МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой Умбеткулов Е.К. к.т.н
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «____» _____ 20__ г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование подстанций 110/10 кВ в городе Капшагай

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Бейсенов Айдар Бекторегулы 3у-13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Серикесинов Ю.Г.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Наимушов А.А к.т.н профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Мутошева Г.С. к.т.н, ст. преп
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «24» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М.А. доцент.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «25» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Конысов Ғалымжан Мейрамханович
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет 5В071800 – Электроэнергетика
Специальность Электрические Сети и Системы
Кафедра Электрические Станции Сети и Системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Бейсенов Айдар Бектерегулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование подстанции 110/10 города Капшагай

утверждена приказом ректора № 118 от «19» сентября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Летние нагрузки – 19,92 МВт
Зимние нагрузки – 24,97 МВт
$\cos\varphi$ – 0,89

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Электрические нагрузки и существующая сеть 110 кВ в районе ПС 110/10 кВ город Капшагай
2. Технические решения по строительству ПС 110 кВ город Капшагай
3. Расчет токов короткого замыкания
4. Выбор высоковольтной аппаратуры
5. Релейная защита и автоматика.

Учет электроэнергии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Схема электрических соединений ПС 110/10 кВ город Копыгай
2. Схема релейной защиты и автоматики подстанции
3. Схема размещения устройств РЗА подстанции.

Рекомендуемая основная литература

1. Ронкова А.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М. Энергоатомиздат, 1989 – 648 с.
2. Рокотян С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем 3-е издание – М. Энергоатомиздат, 1995 – 349 с.
3. Шабанов В.Д. Электрические системы и сети – М. Энергоатомиздат, 1889 – 592 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экон. часть	Шакулов А.Д.	20.05.16.	
БЖД	Кутасиева Р.С.	24.05.16.	
Нормаконтролер	Тергеусизова М.Н.	25.05.16.	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Электрические нагрузки и существующая сеть 110 кВ в районе ПС 110/10 кВ г. Капшагай	04.03 - 08.03.16	
2	Анализ схемы нагрузок	9.03 - 12.03.16	
3	Расчет токов короткого замыкания	16.03 - 18.03	
4.	Расчет режимов в Rastr	6.04 - 9.04	
5.	Выбор высоковольтной аппаратуры	12.04-13.04	

Дата выдачи задания «30» мая 2016 г.

Заведующий кафедрой _____ Умбеткулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Серпесинов Ю.Г
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Бейсенов А.Б.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Тема дипломного проекта является проектирование подстанции 110/10 кВ города Капчагай Алматинской области.

В целях проектирования производится выбор основного силового электрооборудования подстанции. Выполнены графические части, подтверждающие основные направления дипломного проекта. На программе «RASTR» произведен расчет и анализ результатов.

В экономической части проекта была произведена оценка экономической эффективности и срока окупаемости проектируемого энергообъекта. Также рассмотрены задачи безопасной жизнедеятельности.

Annotation

The theme of the degree project is the design of 110/10 kV city Kapchagay Almaty region.

In order to design selects the main electrical power substation. Submitted graphic part, confirming the main directions of the diploma project. On «RASTR» program produced by the calculation and analysis of the results.

In the economic part of the project was carried out to assess the economic efficiency and payback period of the projected power facility. It is also considered safe life goals.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобаның тақырыбы Алматы облысы Қапшағай қаласындағы 110/10 кВ қосалқы станцасын жобалау. Жобалау мақсатында ескірген және істен шыққан элетр жабдықтары ауыстырылды.

Дипломдық жобаның негізгі бағыттарын дәлелдейтін графикалық бөлімдер орындалған. «RASTR» программасында талдау қорытындысымен есеп шығарылды.

Жобаның экономикалық бөлімінде жобаланған энерго нысанының экономикалық тиімділігі және өзін-өзі ақтау мерзімдерін бағалау іске асырылды. Сонымен қатар өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қаралды.

Содержание

	Введение……..	7
1	Электрические нагрузки и существующая сеть 110 кВ в районе ПС 110/10 кВ г. Капчагай……	8
1.1	Электрические нагрузки потребителей ПС 110/10 кВ г. Капчагай…...	8
1.2	Существующая сеть электроснабжения потребителей в районе размещения ПС 110/10 кВ г. Капчагай……	8
2	Технические решения по строительству ПС г. Капчагай и питающих ВЛ 110 кВ……	9
2.1	Выбор силовых трансформаторов……	9
2.2	Выбор сечения проводов……...	11
3	Расчет токов короткого замыкания……..	13
3.1	Выбор схемы замещения……...	13
4	Выбор высоковольтной аппаратуры…….	23
4.1	Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции…….	24
4.2	Выбор ячеек РУ – 110 и РУ – 10……...	25
4.3	Выбор выключателей…….	26
4.4	Выбор разъединителей……..	27
4.5	Выбор ограничителей перенапряжений……...	28
4.6	Выбор шин……..	29
4.7	Выбор изоляторов……..	31
4.8	Выбор измерительных трансформаторов тока……	31
4.9	Выбор измерительных трансформаторов напряжения……..	34
5.1	Нормальный режим……	36
5.2	Минимальный режим……	37
5.3	Аварийный режим……..	37
6	Экономическая часть…….	39
6.1	Исходные данные……...	39
6.2	Определение капитальных вложений в проектирование подстанции..	40
7	Безопасность жизнедеятельности…….	46
7.1	Расчет освещения……...	47
7.2	Расчёт заземляющего устройства…….	50
7.3	Молниезащита понизительной подстанции……	53
	Заключение……...	58
	Список литературы……..	59

Введение

Проектирование подстанции 110/10 кВ необходимо по следующим обстоятельствам:

- низкая надёжность электроснабжения потребителей;
- высокие потери электрической энергии в сетях 110кВ из-за удаленности от центра;
- высокие потери электрической энергии в сетях 10кВ из-за удаленности от центра;
- низкими уровнями напряжения на выводах электроприемников потребителей;
- необходимостью разгрузки оборудования ПС 110/10кВ «47» и ПС 110/10кВ «23»;
- отсутствием возможности резервирования ПС «47»;
- повышение конкурентоспособности Капчагайских электрических сетей на рынке сбыта электроэнергии.

1 Электрические нагрузки и существующая сеть 110 кВ в районе ПС 110/10 кВ г. Капчагай

1.1 Электрические нагрузки потребителей ПС 110/10 кВ г. Капчагай

По характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки все потребители города разбиваются на следующие группы: промышленные потребители, коммунальные потребители общегородского значения (водопровод, канализация и т.д.), потребители районов прилегающих к городу, жилые зоны города и коммунальные общественные здания. Электроприемники жилых зданий. Современные жилые здания насыщены большим количеством электроприемников [1].

Электрические нагрузки по данным «Схемы развития электрических сетей 10 кВ г. Капчагай на расчетный срок на шинах 10 кВ составят: активная мощность $P_р$=25.97 МВт, полная мощность $S_р$=28,41 МВА.

Таблица 1.1 - Зимние и летние нагрузки ПС 110/10 кВ

Наименование потребителя	$P_{р(}$Зима)	Рр(Лето)	cosφ
Потребитель 1	1,47	1,12	0,91
Потребитель 2	2,22	1,6	0,87
Потребитель 3	2,23	2,4	0,86
Потребитель 4	2,37	1,54	0,79
Потребитель 5	2,15	1,44	0,94
Потребитель 6	0,97	0,88	0,94
Потребитель 7	1,68	1,52	0,95
Потребитель 8	2,48	1,62	0,86
Потребитель 9	3,82	3,34	0,86
Другие	5,98	4,62	0,92
Итого	24,97	19,98	0,89

1.2 Существующая сеть электроснабжения потребителей в районе размещения ПС 110/10 кВ г. Капчагай

Площадка проектируемой подстанции находится в городе г.Капчагай. Генеральный план разработан так, чтобы обеспечить максимальную плотность застройки в целях наиболее выгодного варианта сохранения рядом строящихся объектов. Территории подстанции будет оснащена внутриплощадочной дорогой шириной 4,0 м с покрытием из плит, которая будет обеспечивать подъезд автотранспорта, ремонтной техники к трансформаторам. Для благоустройства подстанции, свободную от сооружений территорию засеивают многолетними травами. Питание ПС 110/10 кВ предусматривается от подстанции «47» (I цепь) и от подстанции «23» (II цепи). Проектируемые ответвления от существующих ВЛ присоединяются в собственные ячейки 110 кВ с выключателями на

подстанции, сооруженах предусматривается в составе настоящего проекта.

2 Технические решения по строительству ПС г. Капчагай и питающих ВЛ 110 кВ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

При выборе числа и мощности силовых трансформаторов используют методику технико-экономических расчетов, а также учитывают такие показатели, как надежность электроснабжения потребителей, расход цветного ме талла и потребная трансформаторная мощность. Для удобства эксплуатации систем промышленного электроснабжения стремятся к применению не более двух-трех стандартных мощностей трансформаторов, что ведет к сокращению складского резерва и облегчает взаимозаменяемость трансформаторов. Желательна установка трансформаторов одинаковой мощности, но такое решение не всегда выполнимо. Выбор трансформаторов следует производить с учетом схем электрических соединений подстанций, которые оказывают существенное влияние на капитальные вложения и ежегодные издержки по системе электроснабжения в целом, определяют ее эксплуатационные и режимные характеристики [2].

Номинальная мощность трансформаторов выбирается по расчетной максимальной мощности потребителей. При двухтрансформаторной подстанции мощность каждого из трансформаторов выбирается из условия:

$$S_{ном}=\frac{S_p}{2\cdot 0,7}; \qquad (2.1)$$

$$S_{ном.т}=\frac{28,41}{2\cdot 0,7}=20,1 \text{ МВА}.$$

где $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_p – расчётная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка подстанции), МВА.

При таком выборе в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор должен обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей I и II категорий надёжности, перегружаясь при этом не более чем на 40 %.

Для двухтрансформаторных подстанций рекомендуется выбирать однотипные трансформаторы. Принимаем к установке трансформаторы номинальной мощностью 25 МВА типа ТРДН – 25000 /110. Регулирование на под- станции предусмотрено с помощью РПН на ВН в пределах 9 на 1,78%. Устройство регулирования должно обеспечивать поддержание напряжение на шинах 10 кВ подстанции в пределах не ниже 105% номинального, в период больших нагрузок 100% номинального в период наименьших нагрузок.

Силовые трансформаторы проверяются по коэффициенту загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.т}}; \quad (2.2)$$

где n – количество трансформаторов.

Следовательно, коэффициент загрузки в нормальном режиме по (2.2):

$$k_3 = \frac{28,41}{2 \cdot 25} = 0,57 \text{ МВА}$$

Загрузка трансформаторов в нормальном режиме составит 0,55% от номинальной.

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки определяется по формуле:

$$k_{з.ав} = \frac{S_p}{(n-1) \cdot S_{ном.т}}. \quad (2.3)$$

По (2.3) коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$К_{з.ав} \frac{28,41}{(2-1) \cdot 25} = 1,4 \text{ МВА}$$

Т.е. при отключении одного трансформатора оставшийся в работе покрывает 100 % нагрузки, при этом его загрузка возрастает до 142,1% от номинальной. Такая перегрузка допустима для трансформаторов в течение 6 часов в сутки сроком не более чем на 5 суток. Считают, что этого времени достаточно для устранения аварии, ремонта или замены поврежденного элемента.

Окончательно выбираем к установке силовые трансформаторы типа ТРДН – 25000/110 У 1 напряжением 110/10 кВ. Замена трансформаторов в перспективе на более мощные не предусматривается.

Таблица 2.1. - Параметры трансформатора

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТРДН–25000/110
Номинальная мощность трансформаторов Sном т,МВА	25
Номинальное напряжение обмотки ВН Uв н, кВ	115
Номинальное напряжение обмотки НН1 Uн н1, кВ	10,5
Номинальное напряжение обмотки НН2 Uн н2, кВ	10,5
Потери холостого хода ΔР0, кВт	27
Потери короткого замыкания ΔРк, кВт	120
Напряжение короткого замыкания Uк, %	10,5
Ток холостого хода I0 , %	0,7

2.2 Выбор сечения проводов

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Выбор сечения по нагреву производят по расчетному току. За расчётные токи ($I_р$) принимаются значения, определяемые по формуле:

$$I_р = \frac{S_р}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} \quad (2.4)$$

Выбор сечения проводов воздушных линий напряжением 110 кВ по экономической плотности тока производится следующим образом. Экономически целесообразное сечение ($F_{эк}$):

$$F_{эк} = \frac{I_р}{j_{эк}} \quad (2.5)$$

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, для заданных условий работы.

Затем необходимо выполнить проверку по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_р \leq I_{доп} \quad (2.6)$$

$I_{доп}$ - допустимый длительный ток для проводов по ПУЭ.

