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 _____
Умбаткулов Е.К., к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ **20____ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расчет режимов электрических сетей 110 кВ в Наурызбайском районе г. Алматы

Специальность 5В071800 – «Электроэнергетика»

Выполнил (а) Байбурин С.Н. Гр. ЭЧ-13 (В)
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Матаев У.М., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
Жакупов А.А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «16» 05 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «17» 05 20 16 г.
(подпись)

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

Рецензент: Сулейменова Д.Т. гл.спец. отдела тех.подд. НО «АНК»
(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 Электроэнергетический
Специальность 5В071800 – «Электроэнергетика»
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Байбурин Сарсенбек Нурсаенович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет режимов электрических сетей 110 кВ в Наурызбайском районе г. Алматы

утверждена приказом ректора № 42 от «08» апреля 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Схема электрической сети 110 кВ Наурызбайского района г. Алматы.
Графики нагрузок подстанции зимнего и летнего периода ПС-42 Аксай, ПС-9 «А» «Жайчау», ПС-141 «Каменная», ПС-42А «Нижняя».

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1. Выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов
2. Расчет эл. сети в зим. и макс. режимах
3. Разработка вариантов схем электрической сети района
4. Сравнительный анализ двух вариантов эл. сети.
5. Технико-экономическое сравнение вариантов
6. Безопасность жизнедеятельности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Схема сети 110кВ Нефтеюганского района
2. Принципиальная схема сети
3. Подстанция линии при нормальном режиме работы (максимальный режим)
4. Аварийный режим. Подстанция линии при обрыве одного участка
5. После аварийный режим. Подстанция линии
6. Технико-экономические показатели.

Рекомендуемая основная литература

1. ПУЭ -
2. Электрические сети энергетических систем – М.: Энергия 1977 (В.А. Веников, В.К. Косарев, Т.А. Хорда)
3. Ф.Н. Некленаев, И.П. Крючков Электрическая часть электростанции и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат 1989 г.
4. Методическое пособие по выполнению курсового проекта «Проектная сеть энергетических систем», Ялков С.П., 2000.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БНД	Байзакова С.М.	17.05.2016.	
Эконом. часть	Жакупов Н.А.	16.05.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1.	Сбор материалов по эл. сетям Усть-Лабинского района г. Армавир	9.11.2015	выполнено
2.	Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.	11.12.2015.	выполнено
3.	Расчет эл. сети в линиях и макс. режимах.	10.02.2016	выполнено
4.	Разработка вариантов схем эл. сети района	04.03.2016	выполнено
5.	Сравнительный анализ двух вариантов электрической сети.	2.04.2016	выполнено
6.	Технико-экономическое сравнение вариантов	29.04.2016	выполнено
7.	Надежность индивидуально	15.05.2016	выполнено
8.	Графическая часть	20.05.2016	выполнено
9.	Оформление	20.05.2016	выполнено
10.	Готовый проект.	30.05.2016	

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

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

Руководитель _____ Мавлев У.М.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Байбурин С.Н.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе проведен анализ потребителей электрической энергии, подключенные к подстанциям, которые включают производственные, коммерческие структуры а также и коммунальную нагрузку.

Произведен расчет электрической сети в минимальном и максимальном режимах с целью определения величин мощностей в элементах и напряжений узлов сети.

Составлены схемы замещения электрической сети и определены ее параметры.

Рассмотрены распределение потока мощности, напряжения в узлах и потери мощности в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах. Произведена на основании полученных результатов проверка сечений проводов проектируемой сети 110 кВ.

Аңдатпа

Дипломдық жобада өндірістік және коммерциялық құрылымдардан тұратын, сонымен қатар тұрмыстық жүктемелері кіретін, қосалқы станцияға қосылған электр энергиясын тұтынушыларына талдау жасалған.

Тораптағы түйіндердің кернеуін және элементтегі қуат шамасын анықтау мақсатында, электр тораптарының минимал және максимал режимдерінде есептеулер жүргізілген.

Электр тораптың орын басу сұлбасы құрылып, оның параметрлері анықталған.

Қуат ағыны, түйіндердегі кернеулер мен қалыпты, аппаттық және аппатан кейінгі режимдерде қуат шығыны қарастырылған. Есептеулер нәтижесі негізінде 110 кВ жобаланатын тораптың сымның қимасы тексерілді.

Annotation

The research paper analyzes the electricity consumers connected to the substations, which include industrial, commercial structures as well as the load utility.

The calculation of the electrical network in the minimum and maximum modes to determine the amount of power in the elements and voltage nodes.

Compiled mains equivalent circuit and its parameters.

Considers power flow distribution, the voltage at the nodes, and the power loss in normal, emergency and post-emergency conditions. Produced on the basis of the results sections of test conductors projected 110 kV network.

Содержание

	Введение	7
1	Краткая характеристика проектируемого объекта	8
2	Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	12
2.1	Выбор типа трансформаторов	12
2.2	Выбор числа трансформаторов	13
2.3	Выбор мощности силовых трансформаторов	15
3	Расчет электрической сети в минимальном и максимальном режимах	19
3.1	Максимальный режим	20
3.2	Минимальный режим	24
4	Разработка вариантов схем электрической сети района	30
5	Сравнительный анализ двух вариантов электрической сети	33
5.1	Расчет первого варианта	33
5.2	Расчет режимов электрической сети 110 кВ второго варианта	45
5.3	Выбор ответвлений трансформаторов и определение напряжений на низшей стороне подстанций во всех режимах работы	59
6	Технико-экономическое сравнение вариантов	65
6.1	Составление бизнес плана по предприятию передачи и распределения электроэнергии АО«АЖК» и оценка эффективности его деятельности	66
6.2	Объекты находящиеся на баланса АО «АЖК»	66
6.3	Структура бизнес плана	66
6.4	Определение численности персонала	67
6.5	Определение тарифов на передачу и распределение электроэнергии и оценка эффективности его деятельности	73
6.6	Покупная электроэнергия	75
7	Безопасность жизнедеятельности	80
7.1	Экологичность при строительстве и эксплуатации электрических сетей	80
7.2	Меры по снижению негативных производственных факторов	84
7.3	Технические и организационные мероприятия по снижению негативно-опасных факторов на подстанции	85
7.4	Пожарная безопасность	86
7.5	Возможные чрезвычайные ситуации на подстанциях	90
7.6	Расчет искусственного освещения в помещении дежурного подстанции (ДПС)	90
7.7	Расчет заземляющего устройства ОРУ 110 кВ	91
	Заключение	94
	Список используемой литературы	95

Введение

Развитие электрических сетей позволит, увеличит темп потребления электроэнергии на - 5-6% ежегодно, это особенно будет ощущаться в южных районах г.Алматы и Алматинской области. Анализ потребления электроэнергии показывает, что показатель роста дефицита энергии в 2015 году может составить 3 млрд. кВт-час. Для ликвидации дефицита электроэнергии необходимо проводить работы по развитию электрических сетей 110-35 кВ в густонаселенных и промышленных районах в таких как: Астана, Караганда, Алматы и Алматинская область и др. В частности, в настоящее время реализуются проекты по строительству второй линии электропередачи Север-Юг, второй очереди ТЭЦ-2 Астаны, межрегиональной линии Северный Казахстан - Актюбинская область, Мойнакской ГЭС в Алматинской области, Кандыагашской ГТЭС и других.

Проектирование электрической сети, включая разработку конфигурации сети и схемы подстанции, является одной из основных задач развития энергетических систем, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей. Качественное проектирование является основой надёжного и экономичного функционирования электроэнергетической системы.

Задача проектирования электрической сети относится к классу оптимизационных задач, однако не может быть строго решена оптимизационными методами в связи с большой сложностью задачи, обусловленной многокритериальностью, многопараметричностью и динамическим характером задачи, дискретностью и частичной неопределенностью исходных параметров.

В этих условиях проектирование электрической сети сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов развития электрической сети, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией в нормальных и послеаварийных режимах. Выбор наиболее рационального варианта производится по экономическому критерию. При этом все варианты предварительно доводятся до одного уровня качества и надёжности электроснабжения. Экологический, социальный и другие критерии при проектировании сети учитываются в виде ограничений.

1 Краткая характеристика проектируемого объекта

В данной работе рассматривается схема расчет режимов электрической сети 110 кВ Наурызбайского района г.Алматы, часть сетей данной схемы с 1970 до 2010 г. находились на балансе электрических сетей Карасайского района.

Основным недостатком существующей схемы является низкая надежность, обусловленная наличием в цепи четырех подстанций 110 кВ, соединенных последовательно и не рассчитанных пропускать возрастающую в данном районе нагрузку, связанную с вводом в эксплуатацию интенсивно застраиваемым жилых комплексов, производственных и торговых предприятий.

Что привело к ограничению возможности подключения новых потребителей, т.е. делает невозможным развитие присоединенных территорий к г.Алматы. Целью дипломного проекта является разработка рационального и технико-экономического варианта развития электрических сетей с соблюдением требований ГОСТа к надёжности и качеству электроэнергии, Для выполнения данной задачи необходимо разработка мероприятий по развитию электрических схем и анализ режимов работы электрических сетей в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Карта-схема района электроснабжения представлена на рисунке 1.1, подстанция сооружается в Алатауском районе г. Алматы со среднегодовой температурой окружающей среды $+20^0$С.

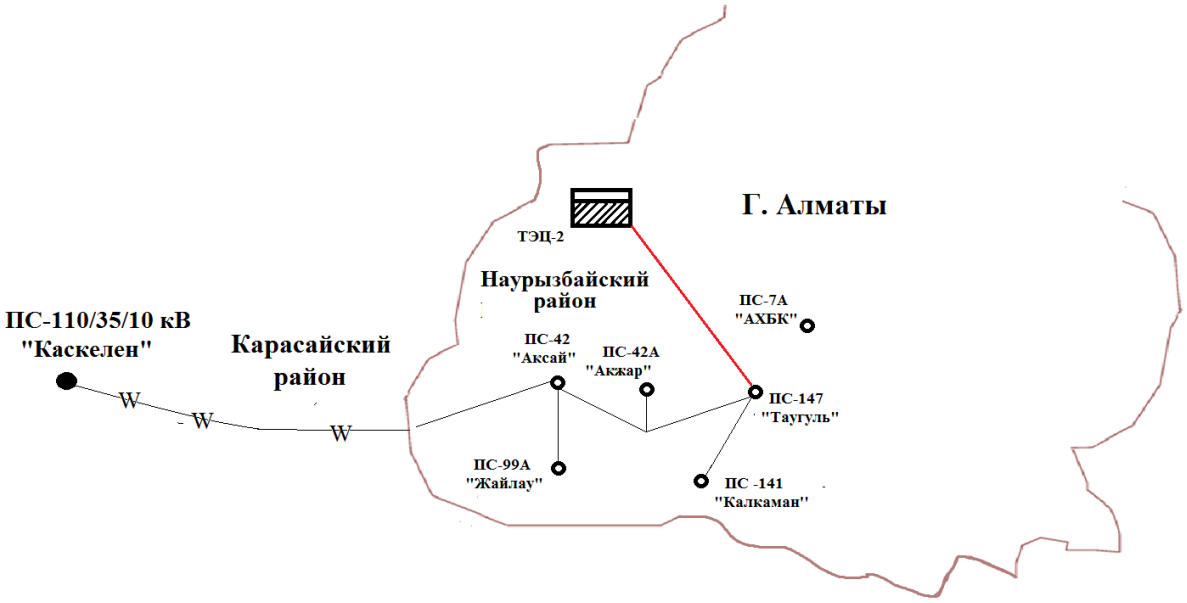


Рисунок 1.1 - Схема электрической сети 110 кВ Наурызбайского района г.Алматы

Согласно перспективам территориального роста г.Алматы предполагается постройка многоквартирных комплексов расчетная мощность которых составит - 39 783 кВт.

Электроснабжение жилых комплексов является первой очередью застройки присоединенных территорий. При определении вариантов электроснабжения рассматриваемой территории принималось во внимание также интенсивное частное строительство жилья в п.Акжар, Абая, Райымбек и т.д.

Для электроснабжения потребителей Наурызбайского района г.Алматы от ПС-147А «Таугуль» напряжением 220/110/10 кВ запитанного от ТЭЦ-2 подключены четыре подстанции напряжением 110/10 кВ это ПС-42А «Акжар» ПС-42 "Аксай" и ПС-141 «Калкаман» и ПС-99А «Жайлау», находящихся на балансе АО «АЖК».

В связи с тем, что выработка электроэнергии станциями, расположенными в г.Алматы в последние годы не увеличивается, город остается энергодефицитным. Дефицит электроэнергии и мощности возрастает.

Основным источником покрытия дефицита мощности и электроэнергии по-прежнему остаются станции Экибастузского энергорайона, а также гидростанции Киргизии и Таджикистана в летнее время. Такая ситуация будет сохраняться до ввода в эксплуатацию ТЭС в п.Ульке.

В ближайшее время АТЭЦ-2 всю вырабатываемую мощность будет передавать потребителям, расположенным в непосредственной близости, в том числе: Промзона, объекты Универсиады 2017г.; мкр. Нуркент, Алгабас, Саялы и др. ПС-7А АХБК также передает мощность потребителям, расположенным в прилегающем районе города. Таким образом, в качестве источников электрической энергии для покрытия нагрузки Юго-Западной части г.Алматы можно рассматривать только ПС-220/110/10кВ №147А «Таугуль» и ПС-220/110/10кВ «Каскелен».

Для подключения линий 10 кВ рассматривались варианты:

- использования существующих подстанций ПС-141А и ПС-42А;
- использования реконструируемой ПС-42А и вновь вводимая ПС-110/10-10кВ «Акжар».

Потребители электроэнергии подключенные к подстанциям включают производственные, коммерческие структуры а также и коммунальную нагрузку.

Сезонный график нагрузок для проектируемой электрической сети 110 кВ для каждой подстанции приведён на рисунках 1.2, 1.4, 1.6, 1.8 (для зимнего периода), и на рисунках 1.3, 1.5, 1.7, 1.9 (для летнего периода) и в таблицах 1.1, 1.2, 1.3, 1.4.

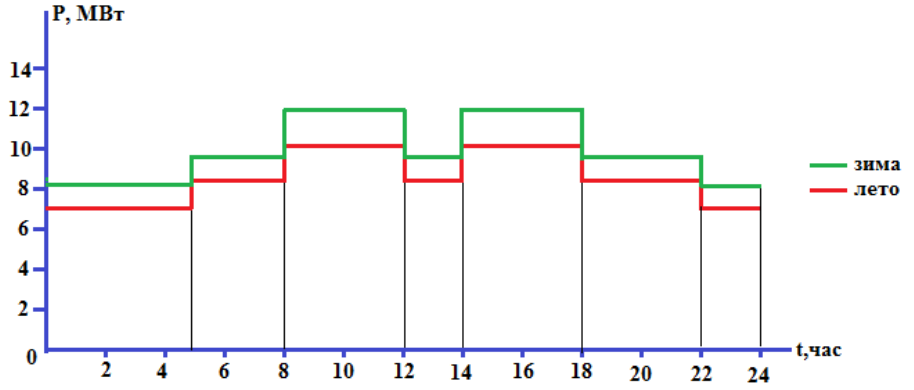


Рисунок 1.2 - График нагрузки характерных зимних и летних дней ПС-42 «Аксай»

Таблица 1.1 - График нагрузки характерного летнего и зимнего дня ПС-42 «Аксай»

Часы суток	1-5	5-8	8-12	12-14	14-18	18-22	22-24
Зима, %	8,4	9,2	12	9,2	12	9,2	8,4
Лето, %	7,0	8,5	10	8,5	10	8,5	7,0

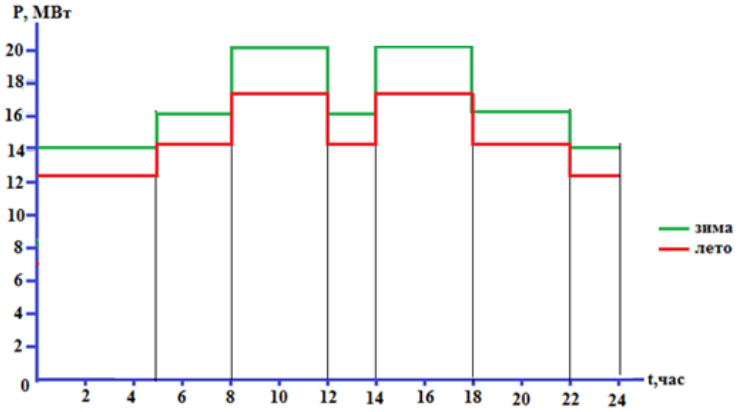


Рисунок 1.3 - График нагрузки характерных зимних и летних ПС-99А «Жайлау»

Таблица 1.2 - График нагрузки характерного летнего и зимнего дня ПС-99А «Жайлау»

Часы суток	1-5	5-8	8-12	12-14	14-18	18-22	22-24
Зима, %	14	16,8	20	16,8	20	16,8	14
Лето, %	12,2	14,1	17,5	14,1	17,5	14,1	12,2

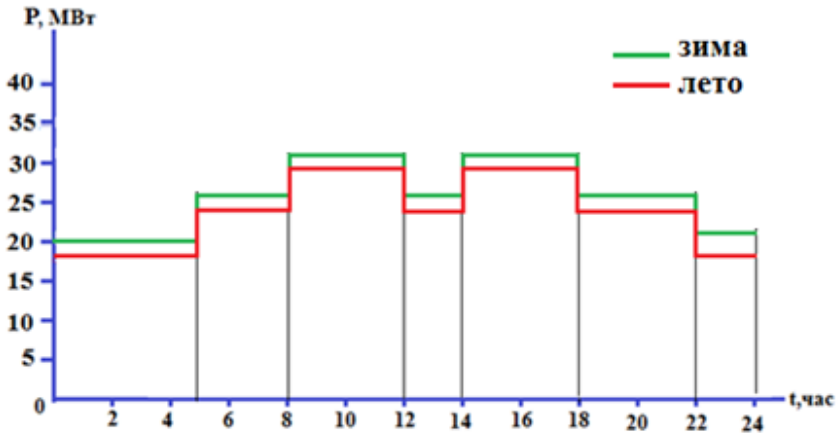


Рисунок 1.4 - График нагрузки характерных зимних и летних дней ПС-141 «Калкаман»

Таблица 1.3 - График нагрузки характерного летнего и зимнего дня ПС-141 «Калкаман»

Часы суток	1-5	5-8	8-12	12-14	14-18	18-22	22-24
Зима, %	20	26,8	32,1	26,8	32,1	26,8	22
Лето, %	18,2	24,1	29,5	24,1	29,5	24,1	18,2

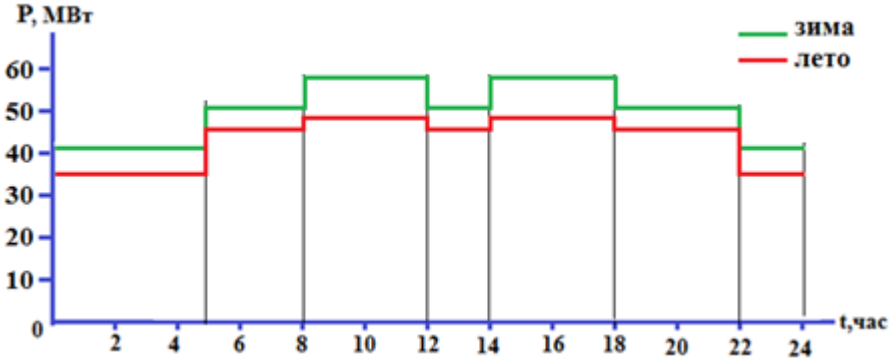


Рисунок 1.5 - График нагрузки характерных зимних и летних дней ПС-42А «Акжар»

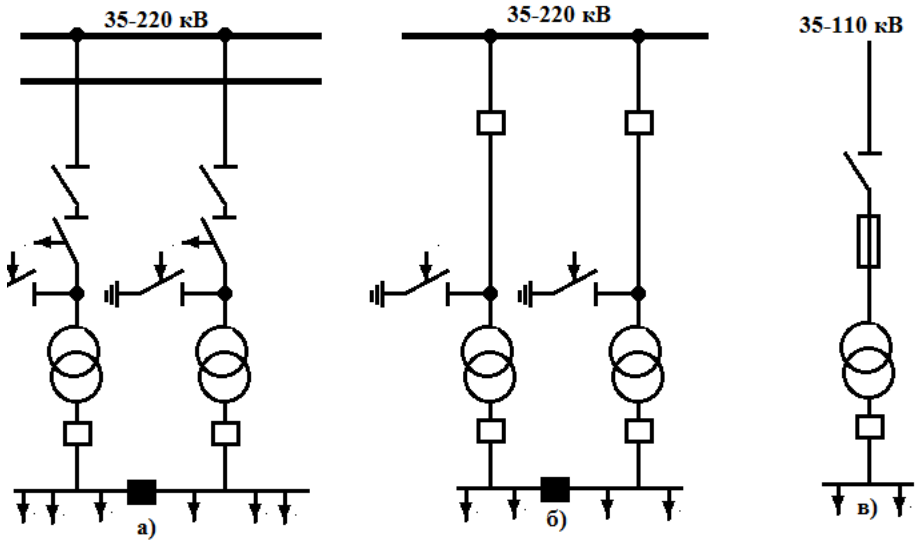
Таблица 1.4 - График нагрузки характерного летнего и зимнего дня ПС-42А «Акжар»

Часы суток	1-5	5-8	8-12	12-14	14-18	18-22	22-24
Зима, %	41	51,8	57,4	51,8	57,4	51,8	41
Лето, %	35,2	44,1	47,5	44,1	47,5	44,1	35,2

2 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

2.1 Выбор типа трансформаторов

Выбор типа трансформаторов производят с учетом условий их установки, температуры окружающей среды и т.п. Основное применение в электрических сетях высокого напряжения находят двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы 110/35/10 кВ на ГПП применяют лишь при наличии удаленных потребителей средней мощности, относящихся к данной электрической сети. Трансформаторы с расщепленными обмотками 110/10-10 кВ применяют в электрических сетях с напряжениями 10 кВ при необходимости снижения тока КЗ и выделения питания ударных нагрузок.



а) с короткозамыкателями и отделителями; б) только с короткозамыкателями; в) с разъединителями и предохранителями типа ПСН.

Рисунок 2.1 - Однолинейные схемы электрических соединений ГПП с двумя трансформаторами без выключателей на стороне высшего напряжения:

Трансформаторы ГПП напряжением 35-220 кВ изготовляют только с масляным охлаждением и обычно устанавливают на открытом воздухе. Для цеховых ТП с высшим напряжением 6-20 кВ применяют масляные трансформаторы типов ТМ, ТМН, ТМЗ, сухие трансформаторы типа ТСЗ (с естественным воздушным охлаждением) и трансформаторы типа ТНЗ с негорючей жидкостью (совтол). Масляные трансформаторы цеховых ТП мощностью SHOM.T «S < 2500 кВ * А устанавливают на открытом воздухе и внутри зданий. Внутрицеховые ТП, в том числе и КТП, применяют только в цехах I и II степени огнестойкости с нормальной окружающей средой (категории Г и Д по противопожарным нормам). Число масляных трансформаторов на внутрицеховых подстанциях не должно быть более трех. Мощность открыто установленной КТП с масляными трансформаторами

допускают до 2х1600 кВА. При установке на втором этаже здания допустимая мощность внутрицеховой подстанции должна быть не более 1000 кВА. Сухие трансформаторы мощностью $S_{Н0М\ Т}$ = 1000 кВА применяют для установки внутри административных и общественных зданий, в лабораториях и других помещениях, к которым предъявляют повышенные требования в отношении пожаробезопасности (некоторые текстильные предприятия и т.п.). Сухие трансформаторы небольшой мощности (10-400 кВА) размещают на колоннах, балках, фермах, так как они не требуют маслосборных устройств. Трансформаторы (совтоловые) типа ТНЗ предназначены для установки внутри цехов, где недопустима открытая установка масляных трансформаторов. Герметизированные совтоловые трансформаторы не требуют в условиях эксплуатации ни ревизии, ни ремонта. Их ремонт и ревизию производят на заводах-изготовителях.

