МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра _____

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой _____
_____
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ **20____ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Развитие электрических сетей Карасайского района Алматинской области

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Сембі Ғани Жанатлекұлы Эсс-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Тергеусизова М.А., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
Рамиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Джолбаев М.К., профессор, докт. техн. наук
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст.преп. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «13» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Шонобай Ж.С. Доктор PhD
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «13» 06 2016 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 Сембі Ғани Жанатпекұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Развитие электрических сетей Карасайского района Алматинской области

утверждена приказом ректора № 148 от «19» сентября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «14» 06 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Принципиальная схема существующих электрических сетей 35 и 110 кВ; Карто-схема изучаемых сетей 110 и 10 кВ от ПС „Шамалган"; Принципиальная схема изучаемых электрических сетей 10, 35 и 110 кВ; Потокораспределение мощности в сетях 110 кВ;

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Существующий и прогнозный спрос на электроэнергию по Алматинской области
Развитие электрических сетей 110 кВ Карасайского района Алматинской области
Разработка схем электрической сети района
Расчет токов короткого замыкания
Основные технические решения по ВЛ 110 и 10 кВ
Расчет проводов АС 120/19
Выбор опор
Выбор изоляторов и линейной арматуры.
Выбор трансформаторов проектируемой подстанции
Выбор электрического оборудования и коммутационных аппаратов
Экономическая часть и БЖД

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Карта-схема имеющихся сетей 110 и 10 кВ от ПС „Шамилхан"
Принципиальная схема существующих электрических сетей 35 и 110 кВ
Принципиальная схема имеющихся электрических сетей 10, 35 и 110 кВ
Эскизы опор
Принципиальная схема проектируемых сетей 10 кВ
Расчет токов короткого замыкания
Расчет станционных проводов
Выбор изоляторов и линейной арматуры

Рекомендуемая основная литература

Идельчик В.И. Электрические системы и сети. / М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2008. – 720 с.
Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учеб. пособие. – М.: Высшая школа, 1990. – 383 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Дисебаев М.К.	02.02–26.05.16	
Экономическая часть	Валиева Л.Ш.	29.02–30.05.16	
		13.06.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Утверждение темы дипломной работы	19.10.2015	
2	Сбор исходных данных к дипломной работе	21.10.2015	
3	Обзор и анализ литературных источников, нормативных документов по тематике дипломной работы	2.11.2015	
4	Существующий и прогнозный спрос на электроэнергию по Алматинской области	25.01.2016	
5	Развитие электрических сетей 110кВ Карасайского района Алматинской области	8.02.2016	
6	Основные технические решения по ВЛ 110 и 10кВ	23.02.2016	
7	Выбор трансформаторов проектируемой подстанции	14.03.2016	
8	Выбор электрического оборудования и коммутационных аппаратов	18.03.2016	
9	Экономическая часть	3.05.2016	
10	БЖД	4.05.2016	
11	Оформление пояснительной записки и чертежей	20.05.2016	
12	Сдача работы в учебную часть	30.05.2016	

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

Заведующий кафедрой _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Терлеусизова М.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Сембі Ғ.Ж.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Для увеличения надежности электроснабжения электрических систем 110/35 кВ Карасайского и Жамбылского районов Алматинской области, сокращения технических потерь электроэнергии путем ликвидации класса напряжения 35 кВ, возможности подключения новых потребителей рассмотрено развитие сетей 110/10 кВ «Шамалган».

В дипломной работе дан анализ существующему и прогнозному спросу на электроэнергию по Алматинской области, разработана схема электрической сети, произведены расчеты токов короткого замыкания, сталеалюминиевых проводов. Для проектируемой подстанции выбраны трансформаторы, электрическое оборудование и коммутационные аппараты, для ВЛ 110 и 10 кВ выбраны типы опор, изоляторов и линейной арматуры.

В экономической части проекта была произведен финансовый анализ проекта. Также рассмотрены задачи безопасной жизнедеятельности.

Annotation

To increase the reliability of power supply electric systems 110/35 kV Karasai and Zhambyl district of Almaty region , reducing technical losses of electricity by eliminating the 35 kV voltage class , the possibility of connection of new consumers considered the development of networks of 110/10 kV " Shamalgan.

The research paper analyzes the existing and projected demand for electricity in Almaty region , a scheme of the electrical network, made calculations of short circuit currents , steel-aluminum conductors . For the projected substation selected transformers , electrical equipment and switchgear for overhead line 110 kV and 10 selected types of poles, insulators and line fittings.

The financial analysis was made of the economic project. It is also considered safe living tasks

Андатпа

Алматы облысының жамбыл және Қарасай аудандарының 110/35 кВ электрлік тораптарын электрмен жабдықтау сенімділігін арттыру, 35 кВ кернеу класын жою арқылы электр энергияның техникалық шығындарын қсықарту, жаңа тұтынушыларды қосу үшін 110/10 кВ «Шамалған» ҚС тораптарын дамыту қарастыралады.

Бұл дипломдық жобада Алматы облысы бойынша электр энергияның келелектегі сұрансытары мен қолданыстағы тораптарға талдау жүргізілген, электр тораптарынң сұлбасы жасалған, қысқа тұйықталу токтарына және болат алюминий сымдарға есептеу жүргізілген. Жобаланатын ҚС үшін трансформаторлар, электрлік жабдықтар және қарымталушы аппараттар,

соынмен қатар 110 және 10 кВ ӘЖ үшін тіректердің түрлері, оқшаулатқыштар, желілік арматуралар таңдалған.

Жобаға қаржылық талдау жүргізілген және өмір тіршілік қауіпсіздігі сұрақтары қарастырылған.

Содержание

Введение 7
1 Исходные данные для проектирования 8
1.1 Анализ рынков сырья и материалов 9
1.3 Формирование тарифов 12
1.4 Социально-экономические показатели по Алматинской области 13
1.5 Существующий и прогнозный спрос на электроэнергию по Алматинской области 15
1.6 Оценка существующего и прогнозного предложения 18
2 Развитие электрических сетей 110 кВ Карасайского района Алматинской области 22
2.1 Разработка схем электрической сети района 22
2.2 Расчет нагрузок и энергопотребления 23
2.3 Расчет токов короткого замыкания 24
2.4 Основные технические решения по ВЛ 110 и 10 кВ 31
3 Выбор трансформаторов проектируемой подстанции 47
3.1 Выбор электрического оборудования и коммутационных аппаратов 49
3.2 Управление, автоматизация, визуализация на ПС 110/10 «Шамалган» 51
4 Финансовый анализ проекта 54
4.2 Экономическая эффективность инвестиций 57
5 Экономическая часть 60
5.1 Экономическая эффективность установки конденсаторных блоков низкого напряжения 61
5.2 Характеристика компенсирующих устройств 62
5.3 Характеристика потерь электроэнергии 64
5.4 Расчет потребности в ресурсах 68
5.5 Эффективность внедрения компенсирующих устройств 69
6 Безопасность жизнедеятельности 71
6.1 Анализ условий труда ПС 110/10 «Шамалган» 71
6.2 Защита от прямых ударов молнии на подстанции 110/10 кВ 72
6.3 Расчет контурного заземления 74
Заключение 82
Список литературы 83

Введение

Электрической сетью называется устройство, соединяющее источники питания с потребителями электроэнергии. От свойств и работы электрической сети зависит качество электроснабжения потребителей. К электрическим сетям предъявляются определённые технико-экономические требования. Поэтому электрические сети должны тщательно рассчитываться, специально проектироваться и квалифицированно эксплуатироваться.

Основным назначением электрических сетей является электроснабжение потребителей. Под этим обычно понимают передачу электроэнергии от источников питания и распределение её между потребителями.

Развитие энергетики Казахстана, вызванное ростом электропотребления, осуществляется путем сооружения электрических станций, линий электропередачи, и понижающих подстанций. Потребность в их сооружении выявляется и обосновывается при проектировании развития электроэнергетических систем.

В 1960году был образован Карасайский РЭС, который в данное время обслуживает Карасайский район в количестве 1838 юридических и 44646 физических абонентов.

К основному оборудованию относятся: ПС- 110/10; ПС-110/35/10; ПС-35/10; ТП-6-10/0,4; Силовые трансформаторы 110/35/10; Силовые трансформаторы 110/10; Силовые трансформаторы 35/10; Силовые трансформаторы ТСН-10/0,4; Выключатели 110 кВ; Выключатели 35 кВ; Выключатели 10 кВ; Выключатели ВН-16; ОД с КЗ-110кВ; РП-6-10 кВ; в Бесагаш от ТП-1010 и 1215 ВЛ-0,4 кВ полностью заменены на самонесущие изолированные провода.

Развитие электрических сетей в Карасайском районе Алматинской области со строительством ПС 110/10 кВ проводимое АО «Алатау Жарык Компанисы» ставит цель обеспечение бесперебойного, надежного и устойчивого снабжения электроэнергией жителей Карасайского и Жамбылского районов Алматинской области. При этом будут решены следующие задачи:

- снижение технических потерь электроэнергии путем ликвидации класса напряжения 35 кВ;
- высвобождение трансформаторной мощности на стороне 10 кВ путем перевода нагрузки с ПС 35/ кВ №126 «ВАСХНИЛ».

1 Исходные данные для проектирования

В дипломной работе требуется спроектировать ПС 110/10 для развития электрических сетей в Карасайском районе Алматинской области. К основным компонентам проекта относятся:

- Одноцепная воздушная линия напряжением 110 кВ. Заход на ПС 110/10 кВ «Шамалган». 3хАС120/19 + С50, протяженностью 0,29 км;
- Одноцепная воздушная линия напряжением 110 кВ. Выход с ПС 110/10 кВ «Шамалган». 3хАС120/19 + С50, протяженностью 0,21 км;
- ПС 110/10 кВ по типовой схеме ОРУ-110 кВ №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» с трансформаторами 2х25 МВА, в количестве 1 шт;
- Комплектная трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 2х1000 кВА, тупиковая, в количестве 1 шт;
- Две одноцепных воздушных линии напряжением 10 кВ ПС «Шамалган» - РУ-10 кВ ПС №126А «ВАСХНИЛ» 2х3хАС120/19, протяженностью 2х5,73 км (из них 2х0,345 км – кабельный заход на ПС №126А «ВАСХНИЛ»);
- Одноцепная воздушная линия напряжением 10 кВ ПС «Шамалган» - ВЛ-10 кВ Ф№3 ПС№126 (врезка в ВЛ-10 кВ на пос. Первомайский). 3АС70/11, протяженностью 0,275 км;
- Две одноцепных воздушных линии напряжением 10 кВ ПС «Шамалган» - урочище «Ушконыр». 2х3хАС70/11, протяженностью 2х4,795 км;
- Четыре кабельных линии напряжением 10 кВ (по 2 в одной траншее) ПС «Шамалган» - урочище «Ушконыр». 2х2хАПвПуг-3х150 - 10 кВ, протяженностью 2х(2х6,58) км;
- Установка секционного выключателя 110 кВ на существующей ПС 110 кВ №28А «Каргалы» в количестве 1 шт.

Анализ структуры потребления электроэнергии по отраслям экономики за 2015 год показывает, что основную долю в структуре электропотребления Алматинской области составляет коммунально-бытовое потребление – 47%. При передаче электроэнергии возникающие потери составили 16%.

Проектирование ПС 110/10 кВ «Шамалган» с ЛЭП-110 кВ позволит:

- сократить технические потери электроэнергии путем ликвидации класса напряжения 35 кВ;

- увеличить надежность электроснабжения объектов государственной важности и предприятий, расположенных в зоне обслуживания данных электросетевых объектов;

- обеспечить надежной работой электрические системы 110/35 кВ Карасайского и Жамбылского районов Алматинской области;

- обеспечит возможность подключения новых потребителей;

- высвободить трансформаторную мощность на стороне 10 кВ путем перевода нагрузки с ПС 35/10 кВ №126 «ВАСХНИЛ».

Одним из мероприятий, способствующих энергосбережению и энергоэффективности эксплуатируемых АО «АЖК» электрических сетей является модернизация и реконструкция электрических сетей, в том числе:

- ликвидация сетей 35 кВ с переводом нагрузок на ПС 110 кВ;
- строительство ПС 110 кВ.

1.2 Анализ рынков сырья и материалов

Основным сырьем в рамках данного проекта является электроэнергия, произведенная на собственных электростанциях рассматриваемого региона приведенных в таблице 1.1 (АО «АлЭС», Алматинские ТЭЦ-1, 2, 3, Капчагайская ГЭС, Каскад ГЭС АО «АлЭС», Текелийский энергокомплекс) транспортируемая (передаваемая) через проектируемые объекты до потребителей.

Таблица 1.1 - Установленная и располагаемая мощности электростанций по Алматинской области

Наименование электростанций	$P_{уст}$	$P_{расп}$	Разрывы мощности
Алматинская область	**1297,1**	**882,0**	**415,1**
Алматинская ТЭЦ-1 АО "АлЭС"	145	111	34
Алматинская ТЭЦ-2 АО "АлЭС"	510	411	99
Алматинская ТЭЦ-3 АО "АлЭС"	173	173	-
Капшагайская ГЭС АО "АлЭС"	364	140	224
Алматинский каскад ГЭС АО "АлЭС"	46,9	15	31,9
Иссыкская ГЭС-2 ТОО "ЭнергоАлем"	5,1	1,4	3,7
Текелийская ТЭЦ-2	24	24	-
Талды-Корганские ГЭС	7,1	2,7	4,4
Каратальская ГЭС-1	10,1	1,9	8,2
Каратальская ГЭС-2 ТОО «АСПМК-519»	4,4	0,8	3,6
Каратальская ГЭС-3 ТОО «АСПМК-519»	4,4	0,8	3,6
Каратальская ГЭС-4 ТОО «АСПМК-519»	3,1	0,4	2,7

Программа развития электроэнергетической отрасли, предусматривающей техническое перевооружение действующего оборудования, расширение существующих электростанций и ввод новых

генерирующих мощностей, позволит обеспечить доступность электроэнергии.

В Казахстане стабильно работает и динамично развивается конкурентный рынок электроэнергии. Модель рынка основана на системе взаимосвязанных, согласованно действующих рынков электроэнергии, на каждом формируется свой тариф.

Рынок *децентрализованной торговли электроэнергией*, функционирующий на основе заключаемых двусторонних договоров между участниками рынка, на основании которых определяется цена на электроэнергию. В настоящее время этот рынок составляет около 80% от объемов оптового рынка.

Рынок *централизованной торговли электроэнергией*, представляет собой организованную торговую площадку, функционирующую на биржевых принципах, оператором является АО «КОРЭМ». Торги осуществляются на краткосрочный (спот-торги в режиме «за день вперед»), среднесрочный (неделя, месяц) и долгосрочный периоды (квартал, год).

Факторами, определяющими цену на торгах, являются цена и объем электроэнергии, заявляемые участниками торгов.

Рынок системных и вспомогательных услуг, целью работы которого является оказание услуг по поддержанию заданных технических параметров для обеспечения требуемого уровня надежности и надлежащего качества функционирования энергосистемы.

Балансирующий рынок в режиме реального времени, который позволяет на основе рыночных механизмов урегулировать отклонения (дисбалансы) между контрактными и фактическими значениями производства/потребления электроэнергии и обеспечить сбалансированность производства/потребления электроэнергии в режиме реального времени.

Дальнейшее совершенствование рыночных отношений в Казахстане связано с организацией рынка мощности. Введение данного рынка предусматривается с целью строительства наиболее эффективных и необходимых для энергосистемы генерирующих источников, обеспечения для инвесторов гарантий покупки мощности и возврата инвестиций.

Наиболее прозрачным является механизм ценообразования на рынке централизованной торговли. На основании данных годовых отчетов КОРЭМ приводится динамика цен на данном рынке.

Минимальная цена на электрическую энергию, сложившаяся на торгах в 2010 году, составила 4,76 тенге/кВт.ч, в 2011г – 4,41 тенге/кВт.ч, максимальная цена – соответственно 10,25 и 6,888 тенге/кВт.ч.

Динамика цен на спот-торгах за период 2005-2011гг. приведена на рисунке 1.1.

Из приведенных данных следует, что динамика цен за период 2005 – 2010 гг. имела тенденцию к увеличению, а в 2011г. по сравнению с 2010 отмечается снижение цены: минимальной – на 7,4%, максимальной – на 33%.

Цены на электрическую энергию, сложившиеся на торгах в 2010-2011 гг. на средне- и долгосрочный периоды, составили соответственно:

минимальная – 1,12 и 1,23 тенге/кВт.ч, максимальная – 10,75 и 16,45 тенге/кВт.ч.

Динамика цен на средне- и долгосрочный периоды за период 2005-2011 гг. приведена ниже на рисунке 1.2.

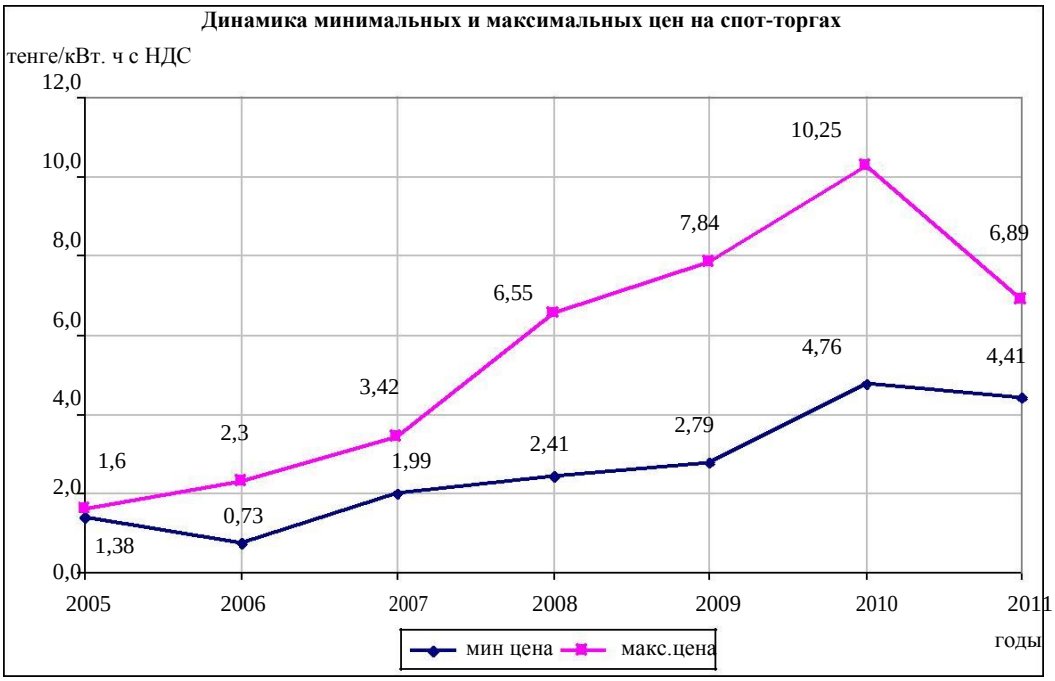


Рисунок 1.1 – Динамика цен на спот-торгах

Рисунок 1.2 – Динамика минимальных и максимальных цен на торгах

Средняя цена контрактов, заключенных в 2011 году, на 30% выше по сравнению с 2010 годом. Основной причиной повышения цен на электроэнергию является введение в 2009 году предельных тарифов для производителей электрической энергии и их ежегодное повышение.

Минимальная цена в 2010-2011 гг., как и в предыдущие годы, была зафиксирована в апреле в контракте на поставку электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС в период паводка.

1.3 Формирование тарифов

Тариф на электроэнергию у потребителей складывается из следующих составляющих:

- тариф на шинах электростанций (энергопроизводящих организаций – ЭПО);
- тариф на транспортировку (сумма всех последовательных транспортных составляющих энергопередающих компаний от ЭПО до потребителя);
- тариф на услуги сбытовых или энергоснабжающих организаций (ЭСО).

С 01.01.2009 года в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике» формируется три вида тарифов на электроэнергию ЭПО: предельный, расчетный и индивидуальный.

Предельный тариф устанавливается на уровне, обеспечивающем выполнение инвестиционных программ по созданию новых активов, расширению, обновлению, реконструкции и техническому перевооружению существующих активов (утверждены Постановлением Правительства РК от 25 марта 2009 года №392).

Показатели предельных тарифов энергопроизводящих организаций Алматинской области приведены ниже в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Предельные тарифы по Алматинской области

Наименование	**Предельные тарифы по годам**						
	2009	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**
Алматинская область							
АО «АлЭС»; Алматинские ТЭЦ-1,2,3; Капчагайская ГЭС, Каскад ГЭС АО «АлЭС»	5,74	6,74	7,1	7,4	7,8	8,2	8,6
Текелийский энергокомплекс	4,5	4,95	5,4	5,98	6,6	7,2	7,5

Транзит электроэнергии по сетям национального значения осуществляет АО «KEGOC». С целью повышения прозрачности механизма формирования тарифов и ценообразования в соответствии с решением Агентства по регулированию естественных монополий с 1 августа 2010 года приказом №214-ОД от 22 июня 2010 г. введен единый тариф на услугу по передаче электроэнергии по национальной электрической сети, который в настоящее время составляет 0,953 тенге/кВт. ч для всех категорий потребителей. Единый тариф на передачу электроэнергии введен взамен ранее действовавших 8 зональных тарифов, составлявших 0,762-1,216 тенге/кВт.ч.