В соответствии с формулами (2.4 – 2.6) находится сечение проводов ответвлений от ВЛ 110 кВ ПС «47»- ПС «23» 1-ая и 2-ая:

$$I_р = \frac{27410}{110 \cdot \sqrt{3}} = 150{,}4$$

Число часов использования максимального перетока мощности по ВЛ составит 6000 часов. При этом экономическая плотность тока по ПУЭ составит $j_{эк}$ =1 А/мм^2.

$$F_{эк} = \frac{150{,}4}{1} = 150{,}4 \text{ мм}^2$$

Ближайшее нормируемое сечение для одного провода ВЛ мм^2.

Ввиду прохождения проектируемых ответвлений ВЛ 110 кВ по территории городской застройки, учитывая возможность в дальнейшем

присоединения новых потребителей, а также в соответствии с рекомендациями по проектированию городских электрических сетей для проектируемых ответвлений от ВЛ 110 кВ принимается провод АС – 150/24. Данное сечение достаточно по условиям короны.

Проверяем выбранное сечение по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$150{,}4 < 450 \text{ А}.$$

Защита линии от прямых ударов молнии осуществляется подвеской одного грозозащитного троса – провода АЖС 70 – 39 по всей длине ВЛ. Сечение троса удовлетворяет условиям термической стойкости при однофазных коротких замыканиях.

3 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение короткого замыкания в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов короткого замыкания, а также быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания.

В инженерной практике расчеты токов короткого замыкания в электрических системах выполняются с целью:

- выбора и проверки электрических аппаратов – выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и т.д. – на термическую и динамическую стойкость при токах короткого замыкания;
- определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи;
- выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики, их наладки и проверки поведения в аварийных ситуациях, связанных с короткими замыканиями;
- выбора и проверки устройств грозозащиты и связи.

Расчет токов короткого замыкания проведем в системе относительных единиц. Применение относительных единиц позволяет быстро сопоставить результаты вычислений для различных точек системы. Подобная система единиц может применяться как в относительно номинальном варианте, так и в относительно базисном варианте. В этом случае за основу принимаются две базисные единицы, остальные получаются из принятых [3].

В качестве базисных величин принимаем мощность $S_б$=100 МВА. Напряжения$U_{б1}$=115 кВ, $U_{б2}$=10,5 кВ, $U_{б3}$=0,4 кВ.

ЭДС энергосистемы E_c=1 В.

3.1 Выбор схемы замещения

Расчётная схема является изображением первичной схемы сети в однолинейном исполнении, на которой указывают паспортные данные всех входящих в неё элементов, имеющих электрическое сопротивление – генераторов, трансформаторов, ЛЭП, реакторов, электродвигателей.

Источниками для питания подстанции 110/10 кВ ПС Капчагай являются шины высокого напряжения подстанции 47 и подстанции 23. Электроэнергия от источников питания к подстанции передаётся по двум одноцепным

воздушным линиям электропередачи..

На основании расчётной схемы составляется схема замещения, в которой все перечисленные элементы заменяются своими электрическими сопротивлениями. Общая схема замещения приведена на рисунке 1.3.

Места расположения точек КЗ выбираются таким образом, чтобы проверяемое электрооборудование в момент КЗ находилось в наиболее неблагоприятных условиях. Следовательно, точки КЗ располагаются на шинах 110 и 10 кВ.

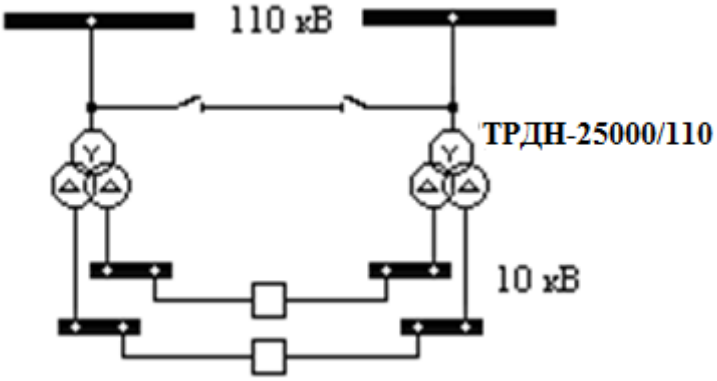


Рисунок 3.1 - Принципиальна расчетная схема электрической сети

Определяем базисные токи:

$$I_б = \frac{S_б}{U_б \cdot \sqrt{3}}, \qquad (3.1)$$

$$I_б = \frac{100}{115 \cdot \sqrt{3}} = 0{,}71 \text{ кА};$$

$$I_б = \frac{100}{10{,}5 \cdot \sqrt{3}} = 5{,}5 \text{ кА};$$

$$I_б = \frac{100}{0{,}4 \cdot \sqrt{3}} = 14.45 \text{ кА}.$$

Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки короткого замыкания [4].

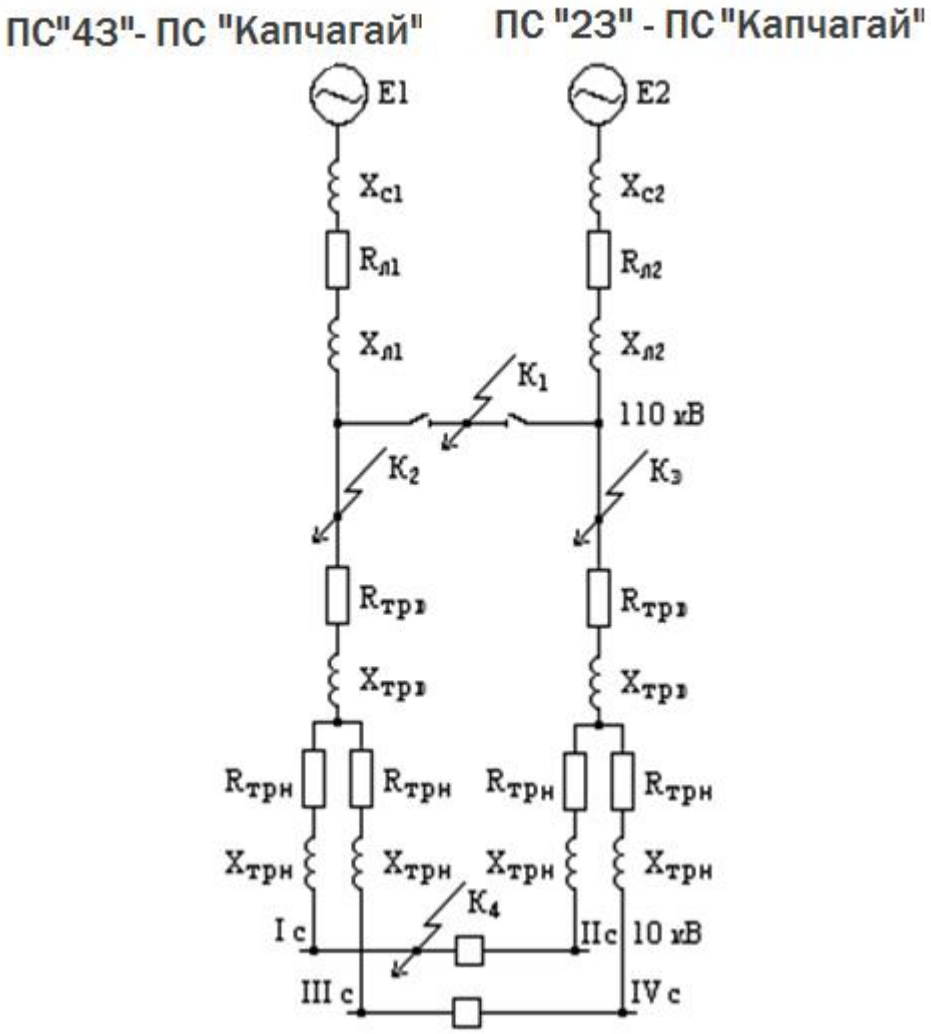


Рисунок 3.2 - Схема замещения

3.2. Расчет параметров элементов схемы замещения

Параметры системы:

$$Z_1=X_1=\frac{U_н^2\cdot S_б}{S_c\cdot U_б^2}=\frac{110^2\cdot 100}{100\cdot 110^2}=1 \text{ Ом};$$

$$E_1=\frac{E_{ср}}{U_1}=\frac{110}{110}=1 \text{ Ом}.$$

Параметры двух цепной ВЛ-110 кВ:
$L_{ВН}$=25 км, X_0=0,4 Ом/км, R_0=0,248 Ом/км.

$$X_2=X_3=\frac{X_0\cdot L_{ВН}S_Б}{U_Б^2}=\frac{0{,}4\cdot 25\cdot 100}{115^2}=1{,}1 \text{ Ом};$$

$$R_2=R_3=\frac{R_0 \cdot L_{ВН} S_Б}{U_Б^2}=\frac{0,248 \cdot 25 \cdot 100}{115^2}=0.39 \text{ Ом};$$

$$Z_2=Z_3=\sqrt{X_2^2+R_2^2}=\sqrt{1,1^2+0,39^2}=1,3 \text{ Ом};$$

Параметры трансформаторов

$$x_т=\frac{U_{вн.т}\% \cdot U^2}{100 \cdot U_{нн.т}{}^2}.$$

3.1 Таблица - Расчетные параметры трансформаторов

Место расположения	Марка трансформатора	RT, Ом		XT, Ом	
		ВН	НН	ВН	НН
ПС «Капчагай»	2хТРДН-25000/110	1,27	6,944	2,539	99,99

Параметры ВЛ-10 кВ:

$$X_6=X_7=\frac{X_0 \cdot L_{НН} S_Б}{U_Б^2}=\frac{0,4 \cdot 10 \cdot 100}{10,5^2}=3,12 \text{ Ом};$$

$$R_6=R_7=\frac{R_0 \cdot L_{НН} S_Б}{U_Б^2}=\frac{0,245 \cdot 10 \cdot 100}{10,5^2}=2,78 \text{Ом};$$

$$Z_6=Z_7=\sqrt{X_2^2+R_2^2}=\sqrt{3,12^2+2,48^2=5,18 \text{ м};}$$

Аналогично рассчитываются сопротивления системы со стороны линии ПС 47 - ПС «Капчагай». Результаты расчёта сопротивлений системы представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах работы системы

Режим работы	Xc1 , Ом	Xc2, Ом
Максимальный режим работы системы	3,727	4,218
Минимальный режим работы системы	12,279	13,552

Электроэнергия поступает от источников питания к подстанции по двум одноцепным ответвлениям от ВЛ: ПС47 – ПС Капчагай и ПС23 – ПС Капчагай.

Исходные параметры ВЛ представлены в таблице 3.2. Удельные сопротивления взяты из характеристик существующих ВЛ.

Таблица 3.2 - Исходные параметры ответвлений от ВЛ

Название линии	Марка провода	Протяжённость ВЛ, км	Удельные сопротивле- ния, Ом/км	
			r0	x0
ПС47 – ПС Капчагай	АС-150	17	0,21	0,458
ПС23 - ПС Капчагай	АС-150	5	0,21	0,458

Сопротивление ВЛ рассчитываются по следующим формулам:

$$R_л = r_0 \cdot l, \quad (3.2)$$

где $R_л$ - активное сопротивление ВЛ, Ом;

r_0 - удельное активное сопротивление ВЛ, Ом/км;

l - длина участка ВЛ, км.

$$X_л = x_0 \cdot l, \quad (3.3)$$

где $X_л$ – реактивное сопротивление ВЛ, Ом;

x_0 – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км.

Путем постепенного преобразования относительно расчетной точки КЗ приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников были связаны с точкой короткого замыкания одним результирующим сопротивлением [4].

Определим эквивалентное сопротивление до точки К1:

$$Z_{экв1} = \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_2 + Z_3} = \frac{1{,}13^2}{2 \cdot 1{,}13} = 0{,}62 \text{ Ом};$$

$$Z_{экв2} = Z_{экв1} + Z_1 = 0{,}62 + 1 = 1{,}62 \text{ Ом};$$

$$Z_{экв1} = \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} = \frac{5{,}18^2}{2 \cdot 5{,}18} = 2{,}59 \text{ Ом};$$

$$Z_{экв4} = Z_{экв3} + Z_6 = 2{,}59 + 8{,}19 = 10{,}78 \text{ Ом};$$

$$Z_{экв} = \frac{Z_{экв4} \cdot Z_{экв2}}{Z_{экв4} + Z_{экв2}} = \frac{10{,}78 \cdot 1{,}491}{10{,}78 + 1{,}491} = 1{,}31 \text{ Ом};$$

Определяем по закону Ома начальное действующее значение

периодической составляющей тока короткого замыкания, а затем ударный ток[5].

$$I_{к1}^{*(3)}=\frac{E_б}{Z_{экв}}=\frac{1}{1,31}=0,76 \text{ кА}.$$

Отсюда ток короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)}=I_{к1}^{*(3)}\cdot I_{б1}=0,76\cdot 0,71=0,54 \text{ кА}.$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд.К1}=\sqrt{2}\cdot K_{уд}\cdot I_{К1}^{(3)}=\sqrt{2}\cdot 1,6\cdot 0,54=1,31 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент:

$$к_у=1+e^{-\frac{0,01}{T_а}}, \quad (3.4)$$

где $T_а$=0,02 с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$к_у=1+e^{-\frac{0,01}{0,02}}=1,6 \text{ с}.$$

$$R_{общ}=\frac{\Delta P_k\cdot U_{в.ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (3.5)$$

$$X_{общ}=\frac{\Delta Q_k\cdot U_{в.ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (3.6)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_К$ - потери трансформатора при коротком замыкании;

$U_К$ - напряжение короткого замыкания, в % от номинального.

Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки короткого замыкания

$$R_в=0,85\cdot R_{общ.}; \quad (3.7)$$

$$R_н=R_{н1}=R_{н2}=R_{общ.}; \quad (3.8)$$

$$X_в=0,125\cdot X_{общ.}; \quad (3.9)$$

$$X_н=X_{н1}=X_{н2}=1,8. \quad (3.10)$$

Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки короткого замыкания

3.3 Определение токов при симметричном трёхфазном КЗ

Рассчитаем эквивалентное сопротивление до точки К2

$$Z_{экв1}=Z_1+\frac{Z_2}{2}=1+\frac{1,7}{2}=1,625 \text{ Ом};$$

$$Z_{экв2}=\frac{Z_4\cdot Z_5}{Z_4+Z_5}+Z_{экв1}=\frac{1,04^2}{2\cdot 1,04}+1,625=2,145 \text{ Ом};$$

$$Z_{экв}=\frac{Z_{экв2}Z_6}{Z_{экв2}+Z_6}=\frac{2,145\cdot 8,19}{2,145+8,19}=1,69 \text{ Ом}.$$

Отсюда ток короткого замыкания равен:

$$I_{к2}^{*(3)}=\frac{E_б}{Z_{экв}}=\frac{1}{1,69}=0,59 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(3)}=I_{к2}^{*(3)}\cdot I_{б2}=0,59\cdot 5,5=3,125 \text{ кА}.$$

Ударный ток равен:

$$i_{уд.К2}=\sqrt{2}\cdot K_{уд}\cdot I_{К2}^{(3)}=\sqrt{2}\cdot 1,6\cdot 3,125=7,34 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент:

$$к_у=1+e^{-\frac{0,01}{0,02}}=1,6$$

Расчет токов короткого замыкания проведем в системе относительных единиц. Применение относительных единиц позволяет быстро сопоставить результаты вычислений для различных точек системы. Подобная система единиц может применяться как в относительно номинальном варианте, так и в относительно базисном варианте. В этом случае за основу принимаются две базисные единицы, остальные получаются из принятых .

$$R_2=R_3=\frac{R_0 \cdot L_{ВН} S_Б}{U_Б^2}=\frac{0{,}248 \cdot 25 \cdot 100}{115^2}=0{,}39 \text{ Ом};$$

$$Z_2=Z_3=\sqrt{X_2^2+R_2^2}=\sqrt{1{,}1^2+0{,}39^2}=1{,}130 \text{ Ом}.$$

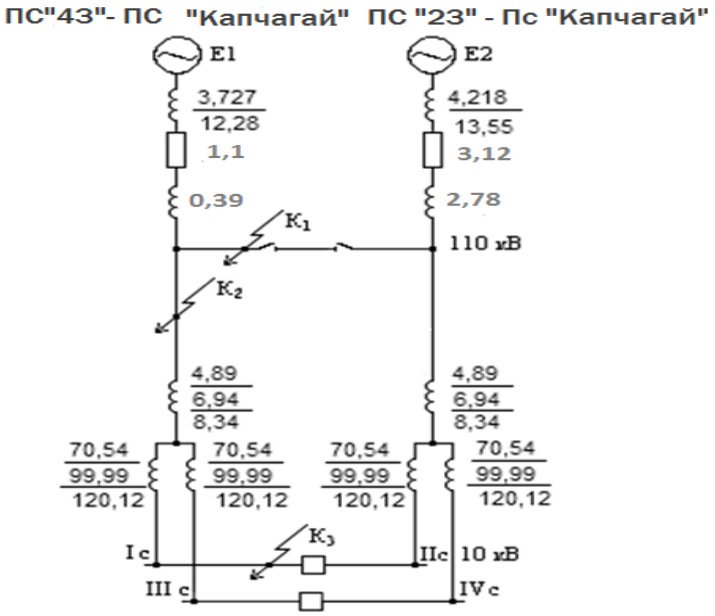
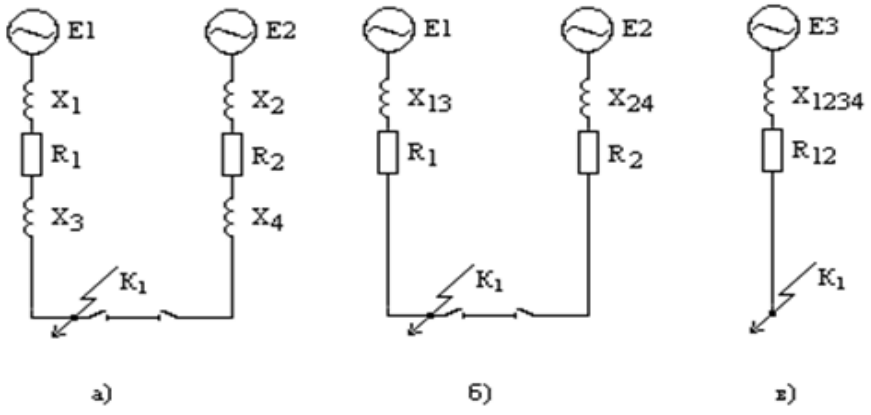
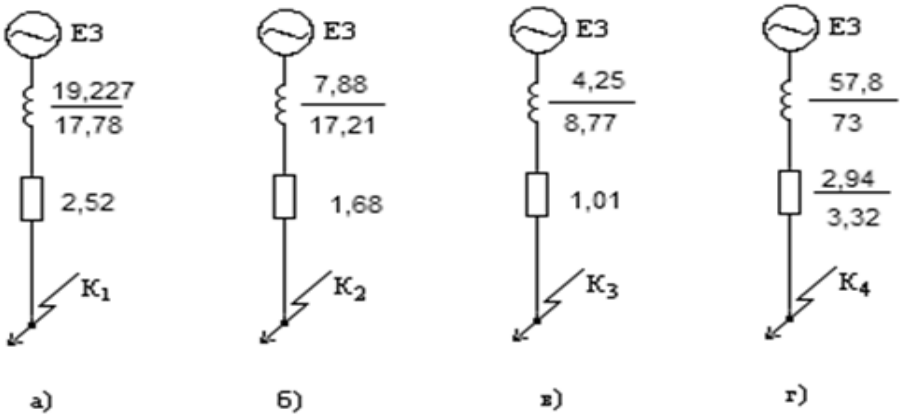


Рисунок 3.3. Схема замещения при симметричном КЗ



а) исходная схема; б) преобразование с исключением последовательных сопротивлений; в) преобразование с исключением параллельных сопротивлений

Рисунок 3.4 - Этапы преобразования схемы замещения



а) КЗ в точке К1 (на шинах 110кВ); б) КЗ в точке К2 (на шинах 110 кВ); в) КЗ в точке К3 (на шинах 110 кВ); г) КЗ в точке К4 (на шинах 10 кВ)

Рисунок 3.5 - Преобразование схемы замещения

Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов короткого замыкания, а также быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания.

$$Z_{\Sigma}=\sqrt{R_{\Sigma}^2+X_{\Sigma}^2}, \qquad (3.11)$$

где R_{Σ}^2 - общее активное сопротивление элементов сети;

X_{Σ}^2 - общее реактивное сопротивление элементов сети.

Таблица 3.5 - Суммарные сопротивления преобразованных схем замещения.

Точка КЗ	Суммарные сопротивления, Ом					
	Максимальный режим			Минимальный режим		
	Σ R	ΣX	ΣZ	ΣR	ΣX	ΣZ
К1	1,1	3,766	3,93	1,1	12,308	12,36
К2	0,82	2,448	2,58	0,82	7,13	7,21
К3	2,94	57,8	57,87	3,32	73	73,1

Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ ($I_{кз}$) определяется по следующей формуле:

$$I_k^3 = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma};$$

где $U_б$ – базовое напряжение соответствующего режима работы электрической сети, кВ;

Z_Σ – полное суммарное сопротивление соответствующего режима работы электрической сети, Ом.

Ударный ток КЗ (Iуд) определяется из следующего выражения:

$$к_у = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_а}}, \quad (3.12)$$

где $T_а$ – постоянная времени затухания тока КЗ соответствующего режима работы электрической сети.

Аналогично производится расчет токов КЗ в других точках. Результаты расчета токов КЗ в точках приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6. – Расчет токов трехфазного КЗ.

Режим КЗ	Напряжение, кВ $U_б$		Сопротивления, Ом			$T_а$, с	$К_{уд}$	$I_к^3$, кА	$i_{уд}$, кА
			R_Σ	X_Σ	Z_Σ				
КЗ в точке К1									
Макс.	115	1,1	3,766		3,93	0,0116	1,42	16,27	22,9
Мин.	126	1,1	12,308		12,36	0,0225	1,64	5,77	9,45
КЗ в точке К2									
Макс.	115	0,82	2,448		2,58	0,0149	1,51	26,7	36,5
Мин.	115	0,82	7,13		7,21	0,0326	1,74	9,22	13,1
КЗ в точке К3									
Макс.	10,5	2,94	57,8		57,87	0,0626	1,87	12,51	32,73
	10,5	3,32	13		73,1	0,07	1,87	9,51	25,07

4 Выбор высоковольтной аппаратуры

К выбираемому высоковольтному оборудованию относятся: высоковольтные выключатели, шины, разъединители, изоляторы, трансформаторы тока и напряжения, ограничители напряжения, трансформаторы собственных нужд, дугогасительные катушки.

Основные условия выбора и проверки высоковольтных электрических аппаратов следующие:

Выбор по номинальному напряжению:

$$U_c \leq U_н; \quad (4.1)$$

где U_c - напряжение сети, кВ;

$U_н$, - номинальное напряжение аппарата, кВ.

Выбор по номинальному току:

$$I_{раб} \leq I_н; \quad (4.2)$$

где $I_{раб}$ - наибольший ток в сети, А;

$I_н$ - номинальный ток аппарата, А.

Проверка по току отключения:

$$I_к^3 \leq I_{отк.н}; \quad (4.3)$$

где $I_к^3$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА;

$I_{отк.н}$; – номинальный ток отключения аппарата, кА.

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq I_{дин}; \quad (4.4)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток трёхфазного КЗ, кА;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

Проверка на термическую стойкость:

$$B_к \leq I_{отк}^2 \cdot t_m;$$

где $B_к$ - интеграл Джоуля при КЗ, кА2·с;

t_m - допустимое время действия тока термической стойкости, с.

Расчёт интеграла Джоуля при КЗ (теплового импульса тока) можно выполнить следующим образом:

$$B_к=B_{к.п}+B_{к.а}=\left(I_к^3\right)^2\cdot T_а\left(1-e^{\frac{-2t_{откл.}}{T_а}}\right); \quad (4.6)$$

где $B_{к.п}$, $B_{к.а}$ – соответственно периодическая и апериодическая составляющие импульса тока;

$I_к^3$ – действующие значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$t_{откл.}$ – время от начала КЗ до его отключения, с $t_{откл.}=t_з+t_{выкл.}$;

$t_з$ – время действия МТЗ $t_з=0{,}5\div1{,}0$ с, примем $t_з=1{,}0$ с;

$t_{выкл.}$ – полное время отключения аппарата, с.

4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

Установки собственных нужд (с.н.) являются важными элементами электрических станций и подстанций. Повреждения в системе с.н. неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме [6].

Максимальная нагрузка потребителей собственных нужд подстанции составляет 119,2 кВА.

Выбор мощности трансформаторов собственных нужд производится по формуле (2.1). К установке принимаются два трансформатора 10/0,4 кВ мощностью по 100 кВА типа ТМ – 100/10.

Коэффициент загрузки определяется по формуле (2.2) и равен 0,595. Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется по формуле (2.3) и составит 1,2.

Таблица 4.1 - Параметры трансформатора собственных нужд

Параметр трансформатора	Значение параметра
Тип трансформатора	ТМ – 100/10
Номинальная мощность, кВА	100
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Мощность потерь ХХ, кВт	0,365
Мощность потерь КЗ, кВт	1,97
Напряжение КЗ, %	4,5
Ток холостого хода, %	2,6

Щит собственных нужд размещается в ОПУ, совмещенном со ЗРУ 10 кВ.

