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} = 9 \text{ А}$	$I_{пт} \leq I_{ном.отк}$	$I_{ном.отк} = 80 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 16 \text{ кА}$
$I_{уд} = 13,68 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 41 \text{ кА}$
$I_{по} = 13,68 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$t_{ном.т.с} = 4 \text{ сек}$
$B_{кр} = 99,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{к}^{зав}$	$B_{к}^{зав} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ном.т.с}^2 \cdot t_{ном.т.с} = 1024$

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (69)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 13,68 \text{ кА}$$

Определяем термическую стойкость выключателя:

$$B_{кр} = I_{по}^2 \cdot \left(t_{рз} + t_{св} \right) \quad (70)$$

$$B_{кр} = 22,84^2 \cdot (0,1 + 0,09) = 99,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к}^{зав} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

В РУ 6 кВ устанавливаем камеры КСО-292.

Камеры КСО-292 комплектуются электрооборудованием на номинальное напряжение 6-10 кВ.

Камеры КСО-292 выпускаются в двух основных модификациях:

- без перегородки между выключателем и кабельным отсеком;
- с перегородкой из металлического листа между выключателем и кабельным отсеком.

Камеры комплектуются электрооборудованием на номинальное напряжение 10 кВ, трансформаторы напряжения, разрядники, силовые предохранители, силовые трансформаторы устанавливаются на напряжение 6 и 10 кВ.

В камерах в зависимости от схемы главных цепей могут быть установлены следующие аппараты:

1) Выключатели вакуумные:

- типа ЗАН «SIEMENS» до 1250 А с встроенным пружинно-моторным приводом;
- ВВ/TEL «Таврида-Электрик» до 1600 А;
- ВВТЭ-М-10 до 1600А с встроенным электромагнитным приводом.

Примечание: камеры КСО-292 изготавливаются только с вакуумными выключателями;

2) Разъединители РВФЗ и РВЗ на 630, 1000А с заземляющими ножами со стороны шарнирных или разъемных контактов, с приводами ПР-10;

3) Разъединители РВ на 630, 1000А, 10 кВ с приводами ПР-10;

4) Трансформаторы тока типа ТОЛ-10 (возможна замена на другие типы трансформаторов) на 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000А;

5) Трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ (ЗНОЛП);

6) Предохранители типа ПКТ;

7) Ограничители напряжения ОПН;

8) Трансформаторы силовые типа ТМ, ТСКС мощностью 25 или 40 кВА.

При двухрядном расположении камер в помещении РУ на камерах устанавливаются шинные мосты.

Шинные мосты выполняются без разъединителей или с разъединителями (по заказу) для секционирования сборных шин. Приводы разъединителей размещаются на панелях шириной 200 мм, закрепленных к торцевым в ряду РУ камерам (справа либо слева). Размеры шинных мостов - по заказу.

В процессе изготовления КСО-292 выполняется контрольная сборка заказанного распределительного устройства в функциональный блок в соответствии с опросным листом (заказом).

При контрольной сборке выполняется ошиновка РУ (соединение сборных и ответвительных шин) и монтаж шинного моста на камерах.

Каждое, соединенное в функциональный блок, РУ из камеры КСО-292, (и каждая камера) по завершению изготовления подвергается комплексу электрических испытаний в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

После испытаний КСО-292 подготавливается к отгрузке заказчику РУ разъединяется на транспортные блоки из трех или четырех камер, демонтируются шинные мосты и другие элементы на период транспортировки.

Выбор трансформатора тока

выбираю трансформаторы тока типа ТОЛ-10-1500/5

Таблица 11 – Каталожные данные

Тип ТТ	U _н , кВ	Номинальный ток		Z ₂ для кл.0,5	Динамическая стойкость		Термическая стойкость		
		I _{ном}	I _{2ном}		K _д	i _{дин}	K _т	I _т	T _{т,с}
ТЛ-10- II	10	1200	5	0,4	-	128	-	40	3