Действующий тариф АО «KEGOC» на оказание:

- услуг по технической диспетчеризации, составляет 0,118 тенге/кВт. ч (без НДС);
- по услуге организации балансирования производства-потребления электроэнергии - 0,032 тенге/кВт.ч.

Передачу электроэнергии по сетям регионального уровня в Алматинской области осуществляет АО «АЖК» и АО «ТАТЭК».

Тариф на электроэнергию ЭСО согласовываются АРЕМ в соответствии с Законом «О естественных монополиях и регулируемых рынках», при этом доля ЭСО в тарифе составляет 3-8%.

Действующий среднеотпускной тариф на электроэнергию для конечных потребителей г. Алматы и Алматинского региона области – 11,79 (ТОО «Алматыэнергосбыт») -10,59 - 12,9 тенге/кВт.ч (без НДС) по объемам потребления и по зонам суток ТОО «Жетысуэнерготрейд».

1.4 Социально-экономические показатели по Алматинской области

Промышленность

В 2014 году объем промышленного производства составил 363,1 млрд. тенге, что на 34,2 млрд. тенге больше уровня соответствующего периода 2011 года (328,9 млрд. тенге). Индекс физического объема составил 101%, темп роста 110,4%.

По индексу физического объема промышленной продукции Алматинская область находится на 9 позиции по республике.

В обрабатывающей промышленности в целом по отрасли выпущено продукции на 302,4 млрд. тенге (2011 год - 272,1 млрд.тенге).

Наибольшее влияние на формирование показателей в целом по промышленности оказывает обрабатывающая промышленность (доля - 83,3%).

Мониторингом по развитию казахстанского содержания в области в основном охвачены предприятия, осуществляющие выпуск продукции промышленно-технического назначения.

За январь-сентябрь 2014 года в области введено 22 новых промышленных объектов, расширено производство на 12 действующих объектах, за счет чего создано 1659 рабочих мест.

Сельское хозяйство

В 2014 году производство валовой продукции сельского хозяйства составил 312,2 млрд.тенге.

Для поддержкии отрасли из государственного бюджета выделено 18,2 млрд.тенге, в том числе из республиканского бюджета 10,9 млрд.тенге, с областного бюджета - 2,7 млрд.тенге, на кредитование сельхозтоваропроизводителей - 4,6 млрд. тенге.

Посевы сельскохозяйственных культур по области размещены на 889,6 тыс. га, по сравнению с прошлым годом увеличены площади кукурузы на

зерно - на 3,4 тыс. га, сои - на 10,7 тыс. га, картофеля и овощебахчевых культур - на 4,1 тыс. га, кормовых культур - на 2,5 тыс. га.

Валовой сбор зерновых культур составил 1068,9 тыс. тонн при урожайности 24,3 цн/га. Произведено 217,7 тысяч тонн масличных культур (2011г-194 тыс.тн), 1519 тыс.тонн картофеля и овощебахчевых культур (2011г-1394 тыс.тн), 82,0 тыс. тонн плодов и ягод, винограда (2011г-77 тыс.тн).

Построено 2 тепличных комплекса общей площадью 9,1 гектар, всего действуют 429 теплиц на 49,8 га, произведено 7421 тонн овощей.

По сравнению с аналогичным периодом прошлых лет во всех категориях хозяйств увеличилось поголовье скота и птицы - на 2,0%.

В области площадь пастбищ составляет 6339,1 тыс. и сенокосов - 220,9 тыс. га. Кроме того, зесеяно кормовые культуры на площади 215,9 тыс.га и ячменья на корм - на 172,3 тыс.га. В расчѐте на 1 условную голову заготовлено 13 центнеров кормовых единиц.

Функционирует 47 сельских потребительских кооперативов. Разработаны 65 инвестиционных проектов на сумму 53,3 млрд. тенге, из них с 2009 года по настоящее время введены в эксплуатацию 40 проектов на общую сумму 24,4 млрд. тенге, в том числе 18 современных перерабатывающих предприятий, 10 теплиц, 9 картофеля и плодоовощехранилищ, по 2 молочно-товарные фермы и откормочные комплексы.

На территории Алматинской области проживает более 2 миллионов человек населения, что составляет 12% всего населения республики. На сегодняшний день медицинскую помощь населению области оказывают 973 медицинских организаций, из них 848 государственных и 125 - частных.

Развитие малого бизнеса

Количество активных субъектов малого и среднего бизнеса по Алматинской области составило 104,3 тыс. единиц, в них занято 269,7 тыс. человек или 26,3 % от экономически активного населения.

На 2012 год для реализации Программы «Дорожная карта бизнеса 2020» Алматинской области выделено 2 млрд. 220 млн. тенге (в том числе: на поддержку частного предпринимательства 1 млрд. 107 млн.тенге, на развитие индустриальной инфраструктуры 1 млрд. 113 млн. тенге).

Транспорт

Алматинская область располагает разветвленной транспортной сетью, на ее территории имеются следующие виды транспорта: речной, железнодорожный, автомобильный, воздушный. Через Алматинскую область проходит железнодорожная магистраль, общей протяженностью - 1342,9 км. Этот фактор не только способствует вхождению региона в экономическое и социально-культурное пространство страны, но и является его необходимым условием.

На сегодняшний день маршрутная сеть Алматинской области состоит из 344 маршрутов, из них: внутригородские - 40, внутриобластные (междугородные) - 134, внутрирайонные - 71, а также соединяющие

населенные пункты области с городом областного и республиканского значения протяженностью до 50 км - 99 маршрутов.

В области расположено 2 аэропорта: в г. Талдыкорган - АО «Авиакомпания «Жетысу» и в п. Боролдай Илийского района - ТОО «Альтаир Эйр».

1.5 Существующий и прогнозный спрос на электроэнергию по Алматинской области

Электропотребление и максимум электрической нагрузки являются основными показателями при анализе на спрос электроэнергии. В таблице 1.3 приводится динамика спроса на электроэнергию по Алматинской области.

Таблица 1.3 – Спрос на электроэнергию млрд. кВт. ч/ МВт по Алматинской области

Наименование	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.
Электропотребление	7,09	7,70	8,31	8,63	8,44	8,76	9,33
Среднегодовые темпы роста (%)	12,6	8,5	8,0	-2,2	3,8	3,8	6,5
Максимум электрической нагрузки (собств.)	1412	1494	1555	1675	1600	1625	1827

Из таблицы 1.3 видно, по сравнению с электропотреблением 2010г, спрос на электроэнергию в 2011 г. составило 9,33 млрд. кВт.ч и возросло на 0,57 млрд. кВт. ч или 6,5%. Для этого года, также отмечается увеличение на 202 МВт собственного максимума электрической нагрузки по сравнению с предыдущим годом. Необходимость Алматинской области в электроэнергии которую выдавали собственные электростанции составил 62,0%. Из рисунка 1.3 можно анализировать динамику электрических нагрузок и электропотребления, и сделать вывод о тенденции ее дальнейшего роста.

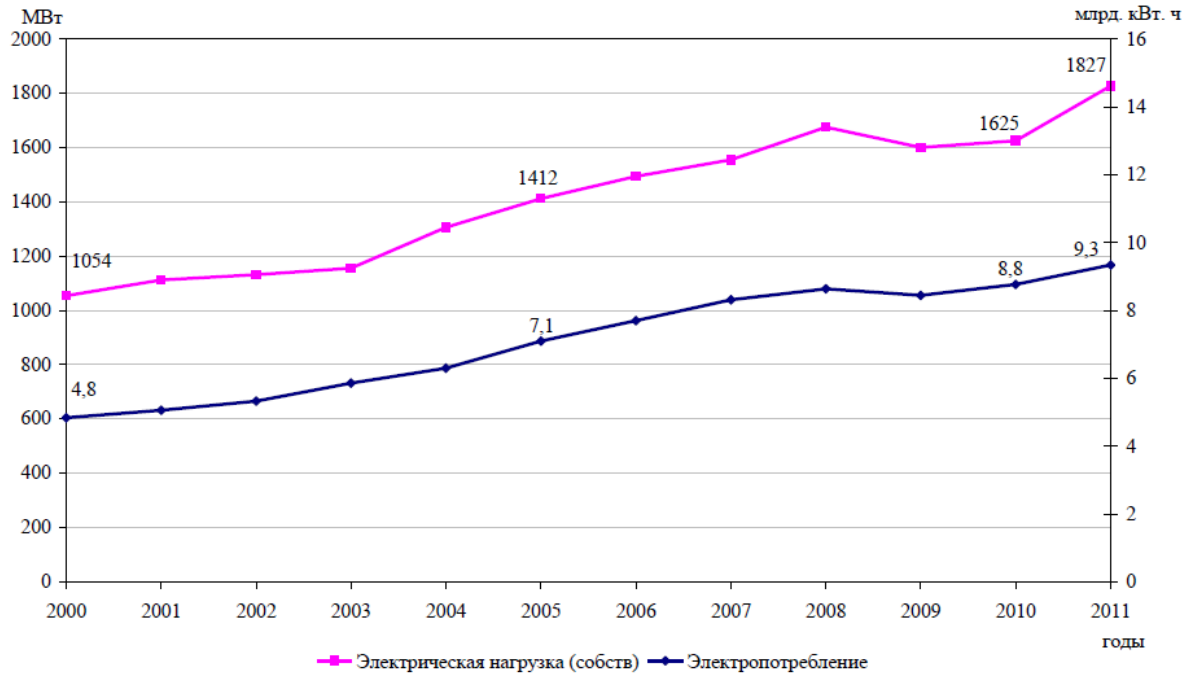


Рисунок 1.3 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Алматинской области за 2000-2011 гг.

По данным Агентства по Алматинской области РК составлена характеристика потребления электроэнергии по различным секторам экономики (см. рисунок 1.4).

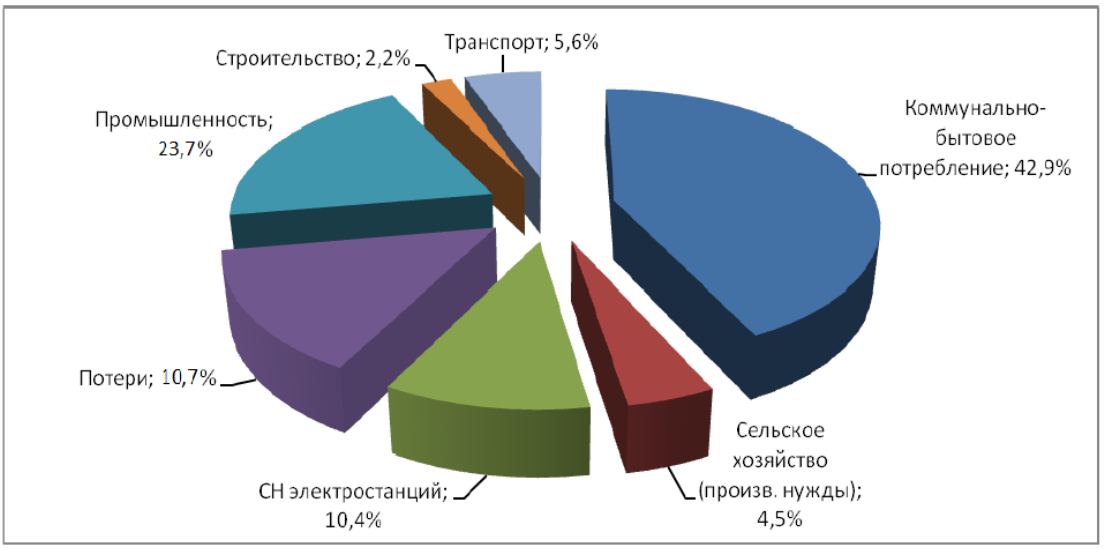


Рисунок 1.4 - Характеристика потребления электроэнергии по различным секторам экономики

Прогнозируемая численность населения Алматинской области до 2030 показана в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Прогнозируемая численность населения Алматинской области до 2030г

Наименование области	2005 г.	2010 г.	2012 г.*	2015 г.	2020 г.	2030 г.
Алматинская область	2851,7	3287,4	3353,9	3789	3469	4427

В таблице 1.5 приведены перспективные уровни электропотребления и электрических нагрузок до 2030г.

Таблица 1.5

Наименование	2011	2015		2020		2025		2030	
	Отчет	прогноз							
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
Алматинская область									
1. Электропотребление, млрд. кВт.ч	9,33	11,6	13,4	14,0	16,6	16,2	19,2	18,3	22,3
2. Среднегодовые темпы роста (%%)	6,5	5,6	9,5	3,8	4,4	3,0	3,0	2,5	3,0
3. Максимум электрической нагрузки (собств), МВт	1827	2200	2530	2810	3220	3160	3760	3780	4300

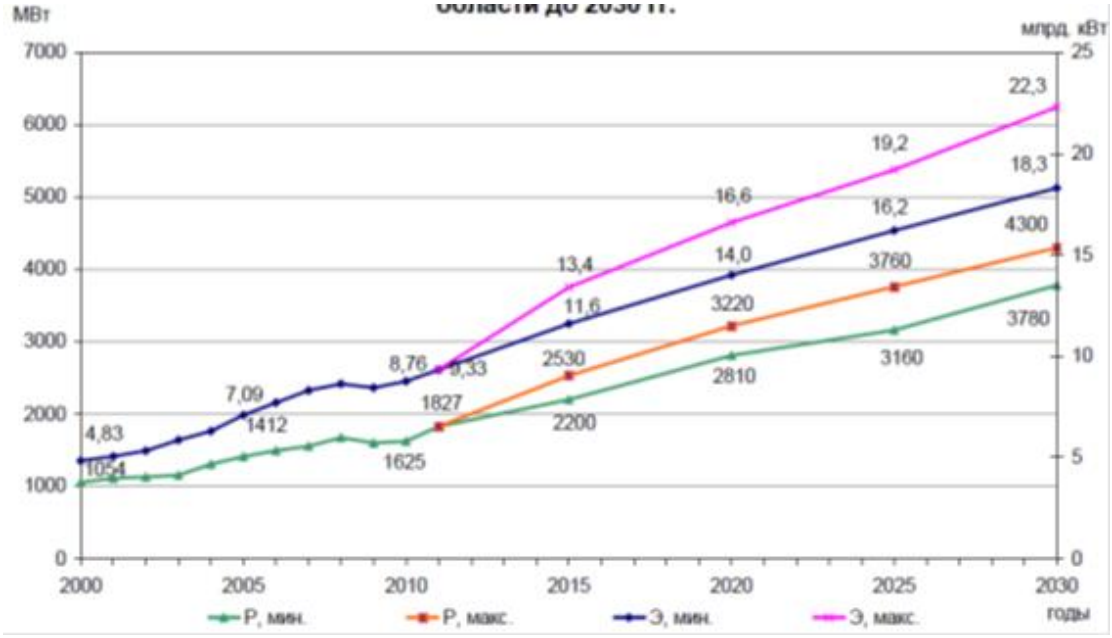


Рисунок 1.5 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Алматинской области до 2030 гг

Динамика изменения уровней электропотребления и максимума электрической нагрузки Алматинской области на перспективу до 2030 г. приведена ниже на рисунке 1.5.

Проектирование подстанции 110/10 «Шамалган», позволит обеспечить необходимую электрическую энергию потребителям, а также будет способствовать снижению потерь электроэнергии при ее передаче.

1.4 Оценка существующего и прогнозного предложения

Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций Алматинской областей на период до 2030 г. с учетом принятого развития приведены ниже в таблице 1.6.

Строительство новых электростанций

Балхашская ТЭС (БТЭС)

Сооружение нового базового источника на площадке ЮКГРЭС БТЭС обосновано по условиям покрытия дефицитов мощности и электроэнергии Южного Казахстана в ТЭО, разработанном АО «Институт «КазНИПИ Энергопром» 2008 г. Если мощность Балхашской ТЭС на уровне 2020 г. будет ограничена вводом только одного модуля 1320 МВт, при развитии ЕЭС Казахстана по максимальному прогнозу электрических нагрузок необходимо форсировать ввод энергоблоков №4, 5 на ЭГРЭС-2 и ускорение сооружения транзита Север-Восток-Юг.

Талдыкорганская ТЭЦ - в соответствии с разработанным ТЭО для решения вопросов теплоснабжения города Талдыкорган предусматривается сооружение ТЭЦ мощностью 370/440 МВт.

Однако до настоящего времени окончательного решения о целесообразности ее строительства не принято. Кроме того, по результатам реализации Программы модернизации ЖКХ необходимо уточнение перспективных уровней тепловых нагрузок и сроков ввода данной ТЭЦ.

Таблица 1.6

Наименование	2011		2015		2020		2025		2030	
Алматинская область	$P_{уст}$	$P_{расп}$	$P_{уст}$	$P_{расп}$	$P_{уст}$	$P_{расп}$	$P_{уст}$	$P_{расп}$	$P_{уст}$	$P_{расп}$
	1297	**882**	**1576**	**1334**	**3392**	**2686**	**4110**	**3559**	**4402**	**3659**
Существующие	**1297**	**882**	**1118**	**977**	**1253**	**1194**	**1468**	**1409**	**1468**	**1409**
ТЭЦ-1 АО "АлЭС"	145	111	89	89	89	89	64	64	64	64
ТЭЦ-2 АО "АлЭС"	510	411	510	465	510	510	750	750	750	750
ТЭЦ-3 АО "АлЭС"	173	173	50	50	100	100	100	100	100	100
Капшагайская ГЭС	364	140	364	300	434	400	434	400	434	400
Текелийская ТЭЦ-2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Каскад АГЭС	47	15	47	40	62	62	62	62	62	62
Каратальская ГЭС-1	10,1	1,9	10,1	2	10,1	2	10,1	2	10,1	2
Талдыкорганские ГЭС	5,2	2,1	5,2	1	5,2	1	5,2	1	5,2	1
Иссыкская ГЭС-2	5,1	1,4	5,1	2	5,1	2	5,1	2	5,1	2
Каратальская ГЭС-2	4,4	0,8	4,4	1	4,4	1	4,4	1	4,4	1
Каратальская ГЭС-3	4,4	0,8	4,4	1	4,4	1	4,4	1	4,4	1
Каратальская ГЭС-4	3,1	0,4	3,1	1	3,1	1	3,1	1	3,1	1
Аксу ГЭС-1	1,9	0,6	1,9	0,6	1,9	0,6	1,9	0,6	1,9	0,6
Планируемые	-	-	**458**	**357**	**2139**	**1492**	**2642**	**2150**	**2934**	**2251**
Балхашская ТЭС	-	-	-	-	1320	1000	1320	1320	1320	1320
Талдыкорганская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	240	240	240	240
Мойнакская ГЭС	-	-	300	300	300	300	300	300	300	300
Кербулакская ГЭС	-	-	-	-	40,6	22,9	40,6	22,9	40,6	22,9
ГЭС Кызылбулак на р.Коксу	-	-	-	-	-	-	40	10	40	10
ГЭС Тункуруз на р.Тентек	-	-	-	-	-	-	-	-	31	3,8
Джунгарская ГЭС на р. Тентек	-	-	-	-	-	-	-	-	50	5,8
Бодаревская ГЭС на р.Коксу	-	-	-	-	-	-	-	-	31	9,4
Каскад Шелекских ГЭС	-	-	-	-	144	51	144	51	144	51
Малые ГЭС	-	-	81	21,4	155	43	278	81,2	358	112,4

Развитие ГЭС предусматривается с целью дальнейшего освоения

потенциала крупной и малой гидроэнергетики, решения вопросов обеспечения ЕЭС Казахстана регулирующей мощностью и снижения общего расхода органического топлива.

Мойнакская ГЭС на реке Чарын мощностью 300 МВт предназначена для решения вопросов обеспечения собственными источниками регулирующей мощности на Юге Казахстана. В конце 2011 года завершено ее строительство, пуск в эксплуатацию предусмотрен в 2012 г.

Кербулакская ГЭС на реке Или мощностью 40,6 МВт с водохранилищем недельно-суточного регулирования предназначена для снятия ограничений по неравномерности попуска вышерасположенной Капшагайской ГЭС и увеличения ее располагаемой мощности для покрытия пиковых нагрузок.

Вовлечение в баланс возобновляемых источников энергии (малые ГЭС, ВЭС, СЭС) предусматривается на основе использования имеющегося значительного потенциала малой гидроэнергетики, ветровой и солнечной энергии с целью обеспечения оптимальной структуры генерирующих мощностей, учитывающей снижение общего расхода ТЭР, минимальный уровень экологического воздействия на окружающую среду. Казахстан в рамках Киотского протокола взял на себя обязательства по снижению выбросов парниковых газов относительно базового года.

Освоение гидропотенциала малых рек принято на основании «Отраслевой программы по развитию электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2010-2014 годы», проработок ТОО «Казгидро» и по данным областного акимата. К первоочередным наиболее перспективным относятся каскад ГЭС на реке Шелек, ГЭС на реках Коксу, Тентек, Чарын и др.