4.2 Выбор ячеек РУ – 110 и РУ – 10

Открытое распределительное устройство 110 кВ и узел установки силовых трансформаторов выполнены в виде комплектной двухтрансформаторной подстанции КТПБ – 110 – 4Н – 1/10 – 2 на 16000 – 63 – А – 2 – 85 У1 Самарского завода «Электрощит» и состоят из отдельных блоков, представляющих собой металлическую конструкцию со смонтированным оборудованием, аппаратурой и внутренними соединениями, устанавливаемыми на сваях.

При напряжении 10 кВ в настоящее время наибольшее распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) с вакуумными выключателями, благодаря следующим их достоинствам:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения;
- резкое снижение эксплуатационных затрат;
- полная взрыво и пожаробезопасность и возможность работы в агрессивных средах;
- широкий диапазон температур, в котором возможна работа вакуумной дугогасительной камеры;
- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам вследствие малой массы и компактной конструкции аппарата;
- произвольное рабочее положение и малые габариты, что позволяет создавать различные компоновки распределительных устройств (РУ);
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные малы- ми выделениями энергии в дуге и отсутствие выброса масла, газов при отключении КЗ;
- сокращение времени на монтаж;
- отсутствие загрязнений окружающей среды.

К недостаткам относится повышенный уровень коммутационных пере- напряжений, что требуют применения специальных технических средств, а также их высокая цена.

В качестве распределительного устройства 10 кВ целесообразно приме- нить закрытое КРУ заводского изготовления, состоящего из отдельных ячеек различного назначения.

Для комплектования ЗРУ-10 кВ выберем малогабаритные ячейки К-63, изготовляемые самарским заводом «Электрощит». Данные ячейки отвечают современным требованиям эксплуатации, имеют двухсторонний коридор об- служивания, выкатные тележки с вакуумными выключателями, безопасный доступ к любому элементу КРУ-10.

В составе КРУ сери К-63 входят вакуумные выключатели типа BB/TEL, BB/AST, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, разрядники, заземляющие ножи, сборные и соединительные шины, опорные и переходные изоляторы.

4.3 Выбор выключателей

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: дли- тельная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение [4].

Выбор высоковольтных выключателей рассмотрен на примере выключателя Q1, установленного в цепи ОРУ-110 кВ.

Параметры сети: U_c=110 кВ, $I_{раб}$=136,99 А, $I_к$=16,27 кА, $i_{уд}$=22,9 кА.

Выбран вакуумный выключатель наружной установки ВВЭЛ-110-50/630 У1.

Параметры: $U_н$=110 кВ, $I_н$=630 А, $I_{отк.н}$=50 кА, $I_{дин}$=65 кА, I_m=25 кА, при t_m=3 с, $t_{выкл}$=0,06 с ($t_{откл}$=1+0,06=1,06 с).

Выбор по номинальному напряжению:

$$110 \leq 110 \text{ (кВ)}.$$

Выбор по номинальному току:

$$136{,}99 \leq 630 \text{ (А)}.$$

Проверка по току отключения:

$$16{,}27 \leq 50 \text{ (кА)}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость:

$$22{,}9 \leq 65 \text{ (кА)}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_к=16,27^2\cdot1,06+8,25^2\cdot0,0149\left(1+e^{\frac{-2\cdot1,06}{0,0149}}\right)=74,86\ (кА^2\cdot с);$$

$$I^2_{откл.н}\cdot t_m=50^2 3=7500\ (кА^2с);$$

$$74,86\leq1200\ (кА^2с).$$

Аналогично производится выбор и проверка для других выключателей. Результат выбора и проверки расчёта приведён в таблице 4.2

Таблица 4.2 - Выбор высоковольтных выключателей

Место установки выключателя по рисунке 4.2	Тип выключателя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры выключателя
Q1, Q2	ВВЭЛ-110-50/630 У1	$U_с\leq U_н$ $I_{раб}\leq I_н$ $I_{кз}\leq I_{откн}$ $i_{уд}\leq I_{дин}$ $B_к\leq I^2_{откн}\cdot t_m$	110 кВ 145,7 А 16,27 кА 22,9 кА 74,86 кА^{2}с	110 кВ 630 А 50 кА 65 кА 1200 кА^2 с
Q3	ВВЭЛ-110-50/63 У1	$U_с\leq U_н$ $I_{раб}\leq I_н I^3$ $I_{кз}\leq I_{откн}$ $i_{уд}\leq I_{дин}$ $B_к\leq I^2_{откн}\cdot t_m$	110 кВ 145,7 А 26,7 кА 36,5 кА 254,5 кА^{2}с	110 кВ 630 А 20 кА 65 кА 1200 кА^2 с
Q4	ВВ/TEL-10-20/1600 У2	$U_с\leq U_н$ $I_{раб}\leq I_н$ $I^3_к\leq I_{откн}$ $i_{уд}\leq I_{дин}$ $B_к\leq I^2_{откн}\cdot t_m$	10 кВ 1479,5 А 1,85 кА 32, 75 кА 1,65 кА^2 с	10 кВ 1600 А 20 кА 51 кА 1200 кА^2 с
Выключатели КРУ	ВВ/AST-10-12,5/630	$U_с\leq U_н$ $I_{раб}\leq I_н$ $I^3_к\leq I_{откн}$ $i_{уд}\leq I_{дин}$ $B_к\leq I^2_{откн}\cdot t_m$	10 кВ 272 А 1,85 кА 32,75 кА 1,65 кА^2 с	10 кВ 630 А 12,5 кА 51 кА 470 кА^2 с

4.4 Выбор разъединителей

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;

исключение самопроизвольных отключений;

- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер) [4].

На напряжение 110 кВ выбраны разъединители наружной установки с механической блокировкой с заземлителями типа З-110/У3 в однополюсном исполнении типа РНДЗ, с приводом ПР-У1.

Проверка выполняется аналогично проверке выключателей (4.1) – (4.6) и сведена в таблицу 4.3

Таблица 4.3 - Выбор разъединителей.

Место установки разъединителю по рисунку 1.1	Тип разъединителя	Условия выбора и проверки	Параметры системы	Параметры разъединителя
QS1-QS4	РНДЗ1а-110/1000 У1	$U_c \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_к^3 \le I_{отк.н}$ $i_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{отк.н} \cdot t_m$	110 кВ 145,7 А 16,27 кА 22,9 кА 74,86 кА^2 с	110 кВ 1000 А 31,5 кА 80 кА 2976,75 кА^2
QS, QS6	РНДЗ1-110/1000 ХЛ1	$U_c \le U_н$ $I_{раб} \le I_н$ $I_к^3 \le I_{отк.н}$ $i_{уд} \le I_{дин}$ $B_к \le I^2_{отк.н} \cdot t_m$	110 кВ 145,7 А 26,7 кА 36,5 кА 254,5 кА^2 с	110 кА 1000 А 80 кА 125 кА 2976,75 кА^2 с

4.5 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций и линий, повышая надежность работы защищаемого объекта, не должен снижать надежность за счет собственного повреждения. Поэтому выбор этих защитных аппаратов должен быть тщательно взвешен и обоснован [5].

При коммутации выключателями с малым временем отключения нагруженных трансформаторов или при пуске двигателей могут возникнуть пере- напряжения, опасные для изоляции оборудования.

В результате исследований, проведённых специалистами научно-исследовательского предприятия «Таврида-Электрик» было установлено, что коммутационные перенапряжения могут возникать лишь при определённом соотношении параметров сети и параметров выключателя.

Для предотвращения коммутационных и других перенапряжений необходимо установить специальные устройства для ограничения и устранения вредного влияния перенапряжений на изоляцию оборудования. В качестве таких устройств могут быть выбраны ограничители перенапряжений (ОПН). Они

устанавливаются между фазой и землей, а также между различными фазами сети.

Их основные преимущества перед вентильными разрядниками следующие:

- глубокий уровень ограничения;
- стабильность характеристик;
- надёжность в эксплуатации;
- отсутствие необходимости в техническом обслуживании;
- взрывобезопасность и сейсмостойкость;
- возможность установки в подвесном и опорном исполнении;
- малый вес и габариты.

ОПН без искровых промежутков изготавливаются на основе оксидоцинковых варисторов. ОПН предназначены для защиты двигателей, трансформаторов, воздушных и кабельных линий от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Для защиты оборудования напряжением 110 кВ выбираются ОПН У/TEL 110/84; 10 кВ – У/TEL 10/11,5.

4.6 Выбор шин

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин [4].

В качестве шин ЗРУ-10 целесообразно выбрать алюминиевые шины прямоугольного сечения 40х4 мм2. $I_{доп}$=480 А; $I_р$=272 А.

Проверка на электродинамическую стойкость при воздействии тока КЗ:

$$\sigma_р \leq \sigma_{доп}; \quad (4.10)$$

где $\sigma_р$ - расчётное механическое напряжение шины, Па;

$\sigma_{доп}$ - расчётное механическое напряжение шины, Па (для алюминиевых шин $\sigma_{доп}$=65 МПа.

$$O_р = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W}; \quad (4.11)$$

где F - усилие от динамического воздействия токов КЗ;

l - длина пролёта между изоляторами, м;

W – момент сопротивления, $м^3$

$$F = 1.76 \cdot i_{уд}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (4.12)$$

где а - расстояние между токоведущими шинами, м.

Момент сопротивления для прямоугольных шин:

$$W=\frac{b\cdot h^2}{6};$$

где b и h – соответственно узкая и широкая стороны сечения шины, м.

Проверка по термической стойкости:

$$S_ш \geq S_m;$$

где $S_ш$ - сечение шин, мм2;

S_m - термически стойкое сечение, мм^2.

$$S_m=\frac{I_к^3\cdot\sqrt{t_{откл.}}}{\alpha}, \qquad (4.15)$$

где α – коэффициент термической стойкости (для алюминия α=95).

Проверяем шины ЗРУ–10. Расстояние между изоляторами одной фазы, то есть пролёт l = 1,1 м, расстояние между фазами а = 0,35 м.
Проверка на электродинамическую стойкость:

$$W=\frac{0{,}04\cdot 0{,}004^2}{6}=10{,}7\cdot 10^{-7}\ \text{мм}^2;$$

$$F=1{,}76\cdot 1850^2\cdot\frac{1}{0{,}4}\cdot 10^{-7}=2{,}36\ \text{Н};$$

$$O_p=\frac{2{,}36\cdot 1}{10\cdot 10{,}7\cdot 10^{-8}}=3{,}7\cdot 10^6\ \text{Па};$$

$$3{,}7\leq 65.$$

Следовательно, можно сделать вывод, что выбранные шины удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

Проверка на термическую стойкость:

$$S_m=\frac{1150\cdot\sqrt{1{,}06}}{95}=12{,}46\ \text{мм}^2,$$

$$300\geq 12{,}46\ \text{мм}^2.$$

Следовательно, выбранные шины удовлетворяют условию термической стойкости.

4.7 Выбор изоляторов

При выборе изоляторов необходимо учитывать условие проверки на механическую нагрузку.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах [4].

Опорные изоляторы выбирают по номинальному напряжению и проверяют на механическую нагрузку при коротких замыканиях.

Условие проверки на механическую нагрузку при КЗ:

$$F \leq 0{,}6 \cdot F_{доп}; \qquad (4.16)$$

где 0,6 - коэффициент запаса;

$F_{доп}$ - допустимое усилие на изолятор.

В ЗРУ - 10 для крепления шин используются опорные изоляторы ИО-10-375 У3 с параметрами: номинальное напряжение 10 кВ, минимальная разрушающая сила на изгиб 375 кг·с, массой 1,35 кг.

Производим проверку изоляторов по формулам (4.12), (4.16):

$$F = 1.76 \cdot 1850^2 \cdot \frac{1}{0.4} \cdot 10^{-7} = 2.16 \text{Н}$$

$$2{,}16 \text{ Н} \leq 2250 \text{ Н}$$

Следовательно, изолятор прошёл проверку на механическую нагрузку при токах КЗ.

4.8 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [4].

Выбор трансформаторов тока (ТТ) производят: по номинальному напряжению; первичному току; нагрузке вторичной цепи, которая обеспечивает погрешность в пределах паспортного класса точности; по роду установки; конструкции; классу точности. Также их проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Основные условия выбора ТТ следующие:

Выбор ТТ по номинальному напряжению осуществляется по формуле (4.1);

- Выбор ТТ по номинальному току осуществляется по формуле (4.2).

- Выбор ТТ по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

$$S_{2ном} \geq S_{2р};$$

где $S_{2ном}$ - номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$ - расчётная нагрузка подключенная ко вторичной обмотке ТТ,

Фактическая (расчётная) нагрузка подключённая к вторичной обмотке ТТ определяется из следующего выражения:

$$S_{2р}=I^2_{2\,ном}\cdot Z_{2ном},$$

где $I^2_{2\,ном}$ - номинальный ток вторичной обмотки ТТ, А;

$Z_{2ном}$ - сопротивление цепи включённой во вторичную обмотку.