Таблица 12 – Сравнение данных

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛ-10-II-1200/5
U _{уст} = 6 кВ	U _н = 10 кВ
I _{раб} = 1146,9 А	I _{ном} = 1200 А
I _у = 13,68 кА	I _{дин} = 128 кА
$I_t^2 \cdot t_t \geq B_k \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на динамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (71)$$

$$128 \text{ кА} \geq 13,68 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$I_T^2 \cdot t_m \geq B_k \quad (72)$$

$$40^2 \cdot 3 \text{кА}^2 \text{с} \geq 22,84 \text{кА}^2 \text{с}$$

Определяем сопротивление приборов:

$$R_{\text{прб}} = \frac{S_a}{I_{2\text{тг}}^2} \quad (73)$$

$$R_{\text{прб}} = \frac{1,3}{25} = 0,052 \text{ Ом}$$

где: S_a – мощность наиболее загруженной фазы из таблицы 1.13;

$I_{2\text{тг}}^2$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Определяем сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = R_{\text{кат}} - R_{\text{конт}} - R_{\text{прб}} \quad (74)$$

$$R_{\text{пров}} = 0,5 - 0,052 - 0,05 = 0,398 \text{ Ом}$$

где: $R_{\text{кат}}$ – номинальная нагрузка в Омах для класса точности трансформатора тока равна 0,5;

$R_{\text{пр}}$ – сопротивление приборов 0,052 найдено по формуле 1.65;

$R_{\text{конт}}$ – сопротивление переходных контактов равное 0,05.

Выбираем провод марки АПВ – (1х4).

Рассчитываем длину провода:

$$l_p = K_{\text{сх}} \cdot l \quad (75)$$

$$l_p = 1,73 \cdot 4 = 6,92 \text{ м}$$

где: $K_{\text{сх}}$ – коэффициент зависимости от схемы соединения трансформаторов тока.

Находим минимально допустимое сечение проводов:

$$F = \frac{l_p \cdot \rho}{R_{\text{пров}}} \quad (76)$$

$$F = \frac{6,92 \cdot 0,0283}{0,398} = 0,492 \text{ мм}^2$$

где: ρ – удельное сопротивление проводников 0,0283 (алюминий).

Выбор трансформатора напряжения

Общая потребляемая мощность 13,5 ВА.

Согласно рассчитанной мощности выбираем трансформатор напряжения.

Выбор производим:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (77)$$

$$U_{уст} = 6кВ \leq U_{ном} = 6кВ;$$

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (78)$$

$$S_{2\Sigma} = 13,5ВА \leq S_{ном} = 3 \cdot 50 = 150ВА$$

Принимаем к установке ЗНОЛ 06-10 УЗ.

Выбор шин 6 кВ.

Определяем допустимый ток:

$$I_{доп} = \frac{I_p}{K_t \cdot K_p \cdot K_n} \quad (79)$$

$$I_{доп} = \frac{1146,9}{1 \cdot 0,95 \cdot 1} = 1207,3 \text{ А}$$

где: I_p – ток после аварийного режима, найденного по формуле 1.59;

K_t – коэффициент времени равный 1с;

K_p – коэффициент учитывающий расположение шин;

K_n – коэффициент учитывающий количество кабелей.

Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения по [3 таблице 7.3]

$$\frac{AT - 100x6}{I_{доп}} = 1425A$$

Проверяем шину на динамическую устойчивость:

Определим силу взаимодействия:

$$f = 1,76 \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} \quad (80)$$

$$f = 1,76 \cdot 9^2 \cdot \frac{1000}{250} \cdot 10^{-1} = 57Н$$

где: l – минимальное расстояние между фазами;

a – расстояние между шинами.

Изгибающий момент:

$$M = \frac{f \cdot l}{10} \quad (81)$$

$$M = \frac{57 \cdot 1}{10} = 5,7 \text{ Нм}$$

Момент сопротивления шин:

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} \quad (82)$$

$$W = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,08 \text{ см}^3$$

где: h – ширина шин; b – высота шин.

Напряжение в металле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \quad (83)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{5,7}{2,08} = 2,7 \text{ мПа}$$

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (84)$$

$$1,33 \text{ мПа} \leq 70 \text{ мПа}$$

6 Защита силовых трансформаторов

Общие сведения о защитах силовых трансформаторов

Защита силового трансформатора должна обеспечивать его отключение при витковых и межфазных коротких замыканиях, при замыканиях на землю, или подавать сигнал о неправильном режиме работы трансформатора (повышении температуры масла, перегрузке трансформатора и т.п.).