Таблица 1.7

Наименование	2011	2015		2020		2025		2030	
1 Потребность		Мин	Max	Мин	Max	Мин	Max	Мин	Max
1.1 Максимальная электр.нагрузка	1827	2200	2530	2810	3220	3160	3760	3780	4300
1.2 Необходимый резерв мощности		221	252	320	366	360	427	430	488
2 Покрытие									
2.1 Установленная мощность ЭС	1297	1594	1594	3428	3428	4149	4809	4407	5727
2.2 Располагаемая мощность ЭС	882	1340	1340	2695	2695	3569	4229	3659	4979
2.3 Резервы мощности		130	130	160/ 260	160/ 260	380/ 400	480/ 500	380/ 400	480/ 500
2.4 Используемая в балансе мощность	991	1116/ 1136	1116/ 1136	1764/ 2345	1764 /2345	2816/3 079	3376/ 3639	2900/3 169	4120 /4389
3 Дефицит (+), избыток (-)	836	1084/ 1064	1414/ 1394	1046/ 465	1456/ 875	344/ 81	384/ 121	880/ 611	180/- 89
4 Перетоки	836	1084/	1414/	1046/	1456/	344/	384/	880/	180/-

		1064	1394	465	875	81	121	611	89

На реке Шелек планируется строительство ГЭС 19-26 общей мощностью 148 МВт, в том числе ГЭС 19-22, которые включены в «Программу развития электроэнергетики Республики Казахстана на 2010-2014 годы» и являются I этапом с вводом в следующие сроки:

- ГЭС-19 (Руст.=14 МВт) – 2014 г.;
- ГЭС-20 (Руст.=14 МВт) – 2015 г.;
- ГЭС-21 (Руст.=16,2 МВт) – 2016 г.;
- ГЭС-22 (Руст.=16,6 МВт) – 2017 г.;

Всего - 60,8 МВт

Наиболее перспективными по результатам исследований ветропотенциала, проведенных в рамках проекта ПРООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветровой энергии» являются проекты строительства ВЭС на площадках в Джунгарских Воротах и Шелекском Коридоре.

Соотношение спроса и предложения характеризуется балансами мощности и электроэнергии, формирование которых в перспективе будет зависеть как от темпов экономического развития региона, так и реализации программ развития собственных источников.

В таблице 1.7 представлен баланс мощности Алматинской области на перспективу.

2 Развитие электрических сетей 110 кВ Карасайского района Алматинской области

2.1 Разработка схем электрической сети района

Проектирование ПС 110/10 кВ «Шамалган» намечается южнее поселка Ушконыр Карасайского района Алматинской области.

Выбор схемы электрической сети производится одновременно с выбором напряжения и заключается в определении размещения подстанций, связей между ними, предварительной разработке принципиальных схем подстанций, определении числа и мощности трансформаторов на подстанциях и сечений проводов линий электропередачи. Выбор схемы производится на перспективу 5-10 лет.

Топология электрических сетей развивается в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением энергоисточников. Многообразие и несхожесть этих условий приводят к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, обладающих различными свойствами и технико-экономическими показателями.

Таблица 2.1 - Основные показатели проектируемых сетей 110 и 10 кВ

Показатель	**Ед.изм**	**Кол-во**
ПС 110/10 кВ «Шамалган» (схема №110-5АН) с трансформаторами 2х25	шт	1
ВЛ-110 кВ. Заход-выход существующей ВЛ-110 кВ №113 А на ПС «Шамалган»		
Заход на ПС «Шамалган» 3хАС 120/19+С50	м	290
Выход с ПС «Шамалган» 3хАС 120/19+С50	м	210
ВЛ-10 кВ ПС «Шамалган» - врезка в существующую ВЛ 10 кВ Ф №3		
Протяженность трассы	м	275
Количество цепей	шт	1
Количество и марка проводников каждой цепи	3АС 70/11	
ЛЭП-10 кВ ПС «Шамалган» - урочище «Уш коныр»		
Протяженность трассы	м	6580
Количество цепей	шт	2
Количество и марка проводников каждой цепи	2хАПвПуг 3х150/25-10кВ	
Воздушная линия 10 кВ ПС «Шамалган» - урочище «Уш коныр»		
Протяженность трассы	м	4795
Количество цепей	шт	2
Количество и марка проводников каждой цепи	3 АС 70/11	

В соответствии с ПУЭ потребители I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, и перерыв в их электроснабжении допускается лишь на период автоматического включения резервного питания. В большинстве случаев двухцепная линия не удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения потребителей I категории, так как при повреждении опор при гололеде возможен полный перерыв питания. Для таких потребителей необходимо предусматривать не

менее двух отдельных линий. Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривают питание по двум отдельным линиям либо по двух цепной линии. Однако, учитывая непродолжительность времени аварийного ремонта воздушных линий, электроснабжение нагрузок II категории допускается производить по одной воздушной линии. Для потребителей III категории достаточно питания по одной линии.

Карта-схема намечаемых сетей 110 и 10 кВ от ПС «Шамалган» приведен в Приложении 1.

В таблице 2.1 представлены основные показатели проектируемых сетей 110 и 10 кВ.

2.2 Расчет нагрузок и энергопотребления

Для ПС 110/10 «Шамалган» выполнены электрические расчеты сетей напряжением 110 кВ на 2020 год в максимальном и наиболее тяжелом послеаварийном режимах.

Анализ расчетов показал, что в нормальном и послеаварийном режимах загрузка сетей и уровни напряжения на шинах 10 и 110 кВ проектируемой ПС находятся в допустимых пределах.

Это позволяет обеспечить на шинах 10 кВ подстанций следующие уровни напряжения:

режимах максимальных нагрузок – не менее 10,5 кВ;

в послеаварийных режимах – не менее 10 кВ.

Расчет нагрузок с учетом перезавода существующих ВЛ-10 кВ, расчетной нагрузки, а также перспективы развития на 2020 год и обоснование мощности намечаемой ПС «Шамалган» приведены в таблице 2.2 уточненных расчетных нагрузок и выбора мощности подстанции.

Таблица 2.2 – Уточненный расчет нагрузок и мощности

Наименование ПС	Нагрузка на шинах 10 кВ, МВА				Количество и мощность трансформаторов	
ПС 110/10 кВ «Шамалган»	Существ.	2014г	2017г	2020г	Существ.	Проект.
Шины 10 кВ	-	9	14,7	20,40	-	2х25

Таблица 2.3 – Потребление электроэнергии на уровень до 2020г

Наименование	Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ, МВт			Потребление эл.энергии Млн.кВт.ч		
	2014г	2017г	2020г	2014г	2017г	2020г
ПС 110/10 кВ «Шамалган»	9	14,7	20,4	27	51,45	81,6

В таблице 2.3 приведено потребление электроэнергии на уровень до 2020 г. по комплексу потребителей, питание которых планируется осуществить от шин 10 кВ ПС 110/10 кВ «Шамалган».

Число часов использования максимальной нагрузки при расчете потребления электроэнергии принято 3 000 часов (РУМ-8, ноябрь 1981 г.), с ростом числа часов использования максимальной нагрузки до 2020 года до 4 000 часов.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Оборудование подстанции должны надежно работать при всех режимах функционирования соответствующих аппаратов или отдельных частей электроустановок в: нормальных, ремонтных, аварийных, послеаварийных режимах.

В нормальном режиме все элементы находятся в работе и функционируют в соответствии с запланированными для них нагрузками и качественными показателями.

Ремонтный режим обусловлен выводом оборудования в плановый ремонт. Аварийный режим наступает при внезапном нарушении нормального режима. При выборе аппаратов за расчетный аварийный режим принимается режим короткого замыкания (КЗ). После отключения КЗ наступает послеаварийный режим.

При оценке расчетных условии КЗ составляют расчетную схему, намечают места расположения расчетных точек КЗ, определяют расчетное время протекания токов КЗ и расчетный вид КЗ.

Расчетная схема – это однолинейная электрическая схема проектируемой электроустановки, в которую включены все источники питания и все возможные связи между ними.

Приближенные методы расчета токов КЗ, основанные на допущениях, позволяющие упрощать расчеты часто используются при проектировании и эксплуатации электроустановок.

В дипломной работе расчет выполнен для трехфазного КЗ, т.к. наибольшие значения токов КЗ встречаются при симметричных коротких замыканиях, при этом взяты во внимание следующие общепринятые допущения:

1) составляется расчетная схема электрической сети;

2) составляем схему замещения для заданной точки КЗ и определяем параметры элементов схемы;

3) преобразуем схему замещения к простому виду. По закону Ома определяем начальные действующие значения периодических составляющих токов КЗ и определяем их сумму;

4) определяем апериодическую составляющую тока КЗ и ударный ток.

Схема замещения сети. Схема замещения для расчета токов КЗ составляется по расчетной схеме сети, которая, в свою очередь, составлена на основании проектируемой схемы подключения ПС 110/10 кВ «Шамалган». В качестве источников питания принимаются шины 110 кВ питающих подстанций (Е1 – ПС № 28А «Каргалы», Е2 – ПС № 42А «Аксай»).

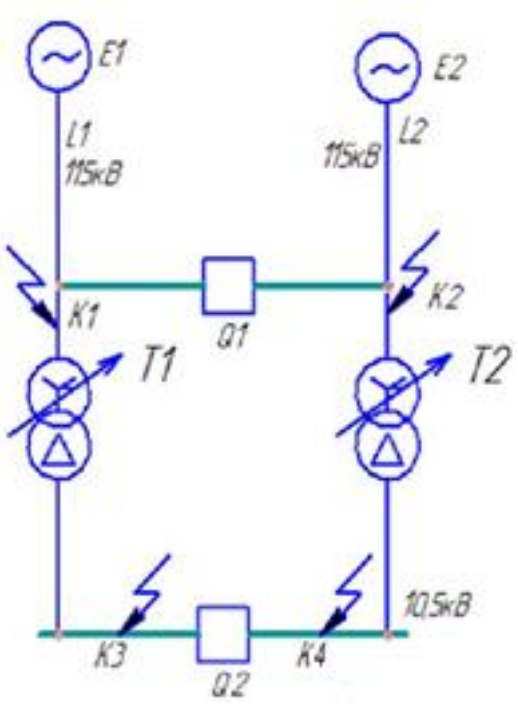


Рисунок 2.1 – Расчетная схема

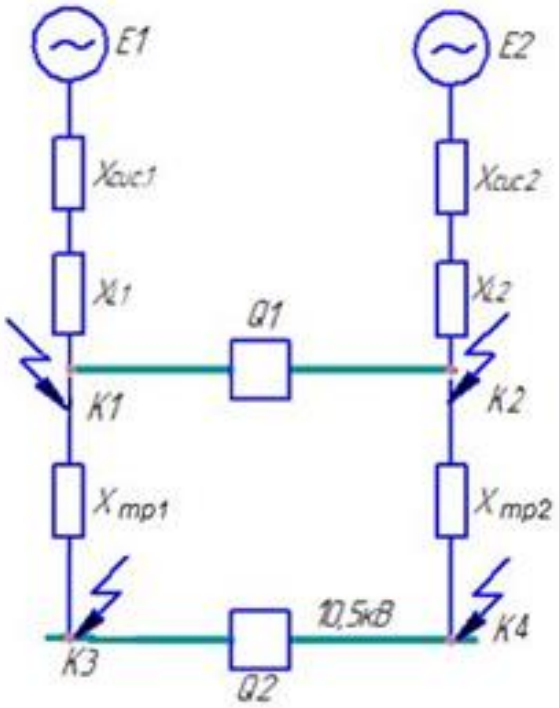


Рисунок 2.2 – Схема замещения

Исходные данные для расчета:
Т1и Т2 трансформаторы ТДН-25000/110:
$S_{ном} = 25MBA$, $U_{ном} = 10{,}5\%$.

l_1 одноцепная ВЛ с проводом АС-120/19:

$X_0 = 0{,}423 Ом/км,\ l_1 = 10{,}5 км,$

l_2 одноцепная ВЛ с проводом АС-120/19:

$X_0 = 0{,}423 Ом/км,\ l_2 = 27{,}16 км.$

Базисные величины.

Расчет ведем в относительных единицах.

В качестве базовых значений мощности и напряжений принимаем $S_{баз} = 1000 MBA,\ U_{баз1} = 115 кВ;\ U_{баз2} = 10{,}5 кВ.$

Базисный ток ступени короткого замыкания:

$$I_{баз} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{баз}} кА; \qquad (2.1)$$

$$I_{баз1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5{,}02 кА;$$

$$I_{баз1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 54{,}987 кА.$$

Расчет сопротивлений, элементов схемы замещения подстанции, в относительных единицах.

Энергосистема:

$$X_{сист} = \frac{S_{баз} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} U_{баз}}. \qquad (2.2)$$

Токи КЗ в максимальном режиме:

- на шинах ПС № 28А «Каргалы» - $I_{кз}^{max} = 4915 А;$
- на шинах ПС № 42А «Аксай» - $I_{кз}^{max} = 2269 А.$

(токи на шинах 110 кВ питающих подстанций приняты на основании данных, предоставленных АО «АЖК»).

$$X_{сист1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4915 \cdot 115} = 1{,}0215 о.е.$$

$$X_{сист1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2269 \cdot 115} = 2{,}2127 о.е.$$

Сопротивление воздушных линий:

$$X_л = x_0 \cdot l_{ВЛ} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{баз}^2}. \qquad (2.3)$$

где $x_0 = 0{,}423 Ом/км$ сопротивление 1 км линии;

$l_{ВЛ}$ - длины питающих линии, км.

$$X_{л1} = 0{,}423 \cdot 10{,}5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}3358 о.е.$$

$$X_{л2} = 0{,}423 \cdot 27{,}16 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}8687 о.е.$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{тр1} = X_{тр2} = \frac{u_{кз}\%}{100} \cdot \frac{S_{баз}}{S_{ном.тр}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4{,}2 о.е.$$

Преобразуем исходную схему: т.к. выключатели Q1 и Q2 в нормальном режиме отключены, то схему замещения примет следующий вид:

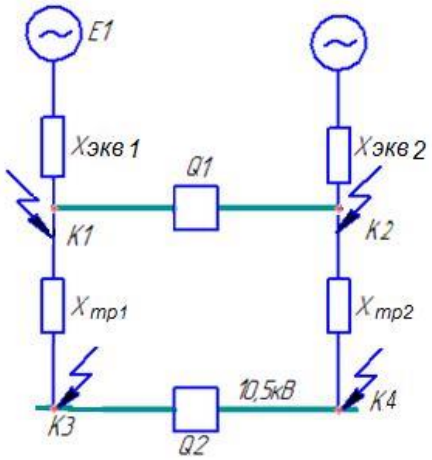


Рисунок 2.3 - Преобразование схемы замещения

$X_{экв}$ – эквивалентное сопротивление от источника питания до точки КЗ

$$X_{экв} = X_{сист} + X_{л} \qquad (2.4)$$

$$X_{экв1} = 1{,}0215 + 0{,}3358 = 1{,}3573 о.е.$$

$$X_{экв2} = 2{,}2127 + 0{,}8687 = 3{,}0814 о.е.$$

Поскольку выключатели Q1 и Q2 в нормальном режиме отключены, схема замещения примет вид:

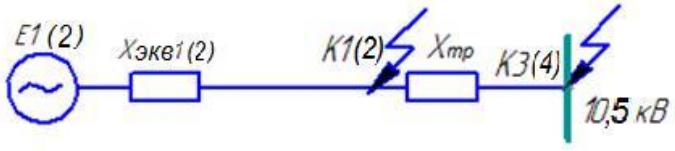


Рисунок 2.4 - Преобразование схемы замещения

Преобразуем схему замещения относительно точек КЗ (по рисунку 2.4):

Относительно точки К-1:

$$X_{экв1} = 1{,}3573 о.е.$$

Относительно точки К-2:

$$X_{экв2} = 3{,}0814 о.е.$$

Относительно точки К-3:

$$X'_{экв1} = X_{экв1} + X_{тр1} = 1{,}3573 + 4{,}2 = 5{,}5573 о.е.$$

Относительно точки К-4:

$$X'_{экв2} = X_{экв2} + X_{тр2} = 3{,}0814 + 4{,}2 = 7{,}2814 о.е.$$

Начальная периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{по} = \frac{E_{сист}}{X_{экв}} \cdot I_{баз}. \qquad (2.5)$$

где $E_{сист} = 1$ – э.д.с. источника в относительных единицах.

В точке К-1 начальная периодическая составляющая тока короткого замыкания будет равна:

$$I_{по1} = \frac{E_{сист}}{X_{экв1}} \cdot I_{баз1} = \frac{1}{1{,}3573} \cdot 5{,}02 = 3{,}698 кА.$$

В точке К-2:

$$I_{по2} = \frac{E_{сист}}{X_{экв2}} \cdot I_{баз1} = \frac{1}{3{,}0814} \cdot 5{,}02 = 1{,}629 кА.$$

В точке К-3:

$$I_{по3} = \frac{E_{сист}}{X_{экв3}} \cdot I_{баз2} = \frac{1}{5{,}5573} \cdot 54{,}987 = 9{,}894 кА.$$

В точке К-4:

$$I_{по4} = \frac{E_{сист}}{X_{экв4}} \cdot I_{баз2} = \frac{1}{7{,}2814} \cdot 54{,}987 = 7{,}552 кА.$$

Мгновенное амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right). \qquad (2.6)$$

где K_y – ударный коэффициент для времени t = 0,01 с.

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Ударный ток в точке К-1:

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot I_{по1} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 3{,}698 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}01}}\right) = 8{,}385 кА.$$

Ударный ток в точке К-2:

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot I_{по2} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 1{,}629 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}01}}\right) = 3{,}693 кА.$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot I_{по3} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 9{,}894 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}01}}\right) = 25{,}435 кА.$$

Ударный ток в точке К-4:

$$i_{y4} = \sqrt{2} \cdot I_{по4} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot I_{по}\left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{T_a}}\right) = \sqrt{2} \cdot 7{,}552 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}01}}\right) = 19{,}414 кА.$$

Действующее значение ударного тока КЗ.

$$I_y = I_{no} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}. \qquad (2.7)$$

Для точки К-1:

$$I_{y1} = I_{no1} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3{,}698 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}0201}} - 1\right)^2} = 4{,}877 кА.$$

Для точки К-2:

$$I_{y2} = I_{no2} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1{,}629 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}0201}} - 1\right)^2} = 2{,}148 кА.$$

Для точки К-3:

$$I_{y3} = I_{no3} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 9{,}894 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}0514}} - 1\right)^2} = 15{,}184 кА.$$

Для точки К-4:

$$I_{y4} = I_{no4} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 7{,}552 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0{,}01}{0{,}0514}} - 1\right)^2} = 11{,}590 кА.$$

Данные расчета сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 - Сводная таблица токов короткого замыкания

Расчетная точка	$U_{сист}, кВ$	$I_{баз}, кА$	$I_{no}, кА$	$T_a, с$	$i_y, кА$	$I_y, кА$
К-1	115	5,02	3,698	0,0201	8,385	4,877
К-2	115	5,02	1,629	0,0201	3,693	2,148
К-3	10,5	54,987	9,894	0,0514	25,435	15,184
К-4	10,5	54,987	7,552	0,0514	19,414	11,590

Как видно из таблицы, действующие значения ударных токов в расчетных точках КЗ не превышают отключающей способности выключателей, выпускаемых в настоящее время. Следовательно, применение дополнительных устройств для снижения токов короткого замыкания не требуется.

2.4 Основные технические решения по ВЛ 110 и 10 кВ

В настоящее время электроснабжение в Карасайском районе осуществляется от ПС-35/10 кВ №126А «ВАСХНИЛ».

С целью снижения технических потерь предполагается демонтаж существующей ПС-35/10 кВ и ликвидация класса напряжения 35 кВ. Электроснабжение существующих и новых объектов планируется осуществить с шин 10 кВ демонтируемой ПС.

Для электроснабжения ПС 110/10 кВ «Шамалган» предусматривается сооружение ВЛ-110 кВ, путем врезки в существующую ВЛ-110 кВ №133А.

Провода ВЛ служат непосредственно для передачи электроэнергии и различаются по конструкции и используемому проводниковому материалу. Наиболее экономически целесообразным материалом для проводов ВЛ является алюминий и сплавы на его основе.

Медные провода для ВЛ применяются исключительно редко и при соответствующем технико-экономическом обосновании. Медные провода используются в контактных сетях подвижного транспорта, в сетях специальных производств (шахт, рудников), иногда при прохождении ВЛ вблизи морей и некоторых химических производств.

Стальные провода для ВЛ не применяются, поскольку имеют большое активное сопротивление и подвержены коррозии. Применение стальных проводов оправдывается при выполнении особенно больших пролетов ВЛ, например при переходе ВЛ через широкие судоходные реки.

Сечения проводов соответствуют ГОСТ. По конструктивному выполнению провода ВЛ делятся: на однопроволочные; многопроволочные из одного металла (монометаллические); многопроволочные из двух металлов; самонесущие изолированные.

Количество повивов определяется сечением провода. Провода сечением до 95 мм^2 выполняются с одним повивом, сечением 120… 300 мм^2 - с двумя повивами, сечением 400 мм^2 и более - с тремя и более повивами. Многопроволочные провода по сравнению с однопроволочными более гибкие, удобные для монтажа, надежные в эксплуатации.

2.4.1 Определение удельной нагрузки на провод АС-120/19.

Линия расположена в карасайском районе Алматинской области. По карте районирования определяем, что данный район относится по толщине стенки гололеда к 4 району и ветровому давлению к 3 району.

По таблице 2.5.1 [10], определяем $W = 650 Н/м^3$ и по таблице 2.5.3 ПУЭ с – 25мм. Высшая температура $t_+ = 42^0 C$; низшая температура $t_- = 40^0 C$; температура образования гололеда $t_г = -5^0 C$; среднегодовая температура $t_з = 0^0 C$.