Сопротивление цепи включённой во вторичную обмотку складывается из трёх составляющих: суммы сопротивлений приборов ($\Sigma r_{приб}$), допустимого сопротивления проводов ($r_{доп}$) и переходного сопротивления контактов ($r_{конт}$)

$$Z_{2ном}=\Sigma r_{приб}+r_{доп}+r_{конт.}. \qquad (4.19)$$

Исходя из этого, расчётную нагрузку можно представить следующим образом:

$$S_{2р}=\Sigma S_{приб}+I^2_{2ном}\cdot\left(r_{доп}+r_{котн}\right); \qquad (4.20)$$

где $\Sigma S_{приб}$ - суммарная мощность всех приборов подключенных к вторичной обмотке ТТ, ВА.

В связи с тем, что ТТ на все напряжения встроены во ввода выключателей (кроме ТТ подключенных к релейной защите от замыканий на землю), проверку на электродинамическую и термическую устойчивость не производим.

К установке на напряжение 110 кВ принимаются ТФЗМ–110Б–1У1 600/5 и ТВТ–110–I 600/5; на стороне 10 кВ – ТОЛ–10 1500/5 и 300/5; в нейтрали силовых трансформаторов ТДН–16000/110 устанавливаются ТВТ– 35–I 300/5.

Все эти ТТ имеют две обмотки и обеспечивают возможность последовательного или параллельного их подключения.

При параллельном под- ключении и классе точности 1, достаточном для подключения измерительных приборов имеют мощность вторичной цепи 40 ВА. При классе точности 10Р, обеспечивают мощность 20 ВА.

Таблица 4.4 - Приборы, подключаемые к измерительным трансформаторам

Напряжение	Прибор	Мощность, ВА
110 кВ	Э309	5
	A1D	0,7
10 кВ	Э309	5
	A1D	0,7

Для примера производится выбор и проверка ТТ на 110 кВ. К установке принят ТФЗМ–110Б–1У1 600/5.

Проверка по номинальному току:

$$136,99<600 \text{ (А)}.$$

По номинальному напряжению:

$$110\leq110 \text{ (кВ)}.$$

Выбор ТТ по нагрузке вторичной цепи:

Мощность приборов подключённых к ТТ на 110 кВ составляет 5,7 ВА (один Э309 и один A1D-3-00-C2-T на каждую фазу). Ток вторичной цепи 5 А. Переходное сопротивление контактов 0,1 Ом. Сопротивление проводов рассчитывается по следующей формуле:

$$r_{доп}=\rho\cdot\frac{l_{пр}}{S_{пр}};$$

где ρ - удельное электрическое сопротивление (для меди 0,018);

$l_{пр}$ - длина кабеля, м (в данном случае длина не превышает 120 м);

$S_{пр}$ - сечение кабеля, мм^2, (технически сечение медного кабеля не должно быть менее 1,5 мм^2 и примерно составит 2,5 мм^2).

Следовательно:

$$r_{доп}=0,018\cdot\frac{120}{2,5}=0,864 \text{ Ом};$$

$$S_{2р}=5,7+5^2\cdot(0,864+0,1)=29,8 \text{ ВА};$$

40>29,8 ВА.

Аналогично производится проверка и остальных ТТ, результат сведён в таблицу 4.5

Таблица 4.5 - Выбор и проверка трансформаторов тока.

Трансформатор тока	Условия выбора и проверки	Параметры ТТ	Параметры сети
ТФЗМ –110Б – 1У1 600/5	Iраб ≤ Iн Uс ≤ Uн S2ном ≥ S2р	600 А 110 кВ 40 ВА	145,7 А 110 кВ 29,8 ВА
ТОЛ – 10 – 1500/5	Iраб ≤ Iн Uс ≤ Uн S2ном ≥ S2р	1500А 10 кВ 10 ВА	1479.5 А 10 кВ 8,9 ВА
ТОЛ – 10 – 300/5	Iраб ≤ Iн Uс ≤ Uн S2ном ≥ S2р	300 А 10 кВ 10 ВА	272 А 10 кВ 8,9 ВА

4.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин низшего и среднего напряжения и все катушки напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключаются к этому трансформатору напряжения [7].

Трансформаторы напряжения для питания измерительных приборов и реле выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, схеме соединения обмоток и конструктивному выполнению.

Соответствие классу точности следует проверить сопоставлением номинальной нагрузки вторичной цепи с фактической нагрузкой от подключённых приборов.

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки осуществляется по формуле (4.22).

Проверка по классу точности осуществляется по следующей формуле:

$$S_{ном} \geq S_{2р}; \quad (4.22)$$

где $S_{ном}$ – номинальная вторичная нагрузка в классе точности, ВА;

$S_{2р}$ – расчётная нагрузка подключённая ко вторичной обмотке ТН, ВА.

Для установки на подстанции на 10 кВ принимаем трансформатор НТМИ -10 - 66 У1 с мощностью вторичной обмотки 120 ВА в классе точности 0,5.

Мощность приборов подключаемых к ТН составляет 2,5 ВА (один Э377). Произведем проверку ТН.

Проверка по номинальному напряжению первичной обмотки: $10 \leq 10$ кВ.

Проверка по классу точности: 120>2,5 ВА.

5 Расчет и анализ режимов

Приведем краткое описание расчетной части программы “RASTR”. Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ,IBM, PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы, и в настоящее время предельный объем схемы составляет 1200-1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) при минимальном числе резидентных программ [9].

Перед проведением расчетов по программе подготовим исходные данные по схеме, нагрузкам электрической сети в форме, понятной RastrWin3.

Активное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$R=r_0 \cdot L; \tag{5.1}$$

где L- длина линии, км;

r_0 - удельное активное сопротивление, Ом/км;

Реактивное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$X=x_0 \cdot L; \tag{5.2}$$

где x_0 – удельное реактивной сопротивление, Ом/км.

Реактивная проводимость (См) определяется как:

$$B=\frac{b_0 \cdot L}{2} \cdot n; \tag{5.3}$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, См/км.

В таблице 5.1 и 5.2 показаны параметры проводов линий.

Таблица 5.1 – Параметры проводов линий

№ линии	Участки линии	Марка провода	ro , Ом/км	xo , Ом/км	bo ,10-6 См/км
1	ПС «43»-ПС «Капчагай»	АС-150	0,21	0,458	1,35
2	ПС «23»-ПС «Капчагай»	АС-150	0,21	0,458	1,35

Таблица 5.2 – Сопротивления и проводимости проводов линий

№ линии	Наименование линии	Длина, км	R , Ом	X , Ом	B , 10^{-6} См
1	ПС «43»-ПС «Капчагай»	12	2,52	5,50	16,2
2	ПС «23»-ПС «Капчагай»	8	1,68	3,66	21,6

Параметры схемы замещения трансформаторов взяты из [3] и представлены в таблице (5.3)

Таблица 5.3 – Сопротивления трансформаторов

Место расположения	Марка трансформатора	RT , Ом		XT , Ом	
		ВН	НН	ВН	НН
ПС «Капчагай»	2хТРДН-25000/110	1,27	6,944	2,539	99,99

5.1 Нормальный режим

Положение РПН трансформаторов «-3», т.к. необходимо учитывать напряжение на шинах 10 кВ

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1	☐		База	1	ПС "43"	115					25,3	-0,7	110,0	-100,0	100,0		110,00
2	☐		Ген	2	ПС "23"	115						16,1	110,0	-100,0	100,0		110,00
3	☐		Нагр	10	ПС "Капчагай"	110											109,46
4	☐		Нагр	100	ВН	110											108,82
5	☐		Нагр	101	НН	10			24,97	12,04							9,91

Рисунок 5.1 - Полученные расчетные значения «Узлы»

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	10			ПС '43'- ПС 'Камчатай'	3.57	7.79	-16,2				-25	1
2			ЛЭП	2	10			ПС'23'- ПС'Камчатай'	1.05	2.30	-21,6				0	-16
3			Тр-р	10	100			ПС 'Камчатай' - ВН	2,539	6.944		1,00000			-25	-16
4			Тр-р	100	101			ВН - НН	1.27	99.99		0,09643			-25	-15

Рисунок 5.2 - Полученные расчетные значения «Ветви»

О	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
О	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_п	Q_п	dP	dQ	I_п	P_ш	Q_ш
		1	ПС '43'	110,00				25,2	-0,7	110,0	-100,0	100,0
		10	ПС 'Камчатай'	109,5	-0,7	-25	1	0,13	0,29	133		-0,20
		2	ПС'23'	110,00	-0,80				16,1	110,0	-100,0	100,0
		10	ПС' Камчатай'	109,5	0,1	0	-16	0,04	0,08	85		-0,26
		10	ПС ' Камчатай'	109,46	-0,67							
		1	ПС '43'	110,0	0,7	25	-1	0,13	0,29	132		-0,20
		2	ПС '23	110,0	-0,1	0	16	0,04	0,08	86		-0,26
		100	ВН	108,8	-0,4	-25	-16	0,05	0,25	156		
		100	ВН	108,82	-1,04							
		10	ПС ' Камчатай'	109,5	0,4	25	15	0,05	0,25	156		
		101	НН	9,9	-5,6	-25	-15	0,09	3,23	156		
		101	НН	9,91	-6,65	24,97	12,04					
		100	ВН	108,8	5,6	25	12	0,09	3,23	1415,7		

Рисунок 5.3 – Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

5.2 Минимальный режим

В мною проектируемой подстанции минимальный режим принимается равным 70% от нормального

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ПС '43'	115					18,4	-1,2	110,0	-100,0	100,0		110,00	
2			Ген	2	ПС '23'	115						10,8	110,0	-100,0	100,0		110,00	-0,58
3			Нагр	10	ПС 'Камчатай'	110											109,64	-0,49
4			Нагр	100	ВН	110											109,22	-0,75
5			Нагр	101	НН	10			17,48	8,43							9,57	-4,57

Рисунок 5.4 - Полученные расчетные значения «Узлы»

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
			ЛЭП	1	10			ПС '43'- ПС 'Камчатай'	3.27	7.79	-16,2				-18	1
			ЛЭП	2	10			ПС'23'- ПС'Камчатай'	1.05	2.30	-21,6				0	-11
			Тр-р	10	100			ПС 'Камчатай' - ВН	2,539	6.944		1,00000			-17	-10
			Тр-р	100	101			ВН - НН	1.27	99.99		0,09100			-18	-10

Рисунок 5.5 - Полученные расчетные значения «Ветви»

	О	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
	О	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_п	Q_п	dP	dQ	I_п	P_ш	Q_ш
1			1	ПС '43'	110,00				18,4	-1,2	110,0	-100,0	100,0
2			10	ПС 'Камчатай'	109,6	-0,5	-18	1	0,07	0,15	97		-0,20
3			2	ПС'23'	110,00	-0,58				10,8	110,0	-100,0	100,0
4			10	ПС' Камчатай'	109,6	0,1	0	-11	0,02	0,04	57		-0,26
5			10	ПС ' Камчатай'	109,64	-0,49							
6			1	ПС '43'	110,0	0,5	18	-1	0,07	0,15	97		-0,20
7			2	ПС '23	110,0	-0,1	0	11	0,02	0,04	58		-0,26
8			100	ВН	109,2	-0,3	-17	-10	0,02	0,12	106		
9			100	ВН	109,22	-0,75							
10			10	ПС ' Камчатай'	109,6	0,3	17	10	0,02	0,12	106		
11			101	НН	9,6	-3,8	-18	-10	0,04	1,51	106		
12			101	НН	9,57	-4,57	17,48	8,43					
13			100	ВН	109,2	3,8	17	8	0,04	1,51	1 170		

Рисунок 5.6 - Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

5.3 Аварийный режим

В мною проектируемой подстанции аварийный режим принимается при обрыве одной цепи линии «Аксай-Аккент».