Устанавливаемые на трансформаторе виды защит определяются его мощностью, назначением, местом установки и другими требованиями, предъявляемыми к режиму эксплуатации. В условиях электроснабжения промышленных предприятий силовые трансформаторы устанавливаются:

- на главной понизительной подстанции с первичным напряжением 220, 110, 35 кВ и вторичным напряжением 6, 10, 20, 35 кВА;
- на ЦП с первичным напряжением 6, 10, 20, 35 кВ и вторичным напряжением 0,23; 0,4; 0,69; кВ при единичной мощности от 100 до 1600 кВА;
- на специальных установках (выпрямительных, электропечных, и др.).

1.5.2 Расчет защит силовых трансформаторов

Для трансформатора типа ТРДН с РПН и двумя расщепленными обмотками НН. Мощность каждой расщепленной обмотки равна половине номинальной мощности трансформатора;

Нейтраль обмотки 110 кВ не заземлена. $I_{к\max} = 15150$ А; $I_{к\min} = 9000$ А.

Расчет токов КЗ для выборов параметров срабатывания и проверка чувствительности защит производим с учетом изменения сопротивления питающей системы (для максимального и минимального режимов работы системы) и сопротивлений трансформаторов при регулировании напряжения под нагрузкой. При этом минимальное и максимальное значение сопротивлений трансформаторов (в Омах) определяем по выражениям:

$$x_{тр.мин} = \frac{U_{к.мин} \left[U_{ВН} \frac{-\Delta U}{100} \right]^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} = \frac{10,5 \left[115 \frac{-12}{100} \right]^2}{100 \cdot 40} = 0,42 \quad (84)$$

$$x_{тр.мин} = \frac{U_{к.макс} \left[U_{ВН} \frac{-\Delta U}{100} \right]^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} = \frac{30 \left[115 \frac{-12}{100} \right]^2}{100 \cdot 40} = 1,2 \quad (85)$$

где: $U_{ВН} = 115$ кВ – напряжение на стороне ВН;

$S_{ном.тр} = 40$ МВА – номинальная мощность трансформатора;

ΔU – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора (в процентах) $\Delta U = 12\%$ для трансформаторов с $U_{ВН} = 115$ кВ;

$U_{к.мин}$; $U_{к.макс}$ – минимальное и максимальное значение напряжения короткого замыкания паспортные данные трансформатора.

Расчет дифференциальной защиты

Выбор уставок дифференциальной защиты необходимо вначале произвести для реле РНТ-565 в следующей последовательности:

Определяем средние значения первичных и вторичных токов для обеих сторон защищаемого трансформатора.

Ток на стороне высокого напряжения:

$$I_H = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201A \quad (86)$$

Ток на стороне низкого напряжения:

$$I_H = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3503,2A \quad (87)$$

Рассчитываем ток срабатывания защиты из условия отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном.тр} = 1,3 \cdot 201 = 261,3A \quad (88)$$

где: $K_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания $K_{отс} = 1,3$ для дифференциальных защит;

$I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора.

К установке принимаем большее из двух значений тока срабатывания защиты $I_{сз} = 4332,9$ А

$I_{p.мин}$ – ток в первичной обмотке НТТ реле серии РНТ и ДЗТ, который вычисляется приведением первичного тока повреждения ко вторичной цепи трансформаторов тока этой стороны с учетом вида КЗ и схемы соединения трансформаторов тока.

$$I_{p.мин} = \frac{1,5 I_{к.мин}}{K_1} = \frac{1,5 \cdot 5390}{40} = 202,13 A \quad (89)$$

В начале проверяем возможность применения защиты без торможения с реле серии РНТ-560. Первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимальных токов небаланса при внешнем трехфазном к.з. на одной из секции шин 6 кВ вычисляем без учета составляющей $I_{нб.выр.}$ от неточного выравнивания м.д.с.в реле:

$$I_{с.з} = k_n \cdot (k_{апвр} \cdot K_{одн} + \Delta U_{рег}) \cdot I_{к.вн.макс}^{(3)} = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 5390 = 1541,54 A \quad (90)$$

где: $I_{к,макс}$ – периодическая составляющая при расчётном внешнем трёхфазном КЗ;

E – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, соответствующее установленному режиму КЗ или качаний, при выборе трансформаторов тока по кривым предельных кратностей при 10% погрешности принимаем равным 0,1;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока принимаем равным 1,0;

K_a – коэффициент, учитывающий переходный режим, для реле принимаем 1,0;

$\Delta U_{рег}$ – половина суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН.