2.2 Выбор числа трансформаторов

Основными требованиями при выборе числа трансформаторов ГПП и цеховых ТП являются: надежность электроснабжения потребителей (учет категории приемников электроэнергии в отношении требуемой надежности), а также минимум приведенных затрат на трансформаторы с учетом динамики роста электрических нагрузок.

При проектировании подстанции учитывают требования, исходя из следующих основных положений. Надежности электроснабжения потребителей I категории достигают за счет наличия двух независимых источников питания, при этом обеспечивают резервирование питания и всех других потребителей. При питании потребителей I категории от одной подстанции необходимо иметь минимум по одному трансформатору на каждой секции шин, при этом мощность трансформаторов выбирают так, чтобы при выходе из строя одного из них второй (с учетом допустимой перегрузки) обеспечивал питание всех потребителей I категории. Резервное питание потребителей I категории вводится автоматически. Потребителей II категории обеспечивают резервом, вводимым автоматически или действиями дежурного персонала. При питании этих потребителей от одной подстанции следует иметь два трансформатора или складской резервный трансформатор для нескольких подстанций, питающий потребителей II категории, при условии, что замена трансформатора может быть произведена в течение нескольких часов. На время замены трансформатора вводят ограничение питания потребителей с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора. Потребители III категории получают питание от однотрансформаторной подстанции при наличии «складского» резервного трансформатора.

При выборе числа трансформаторов исходят из того, что сооружение однотрансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Если по условиям резервирования питания потребителей необходима

установка более чем одного трансформатора, то стремятся, чтобы число трансформаторов на подстанции не превышало двух. Двухтрансформаторные подстанции экономически более целесообразны, чем подстанции с одним или большим числом трансформаторов. При сооружении двух- трансформаторных подстанций ГПП выбирают наиболее простую схему электрических соединений со стороны высшего напряжения (рисунок 2.1). Все остальные решения (подстанции с тремя и большим числом трансформаторов) являются обычно более дорогими. Однако они могут быть необходимы, когда приходится строить подстанции для питания потребителей, требующих разных напряжений. Главные понизительные подстанции, подстанции глубоких вводов (ПГВ) и цеховые ТП выполняют с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей III и частично II категорий рассматривают вариант установки одного трансформатора с резервным питанием от соседней трансформаторной подстанции. В этом случае резервная подстанция является второй подстанцией и должна иметь запас мощности. На цеховых подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе раздельно. При таком режиме ток КЗ уменьшается в 2 раза и облегчаются условия работы аппаратов напряжением до 1 кВ. При отключении одного работающего трансформатора второй принимает на себя нагрузку отключившегося в результате включения секционного автоматического выключателя.

В настоящее время цеховые ТП выполняют комплектными (КТП). Правильное определение числа КТП и мощности трансформаторов на них возможно только на основе технико-экономических расчетов (ТЭР) с учетом компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ. Число трансформаторов изменяется от минимально возможного $N_{мин}$ (при полной компенсации реактивных нагрузок) до максимального $N_{мах}$ (при отсутствии компенсирующих устройств) при среднем для всех ТП значении коэффициента загрузки $k_{заг}$. На двух- трансформаторных подстанциях при преобладании нагрузок I категории $k_{заг}$ - принимают в пределах 0,65 - 0,7; при преобладании нагрузок II категории 0,7-0,8, а при нагрузках III категории 0,9 - 0,95. Минимальное и максимальное число цеховых трансформаторов определяют по выражения

$$N_{min} = \frac{P_{max}}{k_{заг} \cdot S_{ном.т}}; N_{max} = \frac{S_{max}}{k_{заг} \cdot S_{ном.т}}, \qquad (2.1)$$

где P_{max}, S_{max} – расчетная максимальная нагрузка, кВт и кВА;

$S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

2.3 Выбор мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии промышленных предприятий. Мощность силовых трансформаторов выбирают с учетом экономически целесообразного режима работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного трансформатора и того, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы. Промышленные предприятия страны увеличивают свою производственную мощность за счет строительства новых цехов, освоения новых или более рационального использования существующих площадей. Поэтому предусматривают возможность расширения подстанций за счет замены установленных трансформаторов более мощными. В связи с этим аппаратуру и ошиновку в цепях трансформаторов выбирают по расчетным параметрам с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности. Например, если на подстанции устанавливают два трансформатора мощностью по 16000 кВА, то их фундаменты и конструкции предусматривают установку двух трансформаторов мощностью по 25000 кВА без существенных переделок подстанции.

Выбор мощности трансформаторов ГПП производят по расчетной нагрузке предприятия в целом с учетом режима энергоснабжающей организации по реактивной мощности. В зависимости от способа задания расчетной нагрузки существуют два подхода к выбору номинальной мощности трансформаторов: по известным характерным суточным графикам нагрузок нормальных и послеаварийных режимов и по расчетным максимумам нагрузок для тех же режимов.

Надежности электроснабжения предприятия достигают за счет установки на подстанции двух трансформаторов. Учитывают также, что в послеаварийном режиме (при отключении одного трансформатора) оставшийся в работе трансформатор обеспечивает необходимую нагрузку предприятия. Покрытие потребной мощности осуществляется не только за счет использования номинальной мощности трансформаторов, но и за счет их перегрузочной способности (в целях уменьшения установленной мощности трансформаторов).

Номинальной мощностью трансформатора называют мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего своего срока службы (примерно 20 лет) при нормальных температурных условиях охлаждающей среды согласно ГОСТ 14209-69 и 11677-75:

а) температура охлаждающей среды должна быть равна 20°С;

б) превышение средней температуры масла над температурой охлаждающей среды должно составлять: для систем охлаждения М и Д 44 °С, для систем ДЦ и Ц 36 °С;

в) превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над средней температурой обмотки должно быть равно 13°С;

г) отношение потерь КЗ к потерям ХХ должно быть равно пятикратному (принимают наибольшее значение для обеспечения запаса по нагреву изоляции);

д) при изменении температуры изоляции на 6°С от среднего ее значения при номинальной нагрузке, равной 85°С, срок службы изоляции изменяется вдвое (сокращается при повышении температуры или увеличивается при ее понижении);

е) во время переходных процессов в течение суток наибольшая температура верхних слоев масла не должна превышать 95°С и наиболее нагретой точки металла обмотки 140°С.

Эти условия справедливы только для эквивалентной температуры охлаждающей среды, равной 20°С. При резком снижении этой температуры необходимо следить за нагрузкой трансформатора по контрольно-измерительным приборам и не допускать превышения нагрузки сверх 150% номинальной.

Повышенный износ изоляции трансформатора при превышении температуры охлаждающей среды над эквивалентной температурой для имеющегося графика нагрузок определяют в соответствии с допустимостью этого износа. Если повышенный износ недопустим, то нагрузку на трансформатор соответственно уменьшают или выбирают трансформатор большей мощности.

Для проведения расчета режима электрической сети 110 кВ Наурызбайского района г.Алматы был произведен анализ потребителей питающих от подстанций 110/10 кВ входящих в состав проектируемой сети, в составе нагрузки имеются потребители 1,II и III категорий. В соответствии с ПУЭ на трансформаторных подстанциях снабжающих электроэнергией потребителей 1 и II категории, как правило, предусматривают установку двух трансформаторов. Меньшее количество недопустимо по условию надежности электроснабжения, а большее может быть целесообразным лишь при большом различии нагрузок в часы максимума и минимума и эта целесообразность должна быть доказана технико-экономическим сравнением. Тогда при установке на каждой из подстанций двух трансформаторов мощность каждого из них должна соответствовать условию:

$$S_{ном.т} \geq 0{,}7 \cdot S \qquad (2.2)$$

где S – общая нагрузка подстанции на трансформаторы.

ПС-42 «Аксай»: $S_{ном.т} \geq 0,7 \cdot \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = 0,7 \cdot \frac{12}{0,87} = 9,7$ МВА;

ПС-99А «Жайлау»: $S_{ном.т} \geq 0,7 \cdot \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = 0,7 \cdot \frac{20}{0,87} = 16$ МВА;

ПС-141 «Калкаман: $S_{ном.т} \geq 0,7 \cdot \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = 0,7 \cdot \frac{57,7}{0,87} = 46$ МВА;

ПС-42А «Акжар»: $S_{ном.т} \geq 0,7 \cdot \frac{P_{max}}{\cos\varphi} = 0,7 \cdot \frac{32,1}{0,87} = 25,8$ МВА

Предусматриваем к установке трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой с РПН в нейтрали $\pm 16\%$; ± 9 ступеней, дающее возможность регулировать напряжение в течение суток, с паспортными величинами которые заносим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 - Каталожные данные трансформаторов установленных на ПС 110/10 кВ входящих в рассматриваемую электрическую сеть[2, П.3-2]

Наименование ПС	Тип тр-ра	$S_{ном.}$ МВА	$U_{ном}$		$P_{хх}$, кВт	$P_{кз}$, кВт	$u_к$, %	$I_{хх}$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом
			ВН	НН						
ПС-42 «Аксай»	ТДН-10000/110	10	115	11	14	58	10,5	0,9	7,94	138,9
ПС-99А «Жайлау»	ТДН-16000/110	16	115	11	18	85	10,5	0,8	4,65	86, 9
ПС-141 «Калкаман»	ТРДН-40000/110	40	115	10,5	34	170	10,5	0,7	1,32	34,72
ПС-42А «Акжар»	ТРДН-25000/110	25	115	10,5	25	120	10,5	0,75	2,54	55,5

где $R_т$ и $X_т$ – приведенные сопротивления к высшей стороне трансформатора, Ом которые определены по формулам:

$$R_{тр} = \frac{P_{к.з.} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, Ом; \quad X_{тр} = \frac{U_к\% \cdot U_{ном}^2}{100\% \cdot S_{ном}}, Ом \qquad (2.3)$$

где $P_{к.з.}$ - потери активной мощности в обмотках трансформатора, МВт;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_к$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Определяем активные и реактивные сопротивления трансформаторов на подстанциях:

ПС-42 «Аксай»

- активное

$$R_{тр} = \frac{P_{к.з.} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{58 \cdot 115^2}{10^2} \cdot 10^{-3} = 7{,}67 \ \ Ом;$$

-ративное

$$X_{тр} = \frac{U_к\% \cdot U_{ном}^2}{100\% \cdot S_{ном}} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 138{,}9 \ \ Ом$$

ПС-99А «Жайлау»

- активное

$$R_{тр} = \frac{P_{к.з.} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{85 \cdot 115^2}{16^2} \cdot 10^{-3} = 4{,}4 \ \ Ом;$$

-ративное

$$X_{тр} = \frac{U_к\% \cdot U_{ном}^2}{100\% \cdot S_{ном}} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86{,}8 \ \ Ом$$

ПС-141 «Калкаман»

- активное

$$R_{тр} = \frac{P_{к.з.} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{170 \cdot 115^2}{40^2} \cdot 10^{-3} = 1{,}4 \ \ Ом;$$

-ративное

$$X_{тр} = \frac{U_к\% \cdot U_{ном}^2}{100\% \cdot S_{ном}} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 31{,}72 \ \ Ом$$

ПС-42А «Акжар»

- активное

$$R_{тр} = \frac{P_{к.з.} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{120 \cdot 115^2}{25^2} \cdot 10^{-3} = 2{,}54 \ \ Ом;$$

-ративное

$$X_{тр} = \frac{U_к\% \cdot U_{ном}^2}{100\% \cdot S_{ном}} = \frac{10{,}5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55{,}5 \ \ Ом$$

3 Расчет электрической сети в минимальном и максимальном режимах

Расчет режимов выполняется по расчетной схеме электрической сети, составленной из схем замещения линий, трансформаторов и других элементов сети. Нагрузки вводятся активными постоянными и реактивными мощностями или значениями токов. Также задается напряжение на шинах источников питания.

Целью расчета режима является определение величин мощностей в элементах и напряжений узлов сети. Алгоритм расчета разомкнутых сетей строится на основе формул, связывающих напряжения и мощности в начале и конце участка.

При расчете режима сети удобно предварительно определить расчетные нагрузки подстанций, представляющие собой собственно нагрузки потребителей с учетом потерь мощности в трансформаторах подстанций потребителей и зарядной мощности линий, прилегающих к подстанциям [1].

Порядок дальнейшего расчета зависит от конфигурации сети. Режим радиально-магистральной сети рассчитывают в два этапа. На первом этапе, двигаясь от концов магистралей к их началам, последовательно определяют поток мощности в конце каждой линии, потери мощности и поток мощности в начале. При этом напряжения всех участков принимаются равными номинальному значению. На втором этапе, двигаясь от начал магистралей к концам, определяют потери напряжения по участкам и действительные напряжения на каждой подстанции [1]. Расчет режима магистральной линии с двухсторонним питанием начинают с определения потоков мощности на головных участках, а затем, в соответствии с первым законом Кирхгофа определяют потоки всех остальных участков (без учета потерь) с тем, чтобы найти точки потокораздела. Далее, разбив магистраль на две части по точке потокораздела, уточняют потоки с учетом потерь и определяют напряжения, как для разомкнутой сети [1]. Если рассчитывается режим кольцевой сети, то она условным разрезанием по источнику питания вначале превращается в линию с двухсторонним питанием. Если сеть сложная замкнутая, то специальным преобразованием [1] ее предварительно приводят к кольцевой сети и находят приближенное (без учета потерь) потокораспределение. Затем обратным преобразованием находят потоки мощности на всех участках исходной сети. После этого определяют точки потокораздела, делят по ним сеть на радиально-магистральные линии и уточняют режим, как указано выше.

3.1 Максимальный режим

Нагрузка на низшей стороне задана активной мощностью и коэффициентом активной мощности cosφ.

Зная эти значения, определим величины полной мощности, используя выражение:

$$S_{рас.max} = \frac{P_{max}}{cos\varphi},\ MBA. \qquad (3.1)$$

Тогда величина полной мощности на ПС-42 «Аксай» будет равна

$$S_{рас.max} = \frac{P_{max}}{cos\varphi} = \frac{12}{0{,}87} = 13{,}8\ MBA;$$

на ПС-99А «Жайлау» будет равна

$$S_{рас.max} = \frac{P_{max}}{cos\varphi} = \frac{20}{0{,}87} = 23{,}0\ MBA;$$

на ПС-141 «Калкаман»

$$S_{рас.max} = \frac{P_{max}}{cos\varphi} = \frac{57{,}4}{0{,}87} = 66{,}0\ MBA;$$

на ПС-42А «Акжар»

$$S_{рас.max} = \frac{P_{max}}{cos\varphi} = \frac{32{,}1}{0{,}87} = 37{,}0\ MBA.$$

Зная значения активной и полной мощности определим величины реактивной мощности, используя выражение:

$$Q = \sqrt{S^2{}_{рас.max} - P^2{}_{max}},\ MBAp. \qquad (3.2)$$

Тогда величина реактивной мощности на ПС-42 «Аксай» будет равна

$$Q_{ПС-42} = \sqrt{S^2{}_{ПС-42} - P^2{}_{ПС-42}} = \sqrt{13{,}8^2 - 12^2} = 6{,}8\ MBAp;$$

на ПС-99А «Жайлау» будет равна

$$Q_{ПС-99А} = \sqrt{S^2{}_{ПС-99А} - P^2{}_{ПС-99А}} = \sqrt{23{,}0^2 - 20^2} = 11{,}3 \ \ MBAp;$$

на ПС-141 «Калкаман»

$$Q_{ПС-141} = \sqrt{S^2{}_{ПС-141} - P^2{}_{ПС-141}} = \sqrt{66{,}0^2 - 57{,}4^2} = 32{,}5 \ \ MBAp;$$

на ПС-42А «Акжар»

$$Q_{ПС-42А} = \sqrt{S^2{}_{ПС-42А} - P^2{}_{ПС-42А}} = \sqrt{37{,}0^2 - 32{,}1^2} = 18{,}1 \ \ MBAp.$$

Определяем переменные потери (активную и реактивную) мощности в обмотках трансформаторов, с учетом того, что нагрузка распределяется одинаково на два трансформатора [2]:

переменные потери активной мощности определяем, используя выражение:

$$\Delta P_т = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3}, \ \ MBm \qquad (3.3)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta P_т = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{58 \cdot 13{,}8^2}{2 \cdot 10^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}057 \ \ MBm;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta P_т = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{85 \cdot 23^2}{2 \cdot 16^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}093 \ \ MBm;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta P_т = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{170 \cdot 23^2}{2 \cdot 40^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}22 \ \ MBm;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta P_т = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{120 \cdot 37{,}0^2}{2 \cdot 25^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}13 \ \ MBm.$$

переменные потери реактивной мощности определяем, используя выражение:

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}},\ MBAp \qquad (3.4)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 13{,}8^2}{2 \cdot 100 \cdot 10} = 1{,}0\ \ MBAp;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 23^2}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 1{,}7\ \ MBAp;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 66^2}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 5{,}7\ \ MBAp;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.max}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 37^2}{2 \cdot 100 \cdot 25} = 2{,}87\ \ MBAp.$$

Тогда переменные потери мощности в трансформаторах подстанций будут равны:

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m,\ MBA \qquad (3.5)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}057 + j1{,}0\ \ MBA;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}093 + j1{,}7\ \ MBA;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}22 + j5{,}7\ \ MBA;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}13 + j2{,}87\ \ MBA.$$

Определяем суммарные постоянные потери (активную и реактивную) мощности, в трансформаторе используя выражение:

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot P_{xx} \cdot 10^{-3} + j\frac{2 \cdot I_{xx} \cdot S_{ном}}{100},\ MBA \qquad (3.6)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}9 \cdot 10}{100} = 0{,}028 - j0{,}18\ MBA;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 18 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}8 \cdot 16}{100} = 0{,}036 - j0{,}256\ MBA;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 34 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}7 \cdot 40}{100} = 0{,}068 - j0{,}56\ MBA;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 25 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}75 \cdot 25}{100} = 0{,}05 - j0{,}375\ MBA.$$

Определяем мощность, приведенную к высшей стороне трансформатора с учетом потерь мощности:

$$S_{пр} = S + S_{пер} + \Delta S_{пос}. \qquad (3.7)$$

ПС-42 «Аксай»

$$S_{пр.ПС-42} = S_{ПС-42} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$
$$= 12 + j6{,}8 + 0{,}057 + j1{,}0 + 0{,}028 - j0{,}18 = 12{,}085 + j7{,}62 MBA;$$

ПС-99А «Жайлау»

$$S_{пр.ПС-99А} = S_{ПС-99А} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$
$$= 20 + j11{,}3 + 0{,}093 + j1{,}7 + 0{,}036 - j0{,}256 = 20{,}13 + j12{,}74 MBA;$$

ПС-141 «Калкаман»

$$S_{пр.ПС-141} = S_{ПС-141} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$
$$= 57{,}4 + j32{,}5 + 0{,}22 + j5{,}7 + 0{,}068 - j0{,}56 = 57{,}69 + j37{,}64 MBA;$$

ПС-42А «Акжар»

$$S_{пр.ПС-42А} = S_{ПС-42А} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$
$$= 32{,}1 + j18{,}2 + 0{,}13 + j2{,}87 + 0{,}05 - j0{,}375 = 32{,}28 + j20{,}695 MBA.$$

3.2 Минимальный режим

Активная нагрузка на низшей стороне в минимальном режиме определяется как 50% нагрузки в максимальном режиме.

$$P_{min} = P_{max} \cdot \frac{50}{100},\ MBm. \tag{3.8}$$

$$P_{min.ПС-42} = P_{max.ПС-42} \cdot \frac{50}{100} = 12 \cdot \frac{50}{100} = 6{,}0\ \ MBm,$$

$$P_{min.ПС-99A} = P_{max.ПС-99A} \cdot \frac{50}{100} = 20 \cdot \frac{50}{100} = 10\ \ MBm,$$

$$P_{min.ПС-141} = P_{max.ПС-141} \cdot \frac{50}{100} = 57{,}4 \cdot \frac{50}{100} = 28{,}7\ \ MBm,$$

$$P_{min.ПС-42A} = P_{max.ПС-42A} \cdot \frac{50}{100} = 32{,}1 \cdot \frac{50}{100} = 16{,}05\ \ MBm.$$

Нагрузка на низшей стороне задана активной мощностью и коэффициентом мощности cosφ.

Зная эти значения, определим величины полной мощности в минимальном режиме, используя выражение:

$$S_{pac.min} = \frac{P_{min}}{cos\,\varphi},\ MBA. \tag{3.9}$$

Тогда величина полной мощности на ПС-42 «Аксай» будет равна:

$$S_{pac.min} = \frac{P_{min}}{cos\,\varphi} = \frac{6}{0{,}87} = 6{,}95\ \ MBA;$$

на ПС-99А «Жайлау» будет равна:

$$S_{pac.min} = \frac{P_{min}}{cos\,\varphi} = \frac{10}{0{,}87} = 11{,}5\ \ MBA;$$

на ПС-141 «Калкаман»

$$S_{pac.min} = \frac{P_{max}}{cos\,\varphi} = \frac{28{,}7}{0{,}87} = 33{,}0\ \ MBA;$$

на ПС-42А «Акжар»

$$S_{pac.min} = \frac{P_{max}}{cos\,\varphi} = \frac{16{,}05}{0{,}87} = 18{,}5\ \ MBA.$$

Зная значения активной и полной мощности определим величины реактивной мощности, используя выражение:

$$Q = \sqrt{S_{рас.max}^2 - P_{max}^2}, \ MBAp. \qquad (3.10)$$

Тогда величина реактивной мощности на ПС-42 «Аксай» в минимальном режиме будет равна:

$$Q_{ПС-42} = \sqrt{S_{ПС-42}^2 - P_{ПС-42}^2} = \sqrt{6{,}9^2 - 6^2} = 3{,}4 \ MBAp;$$

на ПС-99А «Жайлау» будет равна:

$$Q_{ПС-99А} = \sqrt{S_{ПС-99А}^2 - P_{ПС-99А}^2} = \sqrt{11{,}5^2 - 10^2} = 5{,}65 \ MBAp;$$

на ПС-141 «Калкаман»

$$Q_{ПС-141} = \sqrt{S_{ПС-141}^2 - P_{ПС-141}^2} = \sqrt{33{,}0^2 - 28{,}7^2} = 16{,}25 \ MBAp;$$

на ПС-42А «Акжар»

$$Q_{ПС-42А} = \sqrt{S_{ПС-42А}^2 - P_{ПС-42А}^2} = \sqrt{19{,}5^2 - 16{,}05^2} = 9{,}05 \ MBAp.$$

Определяем переменные потери (активную и реактивную) мощности в обмотках трансформаторов, с учетом того, что нагрузка распределяется одинаково на два трансформатора [2]:

переменные потери активной мощности определяем, используя выражение:

$$\Delta P_T = \frac{P_{кз} \cdot S_{рас.min}^2}{n \cdot S_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \ MBm. \qquad (3.11)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta P_T = \frac{P_{кз} \cdot S_{рас.min}^2}{n \cdot S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{58 \cdot 6{,}9^2}{2 \cdot 10^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}014 \ MBm;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta P_T = \frac{P_{кз} \cdot S_{рас.min}^2}{n \cdot S_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{85 \cdot 11{,}5^2}{2 \cdot 16^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}022 \ MBm;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta P_T = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{170 \cdot 33^2}{2 \cdot 40^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}058 \ \ МВт;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta P_T = \frac{P_{кз} \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot S^2_{ном}} \cdot 10^{-3} = \frac{120 \cdot 18{,}5^2}{2 \cdot 25^2} \cdot 10^{-3} = 0{,}033 \ \ МВт.$$

Переменные потери реактивной мощности определяем, используя выражение:

$$\Delta Q_T = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}}, \ \ МВАр, \qquad (3.12)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta Q_T = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 6{,}9^2}{2 \cdot 100 \cdot 10} = 0{,}25 \ \ МВАр;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta Q_T = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 11{,}5^2}{2 \cdot 100 \cdot 16} = 0{,}43 \ \ МВАр;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta Q_T = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 33^2}{2 \cdot 100 \cdot 40} = 1{,}4 \ \ МВАр;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta Q_T = \frac{u_{кз}\% \cdot S^2_{рас.min}}{n \cdot 100\% \cdot S_{ном.т}} = \frac{10{,}5 \cdot 18{,}5^2}{2 \cdot 100 \cdot 25} = 0{,}72 \ \ МВАр.$$