По справочнику литературы [10] определяем:

расчетное сечение провода $F = 116 + 26{,}6 = 142{,}6 мм^2$;

расчетный диаметр $d = 15{,}5 мм^2$;

масса провода $G_0 = 528 кГ/км$.

Тогда удельная нагрузка массы провода определим по формуле (2.8)

$$\gamma_1 = g\frac{G_0}{F}\cdot 10^6 H/м^3, \qquad (2.8)$$

где G_0 - масса 1м провода в кГ;

F - действительное сечение провода в $мм^2$;

$g = 9{,}81 м/с^2$ - ускорение свободного падения.

$$\gamma_1 = 9{,}81\frac{0{,}528}{142{,}6}\cdot 10^6 H/м^3 = 3{,}63\cdot 10^{-2} МН/м^3.$$

Удельная нагрузка от гололеда по формуле (2.9)

$$\gamma_2 = 0{,}00283 g\frac{c(d+c)}{F}\cdot 10^6 H/м^3, \qquad (2.9)$$

где d - действительный диаметр провода в *мм*;

c - толщина стенки гололеда а *мм*.

$$\gamma_2 = 0{,}00283\cdot 9{,}81\frac{25(15{,}5+25)}{142{,}6}\cdot 10^6 = 19{,}7\cdot 10^4 H/м^3 = 19{,}7\cdot 10^{-2} МН/м^3.$$

Удельная нагрузка от провода и гололеда по формуле (2.10)

$$\gamma_3 = (3{,}63+19{,}7)\cdot 10^4 = 23{,}34\cdot 10^4 H/м^3 = 23{,}34\cdot 10^{-2} МН/м^3. \qquad 2.10)$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда по формуле (2.11)

$$\gamma_4 = \frac{a\cdot c_x\cdot W\cdot d}{1000\cdot F}\cdot 10^6 H/м^3. \qquad (2.11)$$

Для $W = 650 H/м^3$ принимаем $\alpha = 0{,}75$ и для провода диаметром $d = 15{,}5 мм$ $c_x = 1{,}2$

$$\gamma_4 = \frac{0{,}75\cdot 1{,}2\cdot 650\cdot 15{,}5}{1000\cdot 142{,}6}\cdot 10^6 = 6{,}35\cdot 10^4 H/м^3 = 6{,}35\cdot 10^{-2} МН/м^3.$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод покрытый гололедом по формуле (2.12)

$$\gamma_5 = \frac{a\cdot c_x\cdot 0{,}25\cdot W\cdot(d+2c)}{1000\cdot F}\cdot 10^6 H/м^2. \qquad (2.12)$$

Так как для данного случая $W = 0.25 \cdot W$, то $\alpha = 1{,}0$ а $c_x = 1{,}2$

$$\gamma_5 = \frac{1{,}0 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}25 \cdot 650 \cdot (15{,}5 + 2 \cdot 25)}{1000 \cdot 142{,}6} \cdot 10^6 = 8{,}96 \cdot 10^4 \, Н / м^3 = 8{,}96 \cdot 10^{-2} \, МН / м^3.$$

Суммарная удельная на провод от массы провода и давления ветра по формуле (2.13)

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} \, Н / м^3. \qquad (2.13)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{\left(3{,}63 \cdot 10^4\right)^2 + \left(6{,}35 \cdot 10^4\right)^2} = 7{,}34 \cdot 10^4 \, Н / м^3 = 7{,}34 \cdot 10^{-2} \, МН / м^{-2}.$$

Суммарная удельная на провод от массы провода с гололедом и давления ветра по формуле (2.14)

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3 + \gamma_5} \, Н / м^3. \qquad (2.14)$$

$$\gamma_7 = \sqrt{\left(23{,}34 \cdot 10^4\right)^2 + \left(8{,}96 \cdot 10^4\right)^2} = 25{,}0 \cdot 10^4 \, Н / м^3 = 25{,}0 \cdot 10^{-2} \, МН / м^3.$$

2.4.2 Расчет сталеалюминевых проводов

В работе сталеалюминиевого провода участвуют два металла, обладающими различными физико-механическими свойствами и поэтому по-разному воспринимающие действие внешней силы и изменение температуры.

При расчете сталеалюминиевого провода следует учитывать значения трех критических пролетов.

Первый критический пролет $l_{1кр}$ – пролет, в котором напряжение в проводе при низкой температуре достигает допустимого значения σ_-, а при среднегодовой температуре – допускаемого значения $\sigma_э$.

$$l_{1кр} = \frac{2\sigma_э}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6\left[\left(\sigma_э - \sigma_-\right)\frac{1}{E} + \alpha\left(t_э - t_-\right)\right]}{1 - \left(\frac{\sigma_э}{\sigma_-}\right)}}, \qquad (2.15)$$

Второй критический пролет $l_{2кр}$ – пролет, в котором напряжение в проводе при наибольшей нагрузке достигает допустимого значения $\sigma_г$, а при низкой температуре – допускаемого значения σ_-.

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_г}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6\left[\left(\sigma_г - \sigma_-\right)\frac{1}{E} + \alpha\left(t_г - t_-\right)\right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_г}{\sigma_-}\right)^2}} м, \qquad (2.16)$$

Третий критический пролет $l_{3кр}$ – пролет, в котором напряжение в проводе при среднегодовой температуре достигает допустимого значения $\sigma_г$.

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_г}{\gamma_1}\sqrt{\frac{6\left[(\sigma_г - \sigma_э)\frac{1}{E} + \alpha(t_г - t_э)\right]}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_г}{\sigma_э}\right)^2}}\,м. \qquad (2.17)$$

Рассчитаем провод АС-120/19 в пролетах $l = 50м$ и $l = 150м$. Определяем физико-механические свойства провода. По таблице 2.5.7 [10], выбираем значения $\sigma_г = \sigma_- = 153Н/мм^2$, $\sigma_э = 102Н/мм^2$, $E = 8{,}9\cdot10^4\,Н/мм^2$, $\alpha = 18{,}3\cdot10^{-6}\,град^{-1}$.

Первый критический пролет

$$l_{1кр} = \frac{2\cdot102}{3{,}63\cdot10^{-2}}\sqrt{\frac{6\left[\frac{102-153}{8{,}9\cdot10^4} + 18{,}3\cdot10^{-6}(10-(-40))\right]}{1-\left(\frac{102}{153}\right)^2}} = 232{,}7м.$$

Второй критический пролет

$$l_{2кр} = \frac{2\cdot153}{3{,}63\cdot10^{-2}}\sqrt{\frac{6\left[\frac{153-153}{8{,}9\cdot10^4} + 18{,}3\cdot10^{-6}(-5-(-40))\right]}{\left(\frac{13{,}35\cdot10^{-2}}{3{,}63\cdot10^{-2}}\right)^2 - \left(\frac{153}{153}\right)^2}} = 76{,}7м.$$

Третий критический пролет

$$l_{3кр} = \frac{2\cdot153}{3{,}63\cdot10^{-2}}\sqrt{\frac{6\left[\frac{153-102}{8{,}9\cdot10^4} + 18{,}3\cdot10^{-6}(-5-0)\right]}{\left(\frac{13{,}35\cdot10^{-2}}{3{,}63\cdot10^{-2}}\right)^2 - \left(\frac{153}{102}\right)^2}} = 67{,}4м.$$

Получилось $l_{1кр} \succ l_{2кр} \succ l_{3кр}$.

Расчет в пролете $l = 150м$. Уравнение состояния провода в пролете для данного случая

$$\sigma - \frac{\gamma^2 El^2}{24\sigma^2} = \sigma_г - \frac{\gamma_7^2 El^2}{24\sigma_г^2} - \alpha E(t - t_г). \qquad (2.18)$$

Первый режим является исходным $\sigma = \sigma_г = 153МПа.$

Стрела провеса для этого режима $f = \frac{\gamma_7 l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{25{,}0 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 153} = 4{,}6 м.$

Второй режим

$$\sigma - \frac{\left(23{,}34 \cdot 10^{-2}\right)^2 \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \cdot 150^2}{24\sigma} = 153 - \frac{\left(25{,}0 \cdot 10^{-2}\right)^2 \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \cdot 150^2}{24 \cdot 153^2} - 18{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \left[-5 - (-5)\right]$$

$$\sigma - \frac{4546989}{\sigma^2} = -69{,}84$$

$$\sigma = 145{,}37 МПа.$$

Стрела провеса для этого режима

$$f = \frac{23{,}34 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 145{,}37} = 4{,}52 м.$$

Третий режим

$$\sigma - \frac{\left(7{,}34 \cdot 10^{-2}\right)^2 \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \cdot 150^2}{24 \cdot \sigma^2} = 153 - \frac{\left(25{,}0 \cdot 10^{-2}\right)^2 \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \cdot 150^2}{24 \cdot 153^2} - 18{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \left[-5 - (-5)\right]$$

$$\sigma - \frac{4546989}{\sigma^2} = -69{,}84$$

$$\sigma = 60{,}48 МПа.$$

Стрела провеса для этого режима

$$f = \frac{7{,}34 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 60{,}48} = 3{,}4 м.$$

Четвертый режим

$$\sigma - \frac{\left(3{,}63 \cdot 10^{-2}\right)^2 \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \cdot 150^2}{24 \cdot \sigma^2} = 153 - \frac{\left(25{,}0 \cdot 10^{-2}\right)^2 \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \cdot 150^2}{24 \cdot 153^2} - 18{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}9 \cdot 10^4 \left[0 - (-5)\right]$$

$$\sigma - \frac{109944}{\sigma^2} = -77{,}98$$

$$\sigma = 31{,}69 МПа.$$

Стрела провеса для этого режима

$$f = \frac{3{,}63 \cdot 10^{-2} \cdot 150^2}{8 \cdot 31{,}69} = 3{,}22 м.$$

Пятый режим

$$\sigma - \frac{\left(3{,}63\cdot 10^{-2}\right)^2\cdot 8{,}9\cdot 10^4\cdot 150^2}{24\cdot\sigma^2} = 153 - \frac{\left(25{,}0\cdot 10^{-2}\right)^2\cdot 8{,}9\cdot 10^4\cdot 150^2}{24\cdot 153^2} - 18{,}3\cdot 10^{-6}\cdot 8{,}9\cdot 10^4\left[15-(-5)\right]$$

$$\sigma - \frac{109945}{\sigma^2} = -102{,}4$$

$$\sigma = 28{,}95 МПа.$$

Стрела провеса для этого режима

$$f = \frac{3{,}63\cdot 10^{-2}\cdot 150^2}{8\cdot 28{,}95} = 3{,}53 м.$$

Шестой режим

$$\sigma - \frac{\left(3{,}63\cdot 10^{-2}\right)^2\cdot 8{,}9\cdot 10^4\cdot 150^2}{24\cdot\sigma^2} = 153 - \frac{\left(25{,}0\cdot 10^{-2}\right)^2\cdot 8{,}9\cdot 10^4\cdot 150^2}{24\cdot 153^2} - 18{,}3\cdot 10^{-6}\cdot 8{,}9\cdot 10^4\left[-40-(-5)\right]$$

$$\sigma - \frac{109945}{\sigma^2} = -12{,}83$$

$$\sigma = 44{,}0 МПа.$$

Стрела провеса для этого режима

$$f = \frac{3{,}63\cdot 10^{-2}\cdot 150^2}{8\cdot 44{,}0} = 0{,}67 м.$$

Седьмой режим

$$\sigma - \frac{\left(3{,}63\cdot 10^{-2}\right)^2\cdot 8{,}9\cdot 10^4\cdot 150^2}{24\cdot\sigma^2} = 153 - \frac{\left(25{,}0\cdot 10^{-2}\right)^2\cdot 8{,}9\cdot 10^4\cdot 150^2}{24\cdot 153^2} - 18{,}3\cdot 10^{-6}\cdot 8{,}9\cdot 10^4\left[40-(-5)\right]$$

$$\sigma - \frac{109945}{\sigma^2} = 143{,}0$$

$$\sigma = 25{,}55 МПа.$$

Стрела провеса для этого режима

$$f = \frac{3{,}63\cdot 10^{-2}\cdot 150^2}{8\cdot 25{,}55} = 4{,}0 м.$$

Критическая температура

$$t_{кр} = t_г + \frac{\sigma_3}{\alpha \cdot E}\left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right) = -5 + \frac{145{,}37}{18{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 8{,}9 \cdot 10^4}\left(1 - \frac{3{,}63 \cdot 10^{-2}}{23{,}34 \cdot 10^{-2}}\right) = 70{,}5^0 C.$$

Так как $t_{кр} \succ t_{+1}$, то наибольшая стрела провеса будет при гололеде без ветра. Во всех режимах напряжение в проводе и стрела провеса находятся в допустимых пределах.

2.4.3 Выбор опор

В соответствии с полученными расчетными сечениями проводов выбираем марку провода и длительно допустимые токи. Проверку производят при протекании максимального тока по линии по условию (2.8), поэтому на проектируемой ВЛ-110 кВ:

$$I_{раб.макс} \le I_{длит.допуст}. \qquad (2.19)$$

Рабочий ток линии можно найти по нагрузке, присоединяемой к данной линии.

$$I_{раб.макс} = \frac{S_{лин}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \qquad (2.20)$$

где $S_{лин}$ - потребляемая полная мощность (нагрузка), передаваемая по проектируемой линии (кВА);

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети (110 кВ).

Нагрузка линии находится исходя из мощности устанавливаемых на ПС трансформаторов, и из условия обеспечения 70% нагрузки подстанции в аварийном режиме, т.е.:

$$S_{лин} = 2S_{тр} \cdot 70\%. \qquad (2.21)$$

На проектируемой подстанции предполагается установить 2 трансформатора, мощностью 25 МВА каждый. Тогда, максимальная нагрузка линии в аварийном режиме будет равна:

$$S_{лин} = 2 \cdot 25 \cdot 70\% = 35 MBA.$$

Рабочий ток линии 110 кВ будет равен:

$$I_{раб.макс} = \frac{35 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 A.$$

По таблице 1.3.29 «Допустимый длительный ток для неизолированных проводов по ГОСТ 839-80» в ПУЭ находим провод, сечение которого удовлетворяло бы условию (2.9).

Выбираем провод АС50/8: $I_{длит.допуст} = 210A.$

Алматы и Алматинская область находятся в сейсмическом районе 6 и более, поэтому для таких регионов на ВЛ 110 кВ рекомендуют провода сечением не менее 120 мм^2 по условиям механической прочности. С учетом этого и из условия соответствия пропускной способности проводников принят провод марки АС 120/19, на металлических опорах.

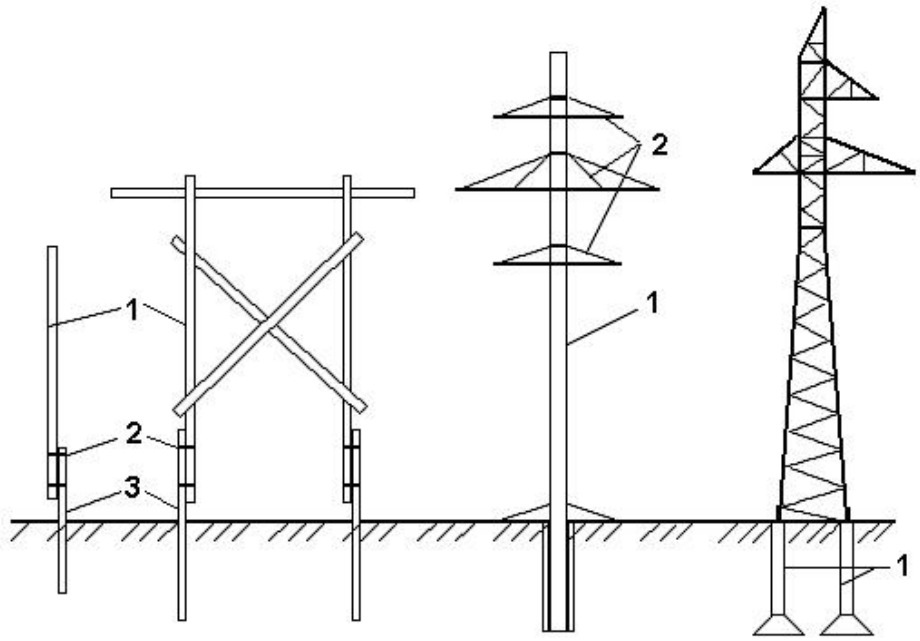
Основное назначение опор - поддержка проводов на требуемой высоте над землей и наземными сооружениями. Опоры состоят из вертикальных стоек, траверс и фундаментов. Основными материалами, из которых изготавливаются опоры, являются древесина *хвойных* пород, железобетон и металл.

Опоры из древесины простые в изготовлении, транспортировке и эксплуатации, применяются для ВЛ напряжением до 220 кВ включительно в районах лесоразработок или близких к ним. Основной недостаток таких опор - подверженность древесины загниванию. Для увеличения срока службы опор древесину просушивают и пропитывают антисептиками, препятствующими развитию процесса гниения.

Вследствие ограниченной строительной длины древесины, опоры выполняют составными (см.рисунок 2.5,а). Деревянную стойку 1 сочленяют металлическими бандажами 2 с железобетонной приставкой 3. Нижняя часть приставки заглубляется в грунте. Опоры, соответствующие рисунку 2.5,а, применяются на напряжение до 10 кВ включительно. На более высокие напряжения опоры из древесины выполняют П-образными (портальными). Такая опора показана на рисунке 2.5,б.

Следует отметить, что в современных условиях необходимости сохранения лесов целесообразно сокращение применения опор из древесины.

Железобетонные опоры состоят из железобетонной стойки 1 и траверс 2 (см.рисунок 2.5,в). Стойка представляет собой пустотелую конусную трубу с малым наклоном образующих конуса. Нижняя часть стойки заглубляется в грунте. Траверсы изготавливаются из стального оцинкованного проката. Эти опоры долговечнее опор из древесины, просты в обслуживании, требуют меньше металла, чем стальные опоры.



а) б) в) г)

Рисунок 2.5 - Промежуточные опоры ВЛ

Основные недостатки опор из железобетона: большой вес, затрудняющий транспортировку опор в труднодоступные места трассы ВЛ, и относительно малая прочность бетона на изгиб.

Для увеличения прочности опор на изгиб при изготовлении железобетонной стойки используется предварительно напряженная (растянутая) стальная арматура.

Для обеспечения высокой плотности бетона при изготовлении стоек опор применяют *виброуплотнение и центрифугирование* бетона. Стойки опор ВЛ напряжением до 35 кВ выполняют из вибробетона, при более высоких напряжениях - из центрифугированного бетона.

Стальные опоры обладают высокой механической прочностью и большим сроком службы. Эти опоры с помощью сварки и болтовых соединений собираются из отдельных элементов, поэтому имеется возможность создания опор практически любой конструкции (см.рисунок 2.5,г). В отличие от опор из древесины и железобетона металлические опоры устанавливаются на железобетонных фундаментах 1.

Стальные опоры являются дорогими. Кроме того, сталь подвержена коррозии. Для увеличения срока службы опор их покрывают антикоррозийными составами и окрашивают. Очень эффективной против коррозии является горячая оцинковка стальных опор.

Опоры из алюминиевых сплавов эффективны при сооружении ВЛ в условиях труднодоступных трасс. Вследствие стойкости алюминия к коррозии, эти опоры не нуждаются в антикоррозийном покрытии. Однако высокая стоимость алюминия существенно ограничивает возможности

использования таких опор.

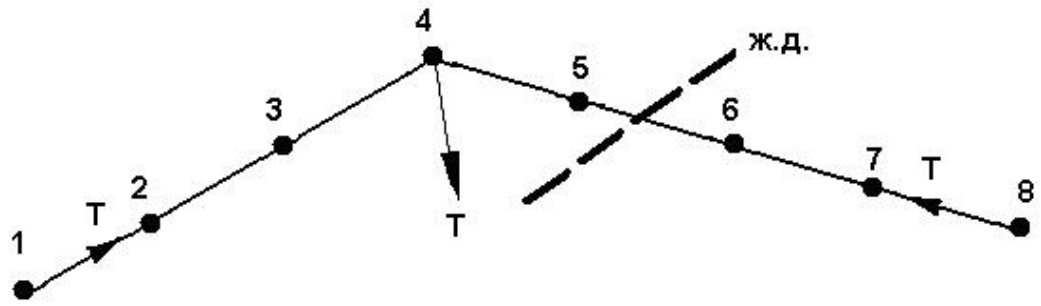


Рисунок 2.6 - Фрагмент трассы ВЛ

При прохождении по определенной территории воздушная линия может менять направление, пересекать различные инженерные сооружения и естественные преграды, подключаться к шинам распределительных устройств подстанций. На рис. 1.5 показан вид сверху фрагмента трассы ВЛ. Из этого рисунка видно, что разные опоры работают в разных условиях и, следовательно, должны иметь отличающуюся конструкцию. По конструктивному исполнению опоры делятся: *на промежуточные* (опоры 2, 3, 7), устанавливаемые на прямом участке ВЛ; *угловые* (опора 4), устанавливаемые на поворотах трассы ВЛ; *концевые* (опоры 1 и 8), устанавливаемые в начале и конце ВЛ; *переходные* (опоры 5 и 6), устанавливаемые в пролете пересечения воздушной линией какого-либо инженерного сооружения, например железной дороги.

