МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

«Допущен к защите»

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение жилого массива Алматинской области Панфиловского района с. Жаркамыс

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Спицын Б.А. Эу-13-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель д.т.н., профессор Соколов С.Е.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А.А к.э.н профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «27» 05 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Мутанбаева Г.С. к.т.н., ст. преп-ль
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «20» 05 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Терешкова М.А. доцент АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «6» 06 2016 г.
(подпись)

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

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Симзон Борис Андреевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение жилого массива Алматинской области Талгарского района с. Жалгамыс

утверждена приказом ректора № ___ от «___» сентября 20___ г.

Срок сдачи законченной работы «___» _____ 20___ г.

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

1) Карта схема РК, Алматинских сетей
2) Исходные данные ПС „Жалгамыс"
3) Карта схема поселка Жалгамыс

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

1. Описание расчетываемого района
2. Анализ схемы электроснабжения Талгарского района
3. Расчет режимов работы
4. Безопасность жизнидеятельности
5. Экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта схема Алматинских сетей
2. Схема замещения

Рекомендуемая основная литература

1. Блок В. М. Электрические системы и сети: Учебник для вузов - М: Высшая школа, 1986 г.
2. Справочник по проектированию электрических систем / под. ред. С. С. Рокотяна и Ш. М. Шапиро - М. Энергоатомиздат, 1985 г.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов - М: Энергоатомиздат, 1989 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Жутаева Р.Р.		
Экономика	Шахунов В.А	02.02 - 27.05.16	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Обзор энергетики Казахстана	26.10.2015 – 25.01.16	
2.	Расчетная часть	25.01.16 – 16.02.16	
3.	Расчет режимов работы эл. сетей в программе KASTR	16.02.16 – 25.04.16	
4	Анализ полученных результатов расчета эл. сети	26.04.16 – 5.05.16	
5.	БНД	6.05.16 – 20.05.16	
6.	Экономическая часть		
7.	Оформление дипломного проекта		

Дата выдачи задания «19» октября 2015 г.

Заведующий кафедрой к.т.н, доцент Умбеткулов Е.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель к.т.н, профессор, Соколов С.В.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аннотация

В дипломном проекте на тему «Электроснабжение жилого массива Алматинской области Талгарского района села Жалгамыс» произведен анализ существующей электрической сети, произведен анализ электрической сети с учетом перспективной нагрузки, произведен расчет и анализ с компенсированными реактивными потерями.

В экономической части выполнен бизнес – план, определены себестоимость и срок окупаемости данного объекта.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет искусственного освещения и расчет пожаротушения.

Abstract

The thesis project on " Electricity residential area of Almaty area Talgar district Zhalgamys village " performed an analysis of the existing electrical network , the analysis of the electrical network , taking into account the perspective of load , a calculation and analysis with compensated reactive losses.

In the economic part of the business is made - a plan determined by cost and payback period of the object.

In the " Safety" a calculation of artificial lighting and extinguishing the calculation.

Аңдатпа

« Алматы облысы Талғар ауданы Zhalgamys ауылының Электр тұрғын ауданы » бойынша диплом жобасы назарға Ақы реактивті шығындармен жүктеме , есептеу және талдау перспективаны ескере отырып, қолданыстағы электр желісіне , электр желісін талдау талдау орындалды.

Бизнестің экономикалық бөлігінде жүргізіледі - объектінің құны және өзін-өзі ақтау мерзімі айқындалуы жоспарын .

« Қауіпсіздігі » жасанды жарықтандыру есептеу және есептеу сөндіру .

Содержание

Введение 7
1 Обзор энергетика Казахстана 9
1.1 Производство электроэнергии 9
1.2Текущее состояние и перспектива развития АО «АЖК» 12
1.3Анализ схемы электроснабжения Талгарского района 16
1.4Обзор рассчитываемого района (с.Жалгамыс) 19
1.5Существующие нагрузки 20
2 Расчетная часть 22
3 Расчет режимов работы электрических сетей в программе RASTR 26
3.1 О программе RastrWin3 26
3.2 Расчет зимнего режима работы на 2016 год 32
3.3 Расчет режимов работы сети с учетом перспективного развития 36
4Анализ полученных результатов расчета электрических сетей 44
5 Безопасность жизнедеятельности 45
5.1 Анализ условий труда на подстанции 45
5.2 Определение площади пожара при возгорании трансформаторного масла трансформатора ТМН-6300/110 46
5.3 Автоматическое пожаротушение пеной 48
5.4 Расчет искусственного освещения 53
6 Технико-экономическое обоснование проектирования п/с 50и поселка Жалгамыс 56
6.1Характеристика подстанции 56
6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП 57
6.3 Расчет эксплуатационных издержек 60
6.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии 61
6.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций 64
Заключение 67
Список литературы 68

Введение

Современные жилищно-коммунальные объекты насыщены большим количеством различных электро-приёмников. К ним относятся осветительные и бытовые приборы и силовое электрооборудование. Идёт постоянный процесс повышения комфортности жилья, а это в свою очередь увеличивает количество бытовых электро-приёмников и увеличивает бытовое электропотребление.

Электроснабжение производственных предприятий и населённых пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением городов. Главная из них – необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных на большой площади. В результате протяжённость сетей (в расчёте на единицу мощности потребителей) во много раз больше, чем в других отраслях. Все это говорит о сложности проблемы электроснабжения сельского хозяйства, от решения которой зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельскохозяйственном производстве и быту. Наряду с развитием систем электроснабжения сельского хозяйства происходит их реконструкция. Важный показатель системы электроснабжения - надёжность подачи электроэнергии. Для крупных сельскохозяйственных предприятий (животноводческих ферм, птицефабрик, тепличных комбинатов и др.) любое отключение – плановое (для ревизии и ремонта) и особенно аварийное – наносит огромный ущерб потребителям.

В данном дипломном проекте рассматривается электроснабжение жилого массива села Жалгамыс, Талгарского района.

Расчеты произведены на основе составленных схем замещения сетей, при помощи программы «RASTR». Целью этого расчета является: расчет потерь мощности и энергии, выявление уровней напряжения в узлах сети и мероприятия по регулированию напряжения.В процессе эксплуатации электрических сетей, а также при их проектировании требуется выполнение ряда расчетов. Так в ряде случаев для существующей сети определяются параметры режима основных ее элементов. При этом определяются напряжение в узловых точках сети, токи и мощности в линиях и трансформаторах.Производимрасчет режимов работы существующих сетей, а так же с учетом перспективного роста нагрузок.

Для существующих электрических сетей произведем несколько различных расчетов: экономический расчет для определения себестоимости электроэнергии и срока окупаемости сооружаемых объектов, для безопасности работы обслуживающего персонала рассчитываем условия соблюдения электробезопасности.

При изучении работы электрической сети любых типов необходимо рассматривать не только электрические процессы, происходящие

непосредственно в сетях, но и затрагивать в той или иной мере процессы во всей электроэнергетической системе.

Состояние системы (сети) в любой момент времени или практически на некотором интервале времени называется режимом системы (сети). Режим определяется показателями, которые называются параметрами режима. К их числу относятся: частота, активная и реактивная мощности в элементах системы и напряжения у потребителей и в различных точках сети, величины токов и углов расхождения векторов ЭДС и напряжения.

Расчет режимов сети в основном производиться в программе «RASTR».Задача расчета: по заданным нагрузкам определить минимальные, максимальные, аварийные режимы и эти же режимы, но с учетом перспективного развития.