Тогда переменные потери мощности в трансформаторах подстанций будут равны:

$$\Delta S_{пер} = P_т + jQ_т, \ \ МВА. \qquad (3.13)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta S_{пер} = P_т + jQ_т = 0{,}014 + j0{,}25 \ \ МВА;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}022 + j0{,}43 \ \ MBA;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}058 + j1{,}4 MBA;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta S_{пер} = P_m + jQ_m = 0{,}033 + j0{,}72 \ \ MBA.$$

Определяем суммарные постоянные потери (активную и реактивную) мощности, в трансформаторе используя выражение:

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot P_{хх} \cdot 10^{-3} + j\frac{2 \cdot I_{хх} \cdot S_{ном}}{100}, \ \ МВА, \qquad (3.14)$$

для ПС-42 «Аксай»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 14 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}9 \cdot 10}{100} = 0{,}028 - j0{,}18 \ \ МВА;$$

для ПС-99А «Жайлау»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 18 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}8 \cdot 16}{100} = 0{,}036 - j0{,}256 \ \ МВА;$$

для ПС-141 «Калкаман»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 34 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}7 \cdot 40}{100} = 0{,}068 - j0{,}56 \ \ МВА;$$

для ПС-42А «Акжар»

$$\Delta S_{пос} = 2 \cdot 25 \cdot 10^{-3} - j\frac{2 \cdot 0{,}75 \cdot 25}{100} = 0{,}05 - j0{,}375 \ \ МВА.$$

Определяем мощность, приведенную к высшей стороне трансформатора с учетом потерь мощности:

$$S_{пр} = S + S_{пер} + \Delta S_{пос} \qquad (3.15)$$

ПС-42 «Аксай»

$$S_{пр.ПС-42} = S_{ПС-42} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$
$$= 6 + j3{,}4 + 0{,}014 + j0{,}25 + 0{,}028 - j0{,}18 = 6{,}042 + j3{,}47 МВА$$

ПС-99А «Жайлау»

$$S_{пр.ПС-42А} = S_{ПС-42А} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$
$$= 10 + j5{,}65 + 0{,}022 + j0{,}43 + 0{,}036 - j0{,}256 = 10{,}058 + j5{,}8 МВА$$

ПС-141 «Калкаман»

$$S_{пр.ПС-141} = S_{ПС-141} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$

$$= 28{,}7 + j16{,}25 + 0{,}058 + j1{,}4 + 0{,}068 - j0{,}56 = 28{,}8 + j17{,}1 МВА$$

ПС-42А «Акжар»

$$S_{пр.ПС-99А} = S_{ПС-99А} + \Delta S_{пер} + \Delta S_{пос} =$$

$$= 16{,}05 + j9{,}1 + 0{,}033 + j0{,}72 + 0{,}05 - j0{,}375 = 16{,}13 + j9{,}445 МВА$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 3.1

Таблица 3.1 - Результаты расчетов

Тип трансформатора	P МВт	Q Мвар	$\Delta P_{мак}$ кВт	ΔQm Мвар	P'пр МВт	Q'пр Мвар	ΔPxx кВт	ΔQxx Мвар	Рпр МВт	Qпр Мвар
2ТДН-10000/110	12	6,8	57	0,999	12,057	7,8	28	0,18	12,1	8,0
2ТДН-16000/110	20	11,34	93	1,734	20,093	13,07	42	0,256	20,1	13,3
2ТРДН-40000/110	57,4	32,53	218	5,713	57,618	38,2	84	0,56	57,7	38,8
2ТРДН-25000/110	32,1	18,19	131	2,859	32,231	21,05	50	0,375	32,3	21,4
2ТДН-10000/110	8,4	5,65	31	0,538	8,431	6,2	28	0,18	8,5	6,4
2ТДН-16000/110	14	9,41	50	0,934	14,050	10,3	42	0,256	14,1	10,6
2ТРДН-40000/110	40,18	27,0	117	3,076	40,297	30,17	84	0,56	40,4	30,64
2ТРДН-25000/110	22,47	15,1	70	1,539	22,540	16,6	5	0,375	22,6	17,0

Составляем Г-образную схему замещения трансформатора, на которой в верхней строке показываем мощности соответствующие соответствующие максимальному режиму работы.

ПС-42 «Аксай»

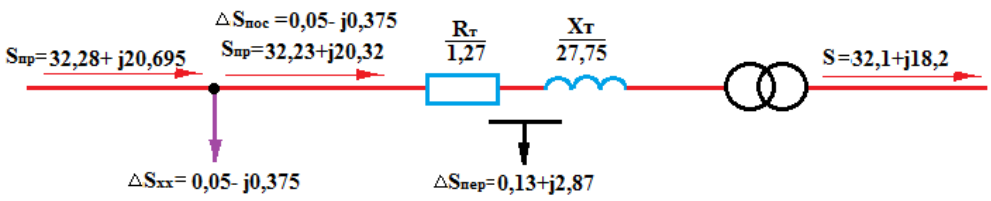


Рисунок 3.1 - Схема замещения трансформатора ПС-42 «Аксай»

ПС-99А «Жайлау»

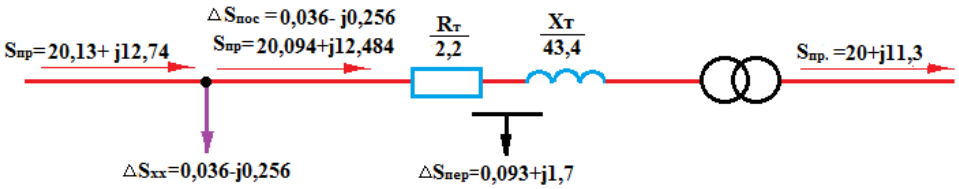


Рисунок 3.2 - Схема замещения трансформатора ПС-99А «Жайлау»

ПС-141 «Калкаман»

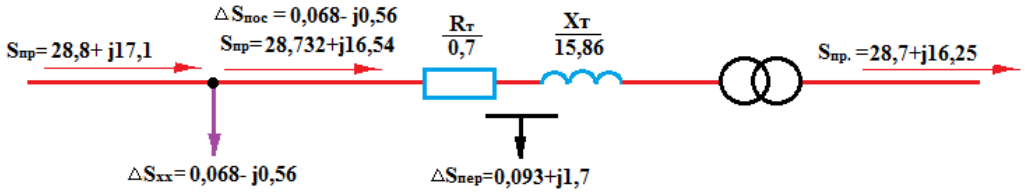


Рисунок 3.3 - Схема замещения трансформатора ПС-141 «Калкаман»

ПС-42А «Акжар»

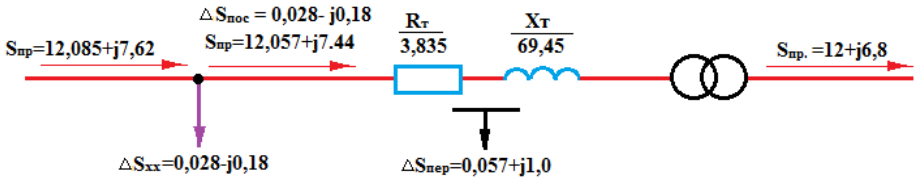


Рисунок 3.4 - Схема замещения трансформатора ПС-42А «Акжар»

4 Разработка вариантов схем электрической сети района

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью [3].

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными – каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.) [3].

При разработке конфигурации вариантов сети используют следующие принципы:

1) Нагрузки I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, по не менее двум независимым линиям и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания .[3];

2) Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии;

3) Для электроприемника III категории достаточно питания по одной линии;

4) Исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;

5) Разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;

6) В кольцевых сетях должен быть один уровень номинального напряжения;

7) Применение простых электрических схем распределительных устройств с минимальным количеством трансформации;

8) Вариант сети должен предусматривать обеспечение требуемого уровня надёжности электроснабжения;

9) Магистральные сети имеют по сравнению с кольцевыми имеют большую протяжённость ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные схемы РУ меньшую стоимость потерь электроэнергии; кольцевые сети более надёжны и удобны при оперативном использовании;

10) Необходимо предусмотреть развитие электрических нагрузок в пунктах потребления;

11) Вариант электрической сети должен быть технически осуществим, т. е. должны существовать трансформаторы, выполненные на рассматриваемую нагрузку и сечения линий на рассматриваемое напряжение.

Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети

Предлагаемые варианты схем электрической сети должны в одинаковой степени отвечать требованиям надежности электроснабжения и в тоже время по возможности меньше требовать для своего исполнения коммутационной аппаратуры и протяженности линий. Разработка вариантов ведется комплексно, то есть схема сети намечается с учетом схем коммутации подстанций, числа присоединений, взаимного географического положения подстанций, баланса мощностей района.

По генеральному плану расположения подстанций наметим два различных варианта схемы электрической сети.

В первом варианте примем разомкнутую сеть. При питании подстанций с ответственными потребителями от разомкнутой сети, необходимо питать их от двух линий. Линия 110 кВ ПС 220/110/10 «Таугуль» и ПС110/10 «Калкаман» одноцепная, так как связь с другим районом обеспечивает надежность питания подстанции.



Рисунок 4.1 - Первый вариант электрической сети 110 кВ Наурызбайского района

Во втором варианте примем простую замкнутую сеть с одноцепными ЛЭП.



Рисунок 4.2 - Второй вариант электрической сети 110 кВ Наурызбайского района

5 Сравнительный анализ двух вариантов электрической сети

5.1 Расчет первого варианта

5.1.1 Расчет режимов электрической сети 110 кВ на участке линии ПС-99А «Жайлау» - ПС-42 «Аксай».

Расчет и анализ взаимосвязи мощностей и напряжений по концам участка посредством показателей ΔS и ΔU и определяет способ (характер процесса) расчета его электрического режима. Рассмотрим наиболее характерные для практики случаи расчёта.

Задана двухцепная линия протяженностью ℓ=8 км, напряжение сети $U_{ном}$=110 кВ.

Мощность в конце линии 3-4 равна (расчетная мощность ПС-99А «Жайлау») $S_{пс}$ плюс мощность, уходящая в другой район системы.

$$S^{k}_{3-4} = S_{ПС} + S_{пр}; \tag{5.1}$$

где $S_{пр}$ – мощность транспортируемая по линиям 110 кВ, МВА.

$$S^{k}_{3-4} = 20{,}13 + j12{,}74 + 5 + j2 = 27{,}13 + j14{,}74 \text{МВА}.$$

Модуль мощности в конце участка будет равен

$$S^{k}_{3-4} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \tag{5.2}$$

$$S^{k}_{3-4} = \sqrt{27{,}13^2 + 14{,}74^2} = 30{,}88 \text{ МВА}.$$

Определяем ток линии на расчетном участке 3-4

$$I^{k}_{3-4} = \frac{S^{k}_{3-4}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}, \tag{5.3}$$

$$I^{k}_{3-4} = \frac{30{,}88}{\sqrt{3} \cdot 110} = 162 \text{ А}.$$

Так как линия двухцепная, то ток на расчетном участке 3-4 в нормальном режиме будет равномерно распределятся по обеим цепям, тогда ток протекающий в одной цепи равен

$$I_{нор.реж.(3-4)} = \frac{I^{к}_{пр}}{2} = \frac{162}{2} = 81 \text{ А}$$

Определяем расчетный ток при выборе сечений проводов методом экономических интервалов

$$I_{р(3-4)} = I_{нор.реж.(3-4)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T = 81 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 85{,}05 \text{ А} \qquad (5.4)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам, который для линий 110-220 кВ можно принять равным 1,05 о.е.; что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

α_T – коэффициент, зависящий от времени использования максимальной нагрузки, номинального напряжения линии и коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Принимаем железобетонные опоры типа ПБ-110-4, и по [5] для III района по гололеду, для Казахстана и Средней Азии выбираем сечения проводов в каждой цепи 95 мм^2 с предельной экономической нагрузкой на одну цепь 95 А.

Принимаем провод АС-95/16 с допустимым током $I_{0доп}$=330 А, что больше тока нормального режима работы и тока общей нагрузки I=131,8 А, который будет проходить в одной цепи, при отключении другой. R_0=0,299 Ом/км, d=13,5 мм.

Принимаем наиболее распространённые и экономичные двухцепные воздушные линии напряжением 35…330 кВ с железобетонными опорами с расположением проводов «бочкой» (рисунок 5.1). Принятая конструктивная схема расположения проводов (представлена на рисунке 5.1) на принятой опоре позволяет определить, среднее геометрическое расстояния между фазными поводами.

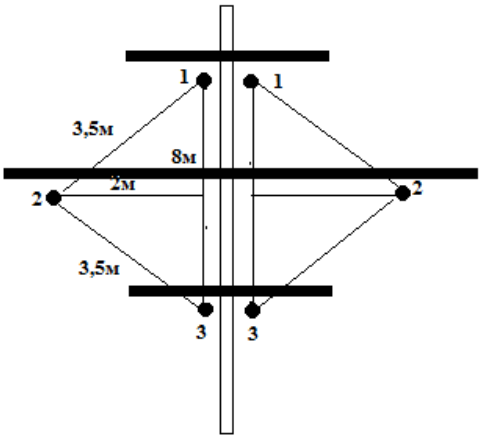


Рисунок 5.1 - Конструктивная схема расположения проводов на опоре

Зная расположения проводов на опоре, определяем, среднегеометрическое расстояние между проводами по формуле [2]:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{1-2} \cdot D_{2-3} \cdot D_{1-3}}, \qquad (5.5)$$

где $D_{ср}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами, мм;

D_{1-2} – расстояние между 1 и 2 проводами, мм;

$$D_{1-2} = \sqrt{\left(\frac{D_{1-3}}{2}\right)^2 + (D_{2-3} - 2)^2} = \sqrt{\left(\frac{8}{2}\right)^2 + (3{,}5 - 2)^2} = 4{,}27 \text{ м},$$

где $D_{2\text{-}3}$ – расстояние между 2 и 3 проводами, мм.

$$D_{2-3} = D_{1-2} = 4{,}27 \text{ м}$$

$D_{1\text{-}3}$ – расстояние между 1 и 3 проводами, мм;

$$D_{1-3} = 8 \text{ м}$$

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами будет равно:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{4{,}27 \cdot 4{,}27 \cdot 8} = 5{,}26 \text{ м}$$

Зная среднегеометрическое расстояние между проводами определяем индуктивное сопротивление выбранного провода на один километр по формуле [2]

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{D_{ср}}{r_{пр}} + 0{,}0157, \qquad (5.6)$$

где $r_{пр}$ – радиус провода, мм.

$$r_{пр} = \frac{D_{пр}}{2} = \frac{13{,}5}{2} = 6{,}75 \text{ мм}$$

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg \frac{5260}{6{,}75} + 0{,}0157 = 0{,}432 \text{ Ом/км.}$$

Используя ниже приведенное уравнение [2], определяем емкостную проводимость линии на 1 км.

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{ср}}{r_э}}, \text{ См/км}, \qquad (5.7)$$

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{5260}{6{,}75}} = 2{,}62 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Определяем эквивалентное сопротивление линии

$$R_{Л(3-4)} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot \ell_{3-4} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}306 \cdot 8 = 1{,}22 \text{ Ом,} \qquad (5.8)$$

$$X_{Л(3-4)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot \ell_{3-4} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}432 \cdot 8 = 1{,}73 \text{ Ом.} \qquad (5.9)$$

где ℓ_{3-4} - протяженность линии напряжением 110 кВ участка 3-4, км;

n - число цепей в линии.

Зарядная мощность на одном конце ЛЭП, опрделяем используя формулу [2]:

$$Q_{зар} = B_Л \cdot U^2 = \frac{n \cdot b_0 \cdot \ell \cdot U^2}{2}, \ MBAp, \qquad (5.10)$$

$$Q_{зар} = \frac{2 \cdot 2{,}62 \cdot 10^{-6} \cdot 8 \cdot 110^2}{2} = 0{,}25 \ MBAp.$$

Определив параметры линии на участке 3-4 составляем «П»-образную схему замещения (рисунок 5.2) и наносим на нее полученные расчетные параметры схемы замещения и распределение потоков мощности, для этого определяем потоки мощности в конце участка 3-4.

$$S^k_{3-4} = S_4 + \Delta S_4$$

$$\Delta S_4 = B_Л \cdot U^2_н = 20{,}7 \cdot 10^{-4} \cdot 110^2 = 0{,}25 \text{ МВА}$$

$$S^k_{3-4} = 27{,}13 + j14{,}74 - j0{,}25 = 27{,}13 + j14{,}49 \text{ МВА}$$

$$S^н_{3-4} = S^k_{3-4} + \Delta S_{3-4}$$

$$\Delta S_{3-4} = \frac{\left(P^k_{3-4}\right)^2 + \left(Q^k_{3-4}\right)^2}{U^2_н} \cdot \left(R_{Л(3-4)} + jX_{Л(3-4)}\right) =$$

$$= \frac{(27{,}13)^2 + (14{,}49)^2}{110^2} \cdot (1{,}22 + j1{,}73) = (0{,}096 + j0{,}135) \text{ МВА}$$

$$S^н_{3-4} = 27{,}13 + j14{,}49 + 0{,}096 + j0{,}134 = (27{,}226 + j14{,}624) \text{ МВА}$$

$$S_З = S^н_{3-4} + \Delta S_З$$

$$\Delta S_З = B_Л \cdot U^2_н = 20{,}7 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0{,}25 \text{ МВА}$$

$$S_3 = 27{,}226 + j14{,}624 - j0{,}25 = 27{,}226 + j14{,}374 \ \text{МВА}$$

Составляем схему воздушной линии 110 кВ замещения воздушной линии 110 кВ на участке между ПС-42 «Аксай» - ПС-99А «Жайлау» и занесем полученные значения параметров линии и распределения потока мощности с учетом потерь мощности на схему замещения (рисунок 5.2).

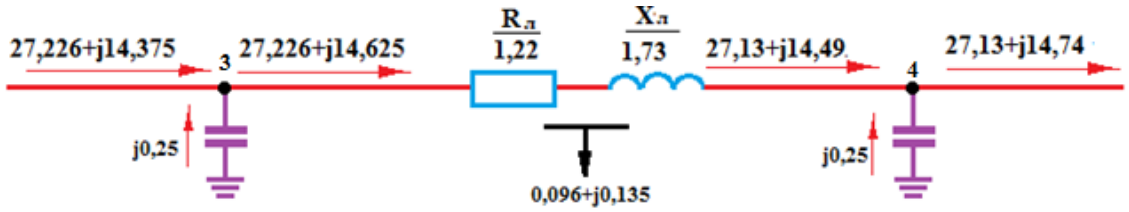


Рисунок 5.2 - Схема замещения расчетного участка 3-4 с нанесением потоков мощности

5.1.2 Расчет режимов электрической сети110 кВ на участке линии ПС-42А «Акжар»- ПС-42 Аксай (2-3).

Линия двухцепная, длиной 12 км. $U_{ном}$=110 кВ.

Мощность в конце расчетного участка 2-3

$$S^k_{2-3} = S^k_3 + S_{ПС-42А} = 27{,}226 + j14{,}375 + 32{,}28 + j20{,}695 = 59{,}506 + j35{,}07 \text{МВА};$$

Модуль мощности в конце участка 2-3 будет равен

$$S^k_{2-3} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{59{,}506^2 + 35{,}07^2} = 69{,}1 \ \text{МВА};$$

Определяем ток линии на расчетном участке 2-3

$$I^k_{2-3} = \frac{S^k_{2-3}}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{69{,}1}{\sqrt{3} \cdot 110} = 363 \ \text{А}.$$

Так как линия двухцепная, то ток на расчетном участке 2-3 в нормальном режиме будет равномерно распределятся по обеим цепям, тогда ток протекающий в одной цепи равен:

$$I_{нор.реж.(2-3)} = \frac{I^к_{пр}}{2} = \frac{363}{2} = 181{,}5 \ \text{А}$$

Определяем расчетный ток при выборе сечений проводов методом экономических интервалов

$$I_{р(2-3)} = I_{нор.реж.(2-3)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T = 181{,}5 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 190{,}6 \ \text{А}$$

Принимаем железобетонные опоры типа ПБ-110-4, и для III района по гололеду для Казахстана и Средней Азии выбираем сечения проводов в каждой цепи 95 мм^2 с предельной экономической нагрузкой на одну цепь 95А.

Принимаем провод АС-120/19 с допустимым током $I_{одоп}$=390 А, что больше тока нормального режима работы и тока общей нагрузки $I^{к}_{2\text{-}3}$=363 А, который будет проходить в одной цепи, при отключении другой. R_o=0,27 Ом/км, d=15,2 мм.

Зная конструктивную схему (рисунок 5.1) расположения проводов на участке 2-3 для принятого типа опор определяем среднее геометрическое расстояния между фазами по формуле [2]:

$$D_{1-2} = \sqrt{\left(\frac{D_{1-3}}{2}\right)^2 + (D_{2-3} - 2)^2} = \sqrt{\left(\frac{8}{2}\right)^2 + (3{,}5 - 2)^2} = 4{,}27 \text{ м},$$

$$D_{2-3} = D_{1-2} = 4{,}27 \text{ м},$$

$$D_{1-3} = 8 \text{ м}.$$

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами будет равно:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{4{,}27 \cdot 4{,}27 \cdot 8} = 5{,}26 \text{ м}.$$

Зная среднегеометрическое расстояние между проводами, определяем индуктивное сопротивление выбранного провода на один километр по формуле [2]

$$r_{пр} = \frac{D_{пр}}{2} = \frac{15{,}2}{2} = 7{,}6 \text{ мм},$$

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg\frac{5260}{7{,}6} + 0{,}0157 = 0{,}441 \text{ Ом/км}.$$

Используя ниже приведенное уравнение [2], определяем емкостную проводимость линии на 1 км.

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg\frac{5260}{7{,}6}} = 2{,}68 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Определяем эквивалентное сопротивление линии

$$R_{Л(2-3)} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot \ell_{2-3} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}27 \cdot 12 = 1{,}62 \text{ Ом},$$

$$X_{Л(2-3)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot \ell_{2-3} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}441 \cdot 12 = 2{,}646 \text{ Ом}.$$

где $\ell_{2\text{-}3}$ - протяженность линии напряжением 110 кВ участка 2-3, км;

n - число цепей в линии.

Зарядная мощность на одном конце ЛЭП, определяем, используя формулу [2]:

$$Q_{зар} = B_Л \cdot U^2 = \frac{n \cdot b_0 \cdot \ell \cdot U^2}{2} = \frac{2 \cdot 2{,}68 \cdot 10^{-6} \cdot 12 \cdot 110^2}{2} = 0{,}389 \text{ МВАр}$$

Определив параметры линии на участке 2-3 составляем «П»-образную схему замещения (рисунок 5.3) и наносим на нее полученные расчетные параметры схемы замещения и распределение потоков мощности, для этого определяем потоки мощности в конце участка 2-3

Определяем потоки мощности в конце участка 2-3

$$S^k_{2-3} = S_З + \Delta S^н_З$$

$$\Delta S^н_З = B_Л \cdot U^2_н = 32{,}16 \cdot 10^{-4} \cdot 110^2 = -j0{,}389 \text{ МВА}$$

$$S^k_{2-3} = 59{,}506 + j35{,}07 - j0{,}389 = 59{,}506 + j34{,}681 \text{ МВА}$$

$$S^н_{2-3} = S^k_{2-3} + \Delta S_{2-3}$$

$$\Delta S_{2-3} = \frac{\left(P^k_{2-3}\right)^2 + \left(Q^k_{2-3}\right)^2}{U^2_н} \cdot \left(R_{Л(2-3)} + jX_{Л(2-3)}\right) =$$

$$= \frac{(59{,}506)^2 + (34{,}681)^2}{110^2} \cdot (1{,}62 + j2{,}646) = (0{,}635 + j1{,}037) \text{ МВА}$$

$$S^н_{2-3} = 59{,}506 + j34{,}681 + 0{,}635 + j1{,}04 = (60{,}141 + j35{,}718) \text{ МВА}$$

$$S_2 = S^н_{2-3} + \Delta S_2$$

$$\Delta S_2 = B_Л \cdot U^2_н = 32{,}16 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = -j0{,}389 \text{ МВА}$$

$$S_2 = 60{,}141 + j35{,}718 - j0{,}389 = 60{,}141 + j35{,}329 \text{ МВА}$$

Составляем схему замещения воздушной линии 110 кВ участка между ПС-42А «Акжар»- ПС-42 Аксай и занесем полученные значения параметров линии и распределения потока мощности с учетом потерь мощности на схему замещения (рисунок 5.3).