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	ПС "43"	115					25,3	4,2	110,0	-100,0	100,0		110,00	
2			Ген	2	ПС "23"	115						11,4	110,0	-100,0	100,0		110,00	-0,79
3			Нагр	10	ПС "Капчагай"	110											109,21	-0,61
4			Нагр	100	ВН	110											108,57	-0,98
5			Нагр	101	НН	10			24,97	12,04							9,89	-6,63

Рисунок 5.7 - Полученные расчетные значения «Узлы»

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/т	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	10			ПС "43" - ПС "Капчагай"	3.57	7.79	-16,2				-25	-4
2			ЛЭП	2	10			ПС "23" - ПС "Капчагай"	1.05	2.30	-10,8				0	-11
3			Тр-р	10	100			ПС "Капчагай" - ВН	2.539	6.944		1,00000			-25	-16
4			Тр-р	100	101			ВН - НН	1.27	99.99		0,09643			-25	-15

Рисунок 5.8 - Полученные расчетные значения «Ветви»

O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
		1	ПС "43"	110,00				25,3	4,2	110,0	-100,0	100,0
		10	ПС "Капчагай"	109,2	-0,6	-25	-4	0,14	0,30	135		-0,19
		2	ПС"23"	110,00	-0,79				11,4	110,0	-100,0	100,0
		10	ПС" Капчагай"	109,2	0,2	0	-11	0,04	0,08	60	0,00	-0,13
		10	ПС " Капчагай"	109,21	-0,61							
		1	ПС "43"	110,0	0,6	25	4	0,14	0,30	135		-0,19
		2	ПС "23	110,0	-0,2	0	11	0,04	0,08	60	0,00	-0,13
		100	ВН	108,6	-0,4	-25	-16	0,05	0,25	156		
		100	ВН	108,57	-0,98							
		10	ПС " Капчагай"	109,2	0,4	25	15	0,05	0,25	156		
		101	НН	9,9	-5,6	-25	-15	0,09	3,25	156		
		101	НН	9,89	-6,63	24,97	12,04					
		100	ВН	108.6	5.6	25	12	0.09	3.25	1429		

Рисунок 5.9 - Полученные расчетные значения «Узлы+Ветви»

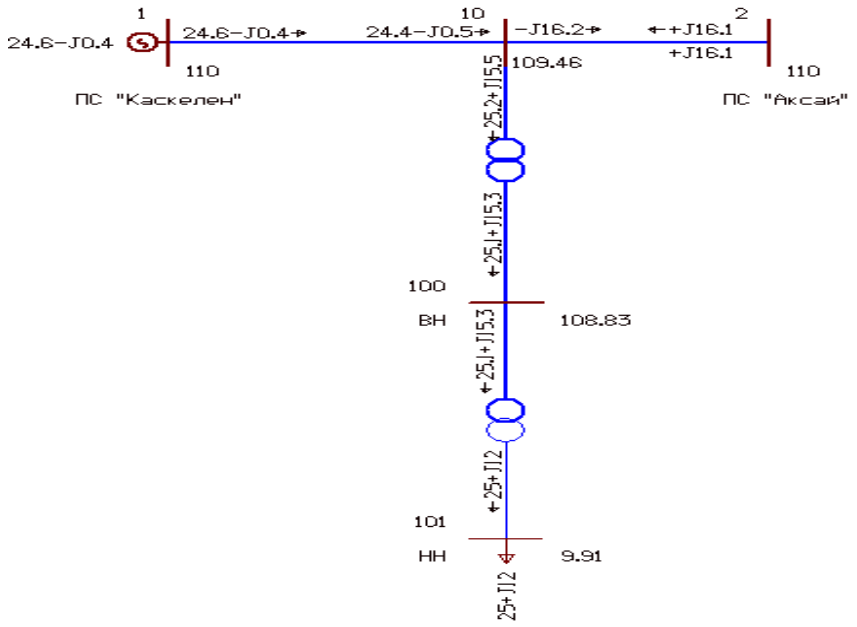


Рисунок 5.10 - Полученные расчетные значения «Графика»

6 Экономическая часть

6.1 Исходные данные

Проектируемая подстанция предназначена для реализации электроэнергии в г. Капчагай со стороны 110 и10 кВ.

В состав подстанции входят два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 110 кВ, комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ.

6.1.2 Анализ рынка сбыта

Подстанция 110/10 кВ расположена в городе Капчагай и предназначена для снабжения электроэнергией городских потребителей.

В связи с развитием и расширением предприятий, строительством новых объектов выявляется дефицит в электроснабжении потребителей, которые питаются от соседних подстанций. Предполагается, что проектирование подстанции позволит реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тг. Объектом экономического анализа является оборудование подстанции.

6.1.3 Тарифы на электроэнергию

Для стоимостной оценки результата проектирования подстанции используются действующий тариф на электроэнергию для Алматинской области 14,47 тенге за 1 кВт*ч электроэнергии.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на электростанции, ее транспортировка по высоковольтным сетям. Кроме этих затрат, есть ещё затраты энергоснабжающей организации, необходимые для осуществления своей деятельности.

6.1.4 Экологическая информация

Город Капчагай находится в близи г. Алматы. Сейсмичность района состовляет ниже 6,0 баллов (СНиП РК 2.03-30-2006). Климат на территории района резко континентальный. Среднемесячная температура в январе составляет -7…-8 градусов. Толщина стенки гололеда– 15 мм. Средние температуры в июле составляют +22…+24 градуса

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм. Подстанция предназначена для передачи электроэнергии. Территорию под площадку подстанции при

первоначальном строительстве выбрали с учетом минимального ущерба окружаю-щей среде. Площадка подстанции удалена от жилой застройки.

Процесс передачи электроэнергии является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

6.2 Определение капитальных вложений в проектирование подстанции

Капитальные затраты на проектирование подстанции состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы.

Капитальные вложения в подстанцию (КП/СТ) зависят от многих факторов и разделены на две составляющие:

- затраты по оборудованию;
- постоянная часть затрат - $К_{пост}$

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, обще-подстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих обще подстанционных элементов [9].

Таким образом, капитальные затраты по подстанции:

$$К_{ПС}=К_{об}+К_{пост}. \quad (6.1)$$

Определение капитальных вложений в реконструкцию подстанции и её монтаж приводится в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Капиталовложение в объект

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования	Общая стоимость, млн. тенге.
РУ 110 кВ	1	92,46	92,46
Трансформаторы			
ТРДН-25000/110	2	67,2	134,4
Выключатель			
ВВЭЛ–110–20/630 У1	3	1,86	5,58
Выключатель ВВ/TEL-10-20/1600 У2	6	0,487	2,922
Выключатель ВВ/AST-10-12.5/630	14	0,364	5,096
Разъединители РНДЗ1а – 110/1000 У1	4	0,277	1,108
Разъединители РНДЗ.1 –110/1000 ХЛ1	2	0,298	0,596
ОПН 110 кВ	2	0,110	0,220
ОПН 10 кВ	14	0,075	1,05
Трансформатор напряжения СРВ -123	2	1,578	3,156
Трансформатор напряжения НТМИ – 10 – 66 У1	2	0,09	0,18
Трансформатор тока ТФЗМ –110Б – 1У1	4	0,042	0,168
Трансформатор тока ТОЛ – 10 – 1500/5	2	0,098	0,196
Трансформатор тока ТОЛ – 10 – 300/5	3	0,075	0,225
Постоянные затраты	15	0,06	0,9
Итого			92,896
			341,153

Общие капитальные вложения в реконструкцию энергообъекта составляют:

$$К_{пс}=248,257+92,896=341,153млн.тенге$$

6.2.1 Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями и рассчитывается по выражению:

$$К_{ЛЭП}=К_{уд.}\cdot L; \quad (6.2)$$

где $К_{уд.}$ - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей.

L - длина линии;

$$К_{ЛЭП}=25\cdot12+38\cdot8=604 \text{ млн. тенге;}$$

Т.к. материал опор сталь, а различие $К_{уд.}$ Говорит о том, что линия двухцепная.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$К_{эо}=К_{пс}+К_{лэп}; \quad (6.3)$$

$$К_{эо}=341+604=945 \text{ млн. тенге.}$$

6.2.2 Определение ежегодных издержек на подстанции

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и транс-формации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$И_{перед}=И_{экс.}+И_{пот.}; \quad (6.4)$$

где $И_{экс.}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

$И_{пот.}$- суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям:

$$И_{экс.}=И_{ам.}+И_{\frac{об}{рем}}; \quad (6.5)$$

где $И_{ам.}$- ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год:

$$И_{экс}=\frac{\alpha_{ам}}{100}\cdot К_{эо} \quad (6.6)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, % /год; $И_{об/рем.}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$И_{экс}=\frac{\alpha_{об/рем}}{100}\cdot К_{эо} \quad (6.7)$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год.

Таблица 6.2 – Эксплуатационные издержки распределения и передачи энергии

Элемент	Кап. вложения млн. тг	$\alpha_{ам}$,%	αоб,%	$И_{ам}$, млн. тг/год	$И_{об./рем.}$, млн. тг/год	$И_{экспл.}$ млн. тг/год
ПС 110/10 кВ	341	3	3	10,23	10,23	20,46
ВЛ 110кВ	604	2,8	2,2	16,91	13,28	30,19
Итого				27,14	23,51	50,65

6.2.3 Определение издержек, связанных с потерями энергии

Издержки на потерю энергии рассчитываются по выражению:

$$И_{пот.}=\Delta Э\cdot Ц_{пот}; \quad (6.8)$$

где $\Delta Э$ - величина потерь энергии;

$Ц_{пот}$ - стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии, (принимается равной 13,7 тенге/кВт·Ч).

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta Э=\Delta P_{кор.}\cdot 8760+\Delta P_{max}\cdot \tau+2\cdot\Delta P_{xx}\cdot 8760+2\cdot\Delta P_{кз}\cdot\tau\cdot К_з^2. \quad (6.9)$$

где $\Delta P_{кор.}$ - среднегодовые потери мощности на корону(принимаем 0,67 при одноцепной ЛЭП, и 0,28 при двухцепной ЛЭП);

ΔP_{max} - потери мощности при максимальной нагрузке;

τ - годовое время максимальных потерь;

P_{xx}- потери холостого хода в трансформаторе (27 кВт);

$\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания в трансформаторе (120 кВт);

$К_з^2$ - коэффициент загрузки (равен 0,55).

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор}=P_{уд.кор.}\cdot L; \quad (6.10)$$

где $P_{уд.кор.}$ - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110-500 кВ;

L - длина ЛЭП.

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max}=\frac{S_{max}}{U^2}\rho L; \quad (6.11)$$

где S_{max} - мощность, передаваемая по ЛЭП при максимальной нагрузке;

U - напряжение линии;

ρ - удельное активное сопротивление линии 10-500 кВ;

L - длина линии.

Годовое время максимальных потерь, потери энергии в автотрансформаторах и удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются для выбранного оборудования:

$$\tau=\left(0,124+\frac{T_{мах}}{10000}\right)\cdot 8760=5904 \text{ ч.} \quad (6.12)$$

$$\tau=\left(0,124+\frac{5500}{10000}\right)\cdot 8760=5904 \text{ ч.}$$

Таблица 6.2 – Издержки связанные с потериями при трансформации и передаче энергии

Элемент	Постоянные потери, МВт*ч	Переменные потери, МВт*ч	$И_{пот}$, млн.тг/ год
Трансформатор	0,054	0,073	11,059
ВЛ 110 кВ	0,0086	0,0096	1,696
Итого:			13,205

Ежегодные издержки составляют:

$$И_{перед}=50,65+13,205=63,85 \text{ млн. тенге;}$$

6.2.4 Себестоимость и объем реализации

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю:

$$S_{перед}=\frac{И_{перед}}{Э_{год}} \quad (6.13)$$

где $Э_{год}$ - годовое электропотребление

$$Э_{год}=Р\cdot К_з\cdot Т_{мах} \quad (6.14)$$

Объем реализуемой электроэнергии

$$V_{реал}=Т\cdot Э_{год}; \quad (6.15)$$

$$V_{реал}=14,47\cdot 83,85=1213,31 \text{ млн. тенге;}$$

Прибыль:

$$П=V_{рел}-В_{стан}-В_{нэс}-В_{рэк}-И_{перед}-S; \quad (6.16)$$

где $В_{стан}$, $В_{нэс}$, $В_{рэк}$ - соответственно выплаты станции, НЭС и РЭК за электроэнергию.

$$П=1213,31-419,25-125,775-419,25-63,85-50,37=134,81 \text{ млн. тенге.}$$

Чистая прибыль с вычетом 20 % составит:

$$ЧП=П-0,2\ П \quad (6.17)$$

$$ЧП=134,81-0,2\cdot 134,81=107,88 \text{ млн. тг.}$$

Денежный поток составит:

$$CF=ЧП+И_{ам},$$

$$CF=107,88+27,14=135,02 \text{ млн. тенге.}$$

Срок окупаемости составит:

$$РР=\frac{I_0}{CF};$$

$$РР=\frac{945}{135,02}=7 \text{ лет.}$$

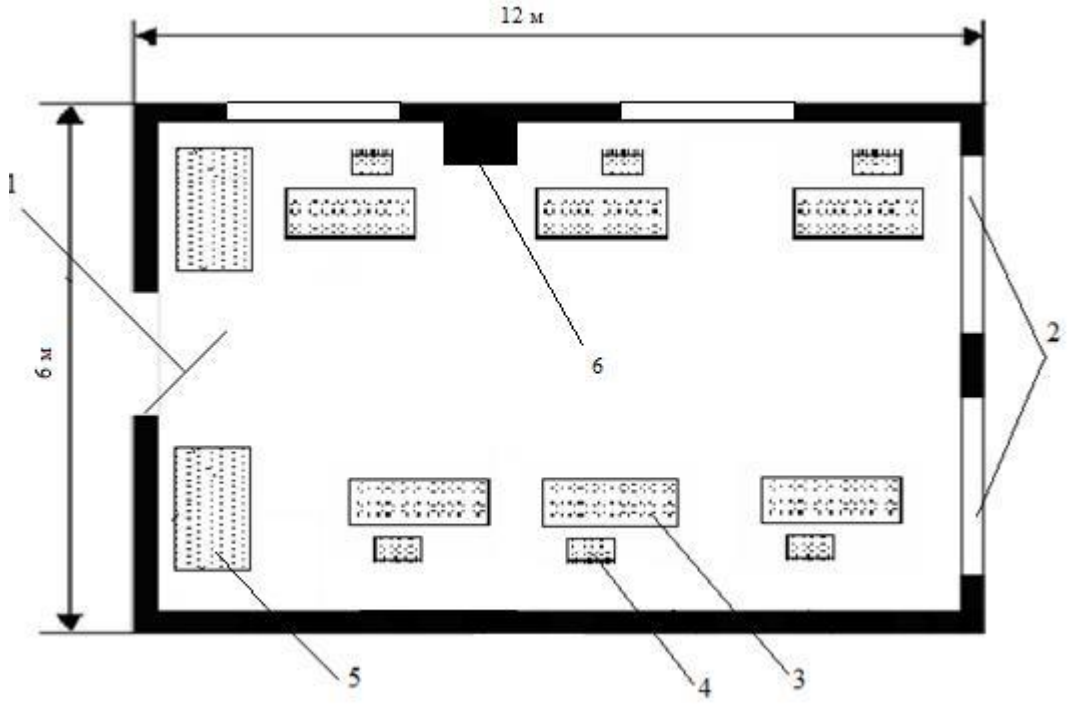
7 Безопасность жизнедеятельности

В данном дипломном проекте производим проектирование подстанции 110/10 кВ.