1Обзор энергетики Казахстана

1.1 Производство электроэнергии

Республика Казахстан обладает крупными запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран) и является сырьевой страной, живущей за счет продажи природных запасов энергоносителей (80% экспорта - сырье, а доля промышленного экспорта сокращается ежегодно). До 2010 года Казахстан являлся нетто-экспортёром электроэнергии, а после 2010 года является нетто-импортером, то есть потребляет больше электроэнергии, чем производит. СеверКазахстана экспортирует электроэнергию, производимую на построенной еще в советское время Экибастузской ГРЭС-1, в Россию, а юг покупает её у Киргизии и Узбекистана.

Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 20 тысяч МВт, а фактическая мощность — 15 тысяч МВт. Казахстан вырабатывает 91,9 млрд. К сожалению, выработка большинства электростанций не достигает установленной мощности. Только 2012 году Казахстан достиг уровня выработки электроэнергии 1991 года (87,4 млрд. КВтчас). Выработка по типу электростанций распределяется следующим образом:

- ТЭС (тепловые электростанции) — 87,7 %, в том числе:
- КЭС (конденсационные электростанции) — 48,9 %;
- ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) — 36,6 %;
- ГТЭС (газотурбинные электростанции) — 2,3 %;
- ГЭС (гидроэлектростанции) — 12,3 %.

Около 72 % электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 12,3 % — из гидроресурсов, 10,6 % — из газа и 4,9 % — из нефти. Таким образом, четырьмя основными видами электростанций вырабатывается 99,8% электроэнергии, а на альтернативные источники приходится менее 0,2%.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения и электростанции регионального назначения.

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан:

- ТОО «Экибастузская ГРЭС-1;
- АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»;
- АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация» (Аксуская ГРЭС);
- ТОО ГРЭС «Корпорация Казахмыс»;
- АО «Жамбылская ГРЭС»,

а также гидравлические электростанции большой мощности, используемые дополнительно и для регулирования графика нагрузки ЕЭС РК:

- Бухтарминская ГЭК АО «Казцинк»;
- ТОО «AES Усть-Каменогорская ГЭС»;
- ТОО «AES Шульбинская ГЭС».

К электростанциям промышленного значения относятся ТЭЦ, с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов:

- ТЭЦ-3 ТОО «Караганда-Жылу;
- ТЭЦ ПВС, ТЭЦ-2 АО «АрселорМиттал Темиртау»;
- Рудненская ТЭЦ (АО «ССГПО»);
- Павлодарская ТЭЦ-1 АО «Алюминий Казахстана»;
- Шымкентская ТЭЦ-1,2 (АО «Южполиметал») и другие.

Электростанции регионального значения — это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а так же теплоснабжение близлежащих городов.

Производство и потребление электроэнергии.

В 2011 году в Казахстане было произведено 85,9 млрд кВт ч электроэнергии (+5,4% к 2010 году). В структуре производства электроэнергии доля ТЭС составила 91%, ГЭС – 9%, ВИЭ – менее 0,5%.

Потребители электроэнергии:

- промышленность — 68, 7 %;
- домашние хозяйства — 9,3 %;
- сектор услуг — 8 %;
- транспорт — 5,6 %;
- сельское хозяйство — 1,2 %.

Общая протяженность электрических сетей общего пользования в Республике Казахстан составляет:

-сети с напряжением 500 кВ - 1,4 тыс. км;

-сети с напряжением 500 кВ - более 5,5 тыс. км;

-сети с напряжением 220 кВ - более 20,2 тыс. км;

-сети с напряжением 110 кВ - около 44,5 тыс. км;

-сети с напряжением 35 кВ - более 62 тыс. км;

-сети с напряжением 6-10 кВ - около 204 тыс. км.

Около 72% электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 12,3% из гидроресурсов, 10,6% - из газа, и 4,9% - из нефти. Таким образом, четырьмя основными видами электростанций вырабатывается 99,8% электроэнергии, а на альтернативные источники приходится менее 0,2%. Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 20 тысяч МВт, а фактическая мощность – 15 тысяч МВт. Казахстан вырабатывает 91,9 млрд. Вт.час электроэнергии в год.

Наиболее выгодной перспективой для Казахстана является расширение, модернизация и коренное улучшение системы электрических сетей, которая обеспечит доступность дешевой и стабильной электроэнергии для всех потребителей и полное использование мощности угольных и гидро-электростанций. Основными энергетическими компаниями являются:

- Мангистауский Атомно-Энергетический Комбинат — генерирующая компания Актау, энергоснабжающая организация Мангистауской области;
- Самрук-Энерго — государственный энерго холдинг;
- KEGOC — национальный оператор сетей;
- Алатау Жарык Компаниясы — распределительная электросетевая компания Алматы;
- АлматыЭнергоСбыт — энергоснабжающая организация Алматы;
- Алматинские Электрические Станции — генерирующая компания Алматы;
- Актобе ТЭЦ — генерирующая компания Актобе;
- АстанаЭнергоСбыт — энергоснабжающая организация Астана;
- Атырау Жарык — распределительная электросетевая компания Атырау;
- Уран Энерго — сетевая компания.

Электроэнергетика Казахстана базируется на собственном угле, нефти и гидроресурсах. Строятся новые электростанции, увеличивается протяженность электрических сетей, повышается их рабочее напряжение.

Линии электропередачи и распределительные сети Казахстана разделены на 3 части: две на севере и одна на юге, каждая из которых соединена с какой- либо внешней энергетической системой (Единой энергетической системой России, на севере и Обьединённой энергетической системой Средней Азии на юге). Соединяются эти системы между собой только одной линией. В настоящее время ведется строительство второй линии, соединяющей Северную и Южную энергосистемы и рассматривается возможность строительства линии, соединяющей Западную энегросистемус Северной.

Электроэнергетика включает в себя производство, передачу и снабжение электрической и тепловой энергии и является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны.

Для экономики Республики Казахстан электроэнергетика имеет особое значение, поскольку ключевые отрасли страны, такие как металлургия и добыча нефти и газа, характеризуются высокой энергоемкостью. Соответственно, конкурентоспособность тяжелой промышленности Казахстана и качество жизни населения во многом зависят от надежного и качественного энергоснабжения потребителей по приемлемым ценам.

В результате реформирования электроэнергетической отрасли Республики Казахстан крупные электростанции были выделены в юридически обособленные предприятия, приватизированы или переданы в концессию.

ТЭЦ вместе с тепловыми сетями были приватизированы или переданы в коммунальную собственность.

1.2Текущее состояние и перспектива развития АО «АЖК»

АО «АЖК» - крупная энергетическая система на юге республики по транспортировке и распределению электрической энергии по сетям 0,4-6-10-35-110-220 кВ для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности - городе Алматы и Алматинской области (9 районов).

С 1 февраля 2007 года в соответствии с решением Антимонопольного Комитета (АРЕМ) РК произведено разделение АО АЖК на отдельные самостоятельные компании: энергопроизводящую, энергопередающую и энергоснабжающую. Энергопроизводящаякомпания АО «Алматинские Электрические Станции» (АО АлЭС) осуществляет производство электроэнергии и тепла для г.Алматы и электроэнергии для Алматинской области. В АО АлЭС входят Алматинская ТЭЦ-1, АТЭЦ-2, АТЭЦ-3, Капчагайская ГЭС и Алматинский Каскад ГЭС.

Энергоснабжающая компания АО «Алматыэнергосбыт» осуществляющая покупку электроэнергии на оптовом рынке и продажу электроэнергии розничным потребителям г.Алматы и Алматинской области.

На сегодняшний день АО «АЖК» обеспечивает электроэнергией порядка 2,2 миллиона населения Алматинского региона.