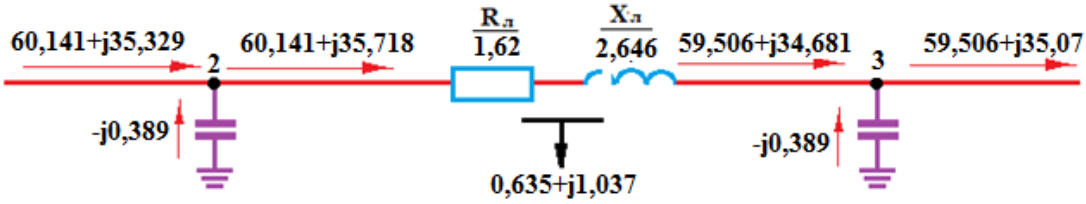


Рисунок 5.3. Схема замещения расчетного участка 2-3 с нанесением потоков мощности

5.1.3 Расчет режимов электрической сети 110 кВ линии ПС-141 «Таугуль» - ПС-42А «Акжар» (участок 1-2)

Линия двухцепная, длиной 5 км. $U_{ном}$=110 кВ.

Мощность в конце участка

$$S^{k}_{1-2} = S^{k}_{2} + S_{ПС-42А} = 60{,}141 + j35{,}329 + 32{,}28 + j20{,}695 = 93{,}421 + j56{,}024 МВА;$$

Модуль мощности в конце участка 1-2 будет равен

$$S^{k}_{1-2} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{45^2 + 25{,}3^2} = 108{,}08 \ МВА;$$

Определяем ток линии

$$I^{k}_{1-2} = \frac{S^{k}_{1-2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{108{,}08}{\sqrt{3} \cdot 110} = 568 \ А.$$

Так как линия двухцепная, то ток на расчетном участке 1-2 в нормальном режиме будет равномерно распределятся по обеим цепям, тогда ток, протекающий в одной цепи равен

$$I_{нор.реж.(1-2)} = \frac{I^{к}_{1-2}}{2} = \frac{568}{2} = 284 \ А$$

Определяем расчетный ток при выборе сечений проводов методом экономических интервалов

$$I_{р(1-2)} = I_{нор.реж.(1-2)} \cdot \alpha_{i} \cdot \alpha_{Т} = 284 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 292{,}2 \ А$$

Принимаем железобетонные опоры типа ПБ-110-4, и для III района по гололеду выбираем сечения проводов в каждой цепи 185 мм^2 с предельной экономической нагрузкой на 1 цепь 240А.

Принимаем провод АС-185/29 с допустимым током $I_{одоп}$=520А, что больше тока нормального режима работы и тока общей нагрузки I=271,26 А, который будет проходить в одной цепи, при отключении другой. R_0=0,162 Ом/км, d=18,8 мм.

Зная среднегеометрическое расстояние между проводами, определяем индуктивное сопротивление выбранного провода на один километр по формуле [2]

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg\frac{5260}{9{,}4} + 0{,}0157 = 0{,}41 \ Ом/км.$$

где $r_{пр}$ – радиус провода, мм.

$$r_{пр} = \frac{D_{пр}}{2} = \frac{18{,}8}{2} = 9{,}4 \ мм,$$

Используя ниже приведенное уравнение [2], определяем емкостную проводимость линии на 1 км.

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{5260}{9{,}4}} = 2{,}76 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Определяем эквивалентное сопротивление на участке 1-2 линии 110 кВ

$$R_{Л(1-2)} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot \ell_{2-3} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}162 \cdot 5 = 0{,}405 \text{ Ом,}$$

$$X_{Л(1-2)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot \ell_{2-3} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}41 \cdot 5 = 1{,}025 \text{ Ом.}$$

где $\ell_{1\text{-}2}$ - протяженность линии напряжением 110 кВ участка 1-2, км;

n - число цепей в линии.

Зарядная мощность на одном конце ЛЭП, опрделяем используя формулу [2]:

$$Q_{зар} = B_Л \cdot U^2 = \frac{n \cdot b_0 \cdot \ell \cdot U^2}{2} = \frac{2 \cdot 2{,}76 \cdot 10^{-6} \cdot 5 \cdot 110^2}{2} = 0{,}167 \text{ МВАр}$$

Определив параметры линии на участке 1-2 составляем «П»-образную схему замещения (рисунок 5.4) и наносим на нее полученные расчетные параметры схемы замещения и распределение потоков мощности.

Определяем потоки мощности в конце участка 1-2

$$S^k_{1-2} = S_2 + \Delta S^н_2$$

$$\Delta S^н_2 = B_Л \cdot U^2_н = 13{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0{,}167 \text{ МВА}$$

$$S^k_{1-2} = 93{,}421 + j56{,}024 - j0{,}167 = 93{,}421 + j55{,}857 \text{ МВА}$$

$$S^н_{1-2} = S^k_{1-2} + \Delta S_{1-2}$$

$$\Delta S_{1-2} = \frac{\left(P^k_{1-2}\right)^2 + \left(Q^k_{1-2}\right)^2}{U^2_н} \cdot \left(R_{Л(1-2)} + jX_{Л(1-2)}\right) =$$

$$= \frac{(93{,}421)^2 + (55{,}857)^2}{110^2} \cdot (0{,}405 + j1{,}025) = (0{,}396 + j1{,}0) \text{ МВА}$$

$$S^н_{1-2} = 93{,}421 + j55{,}857 + 0{,}396 + j1{,}0 = (93{,}817 + j56{,}857) \text{ МВА}$$

$$S_5 = S^н_{5-6} + \Delta S_5$$

$$\Delta S_1 = B_Л \cdot U^2_н = 13{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0{,}167 \text{ МВА}$$

$$S_1 = 93{,}817 + j56{,}857 - j0{,}167 = 93{,}817 + j56{,}69 \text{ МВА}$$

Составляем схему замещения и занесем полученные значения потока мощности на схему замещения (рисунок 5.4).

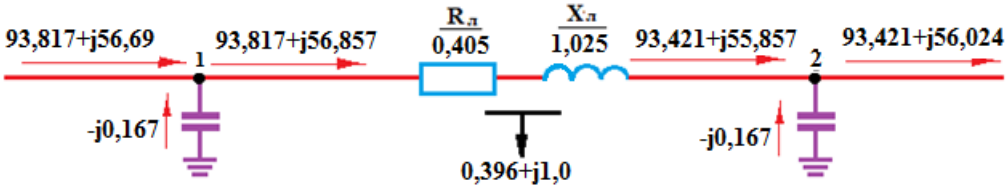


Рисунок 5.4 - Схема замещения расчетного участка 1-2 с нанесением потоков мощности

5.1.4 Расчет режимов электрической сети 110 кВ на участке линии ПС «Таугуль» - ПС-141 «Калкаман» (участок 1-5)

Линия одноцепная, длина 10 км, $U_{ном}$=110 кВ.

Мощность в конце линии на участке 1-5 равна

$$S_{1-5} = 57{,}69 + j37{,}64 + 2{,}31 + j1{,}36 = 60 + j39 \text{ МВА};$$

Модуль мощности в конце участка 1-5 будет равен

$$S^{k}_{1-5} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{60^2 + 39^2} = 71{,}56 \text{ МВА};$$

Определяем ток линии

$$I^{k}_{1-5} = \frac{S^{k}_{1-5}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{71{,}56}{\sqrt{3} \cdot 110} = 376 \text{ А}.$$

Определяем расчетный ток при выборе сечений проводов методом экономических интервалов

$$I_{р(1-5)} = I_{нор.реж.(1-5)} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T = 376 \cdot 1{,}05 \cdot 1 = 394{,}8 \text{ А}$$

Принимаем железобетонные опоры типа ПБ-110-4, и для III района по гололеду выбираем сечения проводов в каждой цепи 150 мм^2 с предельной экономической нагрузкой на 1 цепь 150А.

Принимаем провод АС-150/24 с допустимым током $I_{одоп}$=450А, что больше тока нормального режима работы и тока общей нагрузки I=376 А, который будет проходить в одной цепи, при отключении другой. R_0=0,162 Ом/км, d=15,8 мм.

Конструктивная схема принятой опоры [3] для расчета среднего геометрического расстояния между фазами представлена на рисунке 5.5.

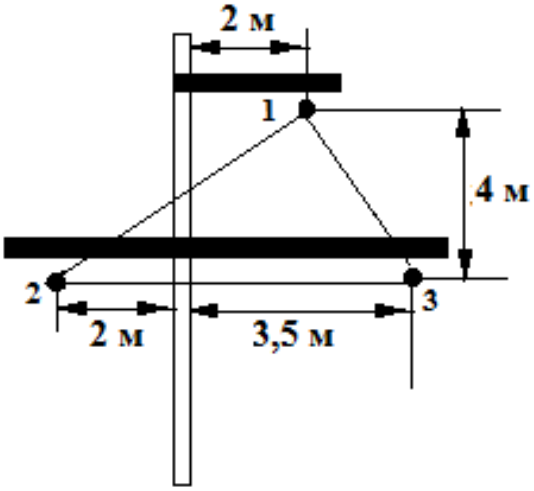


Рисунок 5.5 - Конструктивная схема расположения проводов на опоре

Зная расположения проводов на опоре, определяем, среднегеометрическое расстояние между проводами по формуле [2]:

$$D_{1-5} = \sqrt{\left(\frac{8}{2}\right)^2 + (3{,}5-2)^2} = 4{,}27 \text{ м},$$

$$D_{2-3} = 2 + 3{,}5 = 5{,}5 \text{ м},$$

$$D_{1-3} = \sqrt{1{,}5^2 + 4^2} = 4{,}27 \text{ м}.$$

Тогда среднегеометрическое расстояние между проводами будет равно:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{4{,}27 \cdot 4{,}27 \cdot 5{,}5} = 4{,}65 \text{ м}.$$

Зная среднегеометрическое расстояние между проводами, определяем индуктивное сопротивление выбранного провода на один километр по формуле [2]

$$x_0 = 0{,}144 \cdot \lg\frac{4650}{7{,}9} + 0{,}0157 = 0{,}416 \text{ Ом/км}.$$

где $r_{пр}$ – радиус провода, мм.

$$r_{пр} = \frac{D_{пр}}{2} = \frac{15{,}8}{2} = 7{,}9 \text{ мм},$$

Используя ниже приведенное уравнение [2], определяем емкостную проводимость линии на 1 км.

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{4650}{9{,}45}} = 2{,}74 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Определяем эквивалентное сопротивление на участке 1-5 линии 110 кВ

$$R_{Л(1-5)} = \frac{1}{n} \cdot r_0 \cdot \ell_{1-5} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}162 \cdot 10 = 0{,}81 \text{ Ом,}$$

$$X_{Л(1-5)} = \frac{1}{n} \cdot x_0 \cdot \ell_{1-5} = \frac{1}{2} \cdot 0{,}416 \cdot 10 = 2{,}08 \text{ Ом.}$$

где ℓ_{1-5} - протяженность линии напряжением 110 кВ участка 1-5, км;

n - число цепей в линии.

Зарядная мощность на одном конце ЛЭП, [2]:

$$Q_{зар} = B_Л \cdot U^2 = \frac{n \cdot b_0 \cdot \ell \cdot U^2}{2} = \frac{2 \cdot 2{,}74 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 110^2}{2} = 0{,}33 \text{ МВАр}$$

Определив параметры линии на участке 1-5 составляем «П»-образную схему замещения (рисунок 5.6) и наносим на нее полученные расчетные параметры схемы замещения и распределение потоков мощности.

Определяем потоки мощности в конце участка 1-5

$$S^k_{1-5} = S_5 + \Delta S^н_5$$

$$\Delta S^k_5 = B_Л \cdot U^2_н = 29{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot 110^2 = 0{,}33 \text{ МВА}$$

$$S^k_{1-5} = 60 + j39 - j0{,}33 = 60 + j38{,}67 \text{ МВА}$$

$$S^н_{1-5} = S^k_{1-5} + \Delta S_{1-5}$$

$$\Delta S_{1-5} = \frac{(60)^2 + (38{,}67)^2}{110^2} \cdot (0{,}81 + j2{,}08) = (0{,}34 + j0{,}876) \text{ МВА}$$

$$S^н_{1-5} = 60 + j38{,}67 + 0{,}34 + j0{,}876 = (60{,}34 + j39{,}546) \text{ МВА}$$

$$S_1 = 60{,}34 + j39{,}546 - j0{,}33 = 60{,}34 + j39{,}216 \text{ МВА}$$

Составляем схему замещения и занесем полученные значения потока мощности на схему замещения рисунок 5.6.

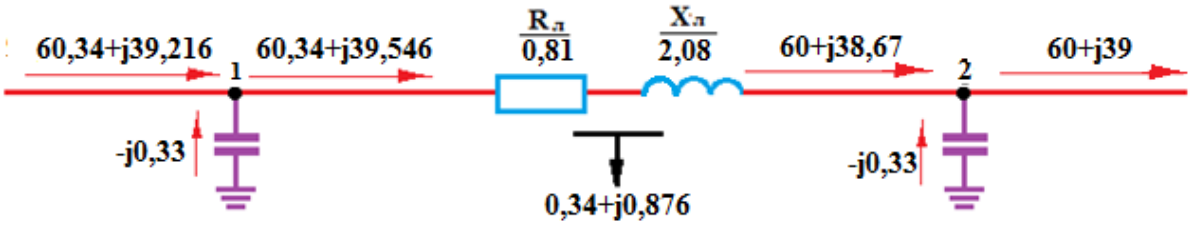


Рисунок 5.6 - Схема замещения расчетного участка 1-5 с нанесением потоков мощности

5.2 Расчет режимов электрической сети 110 кВ второго варианта

Расчет параметров установившегося режима сети с двусторонним питанием сводится к итерационному процессу с последовательным уточнением параметров режима.

Потоки мощности в линии кольцевой сети определить сложнее, чем в линиях разомкнутой сети.

Выполняется приближенное потокараспределение по длинам линии следующим образом. Рассекается кольцевая сеть по ИП и представляется линией с двухсторонним питанием:

5.2.1 Нагрузки узлов в максимальном режиме и расчет потокораспределения в нормальном режиме работы

ПС-42А «Акжар»: $S_{ПС\text{-}42А}$ =12,085+j7,98 МВА

ПС-42 «Аксай»: $S_{ПС\text{-}42}$ =32,28+j20,395 МВА

ПС-99А «Жайлау»: $S_{ПС\text{-}199А}$ =20,13+j12,74МВА

ПС-141 «Каменка»: $S_{ПС\text{-}141}$ =57,86+j37,64 МВА

ПС «Таугуль» - балансирующий узел, по которому и «разрежем» замкнутую сеть, превратив её в линию с двухсторонним питанием.

Находим поток на головном участке 1-2 и 1′-5, подставляя в формулу все нагрузки с одинаковым знаком, так как в точках 2,3,4,5 только потребители.

$$S_{1-2} = \frac{\sum S_i \cdot l_i}{\sum l_{1-1'}} = \frac{S_{1'-5} \cdot l_{1'-5} + S_{1'-5-4} \cdot l_{4-5} + S_{3-4} \cdot l_{1'-5-4-3} + S_{2-3} \cdot l_{1'-3}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{1'-5}} =$$

$$= \frac{(57{,}69 + j37{,}64) \cdot 10 + (20{,}13 + j12{,}74) \cdot 28 + (32{,}28 + j20{,}395) \cdot 36}{10 + 18 + 8 +} +$$

$$\frac{+ (12{,}085 + j7{,}62) \cdot 48}{+ 12 + 5} = 54{,}39 + j34{,}6 MBA$$

$$S_{1'-5} = \frac{\sum S_i \cdot l_i}{\sum l_{1-1'}} = \frac{S_{1-2} \cdot l_{1'-2} + S_{2-3} \cdot l_{1-2-3} + S_{3-4} \cdot l_{1'-2-3-4} + S_{4-5} \cdot l_{1'-5}}{l_{1-2} + l_{2-3} + l_{3-4} + l_{4-5} + l_{1'-5}} =$$

$$= \frac{(12{,}085 + j7{,}62) \cdot 5 + (32{,}28 + j20{,}395) \cdot 17 + (20{,}13 + j12{,}74) \cdot 25}{10 + 18 + 8 +} +$$

$$\frac{+ (57{,}69 + j37{,}64) \cdot 43}{+ 12 + 5} = 67{,}495 + j43{,}795 MBA$$

Остальные потоки мощности, найдем используя первый закон Кирхгофа непосредственно по рисунку 5.7

$$S_{2-3} = S_{1-2} - S_2 = 54{,}39 + j34{,}6 - 12{,}085 - j7{,}62 = (42{,}605 + j26{,}98)\ MBA$$

$$S_{3-4} = S_{2-3} - S_2 = 42{,}605 + j26{,}98 - 32{,}28 - j20{,}395 = (10{,}325 + j6{,}585)\ MBA$$

$$S_{5-4} = S_{1'-5} - S_5 = 67{,}495 + j43{,}795 - 57{,}69 - j37{,}64 = (9{,}805 + j6{,}155)\ MBA$$

Делаем проверку правильности наших решений распределения потоков т.е. сумма оставшихся потоков со стороны источника питания ПС «Таугуль» - ПС «Акжар» обозначенная точкой «1» и ПС «Таугуль» -ПС «Калкаман» обозначенная точкой «1′» и до точке 4 которая является точкой потокораздела

$$S_4 = S_{3-4} + S_{5-4} = 10{,}325 + j6{,}585 + 9{,}805 + j6{,}155 = (20{,}13 + j12{,}74)\ MBA$$

Результат совпал с предыдущим значением потока в узле 4, т.е. со значением нагрузки на ПС «Жайлау» значит расчет потокораспределения был правильным.

Заносим полученные результаты на схему замещения рисунок 5.7

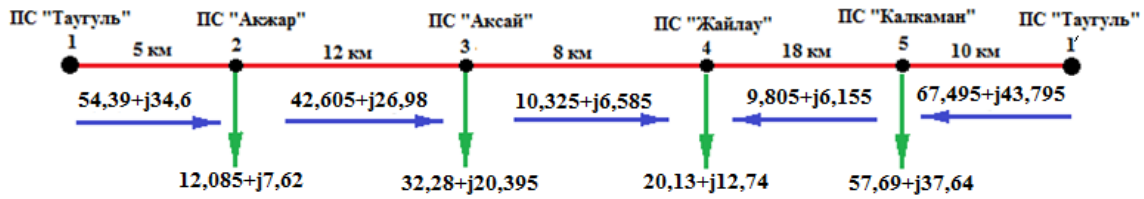


Рисунок 5.7 - Распределение потоков в кольцевой сети в нормальном режиме

5.2.2 Расчет потокораспределения в аварийных режимах

Рассмотрим распределения потоков мощности при отключении или обрыве линии на каком-либо участке исследуемой электрической сети 110 кВ.

Предположим отключен участок сети между ПС «Таугуль» и ПС «Акжар».

Рассмотрим как будут распределятся потоки мощности

$$S_{2-3} = S_{ПС-42A} = 12{,}085 + j7{,}62\ MBA$$

$$S_{3-4} = S_{2-3} + S_{ПС-42} = 12{,}085 + j7{,}62 + 32{,}28 + j20{,}395 = (44{,}365 + j28{,}015)\ MBA$$

$$S_{4-5} = S_{3-4} + S_{ПС-99A} = 44{,}365 + j28{,}015 + 20{,}13 + j12{,}74 = (64{,}495 + j40{,}755)\ MBA$$

$$S_{1-5} = S_{4-5} + S_{ПС-141} = 64{,}495 + j40{,}755 + 57{,}69 + j37{,}64 = (122{,}185 + j78{,}395)\ MBA$$

Построим схему замещения (рисунок 5.8) для данного случая и занесем на схему полученные результаты распределения потока мощности

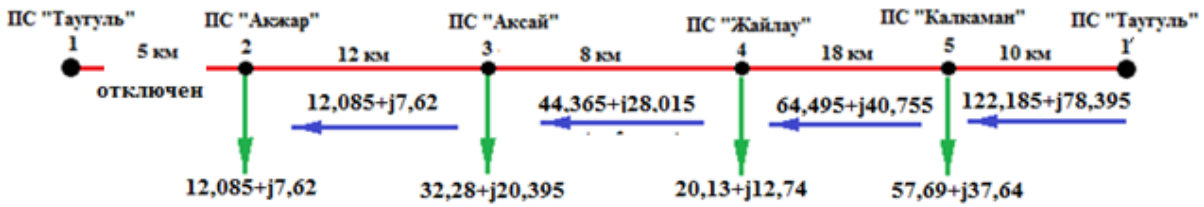


Рисунок 5.8 - Распределение потока мощности при отключении участок сети между ПС «Таугуль» и ПС «Акжар»

Рассмотрим распределения потоков мощности при отключении или обрыве линии на участке сети между ПС «Таугуль» и ПС «Калкаман».

$$S_{4-5} = S_{ПС-141} = 57,69 + j37,64 \ \ МВА$$

$$S_{3-4} = S_{4-5} + S_{ПС-99А} = 57,69 + j37,64 + 20,13 + j12,74 = (77,82 + j50,38) \ \ МВА$$

$$S_{2-3} = S_{3-4} + S_{ПС-42} = 77,82 + j50,38 + 32,28 + j20,395 = (110,1 + j70,755) \ \ МВА$$

$$S_{1-2} = S_{2-3} + S_{ПС-42А} = 110,1 + j70,755 + 12,085 + j7,62 = (122,185 + j78,375) \ \ МВА$$

Построим схему замещения (рисунок 5.9) для данного случая и занесем на схему полученные результаты распределения потока мощности

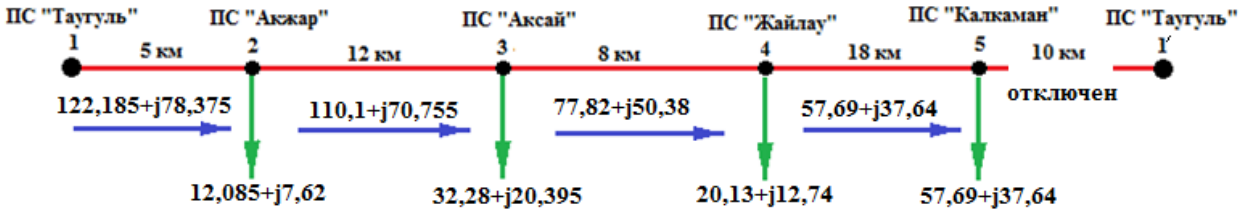


Рисунок 5.9 - Распределение потока мощности при отключении участок сети между ПС «Таугуль» и ПС «Калкаман»

Рассмотрим распределения потоков мощности при отключении или обрыве линии на участке сети между ПС «Акжар» и ПС «Аксай».

$$S_{1-2} = S_{ПС-42А} = (12,085 + j7,62) \ \ МВА$$

$$S_{3-4} = S_{ПС-42} = (32,28 + j20,395) \ \ МВА$$

$$S_{4-5} = S_{3-4} + S_{ПС-99А} = 32,28 + j20,395 + 20,13 + j12,74 = (50,41 + j33,135) \ \ МВА$$

$$S_{1'-5} = S_{4-5} + S_{ПС-141} = 50,41 + j33,135 + 57,69 + j37,64 = (108,1 + j70,775) \ \ МВА$$

Построим схему замещения (рисунок 5.10) для данного случая и занесем на схему полученные результаты распределения потока мощности

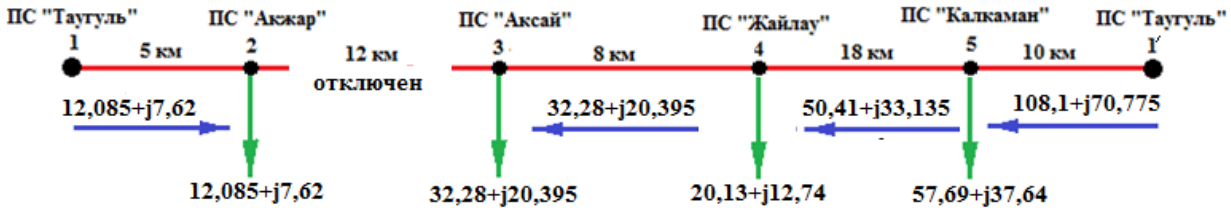


Рисунок 5.10 - Распределение потока мощности при отключении участка сети между ПС «Акжар» - ПС «Аксай»