Коэффициент чувствительности вычисляем при двухфазном к.з. в зоне на стороне 6 кВ из условия выбора двухрелейной схемы и с учетом, что ТТ 110 кВ соединены в треугольник, а ТТ 6 кВ обеих расщепленных обмоток соединены параллельно в неполную звезду.

$$K_{\eta} = 0,867 \cdot \frac{I_{к.мин}}{I_{сз}} = 0,867 \cdot \frac{5390}{43329} = 1,08 \quad (91)$$

По ПУЭ $K_{\text{ч}}$ равен примерно 2

Вычисляем коэффициенты трансформации ТТ110 и 6 кВ;

$$n_{\text{ТТ110расч}} = I_{110\text{н10}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}}{5} = 201 \cdot \frac{\sqrt{3}}{5} = 69,5 \quad (92)$$

$$n_{\text{ТТ6расч}} = I_{6\text{ном}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}^3}{5} = 3503,2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{5} = 1212,1 \quad (93)$$

Принимаем $n_{\text{ТТ110}}=200/5$ и $n_{\text{ТТ6}}=2500/5$

Вычисляем вторичные циркулирующие токи в плечах дифференциальной защиты;

$$I_{110\text{К6}} = 201 \cdot \frac{\sqrt{3}}{200/5} = 8,7\text{А}; \quad I_{6\text{К6}} = 2 \cdot 3503,2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2500/5} = 24,2\text{А}; \quad (94)$$

Трансформаторы тока 110кВ присоединены к рабочей дифференциальной обмотке, а ТТ 6кВ к тормозной и первой уравнивательной обмотке реле ДЗТ-11.

Ток срабатывания реле со стороны ТТ 110кВ по формуле;

$$I_{\text{ср110}} = I_{\text{сз}} \cdot \frac{k_{\text{сх}}^3}{n_{\text{ТТ110}}} = 69,5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{40} = 3\text{А} \quad (95)$$

Число витков вычисляем по формуле

$$W_{\text{раб.расч}} = W_{110\text{р10р}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.110}}} = \frac{100}{3} = 33,3\text{витка} \quad (96)$$

Принимаем $W_{\text{раб}} = W_{110} = 33$ витка

Число витков первой уравнивательной обмотки вычисляем по формуле

$$W_{\text{брас}} = W_{\text{урIрасч}} = W_{\text{раб}} \cdot \frac{I_{110\text{кВ}}}{I_{6\text{кВ}}} = 33 \cdot \frac{8,7}{24,2} = 11,9\text{витка} \quad (97)$$

Принимаем $W_6 = W_{\text{урI}} = 11$ витков, тогда по формуле

$$\Delta f_{\text{выр}} = \frac{(W_{\text{б.р.ра}} - W_6)}{W_{\text{б.р.ра}}} = \frac{(1,9 - 11)}{11,9} = 0,008 \quad (98)$$

Для определения числа витков тормозной обмотки реле, вычисляем максимальный ток небаланса при внешнем к.з. на одной из секции шин 6 кВ по формуле.

$$I_{\text{нб.расч}} = (k_{\text{апер}} \cdot K_{\text{одн}} + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{вн.макс}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,008) \cdot 5390 = 1228,92\text{А} \quad (99)$$

$$W_{\text{торм.расч}} \geq \frac{k_n \cdot I_n \cdot \text{расч} \cdot w_{\text{брасч}}}{I_{\text{мтор}} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 3454,2 \cdot 33}{200/5 \cdot 100} = 42,7 \text{ витка} \quad (100)$$

Расчет максимальной токовой защиты

Для защиты трансформатора Т1 ток срабатывания определяем по выражению:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{отс}} (I_{\text{РАБ.Т1}} + K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{РАБ.Т2}})}{K_{\text{воз}}} = \frac{1,2(337,5 + 2,3 \cdot 337,55)}{0,85} = 1572,4 \text{ А}, \quad (101)$$

где: $K_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{воз}} = 0,85$ – коэффициент возврата;

$K_{\text{сзп}} = 2,3$ – коэффициент самозапуска.