АО «АЖК» сотрудничает с Казахстанской компанией по управлению электрическими сетями (KEGOC), и является надежным партнером других энергетических компаний Казахстана, Узбекистана, Таджикистана, Кыргызстана, Туркменистана, которые совместно образуют единую Энергетическую Систему Центральной Азии.

В своей деятельности АО «АЖК» руководствуется вопросами надежного и бесперебойного обеспечения электричеством потребителей, а также вопросами эффективного развития электрических сетей Алматинского региона.

Развитие сети АО АЖК в первую очередь направлено на устранение «узких мест». Проблемы «Узкие места»:

- недостаточная трансформаторная мощность ПС по г. Алматы;
- недостаточная надежность электроснабжения потребителейг.Алматы. Высокая аварийность;
- недостаточная пропускная способность сети 110-220 кВ;
- старение оборудования сети 0,4-220 кВ;
- сверхнормативные потери в сети;
- покрытие прогнозного роста потребления до 2015 года.

Объем передачи электроэнергии по сетям, принадлежащим АО АЖК в 2011 году составил 5 134млн.кВт.час.

На балансе АО АЖК находятся:

- 205 подстанций (ПС) напряжением 220-110-35 кВ;

- 7 274 шт. – трансформаторных подстанций (ТП) - 6-10/0,4 кВ;

- 127 шт. – распределительных подстанций (РП) - 6-10 кВв том числе 8 834 шт. силовых трансформаторов, мощностью 6 699,232 МВА.

В 2007-2009гг. были произведены строительство и реконструкция электрических сетей за собственные средства АО «АЖК» (плата за присоединение дополнительных мощностей и амортизация) и за средства Государственного бюджета на общую сумму 15,909 млрд. тенге с общим приростом трансформаторной мощности 778,7 МВА.

Ввод новых мощностей позволил снять дефицит электроэнергии в зоне действия соответствующих подстанций.

В том числе АО «АЖК» введены следующие объекты:

Реконструкция ПС-110/10-10 кВ № 43А «Южная», ПС-110/10-10 кВ закрытого типа № 63А «Самал», ПС-110/10-10 кВ №119А «Новозападная», ПС-110/10-10кВ № 59А «Сайран», ПС-110/35/10/6 кВ № 6А «Геологострой», ПС-110/35/10кВ №137А «Центральная», ПС-110/10/6 кВ №118А «Арман», а также выполнены работы по переводу сетей с 6кВ на 10кВ на сумму 298 млн. тенге и введена в эксплуатацию система сбора и обработки информации на центральном диспетчерском пункте «SCADA», с общими КВЛ 460 млн.тг.

По линии Акиматаг.Алматы АО «АЖК» в эксплуатацию были введены следующие объекты:

- строительство новых подстанций 1-й этап ПС 220/110/10кВ «Коянкус», 2-я очередь ПС 220/110/10кВ № 147 «Таугуль», ПС 110/10кВ № 150 «Алмалы», ПС 110/10/6 № 151 «Райымбек»;

- реконструкция существующих подстанций ПС 35/6кВ № 21 «Ипподром», ПС 110/35/10кВ № 46 «Шоссейная», ПС 110/10/10кВ № 47 «Пригородная», ПС 110/10кВ № 136 «ГШО».

Основными направлениями стратегии компании развития системы электроснабжения города Алматы и Алматинской области являются:

- создание кольца ЛЭП 220 кВ и опорных подстанций 220 кВ вокруг г.Алматы;

- реконструкция системообразующей электрической сети 110 кВ;

- новое строительство и реконструкция действующих подстанций;

- поэтапная ликвидация электрических сетей 35 кВ по г. Алматы и Алматинской области;

- реконструкция электрических сетей 0,4 -10 кВ;

- создание системы АСКУЭ и реконструкция каналов связи;

- создание системы сбора и обработки информации (SCADA).

Реконструкция системообразующей электрической сети 110 кВ:

- увеличение пропускной способности электрической сети 110 кВ с учетом прогнозируемых балансов мощности и развития сети 0,4-10-110 кВ;

- повышение надежности электроснабжения потребителей.

Основные мероприятия:

- реконструкция ВЛ 110 кВ – переход на большее сечение проводов с заменой линейно-подвесной арматуры и изоляции;

- замена воздушных ЛЭП 110 кВ на кабельные ЛЭП 110 кВ для обеспечения требований безопасной эксплуатации в селитебных районах и увеличения пропускной способности;

- разработка ТЭО и схемы развития электрических сетей в зоне АТЭЦ-1 в связи с планируемым переводом АТЭЦ-1 в режим котельной;

- перевод питания ПС 110 кВШугла, Саябак, Арман на ПС 220 кВ «Кенсай» для разгрузки электрической сети 110 кВ.

Поэтапная ликвидация электрических сетей 35 кВ по г. Алматы и Алматинской области:

- вывод из эксплуатации физически и морально изношенных электрических сетей, не соответствующих нормативным требованиям эксплуатации;

- повышение надежности электроснабжения потребителей;

- снижение технических потерь электроэнергии.

Основные мероприятия:

- строительство новых ПС 110/10 кВ с переводом на них нагрузок ПС 35/6-10 кВ;

- демонтаж воздушных и кабельных ЛЭП 35 кВ;

- демонтаж ПС 35/6-10 кВ.

Реконструкция распределительных электрических сетей 0,4-10 кВ:

- увеличение пропускной способности электрических сетей, обеспечение резерва мощности на трансформаторных подстанциях;

- обеспечение надлежащего качества электроэнергии у потребителей,

исключение случаев повреждения электроприемников потребителей из-за несоблюдения требований ГОСТ к качеству электроэнергии;

- снижение нормативных (технических) потерь электроэнергии в трансформаторах за счет увеличения их установленной мощности;

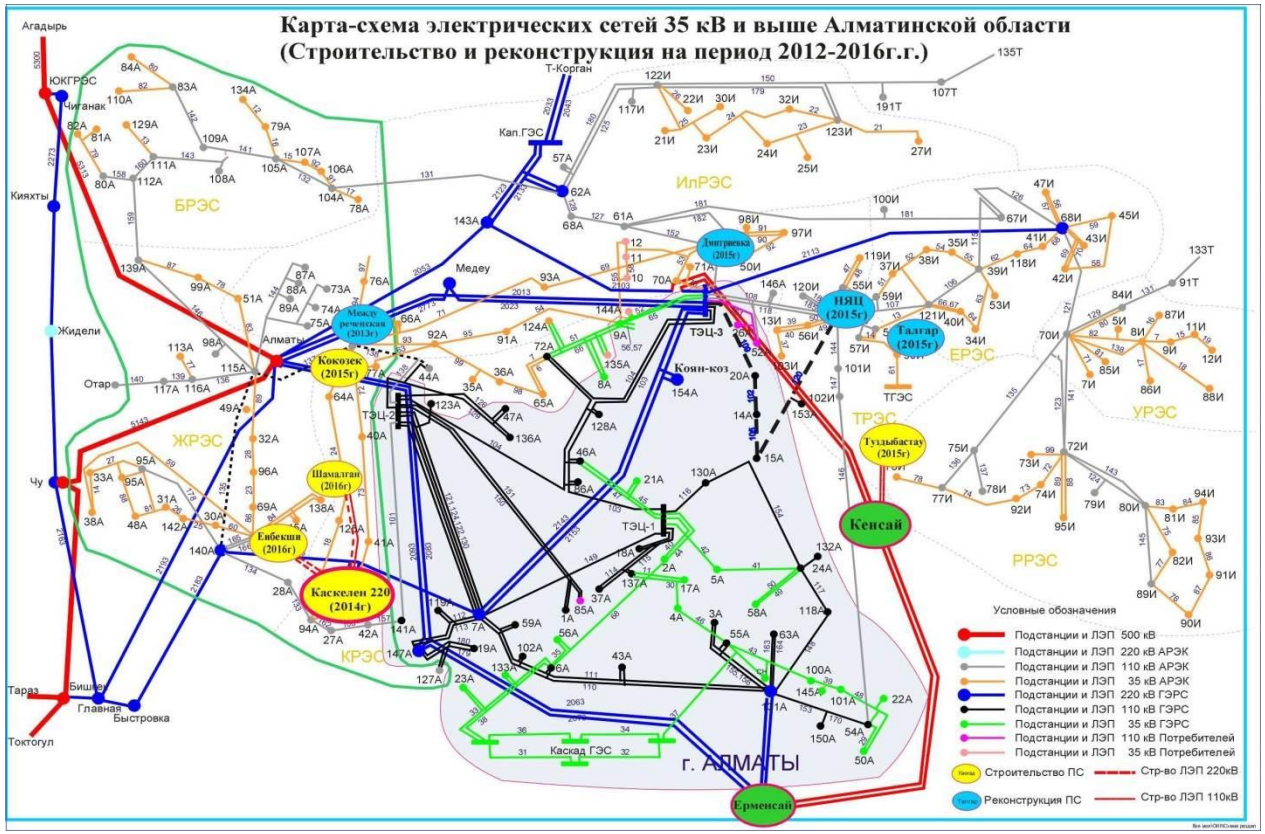
- снижение нормативных (технических) потерь электроэнергии в кабельных и воздушных линиях за счет их перевода на напряжение 10 кВ и увеличения сечения.