Рассмотрим распределения потоков мощности при отключении или обрыве линии на участке сети между ПС «Аксай» и ПС «Жайлау».

$$S_{2-3} = S_{ПС-42} = (32{,}28 + j20{,}395)\ \text{МВА}$$

$$S_{1-2} = S_{2-3} + S_{ПС-42А} = 32{,}28 + j20{,}395 + 12{,}085 + j7{,}62 = (44{,}365 + j28{,}015)\ \text{МВА}$$

$$S_{4-5} = S_{ПС-99А} = (20{,}13 + j12{,}74)\ \text{МВА}$$

$$S_{1'-5} = S_{4-5} + S_{ПС-141} = 20{,}13 + j12{,}74 + 57{,}69 + j37{,}64 = (77{,}82 + j50{,}38)\ \text{МВА}$$

Построим схему замещения (рисунок 5.11) для данного случая и занесем на схему полученные результаты распределения потока мощности

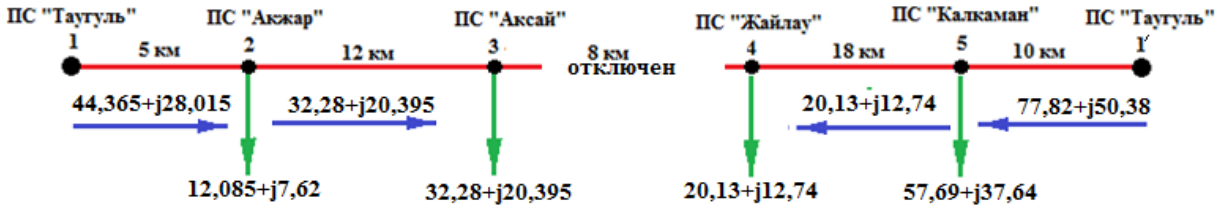


Рисунок 5.11 - Распределение потока мощности при отключении участка сети между ПС «Аксай» - ПС «Жайлау»

Рассмотрим распределения потоков мощности при отключении или обрыве линии на участке сети между ПС «Жайлау» и ПС «Калкаман»

$$S_{3-4} = S_{ПС-99А} = (20{,}13 + j12{,}74)\ \text{МВА}$$

$$S_{2-3} = S_{3-4} + S_{ПС-42} = 20{,}13 + j12{,}74 + 32{,}28 + j20{,}395 = (52{,}41 + j33{,}135)\ \text{МВА}$$

$$S_{1-2} = S_{2-3} + S_{ПС-42А} = 52{,}41 + j33{,}135 + 12{,}085 + j7{,}62 = (64{,}495 + j40{,}755)\ \text{МВА}$$

$$S_{1-2} = S_{ПС-141} = (57{,}69 + j37{,}64)\ \text{МВА}$$

Построим схему замещения (рисунок 5.12) для данного случая и занесем на схему полученные результаты распределения потока мощности

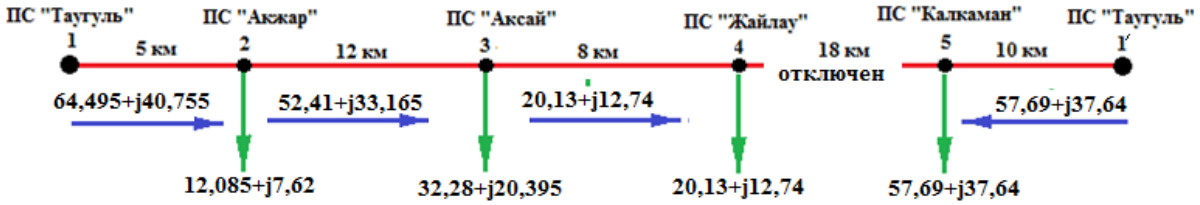


Рисунок 5.12 - Распределение потока мощности при отключении участок сети между ПС «Жайлау» и ПС «Калкаман»

Сравнивая потоки мощности по вертикали против каждой линии находим наибольшие аварийные мощности для линий:

5.2.3 Выбор сечения проводов и проверка их по нагреву

Таблица 5.1 – Выбор сечения проводов и проверка их по нагреву

ЛЭП	Нормальный режим работы				Наиб. Авар		$I_р$	$F_{эк.}$	$S_{эк.пред}$	Марка, сечение провода	$I_{о\ доп}$,
	P	Q	S	I							
	МВт	МВАр	МВА	А	МВА	А	А	мм^2	МВА		А
1-2	47,7	31,3	57,077	299,6	111,496	585,2	314,6	240	370>314,6	АС-240/39	610>299,6 610>585,2
2-3	27,6	18	32,933	172,9	87,38	458,6	181,5	185	230>181,5	АС-185/29	510>172,9 510>458,6
3-4	5,5	6,03	8,152	42,79	62,616	328,6	44,93	120	125>44,93	АС- 95/16	330>42,79 330>328,6
4-5	26,8	15,4	30,902	162,2	87,944	461,6	170,3	185	230>170,3	АС-185/29	510>162,2 510>461,6
1′-5	42,495	34,2	54,548	286,3	111,496	585,2	300,6	240	370>300,6	АС-240/39	610>286,3 610>585,2

5.2.4 Определение параметров линии

Таблица 5.2 - Параметры линии

ЛЭП	Ro	d	Xo	Bo	L	R	X	$Q_{зар}/2$
	Ом/км	мм	Ом/км	см/км	км	Ом	Ом	Мвар
1-2	0,122	21,6	0,401	$2{,}835\cdot10^{-6}$	18	2,196	7,214	0,309
2-3	0,159	18,8	0,409	$2{,}772\cdot10^{-6}$	18	2,862	7,37	0,302
3-4	0,299	13,5	0,430	$2{,}634\cdot10^{-6}$	30	8,97	12,905	0,478
4-5	0,159	18,8	0,409	$2{,}772\cdot10^{-6}$	25	3,975	10,236	0,419
1′-5	0,122	21,6	0,401	$2{,}835\cdot10^{-6}$	20	2,44	8,016	0,343

5.2.5 Нагрузки узлов с учетом зарядной мощности

Так как в узловых точках (ПС «Акжар», ПС «Аксай», ПС «Жайлау», ПС «Калкаман») производится только потребление реактивной мощности, то по первому закону Кирхгофа зарядная мощность во всех узлах будет вычитаться, тогда нагрузка с учетом зарядной мощности будет равна:

- на ПС «Акжар»

$$S_{ПС-42А} = P_{ПС-42А} + Q_{ПС-42А} - j\frac{Q_{ПС-42А-ПС-42} + Q_{ПС-42А-ПС-141}}{2} =$$

$$= 12{,}085 + j7{,}98 - j\frac{0{,}838 + 0{,}686}{2} = (12{,}085 + j7{,}218)\ \text{МВА}$$

- на ПС «Аксай»

$$S_{ПС-42} = P_{ПС-42} + Q_{ПС-42} - j\frac{Q_{ПС-42А-ПС-42} + Q_{ПС-42-ПС-99}}{2} =$$

$$= 32{,}28 + j20{,}395 - j\frac{0{,}956 + 0{,}838}{2} = (32{,}28 + j19{,}02)\ \text{МВА}$$

- на ПС «Жайлау»

$$S_{ПС-99} = P_{ПС-99} + Q_{ПС-99} - j\frac{Q_{ПС-42-ПС-99} + Q_{ПС-99-ПС-141}}{2} =$$

$$= 20{,}13 + j12{,}74 - j\frac{0{,}618 + 0{,}604}{2} = (20{,}13 + j12{,}129)\ \text{МВА}$$

- на ПС «Калкаман»

$$S_{ПС-99} = P_{ПС-141} + Q_{ПС-141} - j\frac{Q_{ПС-141-ПС-99} + Q_{ПС-99-ПС-42А}}{2} =$$

$$= 57{,}86 + j37{,}64 - j\frac{1{,}218 + 0{,}984}{2} = (57{,}86 + j35{,}93)\ \text{МВА}$$

5.2.6 Расчет потокораспределения в нормальном режиме работы

Расчет потокораспределения в нормальном режиме работы по нагрузкам узлов с учетом зарядной мощности и по формулам через сопротивления линий производим с помощью программы RASTR

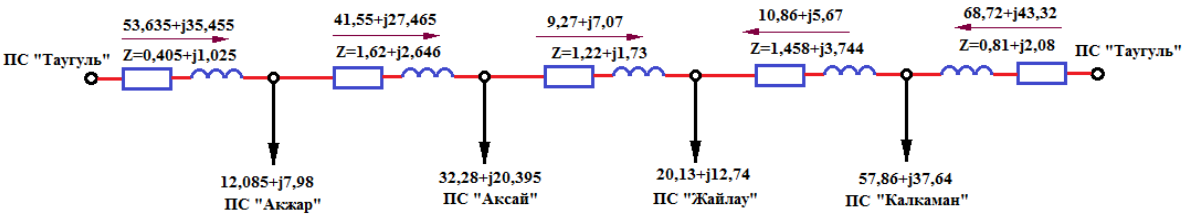


Рисунок 5.13 - Схема электрической сети нормальном режиме работы с учетом зарядной мощности

Поток головного участка $S_{пс\text{-}147А\text{-}пс\text{-}42А}$:

$$S_{ПС-147А-ПС-42А} = \frac{\sum(S_i \cdot Z_i)}{Z_{i\Sigma}} = \frac{(12{,}085 + j7{,}98)\cdot(1{,}02 + j2{,}046 + 1{,}22 + j1{,}73}{0{,}405 + j1{,}025 + 1{,}02 + j2{,}046 +}$$

$$\frac{+1{,}458 + j3{,}744 + 0{,}81 + j2{,}08) + (32{,}28 + 20{,}395)(1{,}22 + j1{,}73 +}{+1{,}22 + j1{,}73}$$

$$\frac{1{,}458 + j3{,}744 + 0{,}81 + j2{,}08) + (20{,}13 + j12{,}74)(1{,}458 + j3{,}744 + 0{,}81 + j2{,}08) +}{1{,}458 + j3{,}744 +}$$

$$\frac{+(57{,}86 + j37{,}64)(0{,}81 + j2{,}08)}{0{,}81 + j2{,}08} = (56{,}635 + j35{,}455)\ \text{МВА}$$

$$S_{ПС-42А-ПС-42} = S_{ПС-147А-ПС-42А} - S_{ПС-42А} = 56{,}635 + j35{,}455 - (12{,}085 + j7{,}98) =$$
$$= 41{,}55 + j27{,}465\ \text{МВА}$$

$$S_{ПС-42А-ПС-99} = S_{ПС-42А-ПС-42} - S_{ПС-42} = 41{,}55 + j27{,}465 - (32{,}28 + j20{,}395) =$$
$$= (9{,}37 + j7{,}07)\ \text{МВА}$$

$$S_{ПС-99-ПС-141А} = S_{ПС-42-ПС-99} - S_{ПС-99} = 9{,}37 + j7{,}07 - (20{,}13 + j12{,}74) = -$$
$$= -(10{,}86 + j5{,}67)\ \text{МВА}$$

Производим проверку правильности нашего расчета, для этого определяем мощность ПС-141А:

$$S_{ПС-141А} = S_{ПС-147А-ПС-42А} + S_{ПС-42А-ПС-42} + S_{ПС-99-ПС-141А} =$$
$$53{,}635 + j35{,}455 + 41{,}55 + j27{,}465 + 9{,}37 + j7{,}07 - (10{,}86 + j5{,}67) = (57{,}86 + j37{,}64)МВА$$

Результат совпал с ранее вычисленным, значит расчет потокораспределения выполнен правильно.

5.2.7 Расчет потерь мощности

Обычно в распределительных электрических сетях наибольший вклад в потери вносят линии напряжением до 1 кВ (10-12% потерь от передаваемой энергии), а коммерческие потери в тех же линиях могут составлять 20% и выше. В силовых трансформаторах эта доля часто составляет 2-3%, а в линиях распределительной сети напряжением выше 1 кВ - 3-6%. Основные способы снижения потерь энергии следующие:

- правильный выбор сечений линейных проводов линий, в первую очередь, на головных участках магистральных линий;
- уменьшение числа включенных ненагруженных и слабозагруженных силовых трансформаторов;
- правильный выбор силовых трансформаторов ТП (в нормальном максимальном режиме трансформаторы должны быть загружены примерно на 70%);
- правильный выбор точек разреза, т. е. мест деления на две части линий с двусторонним питанием.

$$\Delta S_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + jX) = \Delta P_i + j\Delta Q_i \qquad (5.11)$$

где P_i, Q_i - расчетные активные и реактивные мощности на i-ом участке, МВт, МВАр;

R, X – активное и реактивное сопротивления i-го участка, Ом;

ΔP, ΔQ – потери активной и реактивной мощности на i-ом участке, МВт, МВАр.

Определяем потери мощности на участке ПС «Таугуль» – ПС «Аксай»

$$\Delta S_{\text{пс147А–пс42А}} = \frac{P^2_{\text{пс147А–пс42А}} + Q^2_{\text{пс147А–пс42А}}}{U^2_{\text{ном}}} (R_{\text{пс147А–пс42А}} + jQ_{\text{пс147А–пс42А}})$$

$$= \frac{53{,}635^2 + 35{,}455^2}{110^2} (0{,}405 + J1{,}025) = (0{,}138 + j0{,}35)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «Аксай» – ПС «Акжар»

$$\Delta S_{\text{пс42А–пс42}} = \frac{P^2_{\text{пс42А–пс42}} + Q^2_{\text{пс42А–пс42}}}{U^2_{\text{ном}}} (R_{\text{пс42А–пс42}} + jQ_{\text{пс42А–пс42}})$$

$$= \frac{41{,}55^2 + 27{,}465^2}{110^2} (1{,}02 + j2{,}046) = (0{,}21 + j0{,}42)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «Акжар» – ПС «Жайлау»

$$\Delta S_{\text{пс42–пс99}} = \frac{P^2_{\text{пс42–пс99}} + Q^2_{\text{пс42–пс99}}}{U^2_{\text{ном}}} (R_{\text{пс42–пс99}} + jQ_{\text{пс42–пс99}})$$

$$= \frac{9{,}37^2 + 7{,}07^2}{110^2} (1{,}22 + j1{,}73) = (0{,}014 + j0{,}02)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «Жайлау» - ПС «Калкаман»

$$\Delta S_{\text{пс99}-\text{пс141}} = \frac{P^2_{\text{пс99}-\text{пс141}} + Q^2_{\text{пс99}-\text{пс141}}}{U^2_{\text{ном}}}(R_{\text{пс99}-\text{пс141}} + jQ_{\text{пс99}-\text{пс141}})$$

$$= \frac{10{,}86^2+5{,}67^2}{110^2}(1{,}458 + j3{,}744) = (0{,}018 + j0{,}046)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «Калкаман» - ПС «Таугуль»

$$\Delta S_{\text{пс141}-\text{пс147}} = \frac{P^2_{\text{пс141}-\text{пс147}} + Q^2_{\text{пс141}-\text{пс147}}}{U^2_{\text{ном}}}(R_{\text{пс141}-\text{пс147}} + jQ_{\text{пс141}-\text{пс147}})$$

$$= \frac{57{,}86^2+35{,}93^2}{110^2}(0{,}81 + j2.08) = (0{,}32 + j0{,}82)\text{МВА}$$

5.2.8 Потокораспределение в схеме с учетом потерь мощности

Снос производим на точки ПС «Таугуль» балансирующего узла от точки потокораздела ПС «Жайлау» (рисунок 5.14) используя 1 закон Кирхгофа.

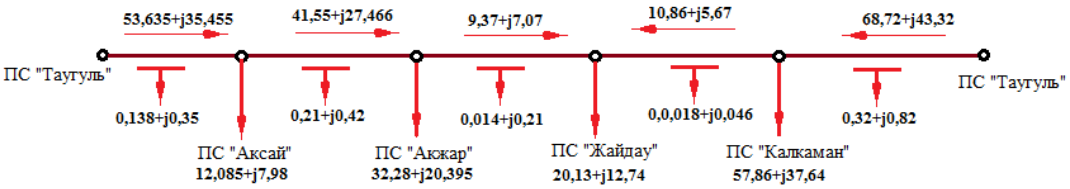


Рисунок 5.14 - Схема потокораспределения с учетом потерь мощности

2) Определение потерь и уровней напряжения для выбранного варианта в максимальном режиме нагрузок потребителей

Расчет ведем по формулам [2]:

$$\delta U_i = U_i - \left(\frac{P_i \cdot R \pm Q_i \cdot X}{U_{нач}}\right) - j\left(\frac{P_i \cdot X \mp Q_i \cdot R}{U_{нач}}\right)$$

$$\Delta U_i = U_{нач} - \left(\frac{P_i \cdot R \pm Q_i \cdot X}{U_{нач}}\right) + j\left(\frac{P_i \cdot X \mp Q_i \cdot R}{U_{нач}}\right) \qquad (5.12)$$

Исходное напряжение задано в узле ПС «Таугуль» U_C=115 кВ, поэтому с него и начинаем.

Поперечная составляющая в сети 110 кВ на результаты расчета не сказывается. Поэтому в расчетах ее учитывать не будем.

$$\Delta U_{(пс147-пс42А)} = \left(\frac{55{,}635 \cdot 0{,}405) + 35{,}455 \cdot 1{,}02}{115}\right) = 0{,}51_кВ$$

$U_{пс42А}=\Delta U_{(пс147\text{-}пс42А)}=115\text{-}0{,}51=114{,}49$ кВ

$$\Delta U_{(nc42A-nc42)} = \left(\frac{41,55 \cdot 1,02 + 27,465 \cdot 2,046}{114,49} \right) = 0,86_кВ$$

$U_{пс42}=\Delta U_{(пс42А-пс42)}=114,49-0,86=113,63$ кВ

$$\Delta U_{(nc42-nc99)} = \left(\frac{9,37 \cdot 1,22 + 1,73 \cdot 7,07}{113,63} \right) = 0,21_кВ$$

$U_{пс99}=\Delta U_{(пс42-пс99)}=113,63-0,21=113,42$ кВ

$$\Delta U_{(nc99-nc141)} = \left(\frac{10,86 \cdot 1,458 + 5,67 \cdot 3,744}{113,42} \right) = 0,33_кВ$$

$U_{пс141}=\Delta U_{(пс99-пс141)}=113,42+0,33=113,09$ кВ

$$\Delta U_{(nc147-nc141)} = \left(\frac{66,72 \cdot 0,81 + 43,32 \cdot 2,08}{115} \right) = 1,25_кВ$$

$U_{пс147}=\Delta U_{(пс147-пс141)}=115-1,25=113,75$ кВ

Уровни напряжений на подстанциях:

ПС «Таугуль»-115 кВ; ПС «Аксай»-114,49 кВ; ПС «Акжар»-113,63 кВ; ПС «Жайлау» -113,09 кВ; ПС «Калкаман»-113,76 кВ

5.2.9 Электрический расчет выбранного варианта в минимальном режиме нагрузок потребителей

Выбор сечений проводов проводился в электрическом расчете при максимальных нагрузках потребителей. Но так как нагрузки в течение суток изменяются, то необходимо произвести расчет и при минимальных нагрузках. В этом режиме отдельные линии снизят свою нагрузку, другие, наоборот, могут увеличить. Это вызовет увеличение нагрева проводов этих линий. Изменяться потери и уровни напряжения, потери мощности во всех линиях и трансформаторах. С целью проверки проводов по нагреву и определения уровней напряжения при минимальных нагрузках потребителей производится дополнительный расчет. Методика расчета остается прежней. Различие лишь в том, что трансформаторы и сечение проводов уже известны, а поэтому в расчете минимального режима пересчитываются потери мощности в обмотках трансформаторов, ведется расчет потокораспределения сразу через сопротивления линий, рассчитываются потери мощности и потери и уровни напряжения. После расчета производится проверка по нагреву и анализируются уровни напряжения.

Проверку проводов на нагрев в минимальном режиме работы проведем в табличной форме (таблица 5.3).

Таблица 5.3 - Проверка проводов на нагрев в минимальном режиме

Наименование линии	P+jQ	S	U	I	Марка и сечение провода	$I_{0ДОП}$	Примечание
	МВА	МВА	кВ	А	$мм^2$	А	
ПС «Таугуль»-ПС «Аксай»	53,635+j35,455	64.3	114,49	338	АС-240/39	610	проходит
ПС «Аксай»-ПС «Акжар»	41,55+j27,466	27,5	113.635	144	АС-185/29	510	проходит
ПС «Акжар»-ПС «Жайлау»	9,37+j7,07	3.74	113.42	19.5	АС- 95/16	330	проходит
ПС «Жайлау»-ПС «Калкаман»	10,86+j5,67	25	113.09	64,4	АС-185/29	510	проходит
ПС «Таугуль»-ПС «Калкаман»	66,78+j43,32	79,6	113,75	418.3	АС-240/39	610	проходит

Электрический расчет одного, наиболее тяжелого аварийного режима при максимальных нагрузках потребителей.

Нагрузки узлов с учетом зарядной мощности при отключении линии ПС «Жайлау» - ПС «Калкаман»

$$S_{\text{пс147}-\text{ПС42А}} = P_{\text{пс42А}} + jQ_{\text{пс42А}} - \frac{Q_{\text{пс147}-\text{пс42А}} + Q_{\text{пс147}-\text{пс141}}}{2} =$$

$$= 12{,}085 + j7{,}98 - j\frac{0{,}604 + 0{,}956}{2} = (12{,}085 + j7{,}2)\text{МВА}$$

$$S_{\text{пс42А}-\text{ПС42}} = P_{\text{пс42}} + jQ_{\text{пс42}} - \frac{Q_{\text{пс147}-\text{пс42А}} + Q_{\text{пс42А}-\text{пс42}}}{2} =$$

$$= 32{,}28 + j20{,}395 - j\frac{0{,}604 + 0{,}618}{2} = (32{,}028 + j19{,}744)\text{МВА}$$

$$S_{\text{пс42}-\text{ПС99}} = P_{\text{пс99}} + jQ_{\text{пс99}} - \frac{Q_{\text{пс42А}-\text{пс42}} + Q_{\text{пс42}-\text{пс99}}}{2} =$$

$$= 20{,}34 + j12{,}74 - j\frac{0{,}686 + 0{,}618}{2} = (20{,}34 + j12{,}088)\text{МВА}$$

$$S_{\text{пс99}-\text{ПС141}} = P_{\text{пс141}} + jQ_{\text{пс141}} - \frac{Q_{\text{пс499}-\text{пс141}} + Q_{\text{пс42}-\text{пс99}}}{2} =$$

$$= 57{,}86 + j37{,}64 - j\frac{0{,}686 + 0{,}956}{2} = (57{,}86 + j36{,}819)\text{МВА}$$

Расчет потокораспределения в нормальном режиме работы по нагрузкам узлов с учетом зарядной мощности.

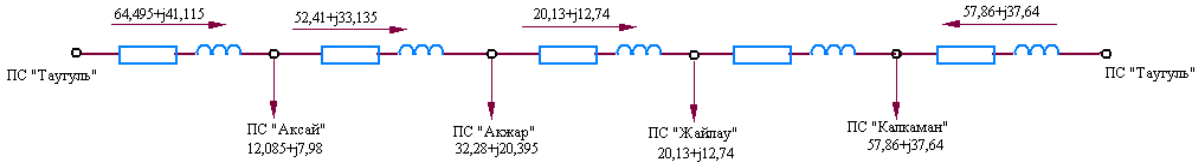


Рисунок 5.15 - Схема потокораспределения с учетом потерь мощности

1) Расчет потерь мощности.