Принимаем к установке трансформаторы тока ТФЗМ110Б-1-110/2000

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{2000}{5} = 400 \quad (102)$$

Определяем ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср.реле}} = \frac{K_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ср.защиты}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1,0 \cdot 1572,4}{400} = 3,9 \text{ А} \quad (103)$$

где: $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, для схемы соединения трансформаторов тока в неполную звезду $K_{\text{сх}} = 1$;

Принимаем уставку реле:

$I_{\text{уст}} = 4 \text{ А}$, для реле серии РТ-80

Проверяем чувствительность защиты с учётом схемы соединения трансформаторов тока при КЗ в основной зоне (при заданной отдельной работе трансформаторов). При двухфазном КЗ за трансформатором расчётный ток в реле равен:

$$I_{\text{р.мин}}^{(2)} = \frac{1,5 I_{\text{к.мин}}}{K_I} = \frac{1,5 \cdot 5390}{400} = 20,2 \text{ А} \quad (104)$$

Коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мин}}}{I_{\text{с.р}}} = \frac{20,2}{3,9} = 5,2 \geq 1,5$ по требованию

ПУЭ.

Для обеспечения селективности время действия защиты необходимо согласовать с временем защиты секционного выключателя (Q3), которое, в свою

очередь, согласовывается со временем действия защит отходящих присоединений ($t_{с.з(Q3)прис} + \Delta t$). Время действия защиты у МТЗ трансформатора выбирается по формуле:

$$t_{MTЗ} = t_{с.з(Q3)} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.} \quad (105)$$

где: $\Delta t = 0,3 \div 0,5$ – степень селективности для токовой защиты на реле РТ-80.

7 Расчёт заземлителя методом наведённых потенциалов по допустимому сопротивлению

Понижающая подстанция имеет два трансформатора 110/6 кВ с эффективно заземлённой нейтралью со стороны 110 кВ; для питания своих необходимых потребностей имеется в наличии два трансформатора 6/0,4 кВ с глухо-заземленной нейтралью со стороны низшего напряжения; распределительные устройства 110 кВ открытого типа, 6 кВ – закрытого типа. Площадь территории подстанции составляет 6300 м².

Заземлитель изготавливается из горизонтальных полосовых электродов сечением 4x40 мм и вертикальных стержневых электродов длиной $l_{в} = 5$ м, диаметром $d = 12$ мм; глубина заложения электродов в землю $t = 0,8$ м.

Подстанция находится на участке земли в I климатической зоне. Измерение сопротивлений растеканию производилось в четырёх местах участка методом разового зондирования с помощью стержневого электрода диаметром $d = 4$ см с глубиной погружения его в землю $l = 6$ м. Земля во время измерений была сухая, а количество осадков – ниже нормы. Результаты измерения сопротивления растеканию зонда:

$$R_1 = 18 \text{ Ом}; R_2 = 17 \text{ Ом}; R_3 = 17 \text{ Ом}; R_4 = 20 \text{ Ом};$$

$$\text{Мощность верхнего слоя земли } h_1 = 2,8 \text{ м.}$$

В качестве естественного заземлителя возможно использование системы трос–опоры двух подходящих к подстанции воздушных ЛЭП 110 кВ на металлических опорах. Длина пролёта таких линий равна 250 м. Стальной грозозащитный трос линии имеет сечение 50 мм². Количество опор с тросом более 20. Расчётное заземление одной опоры составляет 12 Ом.

Расчётный ток замыкания на землю на стороне 110 кВ составляет 5 кА, на стороне 6 кВ – 30 А.

Находим среднее арифметическое значение измеренного сопротивления растеканию зонда

$$R_{\text{изм}} = \frac{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}{4}; \quad (106)$$

$$R_{изм} = \frac{(8+17+17+20)}{4} = 18 \text{ Ом.}$$

Находим значение удельного сопротивления земли

$$\rho_{изм} = Ru3 \frac{2\pi l}{\ln(4l/d)}, \quad (107)$$

$$\rho_{изм} = 18 \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 6}{\ln(4 \cdot 6 / 0,04)} = 110 \text{ Ом.}$$

Коэффициенты сезонности для вертикального электрода $\Psi=1,1$ и для горизонтального электрода $\Psi=1,6$. Расчётные удельные сопротивления земли:

- для вертикального электрода $\rho_{расч.в.} = 120 \text{ Ом*м,}$

- для горизонтального электрода $\rho_{расч.г.} = 176 \text{ Ом*м.}$

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_3 , согласно требованиям Правил устройства электроустановок должно быть не более 0,5 Ом. Сопротивление естественного заземлителя для двух линий R_e

$$R_e = \sqrt{r \cdot \frac{r_T}{n_T}}, \quad (108)$$

где: r – сопротивление одной опоры, Ом;

r_T – активное сопротивление троса на длине одного пролёта. Ом;

n_T – число тросов на опоре.