Проектируемая подстанция находится в микрорайоне Аккент г. Алматы. План управления данной подстанции представлен на рисунке 8.1. Площадь комнаты для обслуживающего персонала составляет 72 м2 (длина = 12 м, ширина=6 м). В центре управления проектируемой подстанции планируется разместить 6(шесть) рабочих мест (инженер, два мастера, три работника эксплуатационного персонала).

В помещение инженер и два мастера находится не весь рабочий день, а только на время тестирования и проверки, а эксплуатационный персонал находится круглосуточно. У инженера и мастеров 8 (восьмичасовой) рабочий день и 5 (пятидневная) рабочая неделя, у эксплуатационного персонала 12 часовой рабочий день. В рабочие перерывы, предназначенные для приема пищи и отдыха, сменный персонал находится в комнате отдыха.

Категория работы по тяжести- легкая. Система освещения-естественная и искусственная. Микроклимат - средняя температура воздуха в помещении 23 градуса Цельсия, средняя относительная влажность воздуха в диспетчерской 62-67%. Пожаробезопасность – имеется порошковый огнетушитель. Электро-безопасность- все электрооборудование диспетчерской заземлено. Источники шума отсутствуют.



1 – дверь, 2 – окна, 3 – стол, 4 – стул, 5 – шкаф, 6– огнетушитель

Рисунок 7.1 - План диспетчерской

Параметры помещения:
Площадь – 72 м2;
Высота потолка- 2.8 м;
Высота окна h_{ok}=1,5 м;
Ширина окнаl_{ok}=2 м;
Высота начала окна $h_{H.ok}$=1 м;
Расстояние до рядом стоящего здания Р=13 м, высота 6 м.

7.1 Расчет освещения

7.1.1 Расчет естественного освещения

Помещения, в которых постоянно находятся люди, должно иметь естественное освещение.

Когда проектируют новые помещения или производят реконструкцию старых помещений всегда производят расчет световых проемов, обеспечивающих нормированное значение КЕО в соответствии с требованиями СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования» [10].

Определяем площадь световых проемов при боковом освещении по формуле:

$$100\cdot\frac{S_0}{S_n}=\frac{e_N K_з \eta_0}{\tau_0 r_1}K_{зд}; \qquad (5.1)$$

где: S_0 - площадь световых проемов при боковом освещении, м2;

S_n - площадь пола помещения, м2;

e_N - нормируемое значение КЕО; КЗД – коэффициент запаса;

τ_0 - общий коэффициент светопропускания определяют:

$\tau_0=\tau_1\tau_2\tau_3\tau_4\tau_5$;

где τ_1 - коэффициент светопропускания материала;

τ_2 - коэффициент, учитывающий потери света в переплетах светопроема;

τ_3 - коэффициент, учитывающий потери света в несущих конструкциях;

τ_4 - коэффициент, учитывающий потери света в солнцезащитных устройствах;

τ_5 - коэффициент, учитывающий потери света в защитной сетке, устанавливаемой под фонарями, принимают равным 0,9;

По формулам (7.2) производят расчет необходимой площади световых проемов для проектируемого помещения.

Нормированные значения КЕО eN для зданий располагаемых в различных районах следует определять по формуле:

$$e_N=e_n \cdot m_N; \quad (7.2)$$

где N - номер группы обеспеченности естественным светом;

en - значения КЕО;

m_N - коэф. светового климата.

Производим расчет для естественного освещения диспетчерской подстанции 110/10 кВ мкр «Аккент»:

$$e_N=1,5 \cdot 0,75=1,125\%; \quad (7.3)$$

где $\tau_0=0,75$ (Стекло оконное листовое, двойное);

$\tau_1=0,7$ (Переплеты деревянные, одинарные);

$\tau_2=0,8$(Железобетонные и деревянные формы и арки);

$\tau_4=1$ (Убирающиеся регулируемые жалюзи и шторы (межстекольные внутренние, наружные)).

$$S_0=\frac{72 \cdot 1,125 \cdot 1,2 \cdot 6 \cdot 1,2}{100 \cdot 0,378 \cdot 1,9}=9,74 \text{ м}^2.$$

По полученным данным, площадь фонарей естественного освещения должна составлять не меньше 9,74 м^2, эксплуатируемое помещение имеет площадь фонарей 12 м^2.

7.1.2 Анализ искусственного освещения

Для помещений, в которых предусматривается общее равномерное освещение горизонтальных поверхностей, освещение рассчитывают методом коэффициента использования светового потока.

По этому методу расчетную освещенность на горизонтальной поверхности определяют с учетом светового потока, падающего от светильников непосредственно на поверхность и отраженного света от стен, потолка и самой поверхности. Так как этот метод учитывает до освещенности, создаваемую отраженным световым потоком, его применяют для расчета помещений, где отраженный световой поток играет существенную роль, т.е. для помещений со светлыми потоками и стенами при светильниках рассеянного, отраженного света. Площадь 7,2 м2, высотой 2,8 м, стены светлые, потолок побелен, жалюзи на окнах [11].

Принимаем систему общего освещения с люминесцентными лампами второй группы ЛД (HPL-N):

1) Мощность - 80 Вт;

2) Световой поток Фл - 3600 лм;

3) Расчетное напряжение - 230 В

Для расчета общего равномерного освещения при горизонтальной рабочей поверхности основным является метод светового потока (коэффициента использования), учитывающий световой поток, отраженный от потолка и стен . В основе этого метода лежит выражение:

$$E=\frac{F\cdot n_K\cdot N\cdot n}{k\cdot S\cdot Z}; \qquad (5.5)$$

где E – освещённость, лк;

F – световой поток одной лампы,

n_K – коэффициент использования светого потока, т.е. отношение потока, падающего на расчетную поверхность к суммарному потоку всех ламп; находится в зависимости от величины индекса помещения i и коэффициента отражения от потолков и стен %;

N – число светильников общего освещения;

$n = 2$ – число ламп в светильнике (для люминесцентных ламп);

k – коэффициент запаса, зависящий от вида технологического процесса и типа применяемых источников света, $К_З$=1,3-1,8;

S – площадь помещения 72 м^2 (12х6);

z – коэффициент неравномерности освещения, z=1,1 для светильников с ЛЛ, располагаемых рядами.

Вид работ по степени точности относится к IV разряду, в соответствии с нормами наименьшей освещённости (ЛЛ) при различных типах электроламп. Показатель помещения i определён по формуле:

$$i=\frac{A\cdot B}{H_p(A+B)};$$

где - А и В ширина и длина помещения, м (размеры помещения 12х6);

$H_р$ - высота светильника над рабочей поверхностью, м (и равняется 0.8 м.

$$i=\frac{12\cdot 6}{0{,}8(12+6)}=5;$$

По этому индексу помещения и коэффициенту отражения потолка, стен и пола определяем коэффициент использования светового потока для люминесцентных ламп при $\rho_{пот}=70\%$, $\rho_{ст}=50\%$, $\rho_{пол}=30\%$, $\eta=64\%$.

Подставляя в формулу (5.3) значения составляющих находим Е.

$$E=\frac{3600\cdot 0{,}64\cdot 4\cdot 2}{1{,}8\cdot 72\cdot 1{,}1}=129 \text{ лк};$$

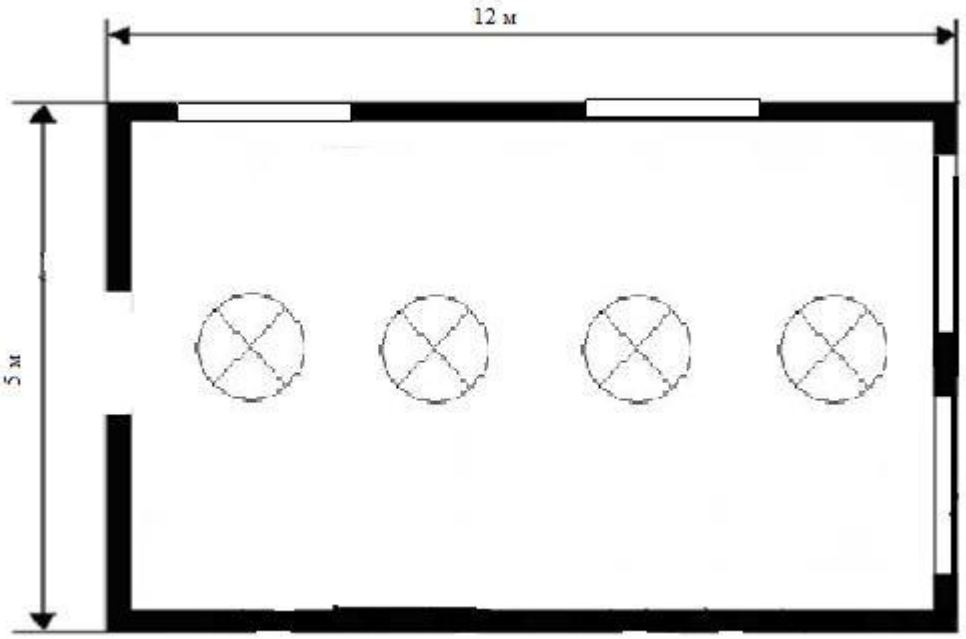
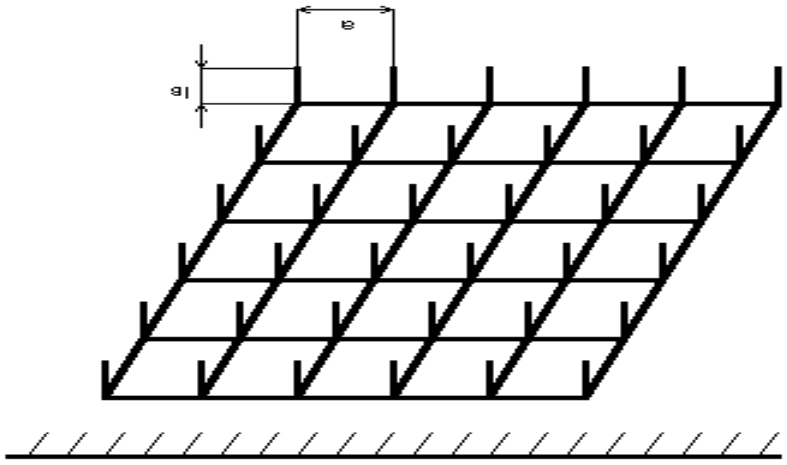


Рисунок 7.2 - Расположение светильников в помещении

В соответствии с требованиями, освещенность помещений, для видов работ «Малой точности» должно быть не менее 150-100 лм для люминесцентных ламп , используемые люминесцентные лампы второй группы ЛД обеспечивают освещенность 129 лм. В практике допускается отклонение светового потока выбранной лампы от расчетного до – 10% и + 20%, в противном случае выбирают другую схему расположения светильников, но в данном случае лампы удовлетворяют данному условию.

Полученные результаты соответствуют требованиям СНиП 23-05-95 - «Естественное и искусственное освещение».

7.2 Расчёт



заземляющего устройства

Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок сети с эффективно заземлённой нейтралью 110 кВ выполняется с учётом сопротивления $R_3 \leq 0{,}5$ Ом или допустимого напряжения прикосновения.

Расчёт по допустимому сопротивлению $R_3 \leq 0{,}5$ Ом производит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств. Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ. и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величены R_3.