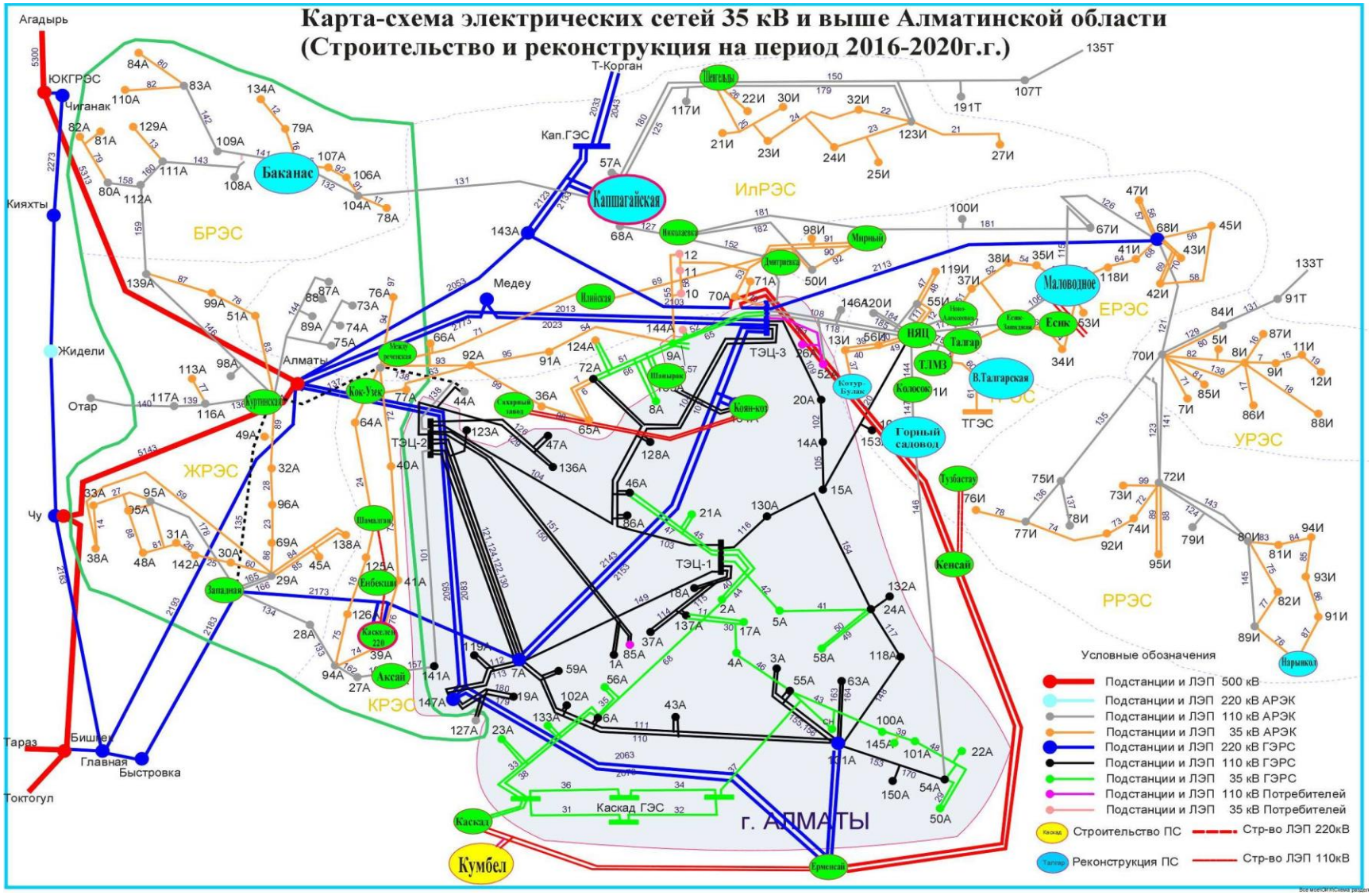
Основные мероприятия:

- замена и перевод кабельных линий напряжением 6 кВ на напряжение 10 кВ;

- замена проводов ВЛ 0,4 кВ на самонесущие изолированные провода (СИП);

- строительство новых ТП для разгрузки существующих ТП и РП, реконструкция существующих ТП с увеличением установленной мощности трансформаторов.


Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Алматинской области
(Строительство и реконструкция на период 2012-2016г.г.)
Агадырь
ЮКГРЭС
Чиганак
Кияхты
Жидели
Отар
Чу
Тараз
Бишкек
Главная
Быстровка
Токтогул
Т-Корган
Кап.ГЭС
Медеу
Алматы
Коянкоз
ТЭЦ-3
ТЭЦ-2
ТЭЦ-1
Каскелен 220 (2014г)
Кокозек (2015г)
Шамалган (2016г)
Енбекши (2016г)
Междуреченская (2013г)
Дмитриевка (2015г)
НЯЦ (2015г)
Талгар (2015г)
Туздыбастау (2015г)
Кенсай
Ерменсай
Каскад ГЭС
г. АЛМАТЫ
БРЭС
ИлРЭС
ЖРЭС
КРЭС
ЕРЭС
ТРЭС
УРЭС
РРЭС
Условные обозначения
Подстанции и ЛЭП 500 кВ
Подстанции и ЛЭП 220 кВ АРЭК
Подстанции и ЛЭП 110 кВ АРЭК
Подстанции и ЛЭП 35 кВ АРЭК
Подстанции и ЛЭП 220 кВ ГЭРС
Подстанции и ЛЭП 110 кВ ГЭРС
Подстанции и ЛЭП 35 кВ ГЭРС
Подстанции и ЛЭП 110 кВ Потребителей
Подстанции и ЛЭП 35 кВ Потребителей
Строительство ПС
Реконструкция ПС
Стр-во ЛЭП 220кВ
Стр-во ЛЭП 110кВ


Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Алматинской области
(Строительство и реконструкция на период 2016-2020г.г.)
Агадырь
ЮКГРЭС
Чиганак
Кияхты
Жидели
Отар
Чу
Тараз
Бишкек
Главная
Быстровка
Токтогул
Т-Корган
Кап.ГЭС
Каскад ГЭС
Медеу
Алматы
Баканас
Каншагайская
Кок-Узек
Бурлинский
Западная
Аксай
Каскелен 220
Шамалган
Сахарный завод
Шанырак
Коян-кол
ТЭЦ-1
ТЭЦ-2
ТЭЦ-3
Шелек
Николаевка
Дмитриевка
Илийская
Мирный
Маловодное
Есик
Талгар
НЯЦ
ГЛМЗ
В.Талгарская
Колосок
Котур-Булак
Горный садовод
ТГЭС
Гузбастау
Кенсай
Нарынкол
Кумбел
Ермензай
г. АЛМАТЫ
БРЭС
ИлРЭС
ЖРЭС
КРЭС
ЕРЭС
УРЭС
РРЭС
Условные обозначения
Подстанции и ЛЭП 500 кВ
Подстанции и ЛЭП 220 кВ АРЭК
Подстанции и ЛЭП 110 кВ АРЭК
Подстанции и ЛЭП 35 кВ АРЭК
Подстанции и ЛЭП 220 кВ ГЭРС
Подстанции и ЛЭП 110 кВ ГЭРС
Подстанции и ЛЭП 35 кВ ГЭРС
Подстанции и ЛЭП 110 кВ Потребителей
Подстанции и ЛЭП 35 кВ Потребителей
Строительство ПС
Стр-во ЛЭП 220кВ
Реконструкция ПС
Стр-во ЛЭП 110кВ

1.3Анализ схемы электроснабжения Талгарского района

Талгарский Район Электрических Сетей является структурным подразделением АО «Алатау Жарык Компаниясы». Талгарский РЭС существует с ноября 1961 года.

Талгарский РЭС обеспечивает электроэнергией население Талгарского района в количестве 150 тыс. человек, в том числе г.Талгар – 41 тыс. человек, на площади 3700 квадратных метров.

В зоне обслуживания Талгарского РЭС находится 11 базовых подстанций:

- 6 подстанций 35/10 кВ;
- 2 подстанции 110/10 кВ;
- 3 подстанции 110/35 кВ;
- 6 распределительных пунктов – 10 кВ.

Общей суммарной мощностью 117400 кВА.

Количество обслуживаемых фидеров 6-10 кВ составляет – 92 шт. Общей протяженностью 918,64 км. Из них на деревянных опорах – 15,2 км. По кабельным сетям 6-10 кВ – 55,61 км, по кабельным сетям – 0,4 кВ - 237,775 км.По воздушным линиям – 0,4 кВ – 756,44 км, из них на деревянных опорах – 15 км.

На обслуживании РЭС находится 512 единиц трансформаторных подстанций суммарной мощностью 135234 кВА.

Талгарский РЭС обеспечивает электроэнергией 1560 абонентов промышленного сектора и 38 662 абонента бытового сектора (более 150 тысяч жителей). Среднемесячное потребление на одного абонента составляет 307 кВт.

Основным источником питания электрической энергии для Талгарского РЭС является АТЭЦ-3 г.Алматы. Транспортирование электроэнергии осуществляется по ВЛ 110 кВ на узловую подстанцию №16 «И» «ИЯФ», а далее распределяется по ВЛ 110/35 кВ на подстанции Талгарского РЭС.

Электроснабжение города Талгар осуществляется тремя силовыми подстанциями: 110/35/10 кВ № 58 «И» «Талгар», 110/35/10 кВ № 57 «И» «Заводская» и 35/10 кВ № 99 «И» «Талгар – Южная». Юго-восточная часть города снабжается электрической энергией, вырабатываемой Талгарской ГЭС мощностью 2МВт.

ПС 110/35/10 кВ №50 «И» «Жалгамыс», ПС 35/10 кВ №97 «И» «Остемир» и №98 «И» «Кайрат» запитаны от ВЛ 110/35 кВ через подстанции Илийского РЭС.

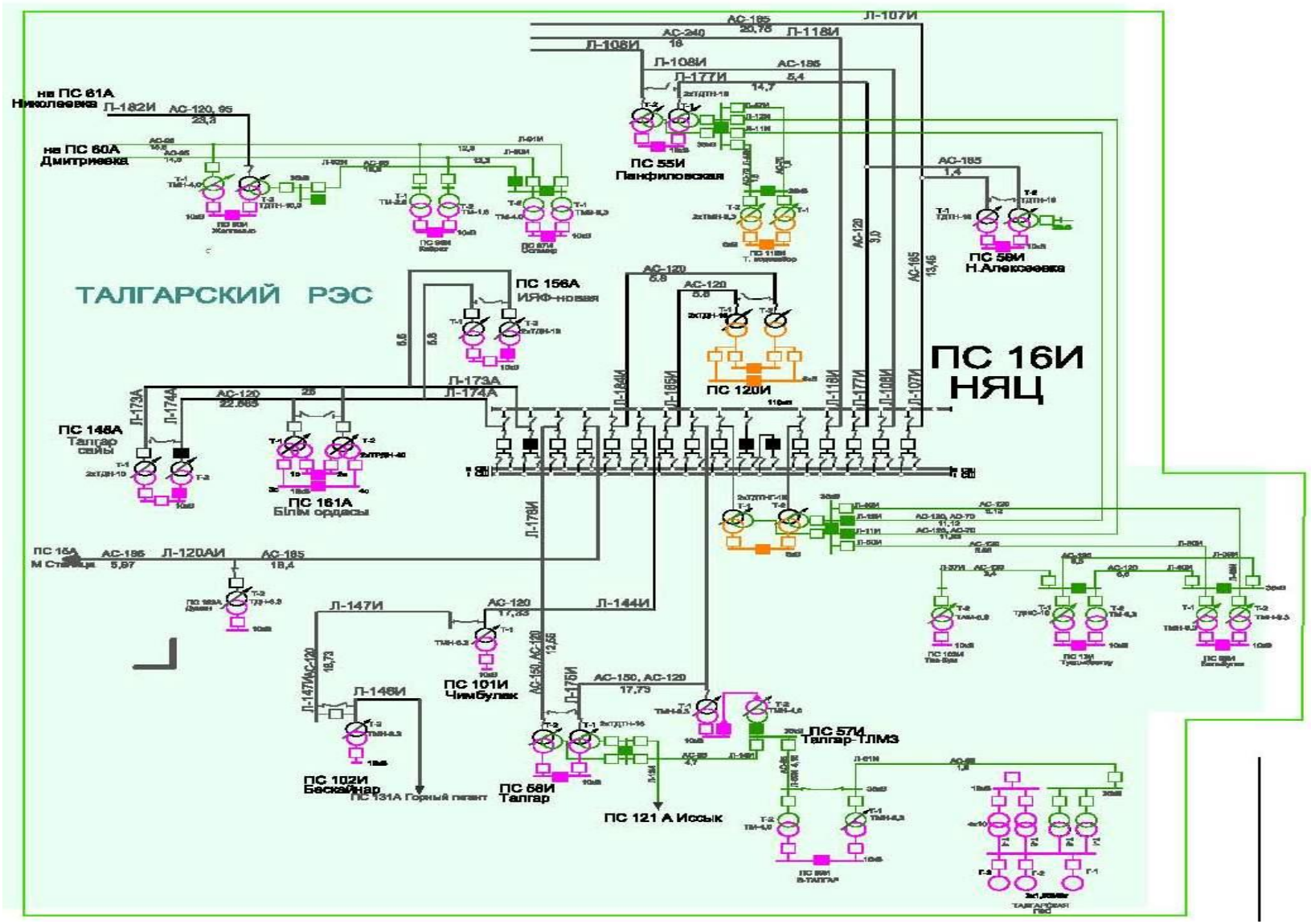


Рисунок 1.3 – Схема электрических сетей Талгарского РЭС

1.4 Обзор рассчитываемого района(с.Жалгамыс)

Темой данного дипломного проекта является электроснабжение поселка Жалгамыс, Кайнарского сельского округа, Талгарского района Алматинской области. Кайнарский сельский округ расположен на северо-западной части Талгарского района, занимает территорию 18578 га. В состав округа входит 11 населенных пунктов одним из которых является поселок Жалгамыс.