Определяем потери мощности на участке ПС «Таугуль» – ПС «Аксай»

$$\Delta S_{\text{пс147А}-\text{пс42А}} = \frac{P^2_{\text{пс147А}-\text{пс42А}} + Q^2_{\text{пс147А}-\text{пс42А}}}{U^2_{\text{ном}}}(R_{\text{пс147А}-\text{пс42А}} + jQ_{\text{пс147А}-\text{пс42А}})$$

$$= \frac{64{,}495^2 + 41{,}115^2}{110^2}(0{,}405 + J1{,}025) = (0{,}196 + j0{,}496)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «»Аксай – ПС «Акжар»

$$\Delta S_{\text{пс42А}-\text{пс42}} = \frac{P^2_{\text{пс42А}-\text{пс42}} + Q^2_{\text{пс42А}-\text{пс42}}}{U^2_{\text{ном}}}(R_{\text{пс42А}-\text{пс42}} + jQ_{\text{пс42А}-\text{пс42}})$$

$$= \frac{52{,}41^2 + 33{,}135^2}{110^2}(1{,}02 + j2{,}046) = (0{,}324 + j0{,}65)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «Акжар» – ПС «Жайлау»

$$\Delta S_{\text{пс42-пс99}} = \frac{P^2_{\text{пс42-пс99}} + Q^2_{\text{пс42-пс99}}}{U^2_{\text{ном}}} (R_{\text{пс42-пс99}} + jQ_{\text{пс42-пс99}})$$

$$= \frac{20{,}13^2 + 12{,}74^2}{110^2} (1{,}22 + j1{,}73) = (0{,}057 + j0{,}081)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке «ПС «Жайлау»- ПС «Калкаман»

$$\Delta S_{\text{пс99-пс141}} = \frac{P^2_{\text{пс99-пс141}} + Q^2_{\text{пс99-пс141}}}{U^2_{\text{ном}}} (R_{\text{пс99-пс141}} + jQ_{\text{пс99-пс141}})$$

$$= \frac{57{,}86^2 + 37{,}64^2}{110^2} (1{,}458 + j3{,}744) = (0{,}018 + j0{,}046)\text{МВА}$$

Определяем потери мощности на участке ПС «Калкаман»-ПС «Таугуль»

$$\Delta S_{\text{пс141-пс147}} = \frac{P^2_{\text{пс141-пс147}} + Q^2_{\text{пс141-пс147}}}{U^2_{\text{ном}}} (R_{\text{пс141-пс147}} + jQ_{\text{пс141-пс147}})$$

$$= \frac{57{,}86^2 + 37{,}64^2}{110^2} (0{,}81 + j2.08) = (0{,}32 + j0{,}82)\text{МВА}$$

Потокораспределение в схеме с учетом потерь мощности.

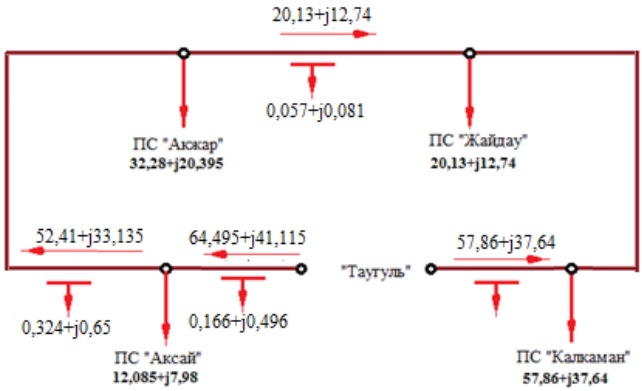


Рисунок 5.16 - Схема распределения потоков с учетом потерь мощности

Исходное напряжение задано в узле «С» U_c=115 кВ, поэтому с него и начинаем.

$$\Delta U_{(gc147-gc42F)} = \left(\frac{64{,}9945 \cdot 0{,}405 + 41{,}115 \cdot 1{,}025}{115} \right) = 0{,}38_\text{кВ}$$

$$U_2 = \Delta U_{(\text{ПС-147-ПС-42А})} = 115 - 0{,}38 = 114{,}62 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{(gc42F-gc42)} = \left(\frac{52{,}41 \cdot 1{,}02 + 33{,}135 \cdot 2{,}046}{114{,}62} \right) = 1{,}21_кВ$$

$$U_1 = \Delta U_{(2-1)} = 114{,}62 - 1{,}21 = 113{,}41 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{(1-4)} = \left(\frac{20{,}13 \cdot 1{,}22 + 12{,}74 \cdot 1{,}73}{113{,}41} \right) = 0{,}41_\text{кВ}$$

$$U_4 = \Delta U_{(2-1)} = 113{,}41 - 0{,}41 = 113 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{(C-3)} = \left(\frac{57{,}86 \cdot 0{,}81 + 37{,}64 \cdot 2{,}08}{115} \right) = 1{,}09 _ \text{кВ}$$

$$U_3 = \Delta U_{(4-3)} = 115 - 1{,}09 = 113{,}91 \text{ кВ}$$

Таблица 5.4 - Проверка проводов на нагрев в аварийном режиме

Наименование линии	P+jQ	S	U	I	Марка и сечение провода	$I_{0ДОП}$	Примечание
	МВА	МВА	кВ	А	$мм^2$	А	
ПС «Таугуль» - ПС «Аксай»	64,945+j41, 115	76,8	115	404	АС-240/39	610	проходит
ПС «Аксай» - ПС «Акжар»	52,41+j33,135	62	114, 62	541	АС-240/39	610	проходит
ПС «Акжар» - ПС «Жайлау»	20,13+j12,74	23,8	113, 41	125	АС- 95/16	330	проходит
ПС «Жайлау» - ПС «Калкаман»					АС-185/29	510	проходит
ПС «Таугуль» - ПС «Калкаман»	57,86+j37,64	69	115	363	АС-185/29	510	проходит

5.3 Выбор ответвлений трансформаторов и определение напряжений на низшей стороне подстанций во всех режимах работы

Согласно ПУЭ, в часы максимальных нагрузок напряжение должно быть не ниже 105% номинального напряжения сети. В проекте все ПС имеют нагрузку на стороне 10 кВ. тогда желаемое напряжение будет:

$$U_{ж} \geq \frac{105\%}{100\%} \cdot 10 = 10{,}5 _ кВ \qquad (5.13)$$

Общая формула коэффициента трансформации

$$k = \left(\frac{U_{ном.ВН} \pm \left(\frac{M \cdot B\%}{100} \right) \cdot U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}} \right) \qquad (5.14)$$

Максимальное возможное число ступеней регулирования у этих трансформаторов М=± 9. диапазон регулирования $\pm 16\%$. Тогда, величина

одной ступени регулирования будет равна В%=16/9=1,78%, или В = 1,78·115/100 = 2,05 кВ.

$$k = \left(\frac{U_{ном.ВН} \pm 9 \cdot 2{,}05}{U_{ном.НН}} \right) \quad (5.15)$$

5.3.1 Расчет для подстанции «Аксай»

Напряжение на высшей стороне трансформаторов ПС «Аксай» $U_{ВС}$=114,62 кВ. Напряжение на высшей стороне условно идеального трансформатора:

$$U'_{пс"\,Аксай"\,ВС} = U_{пс"\,Аксай"\,ВС} - \left(\frac{P'_{пр} \cdot R_T + Q'_{пр} \cdot X_T}{U_{пс"\,Аксай"\,ВС}} \right) - j\left(\frac{P'_{пр} \cdot X_T - Q'_{пр} \cdot R_T}{U_{пс"\,Аксай"\,ВС}} \right) =$$

$$114{,}62 - \left(\frac{12{,}085 \cdot 7{,}94 + 7{,}98 \cdot 138{,}86}{2 \cdot 114{,}62} \right) - j\left(\frac{12{,}085 \cdot 138{,}86 - 7{,}98 \cdot 7{,}94}{2 \cdot 114{,}62} \right)$$

$$= 114{,}62 - 5{,}25 - j7{,}04 = \sqrt{109{,}37^2 + 7{,}04^2} = 109{,}6_кВ$$

Желаемый коэффициент трансформации:

$$k_ж \le \frac{U'_{пс"Аксай"ВС}}{U_Ж} = \frac{109{,}6}{10{,}5} = 10{,}44 < k_{ном} = \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}} = \frac{115}{11} = 10{,}45$$

Подставим вместо «М» неизвестное число ступеней «Х» со знаком «-», так как $k_Ж$<$k_{НОМ}$, а само выражение «k» приравниваем $k_Ж$.

$$10 = \left(\frac{115 - x_{СТ} \cdot 2{,}056}{10{,}5} \right)$$

Решив, получаем $x_{ст}$ = 2,44. округлим до целого числа в большую сторону. Принимаем $x_{ст}$ = 3.

Тогда принятый коэффициент трансформации

$$k_{прин} = \left(\frac{115 - 3 \cdot 2{,}05}{11} \right) = 9{,}895$$

Напряжение на низшей стороне подстанции «Аксай» будет равно:

$$U_{пс"\,Аксай"} \frac{U'_{пс"\,Аксай"\,ВС}}{k_{прин}} = \frac{109{,}6}{9{,}895} = 11{,}07_кВ$$

Определим номер положения переключателя ответвлений. Номинальному коэффициенту соответствует N=1+M=1+9=10

Номер рабочего ответвления равен: $N_{НОМ}$-$X_{ПРИН}$=10-(-3)=13

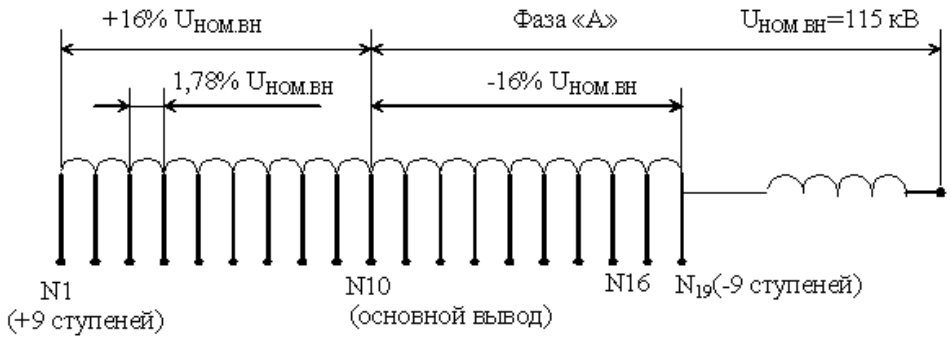


Рисунок 5.17 - Положение переключателей РПН

5.3.2 Минимальный режим

Расчет для подстанции «Аксай».

Напряжение на высшей стороне трансформаторов ПС«Аксай» $U_{ВС}$=113,42 кВ. Напряжение на высшей стороне условно идеального трансформатора:

$$U'_{пс"Аксай"} \setminus = U_{пс"Аксай"} - \left(\frac{P'_{пр}\cdot R_{Т} + Q'_{пр}{}'\cdot X_{Т}}{U_{ВС}}\right) - j\left(\frac{P'_{пр}\cdot X_{Т} - Q'_{пр}\cdot R_{Т}}{U_{ВС}}\right) =$$

$$113{,}42 - \left(\frac{6{,}042\cdot 7{,}94 + 3{,}47\cdot 138{,}86}{2\cdot 113{,}42}\right) - j\left(\frac{6{,}042\cdot 138{,}86 - 3{,}47\cdot 7{,}94}{2\cdot 113{,}42}\right) =$$

$$= 111{,}09 - j3.6 = 111{,}21_кВ$$

Желаемый коэффициент трансформации:

$$k_{Ж} \le \frac{U_{ВС}'}{U_{Ж}} = \frac{111{,}21}{10} = 11{,}121 \succ k_{НОМ} = \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.НН}} = \frac{115}{11} = 10{,}45$$

Подставим вместо «М» неизвестное число ступеней «Х» со знаком «-», так как $k_{Ж}$<$k_{НОМ}$, а само выражение «k» приравниваем $k_{Ж}$.

$$11{,}121 = \left(\frac{115 - X_{СТ}\,2{,}05}{11}\right)$$

Решив, получаем $X_{СТ}$=-0,89. округлим до целого числа в большую сторону. Принимаем $X_{СТ}$=0.

Тогда принятый коэффициент трансформации

$$k_{ПРИН} = \left(\frac{115 - 0\cdot 2{,}05}{11}\right) = 10{,}45$$

Напряжение на низшей стороне подстанции «Аксай» будет равно:

$$U_{НС} = \frac{U_{ВС}'}{K_{ПРИН}} = \frac{113{,}42}{11{,}121} = 10{,}2_кВ$$

Определим номер положения переключателя ответвлений. Номинальному коэффициенту соответствует N=1+M=1+9=10

Номер рабочего ответвления равен: $N_{НОМ}$-$X_{ПРИН}$=10-(-0)=10

5.3.3 Аварийный режим.

Расчет для подстанции «Аксай».

Напряжение на высшей стороне трансформаторов ПС1 $U_{ВС}$=113,3 кВ. Напряжение на высшей стороне условно идеального трансформатора:

$$U'_{пс"Аксай"} = U_{пс"Аксай"} - \left(\frac{P'_{пр}\cdot R_T + Q'_{пр}\cdot X_T}{U_{ВС}}\right) - j\left(\frac{P'_{пр}\cdot X_T - Q'_{пр}\cdot R_T}{U_{ВС}}\right) =$$

$$108{,}3 - \left(\frac{12{,}57\cdot 7{,}94 + 7{,}8\cdot 138{,}86}{2\cdot 108{,}3}\right) - j\left(\frac{12{,}57\cdot 138{,}86 - 7{,}8\cdot 7{,}94}{2\cdot 108{,}3}\right) = 102{,}86_кВ$$

Желаемый коэффициент трансформации:

$$k_Ж \le \frac{U'_{пс" Аксай"}}{U_Ж} = \frac{102{,}86}{10{,}5} = 9{,}8 < k_{ном} = \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}} = \frac{115}{11} = 10{,}45$$

Подставим вместо «М» неизвестное число ступеней «Х» со знаком «-», так

как $k_Ж$<$k_{НОМ}$, а само выражение «k» приравниваем $k_Ж$.

$$9{,}8 = \left(\frac{115 - X_{СТ}\,2{,}056}{11}\right)$$

Решив, получаем $X_{СТ}$=3,51. округлим до целого числа в большую сторону. Принимаем $X_{СТ}$=4.

Тогда принятый коэффициент трансформации

$$k_{ПРИН} = \left(\frac{115 - 4\cdot 2{,}05}{11}\right) = 9{,}71$$

Напряжение на низшей стороне подстанции 1 будет равно:

$$U_{НС} = \frac{U_{ВС}'}{k_{ПРИН}} = \frac{102{,}86}{9{,}71} = 10{,}59_кВ$$

Определим номер положения переключателя ответвлений. Номинальному коэффициенту соответствует N=1+M=1+9=10

Номер рабочего ответвления равен: $N_{НОМ}$-$X_{ПРИН}$=10-(-4)=14

Таблица 5.5 -

С	Тип и мощность трансформаторов		Сопротивления				$P_{ПР}$'	$Q_{ПР}$'	$U_{ВС}$	$\Delta U_т$	$U_{ВС}$'	Принятый коэффициент трансформации	№ положения переключателя	$U_{НС}$
			$R_Т$	$X_Т$										
			Ом	Ом			МВт	Мвар	кВ	кВ	кВ			КВ
1	ТДН-10000/110	2	7,94	138,86	Режим работы сети	max	12,057	7,8	110,23	5,34	104,89	115-3·1,78%·115/11	13	10,6
						min	8,431	6,183	110,4	4,19	106,21	115-0·1,78%·115/11	10	10,16
						ав	12,057	7,8	108,3	5,44	102,86	115-4·1,78%·115/11	14	10,59
2	ТДН-16000/110	2	4,65	86,79		max	20,093	13,069	112,07	5,47	106,6	115-2·1,78%·115/11	12	10,57
						min	14,05	10,342	111,8	4,31	107,49	115+1·1,78%·115/11	9	10,1
						ав	20,093	13,069	111,16	5,52	105,64	115-3·1,78%·115/11	13	10,68
3	ТРДН-40000/110	2	1,32	34,72		max	57,618	38,243	111,56	6,29	105,27	115-5·1,78%·115/10,5	15	10,55
						min	40,297	30,077	111,85	4,91	106,94	115-2·1,78%·115/10,5	12	10,12
						ав	57,618	38,243	113,35	6,19	107,16	115-4·1,78%·115/10,5	14	10,54
4	ТРДН-25000/110	2	2,54	55,55		max	32,231	21,051	109,51	5,71	103,8	115-6·1,78%·115/10,5	16	10,61
						min	22,54	16,639	109,9	4,46	105,44	115-3·1,78%·115/10,5	13	10,17
						ав	32,231	21,051	103,85	6,55	97,83	115-9·1,78%·115/10,5	19	10,64

На всех подстанциях получены нормальные напряжения, значит дополнительное регулирование напряжения другими средствами не требуется.

6 Технико-экономическое сравнение вариантов

К основным техническим показателям относятся: надежность электроснабжения и долговечность объекта в целом и отдельных его частей, условия обслуживания, количество обслуживающего персонала, расход цветного металла на провода, величина номинального напряжения сети.

Сравнение вариантов по таким показателям как надежность электроснабжения, оперативная гибкость схемы, качество напряжения обычно не проводиться, так как по этим показателям рассматриваемые варианты должны удовлетворять в одинаковой степени. В сравнении также не учитываются трансформаторы и потери в них, РУ низшего напряжения, так как они в обоих вариантах одинаковые.

Расчетные приведенные затраты, без учета ущерба от недоотпуска электроэнергии определяем используя формулу, [2]

$$З = 0{,}12 \cdot К + И_{а.р.} + И_{пот}, \quad (6.1)$$

где К – капитальные затраты, тыс. тенге, (получаем умножением УПС на число единиц оборудования и учитывая коэффициент инфляции на год установления цен на оборудования ($К_{ув}$=7);

$И_{а,р}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание.

$$И_{а.р.} = \frac{\alpha_{а.р.}\% \cdot К}{100\%}, \quad (6.2)$$

где $И_{пот}$ – стоимость потерянной электроэнергии.

$$И_{пот} = \Delta Р \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6.3)$$

где ΔР – в часы максимального режима;

τ – время наибольших потерь. Без учета влияния cosφ определим по формуле

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{Т_{мах}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0{,}124 + \frac{3350}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4000 ч. \quad (6.4)$$

где β - стоимость потерь электрической энергии, тенге/кВт·ч (принимаем согласно данным АО «АЖК» равным 2,8 тенге/кВтч).

Экономически целесообразным оказался второй вариант, у которого меньше не только приведенные расчетные затраты, но и меньше капиталовложения. Поэтому дальнейшие расчеты ведем для второго варианта.

6.1 Составление бизнес плана по предприятию передачи и распределения электроэнергии АО«АЖК» и оценка эффективности его деятельности

Расчет режимов работы электрических сетей 110 кВ Наурызбайского района Южной столицы г.Алматы находящегося на балансе АО «АЖК» проводившихся с целью обеспечения надежного электроснабжения предприятий и населенных пунктов расположенных в проектируемом районе

Электрические сети 110 кВ состоят из одноцепных линий электропередач протяженностью 53 км и четырех трансформаторных подстанции 110/10 кВ.

В данной работе рассматривается возможность обеспечения надежности электроснабжения путем строительства одноцепной ЛЭП с классом напряжения 110 кВ. Строительство этой линии позволит улучшить устойчивость системы и увеличить число потребителей АО «АЖК».

Основной задачей расчета являются: определение тарифа передачи электроэнергии в АО «АЖК», а также определение срока окупаемости строящейся линии электропередач.

6.2 Объекты находящиеся на балансе АО «АЖК»

Таблица 6.1 - Линии электропередач и подстанции состоящие на балансе АО «АЖК» (класс напряжения 220 кВ)

ЛЭП	Протяженность, км	Подстанции
Калкаман-Жайлау	18	Калкаман-Жайлау

Общая протяженность линий электропередач 110 кВ, находящихся на балансе АО «АЖК» - 53 км.

Таблица 6.2 - Трансформаторы устанавливаемые на подстанции

Мощность (МВА)	40
110 кВ	2
Итого на балансе	4ПС

6.3 Структура бизнес плана

Возможности АО «АЖК»

Возможностями АО «АЖК» является обеспечение надежного и устойчивого электроснабжения с шин подстанции состоящей на балансе АО.

1) Виды товаров и услуг

Основной услугой является передача и распределение электрической энергии. Персоналом АО«АЖК» выполняются все виды ремонтных работ, связанных с эксплуатацией и ремонтом электросетевого оборудования;

2) Рынки сбыта

Рынками сбыта АО«АЖК» являются все потребители электроэнергии подключенные к подстанции “Тимофеевка” находящейся на балансе АО «АЖК»;

3) Конкуренция на рынке сбыта

Конкуренция отсутствует, так как в проектируемом районе нет гидроресурсов для организации гидроэлектростанции и нет нетрадиционных источников электроэнергии.

Из экономической спецификации области видно, что основными потребителями являются потребители производственные, коммерческие предприятия, коммунально-бытовые. Потребление на данных объектах экономики растет, так как растет территория Южной столицы, следовательно, появляются новые жилые комплексы, торговые, пищевые и общественные объекты (магазины, детские сады, школы и кафе).

Основным узлом, где будет, осуществляется закупка электроэнергии АО «АЖК» является подстанция Таугуль, это обусловлено тем что проектируемая сеть 110 кВ подключена непосредственно к шинам этого узла и соответственно меньшей стоимостью покупной электроэнергии.

Кроме того существует возможность закупать электроэнергию с шин другой крупной подстанций Каскелен Западная на которую, электроэнергия поступает ТЭС-2, и соседней республики Кыргызстан

Организационное планирование

Таблица 6.3 - Состав АО «АЖК» (в процентах)

Ремонтно-обслуживающий персонал	72,5 %
Служба релейной защиты и автоматики	4,3 %
Служба изоляции	5,5 %
Служба механики	2,5 %
Строительная группа	10 %
Административный персонал	5,2 %

6.4 Определение численности персонала АО «АЖК»

Численность персонала нужно определять по нормативам численности ремонтного (оперативного) персонала на ЛЭП, подстанциях и трансформаторах. А также по трудозатратам на проведение капитальных ремонтов, что является проверочным расчетом.

Определение трудозатрат и материалов на капитальный ремонт трансформаторов

Периодичность проведения плановых ремонтов электросетевого оборудования:

Для трансформаторов 10÷110 кВ:

Капитальный ремонт -1 раз в 12 лет;

Текущий ремонт -1 раз в 3 года;

Технические испытания -1 раз в 3 года.

Зная периодичность проведения ремонтов трансформатора вычисляем количество трансформаторов ремонтируемых в этом году:

110 кВ:

$$КР = \frac{n_{тр}}{12} = \frac{2}{12} = 0{,}16тр - р$$

$$ТР = \frac{n_{тр}}{3} - КР = \frac{2}{3} - 0{,}16 = 0{,}5тр - р$$

$$ТИ = \frac{n_{тра}}{3} = \frac{2}{3} = 0{,}66тр - р$$

Таблица 6.4 - Нормы расхода основных материалов на капитальный ремонт трансформаторов

Вид оборудования	Необходимые материалы	Единица измерения	Класс напряжения
			220 кВ
Капитальный ремонт силового трансформатора мощностью 10 МВА	Электропатрон	штук	35
	Бумага кабельная	кг	10
	Лента никельная	метр	350
	Бензин	литр	45
	Шкура шлифовальная	метр	2
	Спирт	литр	4
	Нитроэмаль	кг	120
	Эмаль	кг	130
	Ацетон технический	литр	200
	Лак глифталевый	кг	9
	Уайт-спирт	литр	60
	Скипидар	литр	100
	Ветошь обтирочная	кг	50
Капитальный ремонт силового трансформатора мощностью 10 МВА	Масло трансформаторное	кг	9000
	Сталь листовая	кг	90
	Сталь угловая	кг	100
Трудозатраты на капитальный ремонт силового трансформатора мощностью 10 МВА		чел.час	2786,4

Примечание:

1. Трудозатраты и нормы расхода основных материалов при текущем ремонте берутся в размере 20% от норм на капитальный ремонт.

2. Для трансформаторов другой мощности трудозатраты и нормы расхода основных материалов берутся со следующими коэффициентами: 1-1,6 МВА ... 0,52; 2,5-4 МВА ... 0,65; 6,3-10 МВА ... 0,8; 10-16 МВА ... 1,2; 25-40 МВА ... 1,45; 63-100 МВА ... 1,75.

Исходя из таблицы 6.4 и количества трансформаторов выводимых в ремонт вычислим количество материалов и трудозатраты для капитального и текущего ремонта для трансформаторов 110 кВ.

$$КР = (1{,}45 \cdot 0{,}62) \cdot 0{,}16 \cdot n_{мат} = 0{,}14 \cdot n_{мат};$$

$$ТР = 0{,}89 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}5 \cdot n_{мат} = 0{,}089 \cdot n_{мат}.$$

где $n_{мат}$ – количество материалов или трудозатрат необходимых для капитального ремонта силового трансформатора мощностью 10 МВА.