Промежуточные опоры предназначены для поддерживания проводов на прямом участке ВЛ. Провода с этими опорами не имеют жесткого соединения, так как крепятся с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов. На эти опоры действуют силы тяжести проводов, тросов, гирлянд изоляторов, гололеда, а также ветровые нагрузки. Примеры промежуточных опор приведены на рисунке 2.5.

На концевые опоры дополнительно воздействует сила тяжения Т проводов и тросов, направленная вдоль линии (см.рисунок 2.6). На угловые опоры дополнительно воздействует сила тяжения Т проводов и тросов, направленная по биссектрисе угла поворота ВЛ.

Переходные опоры в нормальном режиме ВЛ выполняют роль промежуточных опор. Эти опоры принимают на себя тяжение проводов и тросов при их обрыве в соседних пролетах и исключают недопустимое провисание проводов в пролете пересечения.

Концевые, угловые и переходные опоры должны быть достаточно жесткими и не должны отклоняться от вертикального положения при воздействии на них силы тяжения проводов и тросов. Такие опоры выполняются в виде жестких пространственных ферм или с применением специальных тросовых растяжек и называются *анкерными опорами*. Провода

с анкерными опорами имеют жесткое соединение, так как крепятся с помощью натяжных гирлянд изоляторов.

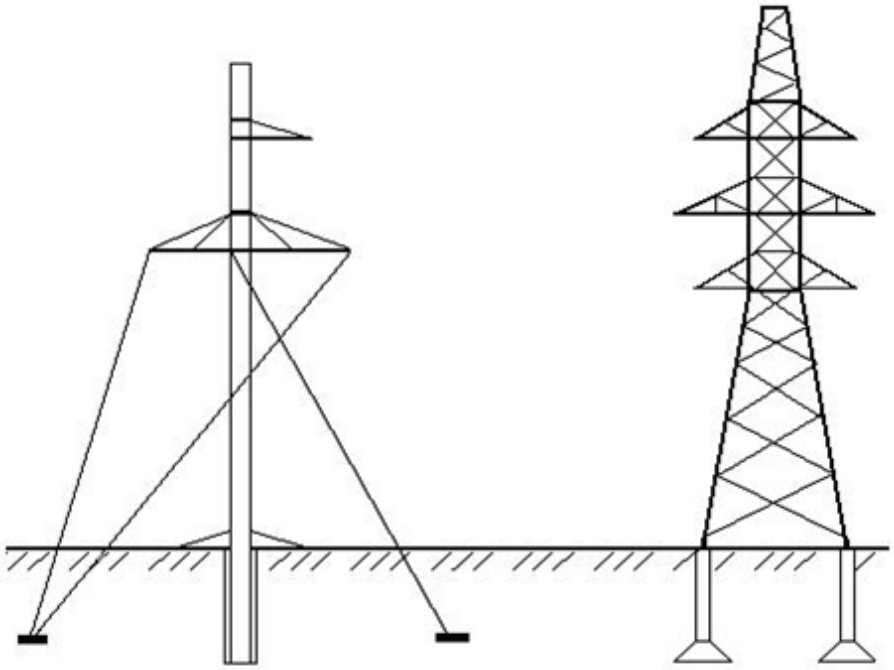


Рисунок 2.7 – Анкерные угловые опоры ВЛ

Анкерные опоры из древесины выполняются А-образными при напряжениях до 10 кВ и АП-образными при более высоких напряжениях. Железобетонные анкерные опоры имеют специальные тросовые растяжки (см.рисунок 2.7,а). Металлические анкерные опоры имеют более широкую базу (нижнюю часть), чем промежуточные опоры (см.рисунок 2.7,б).

По количеству проводов, подвешиваемых на одной опоре, различают *одноцепные и двухцепные опоры*. На одноцепных опорах подвешивается три провода (одна трехфазная цепь), на двухцепных - шесть проводов (две трехфазных цепи). Одноцепные опоры приведены на рисунке 2.5,а,б,г и рисунке 2.7,а; двухцепные - на рисунке 2.5,в и рисунке 2.7,б.

Двухцепная опора по сравнению с двумя одноцепными является более дешевой. Надежность передачи электроэнергии по двухцепной линии несколько ниже, чем по двум одноцепным.

Защита воздушной линии от атмосферных перенапряжений осуществляется путем подвеса грозотроса по всей длине линий. Марка троса – С50.

Опоры для ВЛ-110 кВ приняты следующих типов:

- угловые, концевые, анкерные – металлические, типа У110-1 (в том числе с габаритными подставками +5 м).

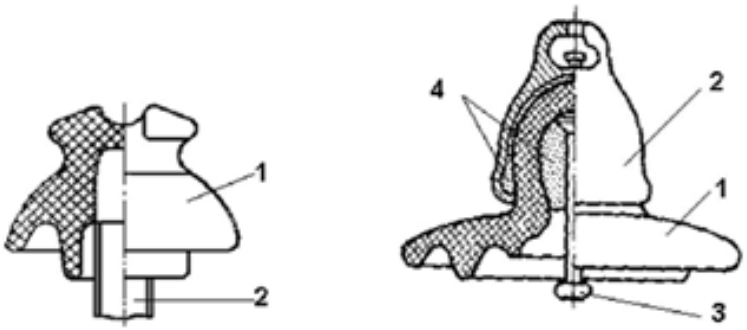
- промежуточно угловые для временного обвода участка существующей ВЛ-110 кВ – железобетонные одностоечные с оттяжкой, типа ПУБ35-110-1.1т.

Эскизы применяемых опор представлены в Приложениях 2 и 3.

На проектируемых ВЛ-110 кВ применены унифицированные железобетонные фундаменты и ригели следующих модификаций: фундаменты металлических опор – Ф5-Ам-Р; ригели – Р1-А.

2.4.4 Выбор изоляторов и линейной арматуры

Изоляторы предназначены для изоляции находящихся под напряжением проводов ВЛ от конструктивных частей опоры. Изоляторы ВЛ работают в естественных климатических условиях и подвержены как электрическим, так и механическим воздействиям. Основными требованиями, предъявляемыми к изоляторам, являются: высокая электрическая и механическая прочность, экономичность и стойкость к воздействию внешней среды. Для изготовления изоляторов используются *фарфор и закаленное стекло*.



а) б)

Рисунок 2.8 – Изоляторы воздушных линий электропередачи

Конструктивно изоляторы ВЛ изготавливаются двух основных типов: *штыревые и подвесные.* Штыревые изоляторы (см.рисунок 2.8,а) применяются для ВЛ напряжением до 20 кВ и представляют собой монолитное тело 1 специальной формы с канавками для укладки провода и посадочным местом для металлического штыря или крюка 2. К штыревым изоляторам провода привязываются мягкой проволокой того же металла, что и сам провод.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше применяются подвесные изоляторы (см.рисунок 2.8,б). Такой изолятор состоит из изолирующей части 1, шапки из ковкого чугуна 2, стального стержня 3. Шапка и стержень изолирующей частью соединяются цементной связкой 4.

В верхней части чугунной шапки имеется гнездо, совпадающее по форме с нижней головкой стального стержня. Эти элементы позволяют собирать подвесные изоляторы в гибкие гирлянды. Гирлянды изоляторов удобны при монтаже и эксплуатации в связи с несложной заменой

поврежденного изолятора в гирлянде.

В буквенном обозначении изолятора указывается его тип (П - подвесной, Ш - штыревой), материал (С - стеклянный, Ф - фарфоровый). В цифровом обозначении изолятора указывается разрушающая механическая нагрузка. Например: ПФ-60 – изолятор подвесной, фарфоровый, с разрушающей механической нагрузкой 60 кН.

На промежуточных опорах ВЛ гирлянды называются *поддерживающими*. Эти гирлянды работают в вертикальном положении, поддерживают провод, воспринимая собственный вес, вес провода и гололеда.

На анкерных опорах гирлянды называются *натяжными.* Такие гирлянды работают практически в горизонтальном положении и воспринимают дополнительно тяжение провода. Натяжные гирлянды работают в более тяжелых условиях, чем поддерживающие. На ответственных участках ВЛ для повышения надежности применяют сдвоенные гирлянды изоляторов.

Количество изоляторов в гирлянде определяется, главным образом, напряжением ВЛ.

Гирлянды изоляторов комплектуются изоляторами: поддерживающие 10хПС70Е; натяжные 11хПС120Б; натяжные к порталу 12хПС120Б.

На ВЛ-10 кВ применяются: штыревые изоляторы типа ШС-10Д – на промежуточных опорах; изолирующие подвески с изоляторами типа ПС70Д – на опорах анкерного типа.

Расчетный пролет для промежуточных опор принят не более 80 м.

Тип изолятора выбирается по механической нагрузке с учетом коэффициента запаса прочности, который представляет собой отношение разрушающей электромеханической нагрузки к нормативной нагрузке на изолятор. Согласно ПУЭ, коэффициенты запаса прочности в режиме наибольшей нагрузки должны быть не менее 2,7, а в режиме среднегодовой температуры – не менее 5,0.

В нормальных режимах поддерживающая гирлянда изоляторов воспринимает осевую нагрузку, состоящую из веса провода, гололеда и веса самой гирлянды.

Нагрузка для изоляторов поддерживающих гирлянд, даН

$$2{,}7 \cdot \left(G_г + G_и\right) \le G_{эм},$$

$$5{,}0 \cdot \left(G_п + G_и\right) \le G_{эм}, \qquad (2.22)$$

где $G_г$ - нагрузка на изолятор от веса провода, покрытого гололедом, даН.

$$G_г = \gamma 7 \cdot F \cdot l_{вес}, \qquad (2.23)$$

где $l_{вес} = 280 м$ - длина весового пролета;

F - общее фактическое сечение провода, $мм^2$;

G_u - нагрузка на изолятор от веса гирлянды, даН;

G_n - нагрузка на изолятор от веса провода, даН;

$$G_n = \gamma 1 \cdot F \cdot l_{вес}, \tag{2.24}$$

Тогда

$$2{,}7 = (\gamma 7 \cdot F \cdot l_{вес} + G_u) = 2{,}7 \cdot (8{,}5 \cdot 10 - 3 \cdot 173{,}2 \cdot 280 + 50) = 1248;$$

$$5{,}0 = (\gamma 1 \cdot F \cdot l_{вес} + G_u) = 5{,}0 \cdot (3{,}46 \cdot 10 - 3 \cdot 173{,}2 \cdot 280 + 50) = 1089.$$

Выбирается изолятор с такой разрушающей электромеханической нагрузкой 7500 даН, ПС70Е.

1248<7500;

1089<7500,

т.е. условия выполняются.

Определяется число изоляторов в поддерживающей гирлянде,

$$n \geq \frac{\lambda_{эф} \cdot U_{наиб}}{l_{эф}}, \tag{2.25}$$

где $\lambda_{эф}$ - нормированная удельная эффективная длина пути утечки. Для степени загрязненности атмосферы I $\lambda_{эф} = 13 мм/кВ$;

$U_{наиб} = 1{,}15 \cdot U_{ном}$;

$l_{эф}$ - эффективная длина пути утечки, мм;

G_n - нагрузка на изолятор от веса провода, даН;

где λэф – нормированная удельная эффективная длина пути утечки. Для степени загрязненности атмосферы I λэф=13 мм/кВ;

$$l_{эф} = \frac{l_{ут}}{k}, \tag{2.26}$$

где $l_{ут} = 355 мм$ - для выбранного изолятора;

k - поправочный коэффициент;

$$k = 1 + 0{,}5\left(\frac{l_{ут}}{D} - 1\right), \tag{2.27}$$

где D – диаметр тарелки изолятора, D=270 мм;

$$k = 1 + 0{,}5\left(\frac{355}{270} - 1\right) = 1{,}157;$$

$$l_{эф} = \frac{355}{1{,}157} = 306{,}8;$$

$$n \geq \frac{13 \cdot 1{,}15 \cdot 110}{306{,}8} = 5{,}4.$$

Полученное значение округляется до шести и увеличивается на один. В итоге число изоляторов в поддерживающей гирлянде равно семи.

При выборе изоляторов натяжных гирлянд добавляется величина тяжения провода.

Нагрузка на изолятор натяжной гирлянды, даН,

$$2{,}7\sqrt{\left(\sigma_{\lambda\max} \cdot F\right)^2 + \left(\frac{\gamma_7 \cdot F \cdot l_{вес}}{2} + G_u\right)^2} \leq G_{эм};$$

$$5{,}0\sqrt{\left(\sigma_{tcp} \cdot F\right)^2 + \left(\frac{\gamma_1 \cdot F \cdot l_{вес}}{2} + G_u\right)^2} \leq G_{эм}. \qquad (2.28)$$

$$2{,}7\sqrt{\left(12{,}517 \cdot 173{,}2\right)^2 + \left(\frac{8{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 173{,}2 \cdot 280}{2} + 50\right)^2} = 5894;$$

$$2{,}7\sqrt{\left(7{,}987 \cdot 173{,}2\right)^2 + \left(\frac{3{,}46 \cdot 10^{-3} \cdot 173{,}2 \cdot 280}{2} + 50\right)^2} = 6946.$$

Выбирается изолятор ПС70Д с разрушающей электромеханической нагрузкой 7500 даН:

5894<7500;

6949<7500,

т.е. условия выполняются.

Число изоляторов в натяжной гирлянде принимается на один больше, чем в поддерживающей, т.е. восемь штук. Выбор арматуры аналогичен выбору изоляторов. Коэффициент запаса прочности для условий гололеда должен быть не менее 2,5. Нагрузка на арматуру поддерживающей гирлянды, даН,

$$2{,}5 \cdot \left(G_г + G_u\right) \leq G_p, \qquad (2.29)$$

$$2{,}5 \cdot \left(8{,}5 \cdot 10 - 3 \cdot 173{,}2 \cdot 280 + 50\right) = 1156.$$

Выбирается узел крепления гирлянды к траверсе опоры КТПБ-2х1000/10-0,4, серьгу СР-7-16, ушко У1-7-16 с разрушающей минимальной

нагрузкой 70 кН; глухой поддерживающий зажим ПГН-3-5 с минимальной разрушающей нагрузкой 25 кН.

Нагрузка на арматуру натяжной гирлянды, даН,

$$2{,}5\sqrt{\left(\sigma_{i\max}\cdot F\right)^2+\left(\frac{\gamma_7\cdot F\cdot l_{вес}}{2}+G_u\right)^2}\le G_p. \qquad (2.30)$$

$$2{,}5\sqrt{\left(12.517\cdot 173.2\right)^2+\left(\frac{8{,}5\cdot 10^{-3}\cdot 173{,}2\cdot 280}{2}+50\right)^2}=5457.$$

Для натяжной гирлянды выбирается та же арматура что и для поддерживающей. Для натяжной гирлянды выбираем болтовой зажим.

Изолятор и линейная арматура приведены в Приложении.

Фактический вес поддерживающей гирлянды, даН,

$$G_{гир.с}=n\cdot G_{из}+G_{арм}, \qquad (2.31)$$

где $G_{из}$ - вес одного изолятора, даН;

$G_{арм}$- суммарный вес элементов арматуры, даН;

$$G_{гир.с}=7\cdot 5{,}0+0{,}8+0{,}3+0{,}76+0{,}95=37{,}81.$$

Фактический длина поддерживающей гирлянды, м,

$$\lambda_{гир.с}=n\cdot H_{из}+H_{арм}, \qquad (2.32)$$

где $H_{из}$ - высота одного изолятора, м;

$H_{арм}$- суммарная высота элементов арматуры, м;

$$\lambda_{гир.с}=7\cdot 0{,}146+0{,}082+0{,}065+0{,}104+0{,}066=1{,}339.$$

Получили $\lambda_{гир.с}=1{,}339$ больше, чем принятое в расчетах λ=1,3.

Для обеспечения потребителей электроэнергии на напряжении 0,4 кВ в урочище «Ушконыр» предусмотрена установка одной двухтрансформаторной подстанции наружного исполнения с трансформаторами мощностью 2х1000 кВА. К установке принята подстанция в блочно-модульном здании из панелей «сэндвич», типа КТПБ-2х1000/10-0,4 кВ производства АО «Кентауский трансформаторный завод».

3 Выбор трансформаторов проектируемой подстанции

Выбор количества трансформаторов зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от подстанций потребителей и является технико-экономической задачей.

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов [3]. Несмотря на то, что на большинство новых подстанций на первом этапе устанавливается по одному трансформатору, удельный вес двух трансформаторных подстанций растет (для подстанций 110 кВ – с 52 до 65%, 220 кВ – с 53 до 66%, 330 кВ – с 45 до 77%).

Применение одно трансформаторных подстанций допускается:

– в качестве первого этапа сооружения двух трансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;

– при дроблении подстанций для питания узла с сосредоточенной нагрузкой и схеме сети НН, обеспечивающей резервирование каждой из одно трансформаторных подстанций;

– для питания неответственных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (например, насосные станции орошения земель).

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции, считая с года ввода первого трансформатора.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям

$$S_T \geq \frac{P_{\max}}{n_T}, \qquad (3.1)$$

$$S_T \geq \frac{P_{ав}}{k_{ав} \cdot (n_T - n_{отк})}, \qquad (3.2)$$

где n_T, S_T – количества и единичная мощность трансформаторов;

$P_{\max}$ – максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме;

$P_{ав} = P_{\max} \cdot 1.4$ – нагрузка подстанции в после аварийном режиме выхода одного трансформатора;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$k_{ав}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях по ГОСТ.

$$S_T \geq \frac{0,7}{2} = 0.35\,\text{МВт}.$$

$$S_T \geq \frac{3,5}{1,4 \cdot (2-1)} = 2.5\,\text{МВт}.$$

Согласно упомянутому стандарту в аварийных случаях трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку в 1,4 номинальной мощности на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки. Поэтому для двух трансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения по [3] мощность каждого трансформатора принимается равной $0,7\,P_{\max}$. При наличии резервирования мощность каждого трансформатора должна быть равной $0,7\,P_{\max}$, но не менее $P_{\max}/2$.

Мощность одно трансформаторной подстанции определяется максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме (до 100%). При проектировании нескольких взаиморезервируемых одно трансформаторных подстанций мощность трансформаторов на них должна выбираться таким образом, чтобы в послеаварийном режиме с учетом указанной выше перегрузки обеспечивалось резервирование наиболее мощной из подстанций.

При наличии перспективных графиков нагрузки проектируемых подстанций мощность трансформаторов может быть уменьшена за счет учета их допустимой систематической перегрузки.

При установке на подстанции одной группы однофазных трансформаторов предусматривается перегрузки.

Увеличение мощности одно трансформаторных подстанций осуществляется, как правило, путем установки второго трансформатора, двух трансформаторных – заменой трансформаторов более мощными.

Трансформаторы (автотрансформаторы) принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установка отдельных последовательных регулировочных трансформаторов допускается только при отсутствии соответствующих трансформаторов с РПН.

На ПС 110/10 «Шамалган» устанавливается два трансформатора ТДН-25000/110/10 кВ-У1 (трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный, 25 МВА).

3.1 Выбор электрического оборудования и коммутационных аппаратов

Осуществляем выбор оборудования для стороны 110 кВ.

Выбор выключателей производится по следующим условиям

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст}, \quad (3.3)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.наиб}, \quad (3.4)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (3.5)$$

$$I_{ном.отк} \geq I_{п.о}, \quad (3.6)$$

Выбранный выключатель проверяют по току термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по выражнию

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_к, \quad (3.7)$$

где $B_к$ – расчетное значение импульса квадратичного тока, $кА^2 \cdot с$, которое определяется следующими формулами

$$B_к = I^2_{а.о} \cdot \left(t_{откл.рас} + T_а\right), \quad (3.8)$$

$$t_{откл.рас} = t_{откл} = t_{рз} + = t_{откл.в}, t_{откл} \prec t_{терм}, \quad (3.9)$$

$$t_{откл.рас} = t_{терм}, t_{откл} \prec t_{терм}. \quad (3.10)$$

Таблица 3.1 - Сравнение параметров выключателя ВГТ-110II*-25/2500У1 с расчетными данными

Условия выбора и проверки	Расчетные величины	Каталожные данные выключателя
$U_{н.выкл} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.выкл} \geq I_{норм}$	140,572 А	2500 А
$I_{н.выкл} \geq I_{max}$	281,144 А	2500 А
$I_{откл.ном} \geq I_{п\tau}$	7,212 кА	25 кА
$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} \geq i_{а\tau}$ $\tau = t_{з\min} + t_{с.в}$	1,380 кА	14,142 кА
$i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_{вкл} \geq I_{п0}$	16,400 кА 7,212 кА	63,75 кА 25 кА
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{п0}$	16,400 кА 7,212 кА	63,75 кА 25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$ $B_к = I^2_{п0} \cdot (t_{откл} + T_а)$	8,842 кА^2·с	1875 кА^2·с

Определим на стороне 110 кВ трансформатора максимальный рабочий ток

$$I_{раб.наиб} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \qquad (3.11)$$

Согласно ТУ, предполагается, что на РУ 110 кВ будут установлены трехполюсный элегазовый баковый выключатель 110 кВ со встроенными трансформаторами тока марки ВГТ-110II*-25/2500У1 производства ОАО «УЭТМ».