Рисунок 1.4– Поселок Жалгамыс снимок со спутника

Кайнарский округ сельскохозяйственного направления, где основная специализация - это производство зерновых и овощных культур, мясо-молочной продукции и шерсти. Почвенно- климатические условия Кайнарского сельского округа это умеренно-сухая степь и полупустыня, что при достаточном орошении позволяет выращивать почти все культуры умеренного пояса и развивать различные отрасли животноводства.

В поселке Жалгамыс развита инфраструктура частного сектора. По данным переписи населения 2009г в поселке проживает 1381 человек. Учитывая тенденцию к увеличению сельхозпроизводства и строительства, можно предположить и рост населения, что соответсвенно ведет за собой увеличение энергопотребления. В настоящее время энергообеспечение поселка Жалгамыс осуществляется посредством электрических сетей Талгарского РЭС, который является частью АЖК.

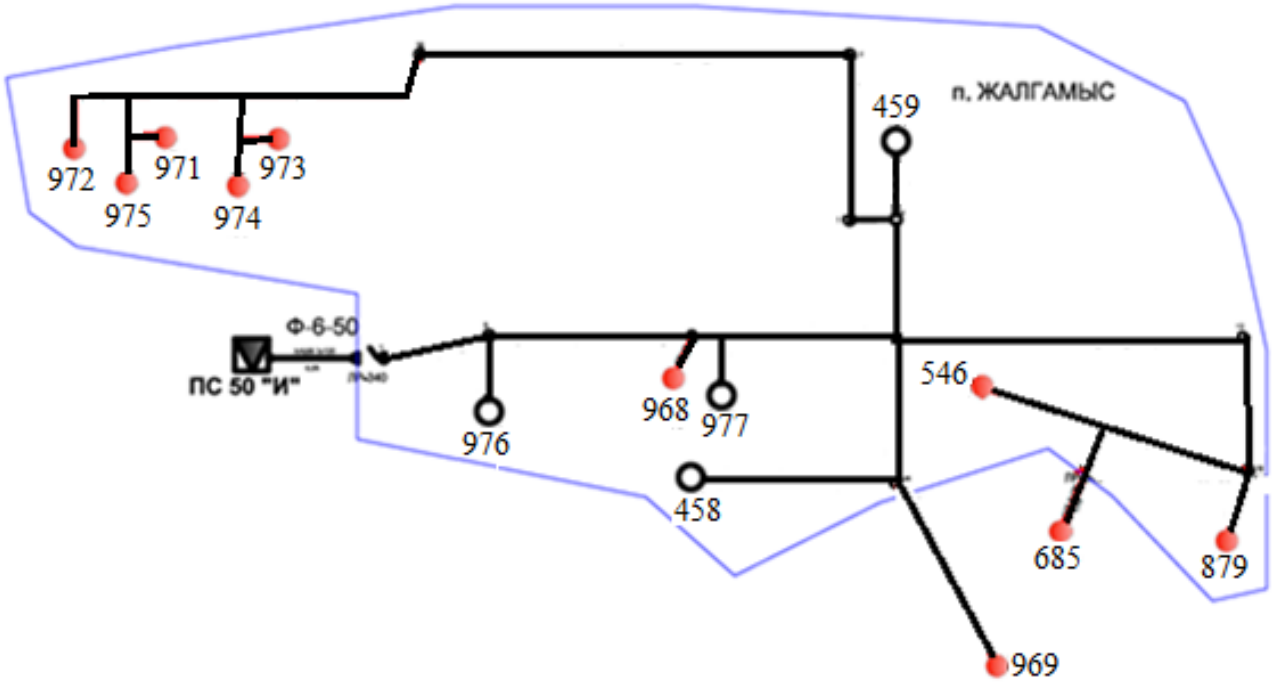


Рисунок 1.5– Карта-схема поселка Жалгамыс

1.5Существующие нагрузки

При расчете электрических сетей должны быть учтены основные характеристики их элементов (ЛЭП, трансформаторов и др.). Одной из наиболее существенных характеристик нагрузки является величина ее активной P и реактивной Q мощности. В общем случае мощности нагрузок электрических сетей не остаются неизменными, а претерпевают изменения во времени t, зависят от параметров электрического режима: от величины U и частоты f приложенного напряжения.

В дипломной работе рассматривается схема электроснабжения ,которая питает жилой массив поселка Жалгамыс ,нагрузка для данных потребителей рассчитывается на основе данных по индикативным планам развития области и материалам по развитию инфраструктуры города Талгар и Талгарского района.

Прогнозирование нагрузок нарассматриваемых ПС 10кВ Талгарского района на перспективу до 2020г. выполнено с учетом ежегодного роста нагрузок в Алматинской области (данные индикативного плана развития области)