Рисунок 7.3 - Схема заземлителя.

Сложный заземлитель заменяется расчётной квадратной моделью при условии равенства их площадей S, общей длины горизонтальных проводников, глубины их заложения t, числа и длины вертикальных заземлителей и глубины их заложения.

В расчётах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной h_1 с удельным сопротивлением p_1, нижний с удельным сопротивлением p_2. Глубина заложения заземляющего устройства t=0,5-0,7м, длина вертикального заземлителя $l_в$=3-5м, принимаем $l_в$=5м: расстояние между горизонтальными заземлителями а=5м.

Грунт.

Таблица 7.4 стр. 592 [2]

ρ1=400 Ом·м – Супесок.

ρ2=200 Ом·м

$t_{отк}$=0,16 с согласно зон защит [2]

В соответствии с графической частью лист 3 принимаем S=32·69,5=2224 м^2. Толщина верхнего слоя грунта h1=2м.

Глубина заложения заземляющего устройства 0,5-0,7м, принимаю t=0,5м.

Длинна вертикального заземлителя 3-5м, принимаю lв=5м.

Расстояние между вертикальными заземлителями с полосами 4-6м, принимаю а=5м.

Длинна горизонтального заземлителя:

$$L_Г=\left(\sqrt{S}\cdot\frac{\sqrt{S}}{a}+1\right)\cdot 2=\left(\sqrt{2224}\cdot\frac{2224}{5}+1\right)\cdot 2=891{,}6 \text{ м.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения.

$$K_П=\frac{M\cdot\beta}{\left(\frac{l_B\cdot L_Г}{a\cdot\sqrt{S}}\right)^{0,45}}=\frac{0,62\cdot 0,63}{\left(\frac{5\cdot 891,6}{5\cdot\sqrt{2224}}\right)^{0,45}}=0,1$$

где M - коэффициент зависящий от отношения удельного сопротивления грунтов стр.598 [2] M=0,62

β - коэффициент определяемый по сопротивлению тела человека Rч и сопротивлению растеканию тока от ступней человека Rc.

В расчетах принимаю Rч=1000Ом; Rc=1,5ρ1

$$\beta=\frac{R_ч}{R_ч+R_c}=\frac{1000}{1000+1,5\cdot 400}=0,63$$

Напряжение на заземлителе:

$$U_З = \frac{U_{пр.доп}}{K_п} = \frac{400}{0,1} = 4000 \text{ В}$$

где $U_{пр.доп}$ - допустимое напряжение прикосновения=400В при $t_{отк}$=0,16с, стр. 596 [2]

Ток стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства, при однофазном токе короткого замыкания

$$I_{кз}^{1} = \frac{U_ф}{\frac{Z_m}{3} + z_ц} = 3,27 \text{ кА.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства*:*

$$R_{з.доп} = \frac{U_з}{I_р} = \frac{4000}{1250} = 3,2 \text{ кА.}$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n_В = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_В} \cdot l_В} = \frac{\sqrt{2224} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 37,7 \text{ Ом.}$$

Принимаем $n_В = 40$ шт.
Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_В = n_В \cdot 5 = 40 \cdot 5 = 200 \text{ м.}$$

Относительная глубина заложения заземляющего устройства.

$$\frac{L_В + t}{\sqrt{S}} = \frac{5+0,5}{\sqrt{2224}} = 0,13$$

Коэффициент А – стр. 599 [2].

$$A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_В + t}{\sqrt{S}}\right) = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{5+0,5}{\sqrt{2224}}\right) = 0,33.$$

Относительная толщина верхнего слоя

$$\frac{h_1 - t}{l_в} = \frac{2 - 0{,}5}{5} = 0{,}3$$

По таблице 7.6 стр.600 [2] Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными заземлителями:

$$\rho^*_{ЭК} = \frac{1{,}1 + 1{,}13}{2} = 1{,}115$$

Эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{ЭК} = \rho^*_{ЭК} \cdot \rho_2 = 1{,}115 \cdot 200 = 223 \text{ Ом·м}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя.

$$R_З = A \cdot \frac{\rho_Э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_Э}{L_В + L_Г} = 0{,}33 \cdot \frac{223}{\sqrt{2224}} + \frac{223}{1147{,}68 + 205} = 1{,}72 < 2.54 \text{ Ом}$$

Напряжение прикосновения:

$$U_{ПР} = K_П \cdot I_З \cdot R_З = 0{,}1 \cdot 1125 \cdot 3{,}27 = 367{,}88 \text{ В}$$

$U_{пр.} < U_{пр.доп.} 367{,}88 \text{ В} < 400 \text{ В}$

7.3 Молниезащита понизительной подстанции

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Молнии характеризуются большим разрушающим действием, объясняемым большими амплитудой, крутизной нарастания и интегралом тока.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи, защите подлежат следующие объекты, расположенные на их территории:

а) открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты и гибкие связи;

б) здания машинного зала и закрытые распределительные устройства (ЗРУ);

в) здания маслохозяйства.

ОРУ станций и подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на изготовление. Они ближе располагаются к защищаемому оборудованию, поэтому эффективнее используется их защитная зона. Но при поражении портального молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока на молниеотводе и на портале значительно возрастает напряжение. Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции.

Порядок расчета стержневых молниеотводов:

$h_a \geq Д/8 \cdot p$,

$h=h_a+h_x$ - полная высота молниеотвода,

где h_a - активная высота молниеотвода;

$h_{x1}=11,35$ м, $h_{x2}=5,5$ м - высота защищаемого объекта; $p=1$ при $h \leq 30$ м,

Д=59 м - большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$h_a \geq 59/8 \cdot 1 = 7,375$ м. Принимаю 8,5 м.

$h = 11,35 + 8,5 = 19,85$ м. Принимаю 20 м.

Высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы защищаемые оборудование и конструкции попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% – зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h<150$ м представляет собой конус с высотой

$h_o=0,85h$;

$h_o = 0,85 \cdot 20 = 17$ м;

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования

$r_o = (1,1-0,002h)h$;

$r_x=(1,1-0,002h)(h-h_x/0,85)$;

$r_o=(1,1-0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2$ м;

$r_{x1}=(1,1 – 0,002 \cdot 20) \cdot (20 - 11,35/0,85)= 7,04$ м.

$r_{x2}=(1,1-0,002 \cdot 20) \cdot (20-5,5/0,85)=14,3$ м.

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии $h<L1<3h$ ($20<L1=53<3 \cdot 20=60$) образуют общую зону защиты. Зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии; наинизшая точка этого гребня имеет высоту

$h_c = ho – (0,17 + 3 \cdot 10 -4h)(L1 – h)$
$r_{cx} = ro\ (hc –hx)/hc$
$r_c = r_o$
$h_c = 17 – (0,17 + 3 \cdot 10 –4 \cdot 20)(53 – 20) = 11,72$ м
$r_{cx1} = 21,2\ (11,72 – 11,35) / 11,72 = 0,67$ м
$r_{cx2} = 21,2\ (11,72 – 6) / 11,72 = 10,3$ м
$r_c = 21,2$ м
$h<L1<3h$ $(20<L1=26<3 \cdot 20=60)$
$h_c = 17 – (0,17 + 3 \cdot 10 –4 \cdot 20)(26 – 20) = 15,9$ м
$r_{cx1} = 21,2\ (15,9 – 11,35) / 15,9 = 6$ м
$r_{cx2} = 21,2\ (15,9 – 6) / 15,9 = 13,2$ м

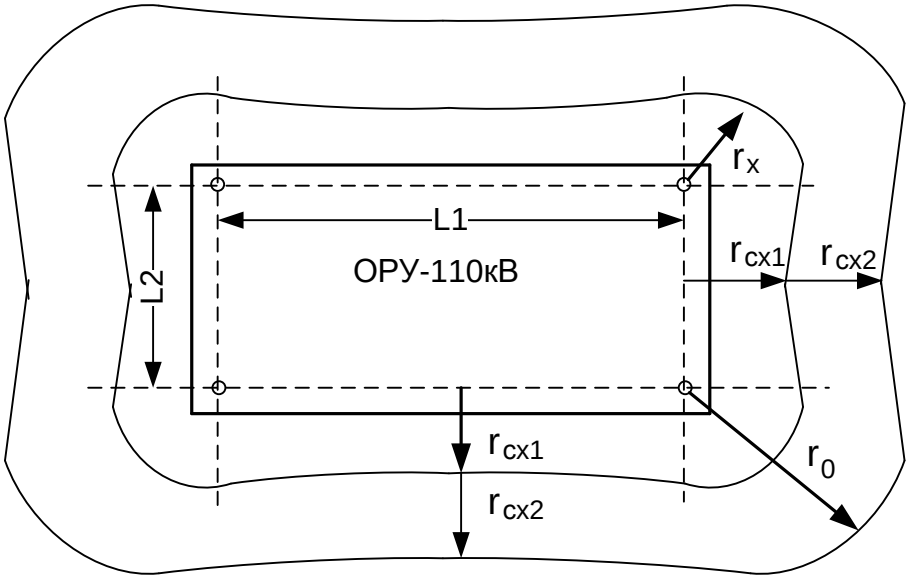


Рисунок 7.4- Схема грозозащиты ОРУ-110кВ

Молниеотводы состоят из молниеприемника, несущей конструкции, токоотвода и заземлителя. Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии. Поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Молниеприемники изготовляются из прокатной стали любого профиля сечением не менее 100 мм2 , при длине не более 2,5 м. Несущая конструкция несет на себе молниеприемник и токоотвод, объединяет все элементы молниеотвода в единую, жесткую, механически прочную конструкцию. В энергетике получили широкое распространение конструкции молниеотводов с деревянными, железобетонными и металлическими опорами.

Токоотвод соединяет молниеприемник с заземлителем и предназначен для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Поэтому он рассчитывается на тепловые и электродинамические воздействия, связанные с прохождением по нему тока молнии. Токоотводы у молниеотводов с деревянными опорами изготовляются различного профиля с

сечением, рассчитанным для прохождения полного тока молнии. Рекомендуется брать круглую сталь диаметром не менее 6 мм2, угловую сталь сечением не менее 48 мм2 и толщиной стенки 4 мм.

Заземлители молниеотводов служат для отвода тока молнии в землю. Исходя из требований грозоупорности ЭУ, сопротивления заземлителей не должны превосходить 10-15 Ом.

Соединение отдельных частей токоотвода между собой, с молниеприемником и с заземлителем производится при помощи сварки. Для предохранения от коррозии токоотводы окрашиваются.

Вывод: в данном разделе я рассчитал освещение для деспетчерского пункта. Согласно ПУЭ заземляющие устройства электроустановок сети с эффективно заземлённой нейтралью 110 кВ выполняется с учётом сопротивления или допустимого напряжения прикосновения.

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам. В связи с этим был произведен расчет заземляющего устройства и молниеотвода.

Заключение

В дипломном проекте было рассмотрено проектирование подстанции 110/10 кВ города Капчагай. Анализируя нагрузки по сезонам, с учетом развития роста электропотребления в регионе, было решено построить подстанцию с двумя трансформаторами, мощность 25 МВА. Был выполнен расчет токов короткого замыкания. На основе расчета, произведен выбор основного оборудования 110 и 10 кВ.

Проектирование подстанции является целесообразным, так как за счет введения в работу систем возрастает надежность электроснабжения городских потребителей, также разгружаются близлежащие подстанции(«43» и «23»). При проведении мероприятий по проектированию, произвели

расчет короткого замыкания для выбора оборудования распределительных устройств подстанции.

Произведен анализ схемы и нагрузок сетей. Рассчитаны параметры линий и трансформаторов. Составлена схема замещения для выполнения расчета в программе RASTR. Произведен расчет режимов работы проектируемой подстанции, а также сетей ПС«43» - ПС «Капчагай» и ПС«23» - ПС «Капчагай».

В экономической части был произведен расчет для определения себестоимости электроэнергии и срока окупаемости сооружаемых объектов. Технико-экономическое обоснование проектирования подстанции «Капчагай» 110/10 кВ с введением современных трансформаторов и оборудований, необходимые суммарные капиталовложения, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 9 лет, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчёт искусственного и естественного освещения, а также заземляющего устройства.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. –М.: Энергоатомиздат, 1986.-648 с.

2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 648с.

3. Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. 3-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1995. 349 с.

4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.

5. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучаю-щихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с.

6. СНиП РК 2.04-05-2002. Естественное и искусственное освещение. Государственные нормативы в области архитектуры, градостроительства и строительства.

7. Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» в выпускных работах для всех специальностей . Бакалавриат-Алматы: АИЭС, 2009.-20 с.

8. Найфельд М.Р. Заземление, защитные меры электробезопасности, изд. 6-е, перераб. и доп.- М: Энергосервис, 2002.-157 с.

9. Стандарт НАО «Алматинский Институт Энергетики и Связи» СТНАО 56023-1910-01-2009.