Элегазовые выключатели являются наиболее современными коммутационными аппаратами ВН. В элегазовых выключателях дугогасящей и изолирующей средой является специальный электрический газ (элегаз - SF6), обладающий свойствами, необходимыми для дугогашения и для электрической изоляции. В новых проектах целесообразно применять элегазовые выключатели, так как за время их эксплуатации они показали высокую надежность и эффективность своей работы.

Выключатель ВГТ-110II*-25/2500У1 проходит по всем условиям.

Выбираем разъединители. Выбор разъединителей производится по следующим условиям

$$U_{ном} \geq U_{ном.уст}, \quad (3.12)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб.наиб}, \quad (3.13)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (3.14)$$

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_k . \quad (3.15)$$

Таблица 3.2 - Сравнение параметров разъединителей РГДЗ1-110-II/1000УХЛ1 и РГДЗ2-110-II/1000УХЛ1 с расчетными данными

Условия выбора и проверки	Расчетные величины	Каталожные данные разъединителя
$U_{н.разъед} \geq U_{уст}$	110 кВ	110 кВ
$I_{н.разъед} \geq I_{норм}$	140,572 А	1000 А
$I_{н.разъед} \geq I_{max}$	281,144 А	1000 А
$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$ $I_{пр.скв} \geq I_{п0}$	16,400 кА 7,212 кА	63 кА 25 кА
$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_к$ $B_к = I^2_{п0} \cdot (t_{откл} + T_а)$	8,842 кА^2·с	1875 кА^2·с

На стороне ВН устанавливаются два типа разъединителей РГДЗ1-110-II/1000УХЛ1 (с одним комплектом заземляющих ножей) и РГДЗ2-110-II/1000УХЛ1 (с двумя комплектами заземляющих ножей) производства ОАО УЗ «Электроаппарат». Данные разъединители - разъединители горизонтально-поворотного типа и предназначены для установки на открытом воздухе.

Разъединители РГДЗ1-110-II/1000УХЛ1 и РГДЗ2-110-II/1000УХЛ1 соответствуют всем необходимым параметрам.

3.2 Управление, автоматизация, визуализация на ПС 110/10 «Шамалган»

АСДТУ выполнена как открытая модульная система, включающая все широко использующиеся коммуникационные стандарты. АСДТУ решает следующие задачи:

- Обмен данными с подсистемами и центрами управления верхнего уровня через многочисленные коммуникационные протоколы;

- Сбор данных процесса в режиме реального времени;
- Телеуправление/управление коммутационными устройствами посредством блокировок.

В проекте предусмотрена система управления подстанцией, включающая в себя:

- измерение напряжения на сторонах 110 и 10 кВ;
- управление устройством РПН трансформатора;
- сигнализация положения переключателя РПН;
- управление выключателями 110 и 10 кВ, разъединителями и их заземляющими ножами;
- сигнализация положения всех выключателей 110 и 10 кВ, разъединителей и их заземляющих ножей;
- сигнализация неисправности основного оборудования 110 и 10 кВ.
- АРМ диспетчера подстанции, состоящее из:

1. Компьютера HP Compaq dx7400M (GV901EA) в сборе с мышью, клавиатурой и программным обеспечением.
2. Монитора LG 19‖.
3. Источника бесперебойного питания PowerCom.

Система управления подстанцией (СМиУ) построена на базе оборудования RTU-560 фирмы «ABB», и выполняет следующие функции:

- Контроль и управление процессом электроснабжения;
- Считывание, изменение и замена уставок на релейных терминалах;
- Считывание и анализ осциллограмм;
- Динамическая окраска шин по событиям реального времени;
- Диагностика программного и аппаратного обеспечения системы;
- Управление коммутационными аппаратами с контролем каналов связи и цепей управления;
- Справки
- Технический учет энергии,
- Контроль и анализ качества электроэнергии;
- Подсчет числа срабатываний коммутирующих устройств;
- Автоматическое архивирование;
- Автоматическое зеркалирование;
- Синхронизация всех IED (RTU, счетчиков, релейных терминалов, …) автоматическая и в ручную;
- Считывание профилей нагрузки и показаний энергии и мощности со счетчиков;

- Дистанционная параметризация RTU;
- Отчеты по нагрузке, мощности, энергии, частоте, и т.д. (часовой – 3 мин, суточный – 15 мин, месячный – 1 день, годовой – 1 мес);
- Журнал аварий с фильтрацией;
- Журнал событий с фильтрацией;
- Возможность конфигурирования без перезапуска системы;

- Резервирование в реальном времени серверов, локальных сетей, рабочих станций;
- Диспетчерская отчетность;
- Выполнение переключений на однолинейных диаграммах подстанций в режиме моделирования.

Для обмена информацией между всеми уровнями системы могут использоваться различные среды передачи данных: радиоканал, выделенные и коммутируемые физические линии, оптоволоконные каналы, ВЧ-связь.

4 Финансовый анализ проекта

Расчетный период проекта – 10 лет. Расчетный период принят исходя из срока службы основного технологического оборудования, из расчета того, что в течение первых 10 лет не будет проводиться капитальный ремонт проектируемого объекта. Шаг расчета – 1 год. Методика оценки эффективности инвестиций, используемая в расчетах, соответствует принципам бюджетного подхода. В соответствии с принципами бюджетного подхода горизонт исследования (расчетный период проекта) разбивается на временные интервалы (шаг расчета или интервал планирования), каждый из которых рассматривается с точки зрения притоков и оттоков денежных средств. На основании реальных потоков денежных средств определяются основные показатели эффективности и финансовой состоятельности проекта.

Расчеты выполнены в тенге в текущих ценах, с учетом сложившихся на данный момент рыночных цен на материалы, сырье и услуги, используемые при реализации проекта. При расчетах финансовых показателей используется метод дисконтирования, то есть приведение разновременных значений к их ценности на определенный момент времени.

Значение ставки дисконтирования принимается на уровне ставки рефинансирования в Республике Казахстан, а именно 5,5%.

Начало реализации проекта (срок ввода в эксплуатацию) – 1 кв. 2016 года.

Ставки начисления налогов взяты в соответствии с действующим налоговым законодательством Республики Казахстан.

Исходные данные для проведения финансового анализа представлены в таблице 4.1, 4.2 и 4.3.

Таблица 4.1 – Общие параметры

Период эксплуатации проекта, лет	10
Период строительства и проектирования, лет	3
Начало строительства	2014
Начало проекта	2016

Таблица 4.2 – Налоги

НДС	12,0%
Налог на имущество	1,5%
Индивидуальный подоходный налог	10,0%
Социальный налог	11,0%
Социальное страхование	4,0%
Отчисления в пенсионный фонд	10,0%

Таблица 4.3 – Экономические предположения

Среднегодовой темп роста на эксплуатационные издержки и прочие показатели	5,0%
Ставка дисконтирования	5,5%

Расчет общих инвестиционных расходов

Расчет сметной стоимости строительства по ТЭО «Развитие электрических сетей в Карасайском районе Алматинской области со строительством ПС 110/10 кВ» выполнен в соответствии с действующим порядком и методикой по разработке сметной документации на базе анализа инвестиционных затрат проектов-аналогов и по единичным расценкам в базовых ценах 2001 года. Переход сметной стоимости в текущие цены от базового уровня цен 2001 года выполнен базово-индексным методом через прогнозный индекс изменения минимального расчетного показателя, устанавливаемого согласно бюджетному законодательству Республики Казахстан.

Полный подробный расчет сметной стоимости строительства проектируемого объекта приведен в сметной части проекта.

Принятая в расчетах ТЭО сметная стоимость проекта составляет в текущих и прогнозных ценах 2 482,637 млн. тенге, в том числе:

- строительно-монтажные работы – 484,494 млн. тенге;
- оборудование – 1 566,836 млн. тенге;
- прочие – 431,308 млн. тенге.

Суммарные капитальные вложения в рамках данного инвестиционного проекта распределены по годам реализации проекта следующим образом:

- 2013 год – 21,937 млн. тенге;
- 2014 год – 484,610 млн. тенге;
- 2015 год – 1 976,091 млн. тенге;

Расчет производственных (эксплуатационных) издержек

Суммарные издержки по эксплуатации ПС 110/10 кВ «Шамалган» с ЛЭП-110 кВ состоят из производственных затрат.

Ежегодные производственные затраты по проекту формируются из следующих основных статей затрат:

- Затраты на оплату труда основных производственных рабочих, в том числе расходы по социальному налогу;
- Затраты на содержание, обслуживание и текущий ремонт ПС 110/10 кВ;
- Затраты на содержание, обслуживание и текущий ремонт ЛЭП-110 кВ.

Затраты на содержание, обслуживание и текущий ремонт проектируемой ПС 110/10 кВ «Шамалган» рассчитаны в соответствии с имеющейся информацией о величине ежегодных затрат на обслуживание и ремонт существующих аналогичных ПС у АО «АЖК».

Затраты на содержание, обслуживание и текущий ремонт проектируемой ЛЭП-110 кВ рассчитаны в соответствии с имеющейся информацией о величине ежегодных затрат на обслуживание и ремонт существующих аналогичных ЛЭП-110 кВ у АО «АЖК».

Затраты на оплату труда основных производственных рабочих рассчитаны на основании существующей среднемесячной заработной платы,

сотрудников АО «АЖК, занимающихся эксплуатацией аналогичных электросетевых объектов.

Расчет производственных затрат на текущее содержание ПС 110/10 кВ «Шамалган» с ЛЭП-110 кВ представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Затраты на текущее содержание проектируемых объектов

Наименование затрат	Значение
Затраты по заработной плате	5 070,4
Затраты на ежегодное эксплуатационное обслуживание и ремонтные работы ПС	1 900,7
Затраты на ежегодное эксплуатационное обслуживание и ремонтные работы	3 845,0
Итого производственные расходы (млн.тенге)	10 816,1

Таблица 4.5

№	Наименование работ	Кол-во	Стоимость строительства, тыс.тенге
1	Строительство открытой трансформаторной подстанции «Шамалган» мощностью 2х25,0 МВА, с подъездной автодорогой и прочими коммуникациями, шт	1	650427,89
2	Строительство ВЛ-110 кВ, по участкам: - одноцепная воздушная линия напряжением 110 кВ. Заход ВЛ-110 кВ №133А на ПС 110/10 кВ «Шамалган». 3хАС120/19 + С50, км - одноцепная воздушная линия 110кВ. Выход ВЛ-110 кВ №133А с ПС 110/10 кВ «Шамалган». 3хАС120/19 + С50, км	0,29 0,21	2327,58
3	Две одноцепных воздушных линии напряжением 10 кВ ПС «Шамалган» - РУ-10 кВ ПС №126А «ВАСХНИЛ» 2х3хАС120/19 + 2хАПвПБбШп 3х300/25-10, км	2х5,385 +2х0,345	21450,85
4	Одноцепная воздушная линия напряжением 10 кВ ПС «Шамалган» - ВЛ 10кВ Ф№3 ПС№126 (врезка в 10 кВ на пос.Первомайский) 3АС70/11, км ЛЭП-10 кВ «ПС «Шамалган» - урочище «Ушконыр», состоящая из: - четырех кабельных линий напряжением 10 кВ (по 2 в одной траншее)	0,275 2х(2х6,58)	478,89
5	2х2хАПвПуг-3х150 - 10 кВ; - двух одноцепных воздушных линии напряжением 10 кВ 2х3хАС70/11, км; - комплектной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ с двумя трансформаторами 2х1000 кВА, шт	2х4,795 1	108651,78
6	Установка секционного выключателя СВ-110 кВ на ПС 110 кВ №28А «Каргалы», шт	1	17042,1
Итого			800379,08

В рамках данного проекта не производятся никакие продукты, которые могли бы сформировать доходную часть проекта.

Доходы от эксплуатации ПС 110/10 кВ «Шамалган» достигаются за счѐт прироста трансформаторной мощности на 38 МВА и ухода от двойной трансформации.

Источником финансирования текущей деятельности от эксплуатации ПС 110/10 кВ «Шамалган» будут являться денежные средства той компании, которая будет осуществлять эксплуатацию всей энергосистемы (АО «Алатау Жарык Компаниясы»), и соответственно, источником дохода данной компании будут являться денежные средства, получаемые за передачу (транзит) электроэнергии по данной энергосистеме.

Объемы работ и капитальные вложения

Перечень объемов работ по проектируемым объектам электроснабжения и стоимость строительства, подсчитанная по усредненным показателям проектов-аналогов в данной климатической зоне в базовых ценах 2001 года, приведены в нижеследующей таблице 4.5.

4.2 Экономическая эффективность инвестиций

Одной из экономических выгод от проектирования ПС 110/10 «Шамалган» является обеспечение бесперебойного, надежного и устойчивого снабжения электроэнергией в первую очередь жителей Карасайского и Жамбылского районов Алматинской области.

Для приблизительного подсчета уровня сокращения технических потерь на передачу электроэнергии произведем сравнительный расчет технологических потерь на передачу расчетной мощности по воздушным линиям 35 и 110 кВ равной протяженности.

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ на расчетный период (2014 г.) принимается равной 9 МВт.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям подразделяются на составляющие: условно-постоянные потери и нагрузочные потери.

В данном расчете условно-постоянные потери (потери, не зависящие от величины передаваемой мощности). Объем нагрузочных потерь зависит от величины передаваемой мощности.

Расчет нагрузочных потерь электроэнергии на нагрев проводников воздушной линии при передачи по ней расчѐтной мощности выполняется по формуле:

$$W = P \cdot T \qquad (4.1)$$

где T - время протекания по линии расчетной нагрузки (ч) $T = 3000 ч/год$;

P - потери мощности в линии, при протекании по ней

электрического тока.

Потери мощности определяем по формуле:

$$P = I^2 \cdot R, \qquad (4.2)$$

где I - электрический ток, протекающий в воздушной линии, определяемый нагрузкой, присоединяемой к ВЛ.

При нагрузке 9 МВт ток будет равен:
Для ВЛ 110 кВ – 54А, для ВЛ 35 кВ – 151А.

$$R = R_{уд} \cdot l, \qquad (4.3)$$

где R - сопротивление фазного провода линии;

$R_{уд}$ - удельное сопротивление проводника линии (Ом/км);

l - протяженность линии, км.

Для ВЛ 35 кВ используется провод марки АС 95/16, с $l = 13{,}67 км$,

$$R_{уд} = 0{,}307 Ом / км.$$

$$R = R_{уд} \cdot l = 0{,}307 \cdot 13{,}67 = 4{,}1 Ом.$$

Для ВЛ 110 кВ используется провод марки АС 120/19, с $l = 13{,}67 км$,

$$R_{уд} = 0{,}244 Ом / км.$$

$$R = R_{уд} \cdot l = 0{,}244 \cdot 13{,}67 = 3{,}61 Ом.$$

Потери мощности в линиях составят:
для ВЛ 110 кВ $P = 54^2 \cdot 3{,}61 = 10527 Вт = 10{,}527 кВт.$
для ВЛ 35 кВ $P = 151^2 \cdot 4{,}1 = 93484 Вт = 93{,}484 кВт.$

Годовые нагрузочные потери электроэнергии в линиях:

для ВЛ 110 кВ $W = 10{,}527 \cdot 3000 = 31581 кВт \cdot ч / год.$
для ВЛ 35 кВ $W = 93{,}484 \cdot 3000 = 280452 кВт \cdot ч / год.$

Условно постоянные потери электроэнергии принимаются согласно таблице 4.6.

Наименование сети		ВЛ 35 кВ	Вл 110 кВ
Напряжение сети, кВ		35	110
Протяженность сетей, км		13,67	13,67
Нагрузка, МВт		9,0	9,0
Годовые нагрузочные потери, *тыс.кВт·ч/год*		**280,45**	**31,6**
Потери на корону	Удельные на 1км, *тыс.кВт·ч/год*	-	1,71
	Суммарные, *тыс.кВт·ч/год*	-	**23,4**
Потери от токов утечки по изоляторам	Удельные на 1км, *тыс.кВт·ч/год*	0,55	1,68
	Суммарные, *тыс.кВт·ч/год*	**7,5**	**23,0**
Потери на плавку гололеда	Удельные на 1км, *тыс.кВт·ч/год*	0,024	0,054
	Суммарные, *тыс.кВт·ч/год*	**0,33**	**0,74**
Потери в шунтирующих реакторах, строительных проводах и сборных шинах РУ ПС	Суммарные, *тыс.кВт·ч/год*	3	22,57
Потери в оборудовании ПС (ОПН, ТТ, ТН, УПВЧ)	Суммарные, *тыс.кВт·ч/год*	**4,03**	**24,11**
Всего, *тыс.кВт·ч/год*		**295,31**	**125,44**

Согласно выполненного расчета, реализация проекта подстанции «Шамалган» позволит сократить технические потери электроэнергии на 169,87 тыс. кВт*ч/год.

Реализация данного инвестиционного проекта приведет к созданию рабочих мест, как в период строительства, так и в период эксплуатации.

5 Экономическая часть

В данном дипломном проекте, на примере ПС 110/10 «Шамалган» рассматривается оценка эффективности установки компенсирующих устройств.

Основными потребителями электроэнергии на промышленных предприятиях и в городских сетях являются такие индуктивные приемники, как современная электробытовая техника, асинхронные электродвигатели и трансформаторы. Их работа связана с потреблением реактивной энергии для создания электромагнитных полей. Реактивная энергия не производит полезной работы, а циркулируя между приемником и источником тока, приводит к дополнительной загрузке линий электропередачи и генераторов и, следовательно, снижает коэффициент мощности сети. Все это увеличивает потери электроэнергии на нагревание кабелей и проводов сети, а также обмоток электрических машин, ведет к необходимости повышения кажущейся мощности генераторов и трансформаторов на станциях, увеличивает колебания напряжения сети, а также влечет за собой неполное использование мощности первичных двигателей.

Генерирование реактивной мощности у потребителя обычно называют компенсацией реактивной мощности, а наиболее удобным и экономичным источником ее являются силовые косинусные конденсаторы, выполняющие функции энергосберегающего и повышающего качество электроэнергии оборудования.

Таблица 4.1 – Наибольшее рабочее напряжение ЕЭС Казахстана

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Максимальное отклонение напряжения
1150	1200	4,3 %
500	525	5 %
220	252	14,5%
110	126	14,5 %
35	40,5	15,7 %
10	12	(-10% до +10%)
6	7,2	(-10% до +10%)

Таблица 4.2 – Динамика роста потребления электроэнергий с 2008 – 2013 гг.

Регион (область)	Потребление электроэнергии (млн.кВт.ч)					
Года	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Алматинский энергоузел	4391.2	4231	4474.9	4726.6	5350.2	5529.3

Сниженный в течение последнего десятилетия уровень энергопотребления в ЕЭС РК, длительный, в течение 2011-2015 гг., период отсутствия финансирования средств на модернизацию энергооборудования, а также некоторые специфические особенности системы электрических сетей Казахстана, в частности - высокая протяженность высоковольтных линий электропередачи, генерирующих большие объёмы некомпенсированной реактивной мощности, резкие колебания перетоков на транзитных передачах, сильно осложняют задачи оптимального управления режимами и обеспечения надёжного снабжения качественной электроэнергией потребителей энергорынка Казахстана.

Финансовый и электроэнергетический баланс:

–90 % прибыли 250 миллион тенге в месяц;

– 347 МВт/ч в день;

– ЛЭП напряжением 6 кВ суммарная протяженность 79 км;

– ЛЭП и кабельные линий напряжением 0,4 кВ суммарная протяженность 420 км.

5.1 Экономическая эффективность установки конденсаторных блоков низкого напряжения.

Установка управляемых конденсаторных блоков, возможна либо за счет собственных средств АО «АЖК», либо за счет заемных.

Используем результаты расчетов режимов работы электрических сетей рассчитавшего мною варианта.

Оценка мероприятий по снижению потерь энергий в электрических районных сетях 6 - 10/0,4 кВ

5.1.1 Цели и задачи бизнес – плана

Основной целью бизнес–плана является оценка экономической целесообразности внедрения компенсирующих устройств, с помощью которых решено привести качество напряжения в городских сетях к должному уровню.

В настоящее время состояние городских сетей находится в том положении, когда необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной этого служит резкое возрастание нагрузки потребителя, также старение оборудования, несанкционированные подключения и большие потери в распределительных сетях 6 –10/0,4 кВ (воздушных или кабельных линиях).

Системы электроснабжения и электроприемники выполняются такими, чтобы наилучшее функционирование достигалось при питании их от однофазной или симметричной трехфазной системы напряжением заданной амплитуды и синусоидальной формы частотой 50 Гц. Однако в реальных электрических сетях возникают отклонения от идеальных параметров, что приводит к ухудшению работы установок потребителей электроэнергии, проявляющемуся в технико-экономическом ущербе.

Невнимание к качеству электроэнергии в процессе эксплуатации энергосистемы приводит к прогрессирующим нарушениям работы электроприемников.

Отклонения от идеальных показателей должны ограничиваться. Поэтому существуют нормы на допустимые отклонения, зафиксированные в государственных стандартах на качество электроэнергии.

Эти нормы приняты во всех развитых странах, и учитывая опыт и развитие систем электроснабжения и электропотребления, постепенно изменяются применительно к реальным условиям.