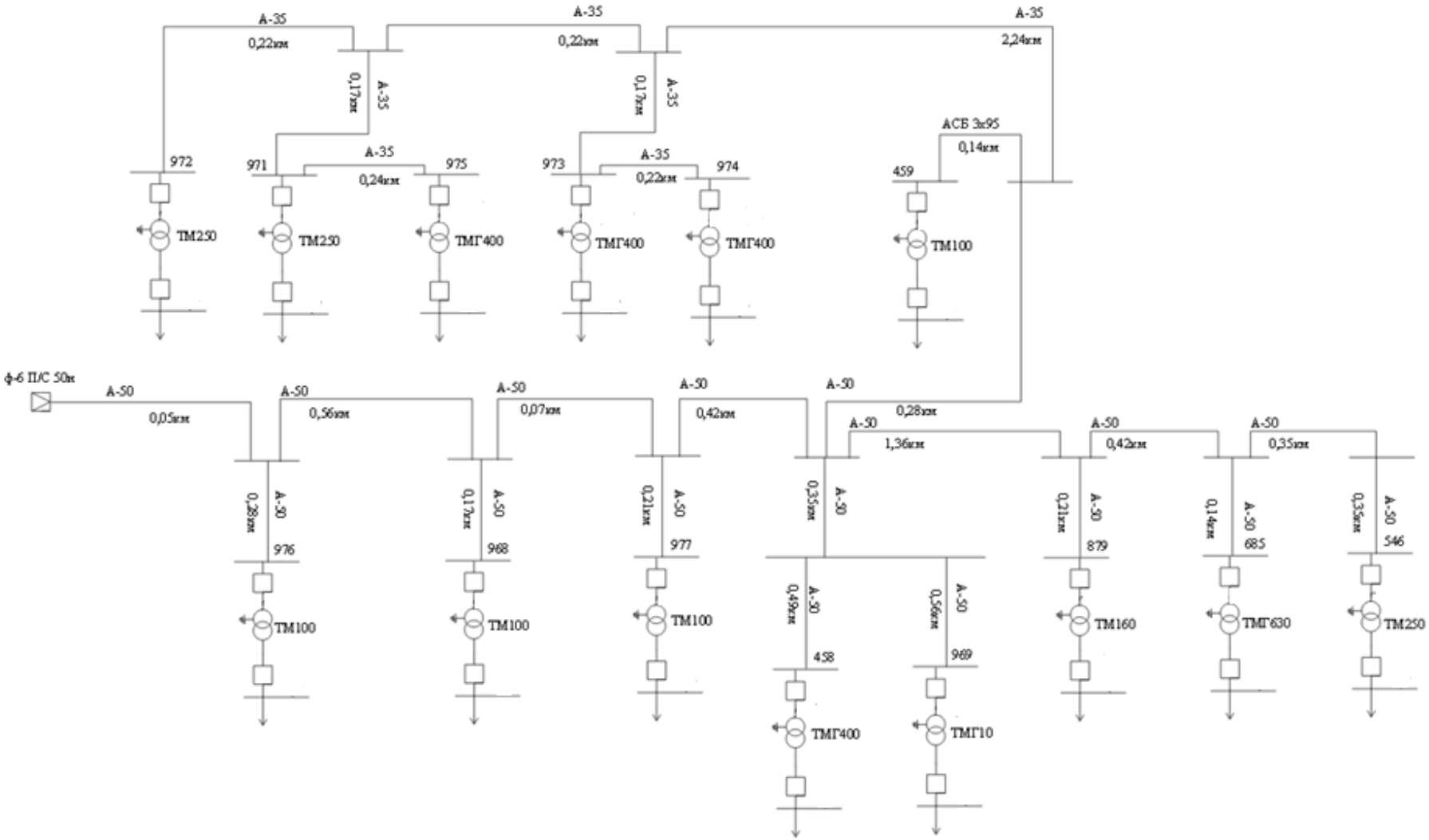


Рисунок 1.6- Однолинейная схема рассчитываемой сети

Таблица 1.1 – Нагрузки силовых трансформаторов 10/0,4

№ тп	975	971	976	968	977	458	969	879	685	546	459	973	974	972
$S_т$(кВА)	400	250	100	100	100	400	10	160	630	250	100	400	400	250
$P_{зима}$(кВт)	224	140	56	56	56	224	6	89	391	140	56	224	224	140
$Q_{зима}$(кВар)	133	83	33	33	33	133	3	53	232	83	33	133	133	83
$P_{лето}$(кВт)	157	98	39	39	39	157	4	63	274	98	39	157	157	98
$Q_{лето}$(кВар)	93	58	23	23	23	93	2	37	162	58	23	93	93	58
$P_{п.зима}$(кВт)	280	175	70	70	70	280	7	112	489	175	70	280	280	175
$Q_{п.зима}$(кВар)	166	104	41	41	41	166	4	66	290	104	41	166	166	104
$P_{п.лето}$(кВт)	196	122	49	49	49	196	5	78	342	122	49	196	196	122
$Q_{п.лето}$(кВар)	116	73	29	29	29	116	3	46	203	73	29	116	116	73

2 Схема замещения и расчет режимов сети 10 кв

Для составления схемы замещения требуются удельные сопротивления проводов и кабелей рассчитываемой сети

Таблица 2.1 – Расчетные характеристики кабелей с бумажной изоляцией

Сечение жилы, мм^2	Активное сопротивление при +20 °С, Ом/км	Индуктивное сопротивление прямой последовательности$X_{1уд}$и емкостная проводимость$b_{уд}$ кабеля напряжением 10 кВ	
	R_0 Ом/км	X_0, Ом/км	$B_0 \cdot 10^4$, См/км
10	3,1	—	—
16	1,94	0,113	—
25	1,24	0,099	72,2
35	0,89	0,095	85
50	0,62	0,09	91
70	0,443	0,086	97,5
95	0,326	0,083	110
120	0,258	0,081	116
150	0,206	0,079	138
185	0,167	0,077	141
240	0,129	0,075	144
300	0,103	—	—
400	0,077	—	—

Таблица 2.2 –Сопротивления воздушных линий с алюминиевыми проводами

Среднегео метрическое расстояние между проводами, м	Удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км; при проводах марок	
	А-35	А-50
0,4	0,308	0,297
0,6	0,336	0,325
0,8	0,352	0,341
1,0	0,366	0,355
1,25	0,380	0,369
1,5	0,391	0,380
2,0	0,410	0,398
2,5	0,424	0,413
3,0	0,435	0,423
3,5	0,455	0,433
4,0	0,453	0,441
4,5	0,460	0,448

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

Активное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$R = r_0 \cdot L \tag{3.1}$$

где L – длина линии, км;

r_o – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление линий (Ом) определяется как

$$X = x_0 \cdot L \tag{3.2}$$

где x_o – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная проводимость (См) определяется как

$$B = \frac{b_0 \cdot L}{2} \cdot n \tag{3.3}$$

где b_o – удельная реактивная проводимость, См/км.

Таблица 2.3 – Сопротивления трансформаторов

№ ТП	Марка трансформатора	R_T, Ом	X_T, Ом
976	ТМ 100	0,04	0,06
968	ТМ 100	0,04	0,06
977	ТМ 100	0,04	0,06
458	ТМГ 400	0,05	0,02
969	ТМГ 10	0,04	0,06
879	ТМ 160	0,02	0,04
685	ТМГ 630	0,01	0,06
546	ТМ 250	0,09	0,03
459	ТМ 100	0,04	0,06
972	ТМ 250	0,09	0,03
971	ТМ 250	0,09	0,03
975	ТМГ 400	0,05	0,02
973	ТМГ 400	0,05	0,02
974	ТМГ 400	0,05	0,02

Таблица 2.4 –Сопротивление каждого участка сети

узел начала	узел конца	R, Ом	X, Ом
25	1	0,18	0,1
1	2	0,36	0,21
2	3	0,1	0,03
3	4	0,27	0,16
4	5	0,22	0,13
4	6	0,87	0,5
6	7	0,27	0,16
4	8	0,18	0,1
8	9	1,77	0,9
9	10	0,11	0,06
9	11	0,14	0,08
11	12	0,11	0,06
1	13	0,18	0,1
2	14	0,04	0,03
3	15	0,13	0,08
5	16	0,31	0,18
5	17	0,36	0,21

Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4
6	18	0,13	0,08
7	19	0,09	0,05
7	20	0,22	0,13
8	21	0	0
10	24	0,14	0,08
11	22	0,14	0,08
12	23	0,15	0,09

Далее наносим все сопротивления элементов (трансформаторов и линий) на схему замещения.