Для стального троса сечением s , мм², при длине пролёта l , м, активное сопротивление, Ом

$$r_T = \frac{0,151}{s} \quad (109)$$

$$R_e = \frac{1}{2} \sqrt{12 \cdot 0,15 \cdot \frac{250}{50}} = 1,5 \text{ Ом,}$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя

$$R_{и} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e - R_3}, \quad (110)$$

$$R_{и} = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 - 0,5} = 0,75 \text{ Ом.}$$

Составляем и наносим на план подстанции предварительную схему заземлителя, приняв контурный (распределённый) тип заземлителя (в виде сетки

из горизонтальных полосовых и вертикальных стержневых (длиной 1-5 м) электродов). Далее размещаем вертикальные электроды по периметру заземлителя.

90000

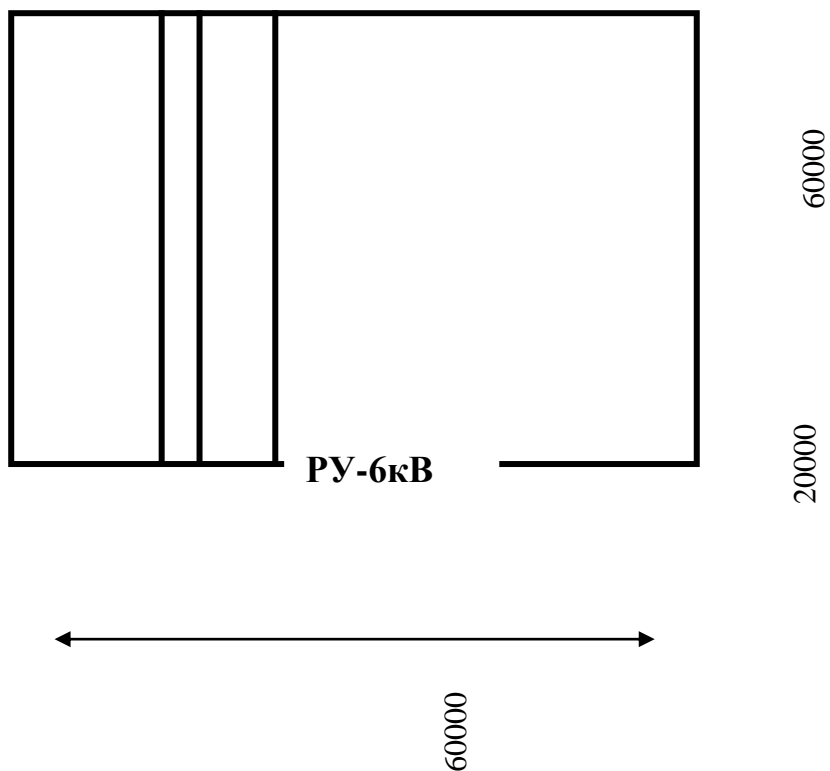


Рисунок 9 - Предварительная схема заземлителя

По предварительной схеме высчитываем суммарную длину горизонтальных и количество вертикальных электродов: $L_{г} = 1210$ м; $n = 38$ шт.

Составляем расчётную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 6300$ м². Длина одной её стороны 79 м (рисунок 10).