Отклонения напряжения от идеальных показаний отрицательно влияет на работу электроприемников потребителя, снижает их работоспособность, сокращается срок службы. Также отклонения напряжения сказываются на работе осветительных приборов. Сравнительно небольшие изменения напряжения мало сказываются на световом потоке ламп. При больших снижениях напряжения лампы или не загораются, или мигают, что резко сокращает их срок службы.

Освещенность рабочих мест существенно влияет на производительность труда. По имеющимся данным, снижение освещенности в 1,5 - 2 раза снижает производительность труда на 1 - 2 %. Кроме того, освещенность оказывает влияние на зрение, которое при понижении освещенности резко ухудшается. Учитывая, что освещенность зависит от напряжения, к нему предъявляются достаточно жесткие требования.

Существенно влияет отклонение напряжения на электротермические установки. Снижение напряжения приводит к увеличению длительности цикла технологического процесса. Большие отклонения напряжения в бытовых сетях приводят к массовому применению стабилизаторов напряжения. На их изготовление расходуется дефицитная трансформаторная сталь. Использование стабилизаторов вызывает потери энергии в стали и потребление значительной реактивной мощности, вызывающей как дополнительные потери энергии на ее передачу, так и отклонение напряжения в сети.

5.2 Характеристика компенсирующих устройств

Замена устаревшего оборудования, восстановление распределительных сетей в городских электрических сетях это очень длительный процесс, который требует не только больших затрат времени, но и нецелесообразных

материальных вложений. Поэтому задачей данного проекта является осуществление мероприятия по внедрению компенсирующих устройств в городские распределительные сети 6-10/0,4 кВ.

В качестве компенсирующих устройств использованы конденсаторные установки низкого напряжения с автоматической ступенчатой регулировкой, типа УКМ63-0,4-150-50У3. Установка конденсаторной установки дает большую экономию времени, так как она укомплектована таким образом, что для ее установки требуется произвести реконструкцию помещения трансформаторной подстанции, установить и подключить к шинам 0,4 кВ.

Выпуском конденсаторных установок занимается Усть-Каменогорский конденсаторный завод.

Усть-Каменогорский конденсаторный завод-первенец электротехнической промышленности Рудного Алтая, он первым в СНГ освоил производство комплектных конденсаторных установок и имеет производственные мощности, позволяющие занимать ведущее место по объему выпуска силовых конденсаторов.

Строительство конденсаторного завода проектной мощностью 3 млн. усл. квар было начато в сентябре 1953 года. Первая продукция выпущена заводом в мае 1959 года. В тесном сотрудничестве с различными научно-исследовательскими институтами и предприятиями проведены крупные работы по усовершенствованию технологии, модернизации оборудования, автоматизации и механизации трудоемких производственных процессов.

Завод производит косинусные конденсаторы низкого и высокого напряжения для компенсации реактивной мощности, широкую гамму комплектных конденсаторных установок, в том числе с автоматическим регулированием. Главное преимущество этих установок:

1. Потребитель получает уже готовую для эксплуатации установку, которая освобождает его от необходимости проектирования, закупки комплектующего оборудования и его монтажа. Достаточно установку поставить в нужном месте и подключить;

2. Автоматическая регулировка позволяет наиболее эффективно осуществляет компенсацию реактивной мощности, повышает срок ее службы.

В электроэнергетике высоковольтные линии электропередач могут быть использованы в качестве линий связи. С этой целью заводом выпускаются специальные конденсаторы для высокочастотной связи по высоковольтным линиям электропередач, которые также могут быть снабжены дополнительным элементом отбора мощности. Автоматизация машиностроения, как известно, основана на широком использовании электрических установок сварки и нагрева металлов и металлических деталей, для их плавления, закалки и других операций при повышенных частотах. Подобные установки имеют очень низкий коэффициент мощности и без конденсаторов работать не могут.

Завод производит конденсаторы для установок повышенной частоты до 10 кГц. Использование искусственного водяного охлаждения этих

конденсаторов позволяет резко сократить их габариты. Высокие технические параметры, качество и надежность Усть-Каменогорских конденсаторов гарантируются всесторонними исследованиями, испытаниями и большим опытом производства, высокий уровень которого подтвержден сертификатами качества.

Конденсаторная установка выполнена в соответствии с нормативными показателями соответствующими техническим указаниям ТУ 647 РК--00213457-015-97. Габаритные размеры 530х440х1675 соответственно длина, ширина, высота (мм). Масса 80 кг. Тип применяемых конденсаторов УКМ63-0,4-180-50У3. Конденсаторная установка имеет 3 ступени регулирования по 180 квар (3х180).

Стоимость данной конденсаторной установки 270000 тенге.

5.3 Характеристика потерь электроэнергии

Конденсаторные установки проектируется установить на трансформаторной подстанции ТП 2389 10/0,4 кВ.Реальные потери на этом участке до установки компенсирующих устройств составили:

– потери активной мощности в кабельной линии, соединяющей распределительный пункт РП-18 с трансформаторной подстанцией ТП 2389. $\Delta P_{ТП-РП} = 19{,}3\ кВт \cdot ч$;

– потери реактивной мощности в кабельной линии на участке ТП-РП $\Delta Q_{ТП\text{-}РП} = 3{,}89\ квар$;

– ктивные потери холостого хода в силовом трансформаторе типа 2 х ТМ - 400 / 10 / 0,4 составляют $\Delta P_{XX} 1{,}9\ кВт$;

– реактивные потери на намагничивание в силовом трансформаторе типа 2 х ТМ - 400 /10/0,4 составляют $\Delta Q_{\mu} = 16{,}8\ квар$;

– активные потери короткого замыкания в силовом трансформаторе типа 2 х ТМ - 400 /10 / 0,4 составляют $\Delta P_{КЗ} = 13{,}5\ кВт$;

– реактивные потери короткого замыкания в силовом трансформаторе типа 2 х ТМ - 400 /10/0,4 составляют $\Delta Q_{КЗ} = 40{,}4\ квар$.

Потери электроэнергии в кабельной линии на участке ТП - РП определяются как:

$$\Delta A_{Л} = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R_{Л} \cdot t}{U^2},\ кВт \cdot ч;$$

где Р – активная мощность передаваемая по кабелю;

Q – реактивная мощность передаваемая по кабелю;

U – номинальное напряжение;

RЛ – сопротивление кабельной линий.

Потери электроэнергии в трансформаторе определяются по выражению:

$$\Delta A_{ТР} = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R_Т \cdot t}{U^2 \cdot n}, \text{кВт} \cdot \text{ч};$$

где RT – сопротивление трансформатора

Потери электроэнергии в трансформаторе при максимальной нагрузке

$$\Delta A_{ТР} = \frac{(641{,}43^2 + 310{,}69^2) \cdot 3{,}4 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 94{,}988 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии в кабельной линии при максимальной нагрузке

$$\Delta A_{Л} = \frac{(641{,}43^2 + 310{,}69^2) \cdot 4{,}45 \cdot 11}{10^2} = 248{,}647 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе при средней нагрузке

$$\Delta A_{ТР} = \frac{(481{,}07^2 + 233{,}01^2) \cdot 3{,}4 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 29{,}144 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии в кабельной линии при средней нагрузке

$$\Delta A_{Л} = \frac{(481{,}07^2 + 233{,}01^2) \cdot 4{,}45 \cdot 11}{10^2} = 76{,}289 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе при минимальной нагрузке

$$\Delta A_{ТР} = \frac{(320{,}715^2 + 155{,}345^2) \cdot 3{,}4 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 15{,}111 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии в кабельной линии при минимальной нагрузке

$$\Delta A_{Л} = \frac{(641{,}43^2 + 310{,}69^2) \cdot 4{,}45 \cdot 11}{10^2} = 39{,}557 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери электроэнергии составили:

$$\Delta Э = 343{,}635 + 105{,}433 + 54{,}668 = 503{,}736\ кВт \cdot ч;$$

Потери на проектируемом участке после установки компенсирующих устройств (УКМ63-0,4-150-50УЗ) составили:

– потери активной мощности в кабельной линии, соединяющей распределительный пункт РП-18 с трансформаторной подстанцией ТП 2389.

$$\Delta P_{ТП-РП} = 4{,}85 \cdot кВт \cdot ч;$$

– потери реактивной мощности в кабельной линии на участке ТП-РП

$$\Delta Q_{ТП-РП} = 0{,}73 \cdot кВт \cdot ч;$$

– активные потери холостого хода в силовом трансформаторе

$$\Delta P_{XX} = 1{,}9\ кВт;$$

– реактивные потери на намагничивание в силовом трансформаторе

$$\Delta Q_{\mu} = 16{,}8\ квар;$$

– активные потери короткого замыкания в силовом трансформаторе

$$\Delta P_{КЗ} = 9{,}35\ кВт;$$

– реактивные потери короткого замыкания в силовом трансформаторе

$$\Delta Q_{КЗ} = 32{,}3\ квар;$$

Потери электроэнергии с учетом БК в кабельной линий определяются по выражению:

$$\Delta A_{Л.КУ} = \frac{(P^2 + (Q - Q_{КУ})^2) \cdot R_{Л} \cdot t}{U^2}, кВт \cdot ч$$

где QКУ – компенсированная реактивная мощность.

Потери электроэнергии с учетом БК в трансформаторе определяются по выражению:

$$\Delta A_{ТР.КУ} = \frac{(P^2 + (Q - Q_{КУ})^2) \cdot R_Т \cdot t}{U^2 \cdot n}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе при максимальной нагрузке

$$\Delta A_{ТР.КУ} = \frac{(641{,}43^2 + (310{,}69 - 155{,}345)^2) \cdot 3{,}4 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 81{,}450 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии в кабельной линии при максимальной нагрузке

$$\Delta A_{Л.КУ} = \frac{(641{,}43^2 + (310{,}69 - 155{,}345)^2) \cdot 4{,}45 \cdot 11}{10^2} = 213{,}209 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе при средней нагрузке

$$\Delta A_{ТР.КУ} = \frac{(481{,}07^2 + (233{,}01 - 155{,}345)^2) \cdot 3{,}4 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 24{,}221 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии в кабельной линии при средней нагрузке

$$\Delta A_{Л.КУ} = \frac{(481{,}07^2 + (233{,}01 - 155{,}345)^2) \cdot 4{,}45 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 63{,}402 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе при минимальной нагрузке

$$\Delta A_{ТР.КУ} = \frac{(320{,}715^2 + (155{,}345 - 155{,}345)^2) \cdot 3{,}4 \cdot 11}{10^2 \cdot 2} = 12{,}240 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Потери электроэнергии в кабельной линии при минимальной нагрузке

$$\Delta A_{Л.КУ} = \frac{(320{,}715^2 + (155{,}345 - 155{,}345)^2) \cdot 4{,}45 \cdot 11}{10^2} = 32{,}040 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери электроэнергии составили:

$$\Delta Э_{КУ} = 294{,}614 + 87{,}623 + 44{,}28 = 426{,}517 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

Экономия электроэнергии после внедрения конденсаторных установок составила:

$$\Delta Э = \Delta Э - \Delta Э_{КУ} = 503{,}736 - 426{,}517 = 77{,}219 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таким образом применение конденсаторных установок по результатам расчета потерь электроэнергии показало положительный результат годовая экономия электроэнергий составляет 28184,9 кВт·ч.

5.4 Расчет потребности в ресурсах

Определим инвестиции, которые потребуется взять в банке на осуществление проекта по внедрению конденсаторных установок:

$$I_0 = \left(К_{уд}^{КУ} + И_{ЗП}^{КУ} + И_{М}^{КУ}\right) + И_{ОБ};$$

где $К_{уд}^{КУ}$ – удельные капитальные вложения в компенсирующее устройство (стоимость конденсаторной установки);

$И_{ЗП}^{КУ}$ – издержки на заработную плату рабочим;

$И_{М}^{КУ}$ – издержки на материалы;

$И_{ОБ}$ –общие издержки.

Удельные капитальные вложения в компенсирующее устройство составляют 2213 у.е за единицу [12].

Инвестиции на заработную плату рабочим, которые будут реконструировать ТП и подключать конденсаторную установку.

1. Для реконструкции ТП планируется строительная бригада в составе 3 человек, срок реконструкции - 2 недели. Договорная заработная плата одного работника за выполнение объема работ по реконструкции - 130 у.е.

2. Для установки и подключения конденсаторных установок потребуется бригада слесарей - электриков, оплата почасовая.

Состав бригады:

Слесарь - электрик V разряда - 1 человек - ЗП 1,5 у.е час.

Слесарь-электрик IV разряда - 1 человека - ЗП 1,2 у.е час.

Слесарь-электрик III разряда - 1 человека - ЗП 1,0 у.е час.

На установку и подключение потребуется четыре восьмичасовых рабочих дней, плюс один час обед.

$$И_{ЗП}^{КУ} = Н \cdot ЗП \cdot 1{,}315 \cdot М;$$

где Н – количество человек;

ЗП – заработная плата одного человека;

1,315- начисление;

М – количество месяцев.

$$И_{ЗП}^{КУ} = \left[(3 \cdot 130) + (1 \cdot 1{,}5 + 1 \cdot 1{,}2 + 1 \cdot 1{,}0) \cdot 36\right] \cdot 1{,}315 = 550 \text{ у.е}$$

Издержки на материалы:

$$И_{М}^{КУ} = 0{,}15 \cdot К^{КУ};$$

$$И_{М}^{КУ} = 0{,}15 \cdot 2213 = 331{,}9 \text{ у.е}$$

Общие издержки на реконструкцию и установку:

$$И_{ОБ} = 0{,}05 \cdot К^{КУ};$$

$$И_{ОБ} = 0{,}05 \cdot 2213 = 110{,}6 \text{ у.е}$$

Тогда инвестиции, которые нам необходимо взять в банке составляют:

$$I_0 = (2213 + 550 + 331{,}9) + 110{,}6 = 3205 \text{ у.е}$$

5.5 Эффективность внедрения компенсирующих устройств

Потребность инвестиций составила 2213 у.е. Объем сэкономленной электроэнергии за год составляет 28184,9 кВт·ч.

Для осуществления проекта необходимо взять кредит в Банке. Для этого проведем оценку эффективности внедрения компенсирующих устройств методами инвестиционного анализа.

Определим экономию, которую получит АПК ГЭРС, за счет снижения выработки, преобразования и распределения электроэнергии.

$$П_{Р} = \Delta Э \cdot Т_{а};$$

где Та – отпускной тариф на электроэнергию за кВт·ч, по АПК ГЭРС для комунально - бытовых потребителей;

$$Т_{а} = 4{,}6 \text{ тг за кВт} \cdot \text{ч};$$

$$П_{Р} = 28184{,}9 \cdot 4{,}6 = 1063 \text{ ó.å}$$

Денежный поток CF = 1063 у.е.

NPV это разница между суммой денежных поступлений, порождаемых реализацией проекта и дисконтирующих к текущей их стоимости, и сумма всех дисконтированных текущих стоимостей всех затрат необходимых для реализации проекта.

Таблица 5.3

Год	CF1	R15	PV15	R20	PV20
0	-2213,0	1	-2213,0	1	-2213,0
1	1063,0	0,870	924,8	0,833	855,5
2	1063,0	0,756	803,6	0,694	717,7
3	1063,0	0,658	699,4	0,578	514,4
4	1063,0	0,572	+ 214,8	0,482	- 24,6

$$R = \frac{1}{(1+r)^n};$$

где R – коэффициент дисконтности.

IRR служит индикатором уровня риска по проекту, чем в большей степени IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем больше запас прочности объекта и тем меньше страшны ошибки при оценке будущих поступлений.

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1);$$

Исходя из расчетов видно, что проект бизнес - плана имеет положительный NPV - 214 у.е , IRR - 17,9 %, срок окупаемости - 4 лет.

То есть АЖК ЖРЭС имеет реальную возможность осуществить данный бизнес - план и имеет целью взять кредит в банке, под 15%, на срок 4 лет.

Проект окупается за счет уменьшения потерь электроэнергии в сети.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда ПС 110/10 «Шамалган»

Проблема защиты электрических установок от атмосферных перенапряжений весьма сложна и носит комплексный характер. Составными частями в нее входят вопросы защиты элементов электрической установки от поражения их прямыми ударами молнии и защиты изоляции от перекрытий и пробоев вследствие возникновения высоких импульсных напряжений на устройствах, защищающих элементы электрической установки от прямых ударов молнии.

Фактическую основу защиты элементов электрических установок от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо заземленных проводников, располагаемых выше, чем защищаемые элементы электрической установки.

Оценивая вероятность поражения молнией какого-либо объекта подстанции на земной поверхности, исходим из ориентировочного условия, заключающегося в том, что удельная поражаемость молнией составляет 0,06 удара на 1 км2 поражаемой площади, в течение каждого грозового часа [18].

Чтобы учесть возвышение объекта над поверхностью земли, его расчетную площадь следует увеличить на пятикратную высоту объекта во всех направлениях. Тогда общее число N ударов молнии в незащищенный объект с размерами L и B при высоте H (в метрах) в течение n грозовых часов в году определяется по формуле:

$$N = n0.06(L+10H)(B+10H)10\text{-}6 \qquad (6.1)$$

В данном случае интенсивная грозовая деятельность в Алматинской области равна от 40-60 часов в год [21].

$$N = 50*0.06(47+10*15)(42+10*15)10\text{-}6 = 0,113$$

Подстанция могла бы оказаться пораженной 0,113 ударами в год или одним ударом в течение 9 лет. Когда эта подстанция защищена молниеотводом, обеспечивающим вероятность прорыва молнии, меньшую 10-3, то поражения ее можно ожидать не чаще, чем раз в 9000 лет.

Корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников, аппаратов и другие металлические нетоковедущие части могут оказаться под напряжением при замыкании их токоведущих частей на корпус. Если корпус не имеет контакта с землей, прикосновение к нему также опасно, как и прикосновение к фазе. Если же корпус заземлен, то он окажется под меньшим напряжением , неопасным для человека. Допустимые параметры напряжения

прикосновения и тока, проходящего через тело человека – 36 В и 6А соответственно. Данная подстанция заземлена по контуру, заземлители расположены на небольшом расстоянии друг от друга. Поля расстекания заземлителей накладываются, и любая точка поверхности грунта внутри контура имеет значительный потенциал. Вследствие этого разность потенциалов между точками снижена и коэффициент прикосновения $\alpha 1$ намного меньше единицы.

В закрытых распредустройствах освещению подлежит коридор обслуживания, т.е. коридор вдоль камер или шкафов КРУ, предназначенный для обслуживания аппаратов и шин. Ширина коридоров обслуживания обеспечивает удобное обслуживание установки и перемещение оборудования. Для освещения ЗРУ принимаем люминесцентные лампы.

6.2 Защита от прямых ударов молнии на подстанции 110/10 кВ

Расчет молниезащиты проводится на подстанции 110/10 кВ.
Исходные данные: ПС 110/10 кВ
длина – 47 м
ширина – 42 м
высота – 15 м
Порядок расчета:

Зона защиты стержневого молниеотвода имеет вид тела вращения, с радиусом окружности, рассчитываемый по формуле:

$$Rx = \frac{8{,}8\sqrt{h}(h - h_x)}{h + h_x}, \qquad (6.2)$$

где h– высота стержневого молниеотвода – 35 м.
hx – высота самого высокого объекта на подстанции – 10,5 м.

$$Rx = \frac{8.8\sqrt{30}(30 - 10.5)}{30 + 10.5} = 23.2 \text{ м}$$

Коэффициент защиты будет:

$$Kx = rx/ha, \qquad (6.3)$$

Где ha – активная высота молниеотвода над рассматриваемым уровнем hx.

$$ha = 30\text{-}10{,}5 = 19{,}5 \text{ м}$$

$$Kx = 23{,}2/19{,}5 = 1{,}18,$$

а – расстояние между молниеотводами – 35,7 м.

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода получается значительно больше суммы двух отдельных молниеотводов, так как всегда в момент разряда неблагоприятное расположение грозового облака по отношению к одному из молниеотводов оказывается благоприятным в отношении другого. Это приводит к тому, что защитное действие существенно возрастает для двойного, а тем более многократного молниеотвода. Зона защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты с вероятностью прорыва молнии на защищенный объект, меньшей 10-3, показана на рисунке 6.1.