Таблица 6.5 - Расход основных материалов и трудозатрат на капитальный и текущий ремонт трансформаторов АО «АЖК» (в текущем году)

Необходимые материалы	Единица измерения	Класс напряжения 110 кВ	
		КР	ТР
Электропатрон	штук	50,75	35
Бумага кабельная	кг	14,5	10
Лента никельная	метр	507,5	350
Бензин	литр	65,25	45
Шкура шлифовальная	метр	2,9	2
Спирт	литр	5,8	4
Нитроэмаль	кг	174	120
Эмаль	кг	188,5	130
Ацетон технический	литр	290	200
Лак глифталевый	кг	13,05	9
Уайт-спирт	литр	87	60
Скипидар	литр	145	100
Ветошь обтирочная	кг	72,5	50
Масло трансформаторное	кг	13050	9000
Сталь листовая	кг	130,5	90
Сталь угловая	кг	145	100
Трудозатраты на КР и ТР трансформаторов	чел.час	4040,28	2786,4

Суммарные трудозатраты на капитальный ремонт трансформаторов:

$$B_{\sum кр} = 4040{,}28 чел.час.$$

Определение трудозатрат и материалов на капитальный ремонт линий электропередач.

Периодичность проведения плановых ремонтов электросетевого оборудования: за 1 год ремонту подлежат 10% ЛЭП; ЛЭП 110 кВ – 10.2 км.

Таблица 6.6 - Трудозатраты и нормы расхода основных материалов на капитальный ремонт ЛЭП

Вид работ	Норма времени	Необходимые материалы	Кол-во
Ремонт фундаментов опор (на 1 опору)	4,5	Цемент (т) Песок ($м^3$)	0,05 0,01
Окраска опор (на 1 опору)	5,5	Лак битумный (кг) Алюмин пудра (кг) Сальвент каменоугольный	4,5 1,6 3
Замена провода на 1 км линии			
АС-240	22	Провод АС-240/16	1130
Замена изоляторов (гирлянды)	3,1		

Примечание: За 1 год ремонту подлежит 10% ЛЭП; на 1 км линии приходится

-опор – 5 штук

-гирлянд –50 штук

-изоляторов –760 штук

Исходя из данных (таблица 6.6) и объемов капитального ремонта ЛЭП вычислим количество материалов и трудозатрат для капитального ремонта ЛЭП 110 кВ.

Таблица 6.7 – Расход основных материалов и трудозатрат для капитального ремонта ЛЭП 110 кВ

Вид работ	Норма времени	Количество
		110 кВ
Ремонт фундаментов опор	Цемент (т)	2,55
	Песок ($м^3$)	0,51
Трудозатраты (чел.час)		229,5
Окраска опор	Лак битумный (кг)	229,5
	Алюмин пудра (кг)	81,6
	Сольвент каменноугольный	153
Трудозатраты (чел.час)		280,5
Замена провода	Провод АС-300/19	20950,8
Трудозатраты (чел.час)		387,6
Замена изоляторов	Изоляторы (шт)	7752
Трудозатраты (чел.час)		1581
Всего трудозатрат (чел.час)		2478,6

Суммарные трудозатраты на капитальный ремонт ЛЭП:

$$В_{\Sigma кр.ЛЭП} = 2478{,}6 \text{ чел.час.}$$

Определение численности ремонтного персонала для проведения капитального ремонта АО «АЖК».

Определим суммарные трудозатраты на капитальный ремонт ЛЭП и трансформаторов в целом по АО «АЖК» (по данным таблиц 6.6 и 6.7)

$$\sum В_{АО} = \sum В_{тр} + \sum В_{ЛЭП}, \text{ чел.час.} \quad (6.5)$$

где $\sum В_{тр}$ - суммарные трудозатраты на капитальный ремонт ПС, чел.ч., $\sum В_{тр}$ = 4040,28 чел.час);

$\sum В_{ЛЭП}$ - суммарные трудозатраты на капитальный ремонт ЛЭП, чел.ч., $\sum В_{ЛЭП}$ = 2478,6 чел./час).

$$\sum В_{АО} = 4040{,}28 + 2478{,}6 = 6518{,}88 \text{ чел.час.}$$

Находим общую численность персонала по АО «АЖК» для проведения капитальных ремонтов в объеме планируемом на этот год, по формуле:

$$N_{рем} = \frac{\sum В_{АО}}{k_К \cdot Ф_Д}, \text{ чел.час.} \quad (6.6)$$

где $k_к$ =1,1 – коэффициент учитывающий, что каждый работник должен за год повысить свою квалификацию на 10%;

$Ф_Д$ – фонд действительного рабочего времени.

$$Ф_Д = (365 - (Д_{пр} + Д_{вых} + Д_{отп})) \cdot 8760 \text{ часов}, \quad (6.7)$$

$$Ф_Д = 1888 \text{ часов.}$$

$$N_{рем} = \frac{6518{,}88}{1{,}1 \cdot 1888} = 3{,}5 \approx 4 \text{ человека.}$$

Определение численности персонала по существующим нормативам и численности состава АО «АЖК».

Нормативы численности состава персонала, обслуживающего ЛЭП (чел/100 км): 110 кВ – 4,2 чел/100 км.

По нормативам численности персонала и по протяженности линий электропередач АО «АЖК» вычислим численность обслуживающего персонала:

$$N_{ЛЭП–110кВ} = \frac{4,2}{100} \cdot 53 = 2,26 \approx 2 \text{ человека.}$$

Нормативы численности обслуживающего персонала для подстанций (чел/100 тр-ров): ПС 110 кВ – 64 чел/100 тр-ров.

Исходя из данных нормативов и количества трансформаторов АО вычислим численность обслуживающего (ремонтного) персонала для подстанции:

$$N_{ПС–110кВ} = \frac{4 \cdot 64}{100} = 2,56 \approx 3 \text{ человека.}$$

Нормативы численности оперативного персонала на подстанции: ПС 220 кВ – 4 человека на одной подстанции.

Исходя из данных нормативов и количества подстанций АО «АЖК» вычислим численность оперативного (эксплуатационного) персонала:

$$N_{ПС–110кВ} = 4 \cdot 1 = 4 \text{ человека.}$$

Используя данные по численности ремонтного и оперативного персонала полученные на основании параметров численности ремонтного и оперативного персонала от числа подстанций, трансформаторов и протяженности линий электропередач в АО, а также из данных приведенных в таблице 6.8 вычислим численность всех работающих в акционерном обществе:

$Н_{рем+обсл}$=9+4=13 человек, что оставляет 72,5% от общей численности персонала.

Следовательно, 1% от общей численности персонала составит: 13/72,5 = 0,18 человека.

Таблица 6.8 - Численный состав АО «АЖК»

Ремонтно-обслуживающий персонал	72,5 %	11
Служба релейной защиты и автоматики	4,3 %	3
Служба изоляции	5,5 %	1
Служба механики	2,5 %	2
Строительная группа	10 %	1
Административный персонал	5,2 %	2
Ремонтно-обслуживающий персонал	72,5 %	2

В связи с тем, что численность ремонтного персонала для проведения капитального ремонта значительно меньше общего ремонтного персонала, что и должно соответствовать действительности. Следовательно, оставим вычисленную общую численность персонала.

6.5 Определение тарифов на передачу и распределения электроэнергии в АО «АЖК» и оценка эффективности его деятельности

Определим статью сметы затрат «Затраты на оплату труда»

При численности работников по АО «АЖК» в человек отчисления в фонд «Затраты на оплату труда» вычислим по формуле:

$$Ф_{ЗПгод} = N \cdot З_{ср.мес.} \cdot Н_{раб.}, \quad (6.8)$$

где N=12, число месяцев;

$З_{ср.мес.}$=80000 тенге, средняя ежемесячная зарплата;

$Н_{раб.}$ - человек.

$$Ф_{ЗПгод} = 12 \cdot 80000 \cdot 22 = 21{,}120 \text{ млн.тенге}.$$

Определяется статья сметы затрат «Отчисления в ремонтный фонд»

Используя переходной коэффициент (который учитывает трудозатраты на текущий ремонт, технические испытания, стоимость основных материалов, сильную изношенность парка оборудования и т.п.) находим сумму «Отчислений в ремонтный фонд»:

$$\sum В_{АО} \cdot 1452{,}3 = 7271{,}2 \cdot 1452{,}3 = 8723{,}5 \text{ тенге}.$$

Составление сметы затрат на передачу и распределение электроэнергии в АО «АЖК»

Смету затрат составим по смете на 2013 год. Значения смет затрат «Затраты на оплату труда» и «Отчисления в ремонтный фонд» вычислены в пунктах 8.4.1 и 8.4.2, остальные статьи сметы затрат берутся в процентном соотношении между «Отчислениями в ремонтный фонд» сметы затрат АО «АЖК».

Таблица 6.9 - Смета затрат на передачу и распределения электрической энергии по АО «АЖК» (в млн. тенге)

Статьи сметы затрат	млн. тенге
1. Затраты на оплату труда	21,12
2. Отчисления на социальный налог	9,6
3. Амортизация основных средств	7,21
4. Отчисления в ремонтный фонд	5,55
5. Прочие затраты	1,7
6. Процент за кредит	1,12
7. Итого затрат	22,53
8. Отчисления в фонд занятости	0,1
9. Налог на развитие транспорта	1,06

10. Инвестиционный фонд	0
11. Дорожный фонд	1,58
12. Фонд финансового регулирования	0
13. Итого затрат на передачу электроэнергии	25,33
14. Покупная электроэнергия	263,13
15. Итого затрат на распределение и производство электроэнергии	304,52

Расшифруем статьи сметы затрат:

6.5.1 Затраты на оплату труда

Расчет величины расходов на заработную плату персонала производится на основе утверждаемых Министерством энергетики нормативов численности обслуживания энергетических объектов и расчетной среднемесячной заработной платы работников. Нормативная численность складывается из нормативной численности на начало отчетного года и численности для освоения и эксплуатации вновь вводимых в текущем году энергообъектов, определенной исходя из отраслевых нормативов численности с учетом сроков освоения энергообъектов. Размер расчетной средней заработной платы для исчисления расходов на заработную плату включаемую в себестоимость и ремонтный фонд складывается из суммы:

- базовой расчетной средней зарплаты по тарифным ставкам (окладам), утвержденной Министерством энергетики, увеличенной на коэффициент прироста заработной платы;
- выплат вознаграждений за выслугу лет (коэффициент 1.2);
- среднемесячной суммы доплат и надбавок за работу в особых условиях и т.п.

6.5.2 Отчисления на социальный налог

Социальный налог + Социальные отчисления 18%÷20% от фонда оплаты труда, Пенсионный фонд Республики Казахстан и Фонд социального страхования – 2%.

6.5.3 Амортизация основных средств

Процент амортизации основных устанавливается Постановлением Совета Министров СССР №1072 от 22.10.90 года «Еденные нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондом народного хозяйства СССР» (введен с 01.01.91 года) и Указом Президента Республики Казахстан №2235 от 24.04.95 года «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» (Статья 20 «Амортизационные отчисления и вычеты по основным средствам»).

6.5.4 Отчисления в ремонтный фонд

Ремонтный фонд образуется из затрат на все виды ремонтов и технического обслуживания основных производственных фондов энергопредприятий, которые включаются в состав затрат на обслуживание и эксплуатацию электрических сетей.

Плановый размер ремонтного фонда предприятий определяется в годовых и перспективных планах расчетно с учетом планируемых физических объемов работ по каждому отдельному объекту.

Сметы на плановые ремонты оборудования составляются на основании «Справочника структурных показателей для формирования договорных цен на ремонт»

Затраты на внеплановые (аварийные) ремонты принимаются в размере не более 30% от стоимости плановых ремонтов.

6.5.5 Прочие затраты

Прочие затраты подразумевают отчисления на содержания ОДУ, отчисления на содержания Госэнергонадзора, коммандировочные и подъемные расходы, плату за аренду каналов связи, почтово-телеграфные расходы, оплату услуг вычислительного центра, подготовку кадров, услуги банков, аренду вертолетов (контрольный облет).

6.5.6 Отчисления в фонд занятости

Указом «О Республиканском бюджете» установлено отчисление в Фонд содействия занятости Республики Казахстан в размере 2% от Фонда оплаты труда.

6.6 Покупная электроэнергия

Стоимость электроэнергии, закупаемой распределительной компании состоит из стоимости электроэнергии потребляемой потребителями и стоимости потерь электроэнергии в сетях распределительной компании при доставке ее потребителям.

Определение тарифов на передачу и распределение электроэнергии.

Определяем суммарное потребление электроэнергии в АО:

$$T_{max} \cdot P_{max} = 4000 \cdot 57000 = 240 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем тариф на передачу электроэнергии в сетях АО «АЖК»:

$$T_{AO} = 25330000 / 240 \cdot 10^6 = 0{,}15 \text{ тенге} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Определяем затраты на покупную электроэнергию, по формуле (6.5) и заносим в таблицу. Определяем тариф на передачу:

$$И_{П.Э.} = (T_{СР1} + T_{РЭК}) \cdot T_{max} \cdot P_{М1} + (T_{СР2} + T_{РЭК} + T_{НЭС}) \cdot T_{max} \cdot P_{М2}, \quad (6.9)$$

где $T_{СР1}$ = 1,129 тенге (средний тариф на «АТЭЦ2»);

$T_{РЭК}$ = 0,5 тенге (тариф на передачу электроэнергии в РЭК);

T_{max} = 4000 часов (число часов использования максимума);

P_{M1} = 30 МВт (максимальная активная мощность закупаемая на «АТЭЦ-2»);

$T_{СР2}$ = 1,039 (средний тариф на «ЦГКХ»);

$T_{НЭС}$ = 0,254+(0,000789+l) (тариф на передачу электроэнергии в НЭС

где 0,254 – постоянная составляющая, 0,000789 – переменная составляющая; ℓ – длина линии.

P_{M2} = 30 МВт (активная мощность, закупаемая на «ЦГКХ»):

$$И_{П.Э.} = (1{,}129 + 0{,}5) \cdot 4000 \cdot 30000 + (1{,}039 + 0{,}5 + (0{,}254 + (0{,}000789 \cdot 148))) \times$$

$$\times 30000 = 4{,}607 \cdot 10^8 \text{ тенге}.$$

Определяем доход от реализации электроэнергии в АО: $2{,}7 \cdot 240 \cdot 10^6 = 648 \cdot 10^6$ тенге

где 2,7 тенге – средний тариф в АО «АЖК», а $240 \cdot 10^6$ кВт·ч – суммарное потребление в АО «АЖК».

Определяем тариф на распределение электроэнергии, а также ее производство:

$$(И_{пок.э} + И_{пер.э}) / 240 \cdot 10^6 = 4{,}86 \cdot 10^8 / 240 \cdot 10^6 = 2{,}025 \text{ тенге} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таблица 6.10 - Расчетные данные для определения тарифов и тарифы на производство, распределения и передачу электроэнергии в АО «АЖК»

Суммарное потребление электроэнергии	$240 \cdot 10^6$ кВт·ч
Себестоимость передачи электроэнергии	$253{,}2 \cdot 10^6$ тыс.тенге
Себестоимость производства и передачи электроэнергии	$4{,}607 \cdot 10^8$ тенге
Тариф на передачу 1 кВт*ч в АО	15 тиын
Тариф на производство и распределение 1 кВт*ч	2,025 тенге
Средний тариф для потребителей (за 1 кВт*ч)	2,7 тенге

Оценка эффективности деятельности АО

Оценка эффективности деятельности АО будет состоять в определении прибыли, рентабельности и срока окупаемости строительства новых линий в АО.

Балансовая прибыль за текущий год $П_б$ рассчитывается как разность между доходом от реализации электроэнергии и годовых издержек на ее покупку, распределение и сбыт

$$П_б = Д - И_{\Sigma} \qquad (6.10)$$

$$П_б = 648 \cdot 10^6 - 4{,}86 \cdot 10^8 = 1{,}62 \cdot 10^8 \text{ тенге}$$

Определяем рентабельность АО по балансовой прибыли:

$Р_б = 648 \cdot 10^6 / 4{,}86 \cdot 10^8 = 1{,}33$ т.е на каждое вложенное тенге АО получит 0,33 тенге прибыли.

Определяем срок окупаемости новых линий электропередач и подстанций по капиталовложениям в строительство, которое рассчитано в разделе 7 (Технико-экономическое сравнение вариантов):

К = 3 792 440 000 тенге,

Следовательно, если всю прибыль вкладывать в стоимость построенных ЛЭП и подстанций, то окупаемость строительства составит

$3\ 792\ 440\ 000/1{,}62 \cdot 10^8 = 5{,}34$ года,

что соответствует современным срокам окупаемости энергетических объектов.

Таблица 6.11 - Экономические показатели первого варианта

№	Наименование элементов сети	Тип оборудования	Район	УПС	Кол-во	К	0,12 К	α	$И_{а,р}$	ΔР	Т	$И_{пот}$	З
				т.тенге	км, шт	т.тенге	т.тенге	%	т.тенге	МВТ	ч	т.тенге	т.тенге
1	ЛЭП 1-2	АС-240/39	3	151	20	3020	362,40	2,8	84,56	0,785	4000	528,62	975,58
2	ЛЭП 2-3	2*АС-95/16	3	210	25	5250	630,00	2,8	147,00	0,465	4000	313,13	1090,13
3	ЛЭП 3-4	2*АС-150/24	3	222	18	3996	479,52	2,8	111,89	0,345	4000	232,32	823,73
4	ЛЭП 4-5	2*АС-95/16	3	210	18	3780	453,60	2,8	105,84	0,14	4000	94,28	653,72
5	Два бл с ОД и н/ав. Пер			363	1	363	43,56	9,4	34,12				77,68
6	Ячейка вык 110кВ в схеме со сборными шинами	Выключатель		350	23	8050	966,00	9,4	756,70				1722,70
7	Пост ч. ПС без вык на ВН			1300	1	1300	156,00	9,4	122,20				278,20
8	Пост ч. ПС со сб.шинами			2900	4	11600	1392,00	9,4	1090,40				2482,40
Итого						**37359**	**4483,08**		**2452,71**	**1,735**		**1168,35**	**8104,14**

Таблица 6.12 - Экономические показатели второго варианта

№	Наименование элементов сети	Тип оборудования	Район	УПС	Кол-во	К	0,12 К	α	$И_{а.р.}$	ΔР	Т	$И_{пот}$	З
				т.тенге	км, шт	т.тенге	т.тенге	%	т.тенге	МВТ	ч	т.тенге	т.тенге
1	ЛЭП С-2	АС-240/39	3	151	18	2718	326,16	2,8	76,10	0,606	4000	408,08	810,34
2	ЛЭП 2-1	АС-185/29	3	138	18	2484	298,08	2,8	69,55	0,246	4000	165,66	533,29
3	ЛЭП 1-4	АС-95/16	3	143	30	4290	514,80	2,8	120,12	0,044	4000	29,63	664,55
4	ЛЭП 3-4	АС-185/29	3	138	25	3450	414,00	2,8	96,60	0,309	4000	208,08	718,68
5	ЛЭП С-3	АС-240/39	3	151	20	3020	362,40	2,8	84,56	0,585	4000	393,94	840,90
6	Мостик с вык. В перемычке	Масл. Выключатель		750	2	1500	180,00	9,4	141,00				321,00
7	Ячейка вык 110кВ в схеме со сборными шинами	Масл. Выключатель		350	14	4900	588,00	9,4	460,60				1048,60
8	Пост ч.прох ПС (мостик)			2100	2	4200	504,00	9,4	394,80				898,80
9	Пост ч. ПС со сб.шинами			2900	3	8700	1044,00	9,4	817,80				1861,80
		СУММА				**35262**	**4231,44**		**2261,14**	**1,79**		**1205,39**	**7697,96**

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Экологичность при строительстве и эксплуатации электрических сетей

При строительстве и эксплуатации электрических сетей возникают проблемы, связанные с охраной окружающей среды. Если при проектировании электрических сетей проигнорировать решение вопросов охраны окружающей среды, то при их эксплуатации неминуемо появится ряд факторов, отрицательно влияющих на условия жизни человека, его здоровья, нарушающих и уничтожающих сложившиеся в данной местности (районе) экосистемы, биогеоценозы, например:

- нарушение ландшафта за счет застройки территорий, вырубки лесов, производства земляных работ, складирования топлива и отходов производства;
- изъятие из пользования сельскохозяйственных угодий, их использование под строительство объектов, дорог, складов;
- истощение природных ресурсов за счет уничтожения почвенного слоя, растительности;
- нарушение материального баланса пресной воды в водоёмах и водостоках, вследствие ее загрязнения сточными водами, содержащими нефтепродукты (трансформаторное масло);
- уничтожение и нарушение почвенного слоя транспортными, монтажными, землеройными машинами в процессе строительства, монтажа и эксплуатации подстанции;
- нарушение материального баланса почвенного слоя, вследствие его загрязнения нефтепродуктами, продуктами окисления и разложения цветных, черных металлов и изоляционных материалов;
- повышенный шум и вибрация пи работе электрических установок.

Одной из наиболее важных проблем является проблема сохранения почвенного слоя земли. Почва - одна из основных частей окружающей человека среды. Она является необходимым условием существования и воспроизводства сменяющих друг друга человеческих поколений, главным средством производства в сельском хозяйстве. Почва - сложная открытая система, обеспечивающая обмен веществ с другими элементами биосферы. В современных условиях она испытывает все возрастающее антропогенное воздействие. Следствием неразумного использования почвы является усиление эрозионных процессов и высокий уровень загрязнения. Загрязненная почва оказывает влияние на растительность, поверхностные и грунтовые воды. В современных условиях актуальность оптимального землеиспользования в целях сохранения почвенного плодородия, предотвращения загрязнения почвы.

Проектирование электросетевых объектов должно выполняться с учетом регламентирующих природоохранных требований по предотвращению

негативного воздействия на окружающую среду, жизнедеятельность и здоровье населения и обслуживающего персонала, применяя соответствующие конструктивные и проектные решения с использованием современных технологий [9].

При проектировании электросетевых объектов должно предусматриваться выполнение требований и норм по ограничению воздействий физических факторов на окружающую среду. К таким факторам относятся:

- электрическое поле;
- магнитное поле;
- электростатическое поле;
- электромагнитные помехи;
- шум.

Источниками электрических, магнитных полей, электромагнитных помех, а также акустических шумов являются воздушные линии электропередачи и открытые распределительные устройства подстанций, находящиеся под напряжением.

Оценку воздействия электрических и магнитных полей на человека следует производить на основании требований: ГОСТ 22012-82 [12] и ГОСТ 12.1.003-83 [12].

Допустимые уровни напряжённости электрического поля для персонала электроустановок согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 [12] приведём в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Допустимые уровни напряжённости электрического поля на высоте 1,8 м над уровнем земли (в киловольтах/метр)

Характер воздействия	Напряжённость	
	для населения	для персонала
Внутри жилых зданий	0,5	-
На балконах, лоджиях, террасах, на территории жилой застройки, садов и огородов, гаражных кооперативов и остановках общественного транспорта	1,0	-
В населенной местности вне зоны жилой застройки	5,0	-
На участках пересечения ВЛ с автодорогами	10,0	-
В населенной местности, где возможно систематическое пребывание людей (< 1,5 ч в день)	15,0	-
Допускается работа персонала без применения средств защиты в течение всего рабочего дня	-	5,0

При проектировании электрических сетей должны быть выполнены следующие требования в части обеспечения экологической безопасности:

- предотвращение попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- соблюдение требований по пожарной безопасности;
- применение взрывобезопасного оборудования;
- соблюдению требований ГОСТов и санитарных норм.

При проектировании ВЛ учитываются ниже следующие факторы воздействия на окружающую среду, здоровье и жизнедеятельность человека.

Общестроительные воздействия:

- изъятие земель в постоянное (бессрочное) пользование;
- изъятие земель во временное пользование;
- нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- сокращение площадей насаждений (разрубка просек);
- загрязнение поверхностных и грунтовых вод (только при строительстве).

Специфические воздействия:

- электрическое поле (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше);
- магнитное поле;
- шум (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше учитывается только в населенной местности);
- электромагнитные помехи;
- опасные и мешающие влияния на линии связи и проводного вещания;
- условия, приводящие к гибели птиц и животных в районах их расселения и на путях их миграции;
- ограничение землепользования;
- нарушение эстетики ландшафта (для природоохраняемых и рекреационных территорий, вблизи памятников истории и культуры).