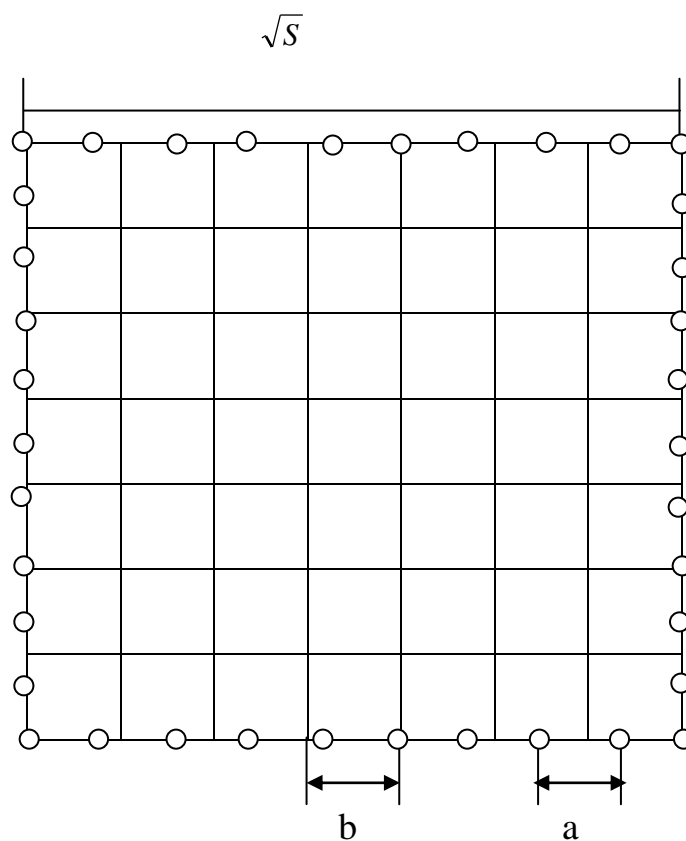


Рисунок 10 - Расчётная модель

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (111)$$

$$m = \frac{1210}{2 \cdot 79} - 1 = 6,7.$$

Принимаем $m = 7$.

Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_r = 2(m + 1)\sqrt{S} \quad (112)$$

$$L_r = 2(7 + 1)\sqrt{6300} = 1264 \text{ м}$$

Длина стороны ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (113)$$

$$b = \frac{\sqrt{6300}}{7} = 11,3 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами

$$na = 4\sqrt{S}, \quad (114)$$

$$a = \frac{4\sqrt{6300}}{38} = 8,3 \text{ м.}$$

Длина вертикальных электродов в сумме составит:

$$l_B = 38 * 5 = 190 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных электродов в землю

$$t_{\text{отк}} = \frac{l_e + t_e}{\sqrt{S}}, \quad (115)$$

$$t_{\text{отк}} = \frac{8 + 0,8}{\sqrt{6300}} = 0,073$$

Относительная длина

$$l_{\text{отк}} = \frac{l_1 - t_e}{l_e}, \quad (116)$$

$$l_{\text{отк}} = \frac{8,8 - 0,8}{5} = 0,4$$

Расчётное эквивалентное удельное сопротивление грунта ρ_3

$$\rho_3 = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (117)$$

где: ρ_2 и ρ_1 – удельные сопротивления нижнего и верхнего слоёв земли соответственно, Ом * м;

k – показатель степени при $0,1 \leq \rho_1 / \rho_2 \leq 1$.

Поскольку на подстанции земля однородная, то $\rho_1 / \rho_2 = 1$, и k находим по формуле

$$k = 0,32 \left(1 + 0,26 \ln \frac{h_1}{l_6} \right), \quad (118)$$

$$k = 0,32 \left(1 + 0,26 \ln \frac{2,8}{5} \right) = 0,272$$

$$\rho_3 = 110 \cdot 1^{0,272} = 110 \text{ Ом м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя

$$R = A \frac{\rho}{\sqrt{S}} + \frac{\rho}{L_2 + n \cdot l_6}, \quad (119)$$

где: A – коэффициент, значение которого равно

$$A = 0,444 - 0,84 t_{\text{отн}} \quad (120)$$

при $0,1 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,1$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,0714 = 0,38$$

$$R = 0,38 \frac{110}{\sqrt{6300}} + \frac{110}{1264+190} = 0,61 \text{ Ом} \quad (121)$$

Это значение R меньше требуемого сопротивления искусственного заземлителя (0,75), но эта разница допустима, тем более что в данном случае она повышает условия безопасности.

Общее сопротивление заземлителя подстанции (с учётом сопротивления естественного заземлителя)

$$R_3 = \frac{RR_e}{R + R_e} \quad (122)$$

$$R_3 = \frac{0,61 \cdot 1,5}{1,5 + 0,61} = 0,43 \text{ Ом.}$$

Определяем потенциал заземляющего устройства в аварийный период

$$\Phi_{3,y.} = I_3 R_3, \quad (123)$$

$$\Phi_{3,y.} = 5000 \cdot 0,43 = 2150 \text{ В}$$

Этот потенциал допустим, так как он меньше 10 кВ.