Наименьшую ширину внутренней области защищенной зоны между молниеотводами на уровне hx определяем по кривым, приведенным на рисунке 6.2. Масштаб обеих координатных осей содержит множитель P, который для молниеотводов высотой h >30 м определяется по формуле:

$$P = \frac{5,5}{\sqrt{h}} \qquad (6.4)$$

$$P= 5,5/5,47 = 1,005$$

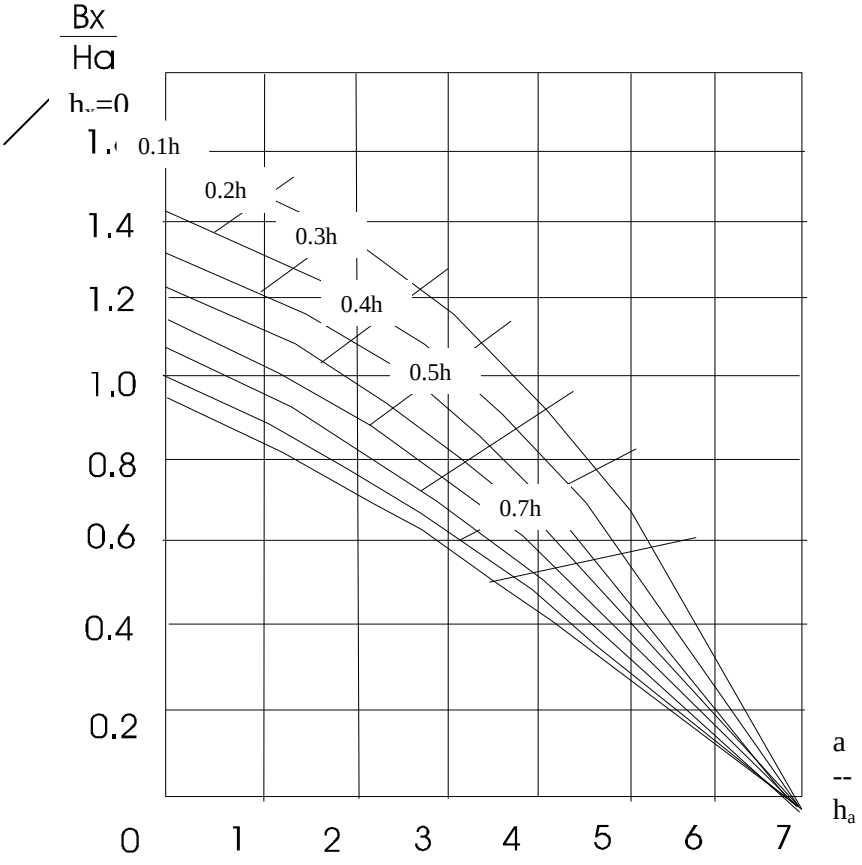


Рисунок 5.1 - К расчету защищенной зоны двойных молниеотводов

высотой h для a/ha = (0 ÷ 7)P

bx находим по кривым рисунка 1 в зависимости от высоты молниеотводов и отношения a/hx. Для того, чтобы равновероятной была защищенность всей очерченной площади, необходимо выполнить условие для молниеотводов высотой h > 30 м:

$$bx = 1.05*ha = 20{,}475 \text{ м} \qquad (6.5)$$

Для того, чтобы равновероятной была защищенность всей очерченной на рисунке площади должно выполняться следующее условие:

Для молниеотводов высотой h>30м :

$$D < 8\,\frac{5{,}5}{\sqrt{h}}\,ha \qquad (6.6)$$

$$D = 156{,}78 \text{ м}$$

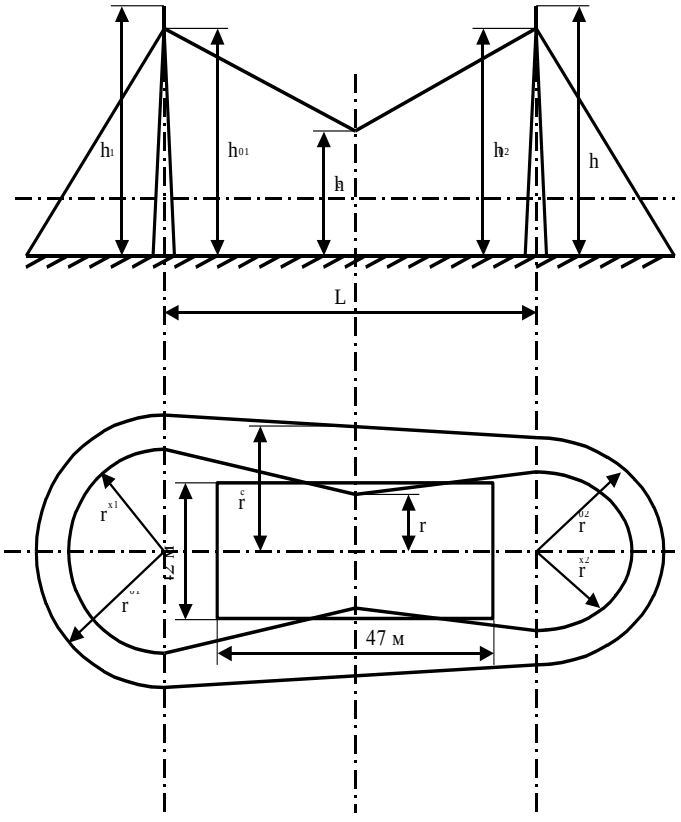


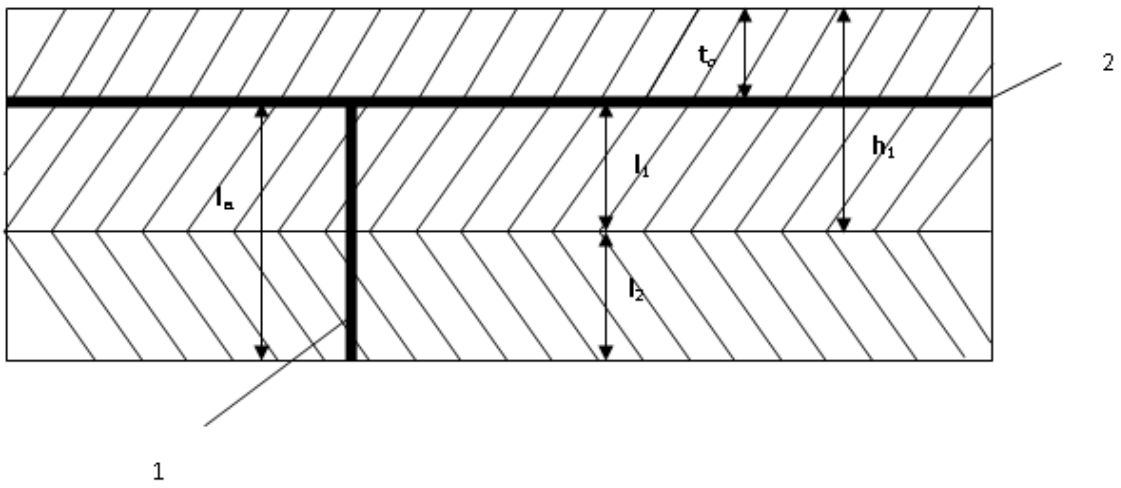
Рисунок 6.2 - Зона защиты двух стержневых молниеотводов.

6.3 Расчет контурного заземления

Заземлению подлежит оборудование подстанции 110/10 кВ.

Цель расчета: определить основные параметры заземляющего устройства, т.е. число, размеры, порядок размещения заземлителей и заземляющих проводников, при которых напряжение прикосновения и шага в период замыкания фазы на заземленный корпус не превышает допустимых значений.

При расчете заземлителей в многослойной земле применяют двухслойную модель земли с удельными сопротивлениями верхнего и нижнего слоя ρ1 и ρ2 соответственно и толщиной верхнего слоя h1 (Рисунок 6.3).



1 – вертикальный электрод;
2 – горизонтальный электрод.

Рисунок 6.3 - Двухслойная модель земли с удельными сопротивлениями верхнего и нижнего слоев.

Исходные данные: размеры ПС 110/6-10 кВ (рисунок 6.3):
– длина 47 м;
– ширина 42 м;

Размеры контура заземления: – длина 50 м;
– ширина 45 м.

Порядок расчета:

Площадь контура заземления: S = A · B =50*45 = 2250 м2.

Грунт двухслойный, удельное сопротивление верхнего слоя (суглинок) ρ1изм. = 70 Ом · м; нижнего (чернозем) ρ2изм. = 50 Ом · м /15/.

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром d = 0,045 м и длиной lв = 5,0 м, соединенные стальной полосой 40× 4 мм (Рисунок 6.3).

Толщина верхнего слоя земли h1 = 3 м.

Глубина погружения электрода в землю – расстояние от поверхности земли до электрода t0 = 0,8 м.

Расчетное удельное сопротивление грунта для многослойной земли:
для верхнего слоя:

$$\rho 1 \text{расч.} = \rho 1 \text{изм.} \cdot \psi , \qquad (6.7)$$

где ψ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле /15/.

ψ = 2,7 – для II климатической зоны

$$\rho 1 \text{расч.} = 70 \cdot 2,7 = 189 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

2)для нижнего слоя:

$$\rho 2 \text{расч.} = \rho 2 \text{изм.} = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

так как для многослойного грунта удельное электрическое сопротивление берется равным ρизм., если этот слой лежит ниже условной толщины слоя сезонных изменений. В данном случае условная толщина слоя сезонных изменений во II климатической зоне [19] Н= 2,0 м, что меньше толщины верхнего слоя земли h1 = 3м.

Отношение ρ1/ρ2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1расч.}}{\rho_{2расч.}} = \frac{\rho_{1изм.} \cdot \psi}{\rho_{2изм.}} = 3,78 ,$$

Расстояние между вертикальными электродами в модели заземлителя: а = 4 м.

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} , \qquad (6.8)$$

где S – площадь территории, занимаемая заземлителем, м2;
n – число вертикальных электродов.

Определим число вертикальных электродов при известном а:

$$n = \frac{P}{a} = \frac{(50 + 45) \cdot 2}{4} = 40 \text{ электродов},$$

где Р – периметр контура заземлителя, м.

Относительная длина верхней части вертикального электрода, т.е. части, находящейся в верхнем слое земли:

$$\text{lотн.} = \frac{h_1 - t_0}{l_в} = \frac{3 - 0{,}8}{5} = 0{,}44$$

Эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли для сплошного заземлителя, состоящего из вертикальных электродов, определяем по формуле:

$$\text{ρэкв.} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_{1расч.}}{\rho_{2расч.}} \right)^k, \qquad (6.9)$$

где $k = 0{,}43 \cdot \left[l_{отн.} + 0{,}272 \ln\left(a \cdot \sqrt{2}\right) \cdot l_в \right]$ - показатель степени при $1 \le \rho 1/\rho 2 \le 10$.

$$k = 0{,}43 \cdot \left[0{,}44 + 0{,}272 \ln\left(4 \cdot \sqrt{2}\right) / 5 \right] = 0{,}2297, \qquad (6.10)$$

$$\text{ρэкв.} = 50 \cdot \left(\frac{189}{50} \right)^{0{,}2297} = 67{,}86 \text{ Ом м}$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из выносного контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами:

$$\text{Rз} = 0{,}443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_в}, \qquad (6.11)$$

где

$$g = 2 \cdot h_1 / \left(\sqrt{S} + n \cdot l_l \right), \qquad (6.12)$$

где

$$\text{ll} = l_1 + l_2 \cdot \rho_1 / \rho_2 = 2{,}2 + \frac{2{,}8 \cdot 189}{50} = 12{,}8 \text{ м},$$

где l1 = 2,2 м – длина электрода, приходящаяся на верхний слой земли;
n = 40 – число вертикальных электродов;
l2 = 2,8 м – длина электрода, приходящаяся на нижний слой земли.

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{2250} + 40 \cdot 12{,}8} = 0{,}0107$$

Общая длина проводников:

$$L = (A + B) \cdot 2 = (50+45) \cdot 2 = 190 \text{ м},$$

$$Rз = R_з = 0{,}443 \cdot \frac{50}{\sqrt{2250}} \cdot \left(\frac{70}{50}\right)^{0{,}0073} + \frac{70}{190 + 40 \cdot 5} = 0.647 \text{ Ом}$$

Коэффициент напряжения прикосновения $\alpha_1 = 1$.

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, может быть определен по формуле:

$$\alpha_2 = \frac{R_h}{R_h + 1{,}5 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1{,}5 \cdot 70} = 0{,}905,$$

где Rh = 1000 Ом – сопротивление тела человека.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока можно принять ток, вычисленный приближенно по формуле:

$$Iк.з. = \frac{U_{лин.} \cdot (35 \cdot l_к + l_в)}{350}, \qquad (5.14)$$

где Uлин. = 35 кВ – линейное напряжение;
lк = 10 км – общая длина подключенных к сети кабельных линий;
lв = 30 км – общая длина подключенных к сети воздушных линий.

$$Iк.з. = \frac{35 \cdot (35 \cdot 10 + 30)}{350} = 38 \text{ А}$$

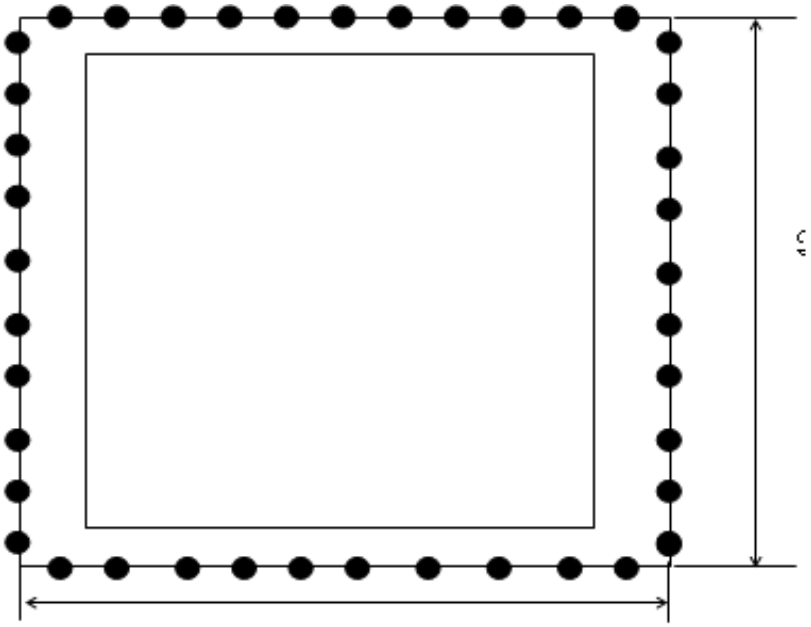


Рисунок 6.4- Контурное заземление ПС 110/10 кВ

Ток, проходящий через человека при касании корпуса установки:

$$Ih = I_{к.з.} \frac{R_з}{R_h} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 38 \cdot \frac{0.647}{1000} \cdot 1 \cdot 0{,}905 = 2.25 \text{ мА},$$

Напряжение прикосновения:

$$Uпр. = I_{кз} \cdot R_з \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 38 \cdot 0.647 \cdot 1 \cdot 0{,}905 = 22.25 \text{ В},$$

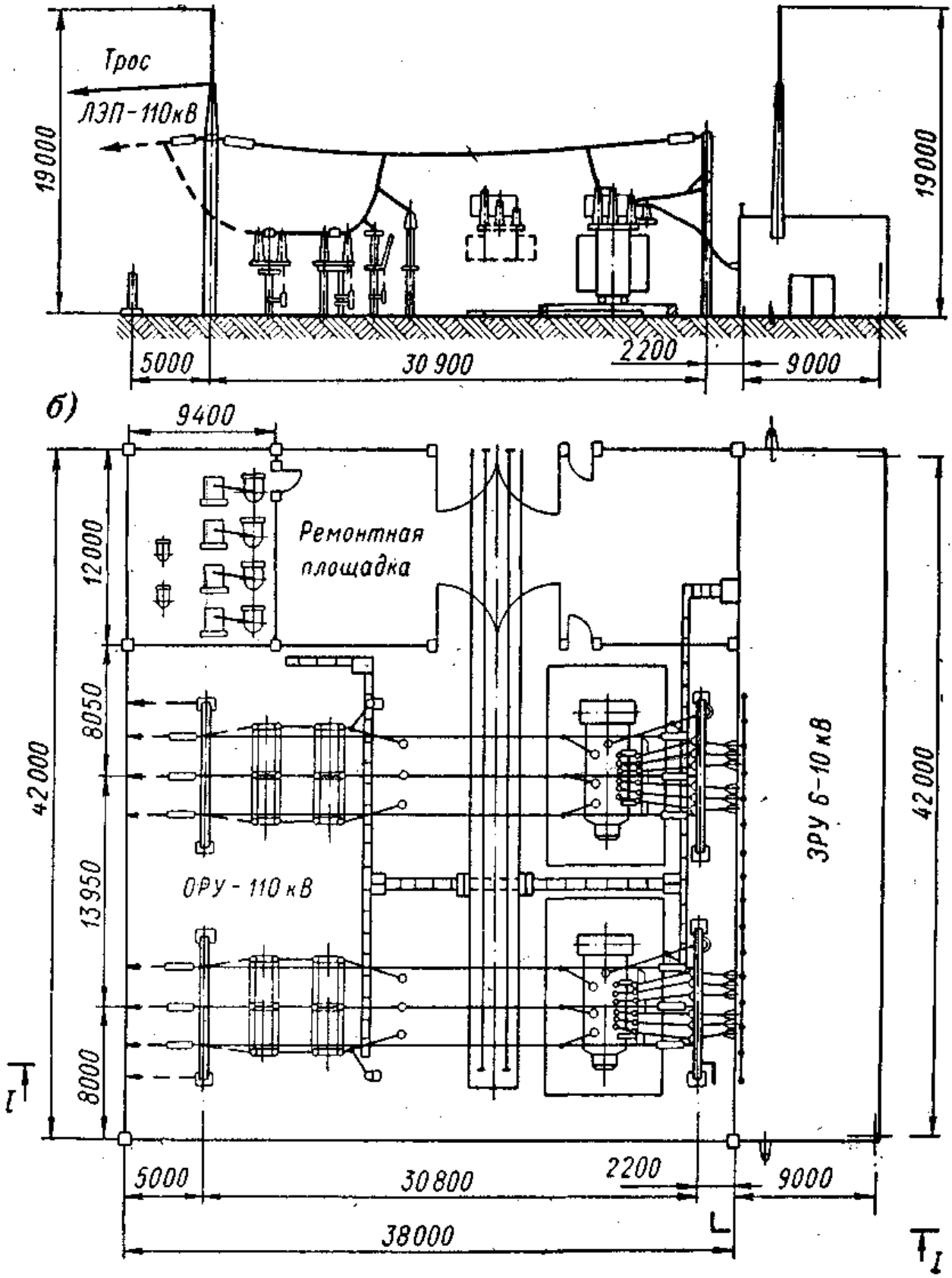


Рисунок 6.5 - Разрез и план подстанции 110/10 кВ.

Потенциал заземлителя:

$$\varphi_з = I_з \cdot R_з = 38 \cdot 0.647 = 24.5 \text{ В},$$

Наибольший коэффициент напряжения шага для вертикальных электродов, расположенных по контуру и соединенных стальной полосой $\beta_1 = 0{,}6$ [19].

Определяем коэффициент снижения шагового напряжения Uш., зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_{1расч.}} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 189} = 0{,}47,$$

Напряжение шага:

$$U_{ш.} = I_з \cdot R_з \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 38 \cdot 0.647 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}47 = 6.93 \text{ В}.$$

Ток, проходящий, через тело человека:

$$I_h = I_з \cdot \frac{R_з}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 38 \cdot \frac{0.647}{1000} \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}47 = 0.7 \text{ мА},$$

Допустимые значения напряжения прикосновения и проходящий через тело человека ток для сети напряжением выше 1000 В с изолированной нейтралью при времени действия тока короткого замыкания t = 1 сек.:

$$U_{пр.} = 36 \text{ В},$$

$$I_h = 6 \text{ мА},$$

т.е. условия безопасности выполняются.

Заключение

В дипломном проекте рассмотрены вопросы развития электрических сетей 110/10 кВ Карасайского района Алматинской области. Принимаются возможные перспективные нагрузки потребителей на 2020г. и рассматривается развитие электрических сетей 110/10 кВ. Произведено проектирование подстанции «Шамалган» и линии электропередачи для ее присоединения, с помощью которых будет увеличена надежность питания потребителей, подключенных к подстанциям.

При выборе варианта схемы развития электрических сетей 110/10 кВ рассматриваемого района решены следующие задачи: варианты построения сети по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах, выбраны сечение и марка проводов, основное оборудование для сооружаемых объектов (ЛЭП и подстанция). Выбор оборудования осуществлен на основе расчетов режимов и расчетов токов короткого замыкания.

Выбор вариантов сети осуществлен на основе технико-экономического сравнения вариантов развития электрических сетей. Произведены электрические расчеты установившихся режимов работы для выбранного варианта развития электрических сетей. Для выбранного и рассчитанного варианта сети произведены несколько различных расчетов: экономический расчет для определения себестоимости электроэнергии и срока окупаемости сооружаемых объектов, расчет токов короткого замыкания и выбор релейной защиты оборудования на подстанции, для безопасности работы обслуживающего персонала рассчитаны условия соблюдения электробезопасности и пожаробезопасности.

Список литературы

1 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учеб. пособие для студентов электроэнергетических специальностей ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп – М.: Высшая школа, 1990.-383 с.

2 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд. , перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –608с.

3 А.А. Герасименко, В.Т. Федин. Передача и распределение электрической энергии. – Ростов-н/Д.:Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети./ В.И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

5 Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов/ Под ред. А.А.Васильева. 2-е издание перераб. и доп. -М.: Энергоатомиздат, 1990 - 576с.: ил.

6 Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов/ Под ред. С.В.Усова. - 2-е издание, перераб. и доп. -Л.: Ленинградское отделение, 1987. - 616с.: ил.

7 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов. 4-е издание перераб. и доп. - М.:Энергоатомиздат, 1989 -608с.: ил.

8 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

9 Объем и нормы испытаний электрооборудования,-РД 34.45-51. 300-97-6-е изд.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000 г.

10 Пособие для изучения технической эксплуатации Электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общей ред. Ф.Л.Когана.-Москва «Издательство НЦ ЭНАС», 2000 г.

11 Современное состояние и перспективы развития контроля и управления электрической частью станций и подстанций на базе микропроцессорной техники.-М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1999г.