Основными отрицательными последствиями влияния электросетевых объектов на окружающую среду являются возможные изменения состояния животного и растительного мира, атмосферного воздуха, гидросферы, почвенного покрова и грунтов и, как следствие, воздействие на здоровье человека.

Основными источниками загрязнения могут служить:

- отходы строительного производства;
- горюче-смазочные материалы;
- трансформаторное масло.

Представим в таблице 7.2. Материалы, входящие в конструкции или используемые в процессе эксплуатации электрических сетей в зависимости от класса опасности [12].

Таблица 7.2 - Характеристика существующих источников загрязнения окружающей среды

Источник загрязняющих веществ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности
Элементы конструкций	Металл	малоопасный
	Бетон	малоопасный
	Пластик	малоопасный
	Дерево	малоопасный
Аккумуляторный участок	Серная кислота	высокоопасный
Емкости хранения трансформаторного масла	Масло минеральное	умеренно опасный
Электросварочный пост	Железа оксид	малоопасный
	Марганца и его соединения	высокоопасный
	Фтористые газообразные соединения	высокоопасный
Механическая обработка металла	Железа оксид	умеренно опасный
	Пыль абразивная	малоопасный
Крытая стоянка автотранспорта	Азота диоксид	умеренно опасный
	Углерод (сажа)	малоопасный
	Сера диоксид	умеренно опасный
	Углерод оксид	малоопасный
	Бензин нефтяной	умеренно опасный
	Керосин	умеренно опасный

Как видно из таблицы 7.2 при эксплуатации восточных электрических сетей, обращается около десятка вредных веществ, различного класса опасности:

– II – высокоопасный;

– III - умеренно опасный;

– IV – малоопасный.

Класс I - чрезвычайно опасный отсутствует. Концентрация загрязняющих веществ не велика, поэтому существенного вреда для окружающей среды они не принесут.

В связи со значительным объёмом, трансформаторное масло, в случае утечки или пожара может нанести вред окружающей среде. Поэтому на территории ОРУ подстанций следует предусматривать устройства по сбору и удалению масла (при наличии маслонаполненного оборудования) с целью исключения возможности растекания его при аварии по территории и

попадания в водоёмы [10].

7.2 Меры по снижению негативных производственных факторов

Охрана труда и техника безопасности в строительстве и эксплуатация проектируемых объектов обеспечивается принятыми проектными решениями в строгом соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ 2002г., шестое издание переработанное и дополненное).

СНиП-III-4-80, «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок», «Правилами техники безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ» РД.34.

285-97. «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», ПОТРМ-016-2001.РД 153-34. 0-03. 150-00, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждения травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности проектом предусмотрено:

- применение типовых конструкций;
- использование серийного заводского оборудования;
- размещение оборудования, обеспечивающего его свободное обслуживание с учетом рекомендации ПУЭ-2002 в части соблюдения норм на расстоянии от токоведуших частей ВЛ 10 и ВЛ 110кВ до заземленных конструкций;
- устройство надёжных заземлителей с нормируемой величиной сопротивления;
- использования при выполнении строительно-монтажных работ машин и механизмов, в конструкции которых заложены принципы охраны труда;
- выполнение строительно-монтажных работ по технологическим картам.

Строительство пунктов контроля гололедообразования вблизи действующих электроустановок, находящихся под напряжением, должно выполняться в соответствии с соблюдением нормируемых расстояний до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ.

В тех случаях, когда требования в части расстояния от находящихся под напряжением элементов действующих электроустановок работающих механизмов выполнить нельзя, необходимо отключить и заземлить эти электроустановки. Количество, продолжительности и время таких отключений должны быть указаны в проекте производства работ, составленного подрядной организацией в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01-85 и согласованы энергосберегающей организацией.

При монтаже проводов под действующей линией электропередачи, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению похлестывания монтируемых проводов.

Пожарная безопасность проектируемого объекта обеспечивается применением несгораемых конструкций, автоматическим отключением токов коротких замыканий, заземлением опор, соблюдением безопасных по схлестыванию расстояний между проводами разных фаз.

7.3 Технические и организационные мероприятия по снижению негативно опасных факторов на подстанции

В данном проекте рассмотрены технические и организационные меры по снижению негативных факторов на подстанции.

Для защиты персонала станции от поражения электрическим током предусматриваются следующие мероприятия по технике безопасности:

- для оборудования 110 и 10 кВ предусматривается заземление корпуса;
- заземлению подлежат корпуса трансформаторов, масляных выключателей, расположенных на территории станции, заземление подключается к общему контуру заземления;
- предусматривается периодический контроль изоляции;
- в целях исключения прикосновения или опасного приближения к неизолированным частям электрического оборудования предусматривается обеспечение безопасности людей следующим путём:

а) ограждением;

б) блокированием;

в) расположением токоведущих частей на недоступной высоте и в недоступном месте.

В целях предотвращения попадания посторонних лиц на территорию станции предусматривается ограждение решетчатым забором высотой 1,7 м.

Для предотвращения поражения персонала током весь переносной инструмент имеет рукоятки из изолирующего материала.

На станции имеется в наличии полный комплект индивидуальных средств защиты.

Для защиты оборудования и здания подстанции от прямого попадания молнии установлена группа стержневых молниеотводов. В качестве заземлителей используется заземляющее устройство станции. Отходящие линии электропередачи защищены от удара молнии по всей длине заземляющим тросом.

Организационные меры включают в себя:

- выделение работ перечнем, который необходимо выполнять в порядке текущей эксплуатации, а также работ по устным распоряжениям и наряд-допускам;
- подготовка рабочих мест;
- допуск бригад к работе;

- оформление перерывов в работе;
- надзор за выполнением ремонтных работ;
- прием ремонтных работ оперативным персоналом.

7.4 Пожарная безопасность

Меры обеспечения пожарной безопасности на подстанциях.

Пожарная безопасность означает состояние объекта, при котором исключается возможность возникновения пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара, и обеспечивается защита материальных ценностей.

Пожарная безопасность электростанций и электрических сетей регламентируется строительными нормами и правилами, межотраслевыми правилами пожарной безопасности, отраслевыми стандартами и правилами пожарной безопасности на отдельных объектах.

Опасными факторами пожара для людей являются: открытый огонь, искры, повышенная температура воздуха и предметов, токсичные продукты горения, дым, пониженная концентрация кислорода, обрушение и повреждение зданий и сооружений, установок, а также взрыв.

Организационными мероприятиями по обеспечению пожарной безопасности являются: обучение рабочих и служащих правилам пожарной безопасности; разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке работы с пожароопасными веществами изготовление и применению средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности. Иной мерой по обеспечению пожарной безопасности является организация пожарной охраны объекта, предусматривающей профилактическое и оперативное обслуживание охраняемых объектов.

Обеспечение пожарной безопасности на подстанциях, основные требования.

Помещение и оборудование должны постоянно содержатся в чистоте и систематически очищаться от пыли, мусора и отходов

Запрещено загромождение проходов, пожарных проездов и подступов к первичным средствам пожаротушения

Весь персонал обязан уметь пользоваться противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения.

Каждый работник проходит инструктаж, обучение и проверку знаний по соблюдению мер пожарной безопасности в соответствии с требованиями “Правил работы с персоналом на предприятиях“

При приеме смены в процессе обхода оборудования дежурный персонал производит осмотр состояния помещения и оборудования с точки зрения пожарной безопасности, а также укомплектованность пожарных щитов. Пожарные щиты должны быть закрыты специальной рамой с металлической сеткой и опломбированы тонкой проволокой, срываемой без больших усилий.

Запрещено закрывать раму на замок.

Краткое описание средств пожаротушения на подстанциях.

1) первичные средства пожаротушения, включающие в себя пожарные рукава, стволы, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком;

2) передвижные углекислотные огнетушители ОУ – 80 и ОУ – 25, передвижной воздушно-пенный огнетушитель ОВП – 100;

3) огнетушитель порошковый автоматический ОПА – 100.

7.4.1 Назначение первичных средств пожаротушения

1) Песок следует использовать для тушения загораний и небольших очагов пожаров горючих жидкостей и ограничения их растеканий. Тушение песком производить набрасыванием его на горящую поверхность. Песок должен быть сухим без комков и посторонних примесей, хранится в металлических ящиках, укомплектованных совковой лопатой. Два раза в год песок необходимо перемешивать и удалять мусор и комки.

2) Углекислотные огнетушители применяются для тушения возгораний различных веществ и материалов и заряжены сжиженным углекислотным газом. Углекислота не проводит ток, поэтому углекислотные огнетушители можно применять для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением не более 10000В, с расстояния не менее одного метра.

К ручным огнетушителям относятся углекислотные ОУ – 5 с болонами емкостью до пяти литров.

К передвижным относиться УО – 25 (на тележке установлен один баллон вместимостью 25 литров) и УО – 80 (на тележке установлено два баллона вместимостью 40 литров)

3) Огнетушитель воздушно-пенный передвижной ОВП предназначен для тушения загораний и начинающихся пожаров, различных веществ и материалов, за исключением щелочных металлов, веществ, горение которых происходит без доступа воздуха, электроустановок находящихся под напряжением.

4)Огнетушитель порошковый ОП – 10 предназначен для гашения горящих твердых веществ и электроустановок до 1000В.

7.4.2 Порядок тушения пожара

1) При возникновении пожара на энергетическом объекте первый заметивший загорание, должен немедленно сообщить начальнику смены подстанции, а при наличии связи немедленно сообщить в пожарную охрану или приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения. Оперативный персонал, получивший сообщение о пожаре, должен сообщить начальнику смены и потребовать от него обесточивания оборудования в районе пожара находящегося под напряжением выше 0,4 кВ.

До прибытия подразделений ГПС МВД России, руководителем тушении пожара является начальник смены подстанции, который обязан организовать:

а) удаление с места пожара всех посторонних лиц;

б) установление места пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения;

в) выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

г) тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического объекта;

д) встречу подразделения ГПС МВД России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники. После прибытия на место пожара первого подразделение ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Руководитель тушения пожара имеет право приступить к тушению электрооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение, и инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического объекта;

ж) При возникновении пожара в энергетических установках или на вспомогательном оборудовании, который угрожает нагреву металлических конструкций, перекрытий должны быть немедленно приняты меры к их охлаждению с соблюдением мер безопасности. Перед этим необходимо обесточить питание освещения.

7.4.3 Порядок тушения пожара в электроустановках

1. Руководителем тушения пожара в электроустановках до прибытия пожарных является начальник смены. По прибытии пожарного подразделения, старший принимает на себя руководство тушением пожара.

2. Загорания в электроустановках под напряжением ликвидируются персоналом энергетического объекта с помощью ручных и передвижных огнетушителей см. таблицу 7.3.

3. Отключение присоединений, на которых горит оборудование, может производиться дежурным персоналом энергетического объекта без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим его уведомлением.

Таблица 7.3 - Типы используемых огнетушителей при пожаре в электроустановках

Напряжение, кВ	Тип огнетушителя
до 0,4	хладановый
до 1,0	порошковый
до 10,0	углекислотный

При тушении электроустановок, находящихся под напряжением персонал, состав пожарной охраны обязан выполнять следующие требования:

а) работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах (сапогах), а при заземлении − СИЗ органов дыхания;

б) находиться на безопасном расстоянии от электроустановок;

в) заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

4. Тушение пожаров в электоустановках, находящихся под любым напряжением, всеми видами пен и с помощью ручных средств запрещается, так как пена и раствор пенообразователя в воде обладают повышенной электропроводимостью.

7.4.4 Особенности тушения пожаров на электрооборудовании

При взрыве или пожаре трансформатора, последний должен быть отключен со всех сторон. После снятия напряжения производить пожаротушение. Целесообразно использовать распыленную воду и огнетушащий порошок, подаваемый отдельно или в комбинациях.

Для ликвидации очага пожара должны быть приняты меры, предотвращающие растекание трансформаторного масла.

Во время тушения горящих кабелей напряжением выше 1000В, работающий с пожарным стволом должен направлять распыленную струю воды через дверной проём или люк, не заходя в отсек с горящими кабелями.

Одновременно с тушением пожара персонал должен принять меры к возможно быстрому снятию напряжения с кабелей, находящихся в зоне пожара (в первую очередь с кабелей, имеющих более высокое напряжение)

После ликвидации пожара или очага загорания прикасаться к кабелям разрешается только после полного снятия напряжения как с силовых, так и с контрольных кабелей.

7.4.5 Щиты управления напряжением до 0,4 кВ

Щиты управления являются наиболее ответственной частью электрической установки, поэтому наибольшее внимание при тушении пожара должно быть обращено на сохранение в целостности, установленной на них, аппаратуры.

При загорании кабелей, проводов и аппаратуры на панелях щита управления, оперативный персонал должен, по возможности, снять напряжение с панелей, на которых возник пожар, и переступить к тушению пожара, не допуская перехода огня на соседние панели.

При этом применяются углекислотные огнетушители, а также распыленная вода.

Случае тушения пожара без снятия напряжения, при применении углекислотных огнетушителей, не допускается прикосновение к кабелям, проводам и аппаратуре, а при применении распыленной воды без снятия напряжения должны соблюдаться допустимые расстояния.

При тушении углекислотным огнетушителем должно соблюдаться расстояние не менее 1м.

7.5 Возможные чрезвычайные ситуации на подстанциях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) − внешне неожиданная обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося процесса и оказывающая отрицательное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную сферу, окружающую среду.

В мирное время ЧС могут возникнуть в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, диверсий или факторов военно-политического характера.

На электроэнергетических производствах ЧС бывают как техногенного, так и природного происхождения. Производственная авария внезапная остановка работы или нарушение установленного процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, которые приводят к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования, поражению людей.

К производственным авариям на п/ст относятся: остановка работы электрооборудования в результате его поломки или неисправности, например, обрыв изолятора, падение опоры или столба линий электропередачи, возникновение пожара в результате которого замыкания.

К природным авариям относятся: разрушение вследствие удара молнии, то есть вследствие грозы, обрыв фазы на линиях электропередач в результате штурмового ветра, обледенение проводов линий электропередач.

7.6 Расчет искусственного освещения в помещении дежурного подстанции (ДПС)

Расчет искусственного освещения производится методом коэффициента использования.

Исходные данные:

Длина помещения, A = 9 м;

Ширина помещения, B = 5 м;

Высота помещения, H = 3,3 м;

Min освещенность выбирается $E_н$ = 200 лк;

Коэффициент запаса $K_З$ = 1,5.

По отношению расстояния между осветительными приборами L к высоте подвеса светильников $H_р$ для получения наибольшей равномерности освещения определяем индекс освещения i по формуле:

$$\mathrm{i} = \frac{\mathrm{A} \cdot \mathrm{B}}{\mathrm{H_р} \cdot (\mathrm{A} + \mathrm{B})} \qquad (7.1)$$

Определим высоту подвеса светильников:

$$\mathrm{H_р} = \mathrm{H} - \mathrm{h_с} - \mathrm{h_р}, \qquad (7.2)$$

где h_p – высота рабочей поверхности над полом, h_p = 0,7 м;

h_c – расстояние от светильников до перекрытия, h_c = 0,15.

$$H_р = 3{,}3 - 0{,}7 - 0{,}15 = 2{,}45 \text{ м}$$

Определим расстояние между светильниками: L = 1,

$$H_р = 1{,}3 \cdot 2{,}45 = 3{,}2 \text{ м}$$

Находим число светильников в одном ряду по длине помещения:

$$n_{св} = \frac{A}{L} = \frac{9}{3{,}2} = 2{,}8$$

Принимаем число светильников $n_{св}$ = 3.

Число рядов:

$$n_{ряд} = \frac{B}{L} = \frac{5}{3{,}2} = 1{,}6$$

Принимаем число рядов $n_{ряд}$ = 2.

Находим общее число светильников:

$$N_{св} = n_{св} \cdot n_{ряд} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ шт}$$

Определяем световой поток лампы:

$$Ф_{раа} = \frac{E_н \cdot k_з \cdot S \cdot z}{N_{св} \cdot \eta}, \qquad (7.3)$$

где z – отношение средств освещенности, z = 1,2;

η – коэффициент светового потока для закрытых помещений;

η = 0,42.

Ближайший стандартный тип светильника по ТУОСШ 539 022 ПВЛМ 2х40 с лампами ЛТБ 40 – 4, мощностью 40 Вт.

$$Ф_{раа} = \frac{200 \cdot 1{,}5 \cdot 45 \cdot 1{,}2}{6 \cdot 0{,}42} = 2428 \text{ лм}$$

7.7 Расчет заземляющего устройства ОРУ 110 кВ

Заземляющие устройства должны удовлетворять требованиям обеспечения безопасности людей и защиты электроустановок, а также обеспечивать эксплуатационные режимы работы

Основным требованием, предъявляемым к заземляющим устройствам, является то, что их сопротивление не должно превышать 0,5 Ом.

Исходные данные:

Площадь ОРУ 110 кВ – 44х36 м. Грунт в месте сооружения п/ст – суглинок, климатическая зона II. Время действия релейной защиты 0,12 с. Полное время отключения выключателя 0,08 с. Наибольший ток замыкания на землю 18,4 кА. Имеется искусственный заземлитель: система трос – опора с сопротивлением заземления 2 Ом (данные проведенных замеров).

а) Для стороны 110 кВ в соответствии с ПУЭ требуется сопротивление заземления 0,5 Ом;

б) Поскольку сопротивление естественного заземления 2 Ом больше сопротивления заземляющего устройства 0,5 Ом, значит необходимо сооружение искусственного заземления;

в) Сопротивление искусственного заземлителя, Ом;

г) Рекомендуемое для расчетов удельное сопротивление грунта в месте сооружения заземлителя составляет ρ = 100 Ом, повышающие коэффициенты для климатической зоны II принимаем равным: 3,5 для горизонтальных электродов, длиной 4,3 м при глубине заложения их вершин 0,7м.

Расчетное удельное сопротивление:

$$P_{экв} = \rho \cdot k_{п} = 100 \cdot 1{,}5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \qquad (7.4)$$

д) Определяем сопротивление растеканию одного вертикального электрода – трубы диаметром 20 мм, длиной 4,3 м при погружении его под землю на глубину 0,7 м:

$$R_{В} = \frac{0{,}366 \cdot \rho_{экв}}{2\pi\ell} \cdot \left(\ln \frac{2\ell}{d} \right) + 0{,}5 \ln \left(\frac{4t + \ell}{4t - \ell} \right), \qquad (7.5)$$

где ℓ – длина электрода, м;

d – диаметр электрода, м;

t – глубина заложения (расстояние от поверхности земли до середины электрода), м.

$$R_{В} = \frac{0{,}366 \cdot 150}{4{,}3} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 4{,}3}{0{,}02} \right) + 0{,}5 \ln \left(\frac{4 \cdot 2{,}5 + 4{,}3}{4 \cdot 2{,}5 - 4{,}3} \right) = 36{,}17 \text{ Ом}.$$

е) Определим примерное количество вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте их использования $k_{ис}$ = 0,8:

$$n = \frac{R_{В}}{k_{ис} \cdot R_{Н}} = \frac{36{,}17}{0{,}8 \cdot 0{,}667} = 68 \text{ шт}, \qquad (7.6)$$

ж) Определяем сопротивление растеканию тока горизонтальных электродов (полос 40х4 мм^2), приваренных к верхним концам вертикальных электродов:

$$R_{Г} = \frac{0{,}366}{\ell_{Г}} \cdot \lg\left(\frac{2\ell_{Г}^{2}}{b \cdot t}\right), \qquad (7.7)$$

где $l_Г$ – периметр открытого распределительного устройства 110 кВ, м;

b – ширина полосы, м;

t – глубина заложения, м.

$$R_{ГЭ} = \frac{0{,}366}{160} \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 160^{2}}{0{,}04 \cdot 0{,}7}\right) = 0{,}385 \text{ Ом.}$$

з) Находим действительное сопротивление току горизонтальных электродов с учетом коэффициента ($k_{ис}$ = 0,235):

$$R_{Г} = \frac{R_{ГЭ}}{k_{ис}} = \frac{0{,}385}{0{,}235} = 1{,}64 \text{ Ом.} \qquad (7.8)$$

и) Уточняем сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{В} = \frac{R_{ГЭ} \cdot R_{Н}}{R_{ГЭ} - R_{Н}} = \frac{1{,}64 \cdot 0{,}667}{1{,}64 - 0{,}667} = 1{,}1 \text{ Ом} \qquad (7.9)$$

к) Уточненное число вертикальных электродов (при $k_{ис}$ = 0,38):

$$n = \frac{R_{ЭВ}}{k_{ис} \cdot R_{В}} = \frac{36{,}17}{0{,}38 \cdot 1{,}1} = 77 \text{ шт.} \qquad (7.10)$$

Окончательно принимаем к установке 85 электродов. Дополнительно к контуру по территории подстанции устанавливаем сетку из продольных полос, расположенных на расстоянии 0,8 – 1 м от оборудования, с поперечными связями через каждые 5 м.

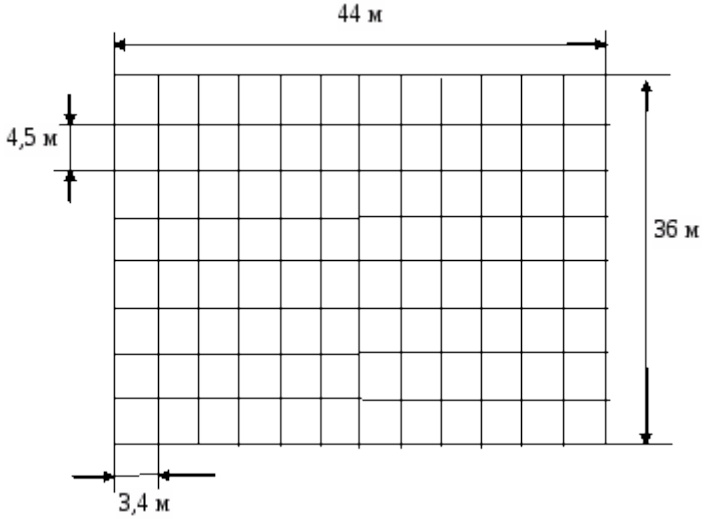


Рисунок 7.1 - Схема заземляющего устройства

Заключение

В дипломной работе на основе схемы электрических соединений СЭС и данных о замерах напряжений и нагрузок в узлах в зимний период были решены вопросы:

- составлена схема замещения СЭС;
- рассчитаны параметры схемы замещения для расчета установившихся режимов;
- проведен расчет на ЭВМ установившихся режимов;
- по результатам расчета установившихся режимов сделан анализ данных режимов работы СЭС, рассмотрены возможности РПН и ПБВ по улучшению уровня напряжения;
- рассмотрены вопросы по экономической части;
- рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности и охраны труда.

Используя программный комплекс RASTR рассчитаны и проанализированы нормальный режим, ремонтные и аварийные режимы работы электрических сетей Наурызбайского района г.Алматы.

Полученные значения напряжения у потребителей не выходят за допустимые пределы, указанные в таблице 5.5. Потребители получают электроэнергию требуемого качества, что позволяет поддерживать нормальный режим работы, увеличить сроки службы оборудования.

При этом необходимо отметить, что летний режим работы сетей также имеют свои особенности. В частности, сезонный спад нагрузок приводит к росту напряжения в сети 110 кВ.

Список используемой литературы

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

2 В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. Электрические сети энергетических систем. –Л.: Энергия, 1977. –392 с.

3 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Под редакцией И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. –М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.

4 Электрический справочник: В 3т. Т.3. В 2 кн. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (Под общей редакцией профессоров МЭИ: И.И. Орлова и др.) –М.: Энергоатомиздат, 1988. –880 с.

5 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер и др. Под редакцией С.С. Рокотяна. –М.: Энергоатомиздат, 1985. –392 с.

6 В.И. Идельчик. Электрические системы и сети. –М.: Энергоатомиздат, 1989. –592 с.

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

8 Методическое пособие по выполнению курсового проекта предмета «Электрические сети энергетических систем» Быков С.П. 2000.

9 Пример выполнения курсового проекта по «Электрическим сетям энергосистем» для специальности 1001 «электрооборудование электрических станций и сетей» Быков С.П. 1998-1999.