Следовательно, искусственный заземлитель подстанции необходимо выполнить из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов, сечением 4 x 40 мм общей длиной не менее 1300 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 38 шт. диаметром 12 мм, длиной по 5 м, Полосовые электроды размещаются по периметру заземлителя. Желательно располагать полосовые электроды на одинаковом расстоянии друг от друга с глубиной погружения в землю 0,8 м. В этом случае в самое неблагоприятное время года сопротивление R_n искусственного заземлителя не будет превышать 0,61 Ом, а сопротивление заземлителя подстанции в целом будет не более 0,5 Ом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие вопросы: расчет электрических нагрузок потребителей, выбор мощности силовых трансформаторов, расчет токов короткого замыкания, с учетом величин токов короткого замыкания выбрано новое оборудование взамен устаревшего; расчет заземляющих устройств; расчёт освещения ГПП, расчёт релейной защиты, рассмотрены вопросы подстанционной автоматики. В экономической части рассчитана эффективность производства реконструкции и решение признаётся эффективным.

Внедрение новой техники во многом увеличивает надежность и бесперебойность снабжения электроэнергией промышленных потребителей, что сказывается на количестве выпускаемой продукции.

Список использованных источников

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: СтандартИнформ, 2014.
2. Электрические кабели провода и шнуры: Справочник/Н. И. Белоруссов и др. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 536 с.
3. Вахнина В.В., Степкина Ю.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров [Текст]: Учебное пособие для дипл. проектирования / В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина. – [б.и.]. – Тольятти: ТГУ, 2012. - 31 с.
4. Электротехнический справочник. Т1 – Т3 Под общ. Ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского и др. Изд. 6-е, испр. М., “Энергоатомиздат“, 2014г – 640 с.
5. Гужов, Н. П. Системы электроснабжения: учеб. пособие по напр. подгот. 140400 "Электроэнергетика и электротехника" / Н. П. Гужов, В. Я. Ольховский, Д. П. Павлюченко. - Ростов н/Д: Феникс, 2011. - 382 с.
6. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций [Текст]: Учеб. пособ. для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – М.: Энергия, 1985. – 310 с.: ил.
7. Правила устройства электроустановок. 7-е издание / Ред. Л.Л. Жданова, Н. В. Ольшанская. М.: НЦ ЭНАС, 2013. – 104 с.
8. Киреева Э.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Текст] : Учебник для вузов / Э.А. Киреева. – 3-е изд., стер. – М.: Академия, 2016. – 288 с.
9. А.М. Кривцов, В.В. Шеховцов Сетевое планирование и управление: Изд. 2-е, доп. и перераб. – М.: Экономика, 2012г. – 243 с.
10. Кудрин, Б. И. Электрооборудование промышленности: учеб. для вузов / Б. И. Кудрин, А. Р. Минеев. - Гриф УМО. - М.: Академия, 2013. - 424 с.
11. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети: учеб. пособие / А. В. Лыкин. - Гриф УМО. - М.: Логос, 2012. - 253 с.
12. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-150 кВ/ Е.Ф. Макаров. - М.: «ИД Энергия»,2010. Ополева, Г. Н. Электроснабжение

- промышленных предприятий и городов. Учебное пособие/ Г. Н. Ополева. - М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. - 416 с.
13. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / [науч. ред. Б.Н. Неклепаев]. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013. - 143 с.
14. Самсонов, В.С. Экономика предприятий
15. Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.
16. Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, 2009.
17. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань, 2011.
18. Электрические станции и сети [Электронный ресурс]: сборник нормативных документов/ — Электрон. текстовые данные.— М.: ЭНАС, 2013.— 720 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/17820.html>.— ЭБС «IPRbooks».
19. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание. - М.: - Кнорус, 2016.
20. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. - М.: НЦ ЭНАС, 2012.
21. Библия электрика: ПУЭ, МПОТ, ПТЭ [Текст]. – М.: Эксмо, 2012. – 689 с. – (Российское законодательство. Техническая литература).
22. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промпредприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
23. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты от 24 июля 2013 г. № 328н.

24. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок в вопросах и ответах: учебн.- практ. пособие. - М.: КНОРУС, 2012.
25. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.
26. Инструкция по проектированию городских распределительных сетей. РД 34.20.185-94. - М.: Энергоатомиздат, 1995.