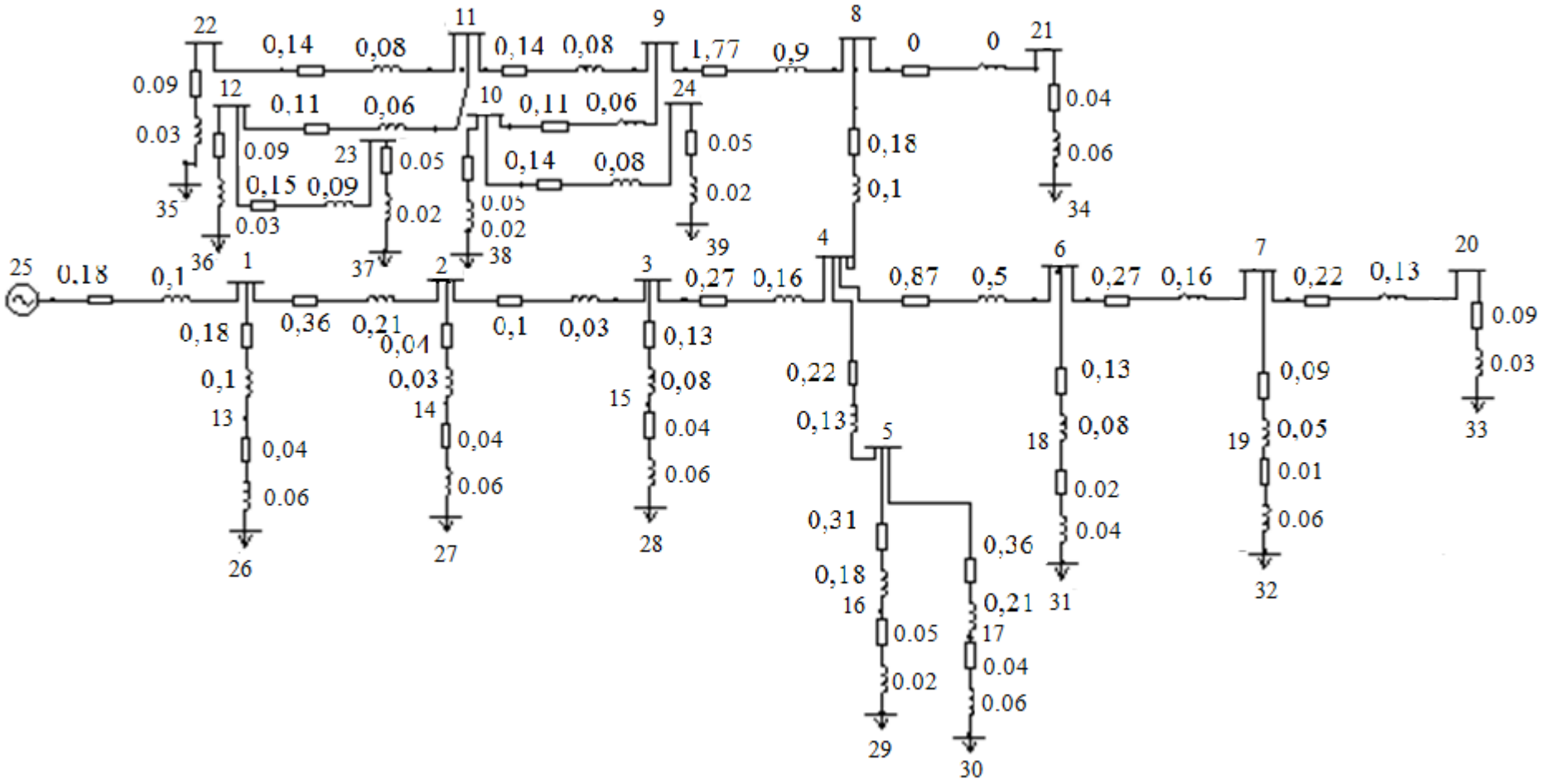


Рисунок 2.1 – Схема замещения рассчитываемой сети

3 Расчет режимов работы электрических сетей в программе RASTR

3.1 О программе RastrWin 3

Для решения этой задачи в энергетике применяются различные программные комплексы. Наиболее распространенным является программный комплекс Rastr Win 3. Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin 3 используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии. В России основными пользователями являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ЦДУ ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения, территориальные АО-Энерго, проектные и научно- исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

Перед проведением расчетов по программе нужно подготовить исходные данные по схеме, нагрузкам и генераторам электрической сети в форме, понятной RastrWin 3. Для этого необходимо:

- нарисовать схему с указанием всех узлов и ветвей;
- пронумеровать все узлы электрической сети, включая все промежуточные узлы. Узел в исходных данных программы соответствует электрическим шинам. Номер узла должен быть уникальным числом в диапазоне от 1 до 32000, сквозная нумерация необязательна. Для простоты ориентации в схеме, узлам, относящимся к одному объекту, целесообразно давать похожие номера (7, 17, 107, 1007 и т.д.). Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети. Нумерация узлов схемы замещения, для удобства, производится начиная от базисно - балансирующего узла;
- для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему;
- для каждого узла нагрузки определить активную и реактивную мощности потребления. Если исходные данные заданы активной мощностью и cosφ, - рассчитать реактивную мощность;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задается в микросименсах и емкостный характер отражается знаком минус);
- для трансформаторов определить сопротивление$R + jX$, приведенное к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю$G + jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы);
- автотрансформаторы и трехобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда*с* промежуточным узлом и тремя ветвями, две из которых имеют коэффициенты трансформации;
- определить номер балансирующего узла и его модуль напряжения.

Расчетные модули:

- Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ).
- Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети).
- Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла).
- Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость.
- Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей.
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.
- Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов(ВДТ).
- Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.
- Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.
- Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций.
- Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.
- Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП.
- Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.
- Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

3.2 Расчет режима на уровень нагрузки 2016 г.для существующей сети.

Данные расчетов в среднем летнем режиме работы на 2016 год приведены на рисунках 3.1-3.4.

3.2.1 Расчет среднелетнего минимального режима.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	25	П/С 50И	10					1974	0.2	10.3	-5000	5000				10.3	
2			Нагр	1		10													10.26	-0.09
3			Нагр	2		10													10.19	-0.27
4			Нагр	3		10													10.17	-0.3
5			Нагр	4		10													10.12	-0.43
6			Нагр	5		10													10.12	-0.45
7			Нагр	6		10													10.06	-0.61
8			Нагр	7		10													10.05	-0.66
9			Нагр	8		10													10.11	-0.48
10			Нагр	9		10													9.95	-0.84
11			Нагр	10	973	10													9.95	-0.86
12			Нагр	11		10													9.95	-0.86
13			Нагр	12	971	10													9.94	-0.87
14			Нагр	13	976	10													10.26	-0.08
15			Нагр	14	968	10													10.19	-0.28
16			Нагр	15	977	10													10.17	-0.3
17			Нагр	16	458	10													10.11	-0.46
18			Нагр	17	969	10													10.12	-0.44
19			Нагр	18	879	10													10.06	-0.61
20			Нагр	19	685	10													10.04	-0.68
21			Нагр	20	546	10													10.04	-0.67
22			Нагр	21	459	10													10.11	-0.48
23			Нагр	22	972	10													9.95	-0.87
24			Нагр	23	975	10													9.94	-0.88
25			Нагр	24	974	10													9.95	-0.86
26			Нагр	26		0			39	23									0.39	-0.08
27			Нагр	27		0			39	23									0.39	-0.28
28			Нагр	28		0			39	23							0		0.39	-0.3
29			Нагр	29		0			157	93							0		0.38	-0.47
30			Нагр	30		0			4	2							0		0.38	-0.44
31			Нагр	31		0			63	37							0		0.38	-0.62
32			Нагр	32		0			274	162							0		0.38	-0.69
33			Нагр	33		0			98	58							0		0.38	-0.67
34			Нагр	34		0			39	23							0		0.38	-0.48
35			Нагр	35		0			98	58							0		0.38	-0.87
36			Нагр	36		0			98	58							0		0.38	-0.87
37			Нагр	37		0			157	93							0		0.38	-0.88
38			Нагр	38		0			157	93							0		0.38	-0.86
39			Нагр	39		0			157	93							0		0.38	-0.87

Рисунок 3.1 –Параметры узлов расчетной схемы (Таблица программы RASTR Узлы)

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		35		0	0.38	-5.53
2		36		0	0.38	-5.54
3		37		0	0.38	-5.57
4		38		0	0.38	-5.49
5		39		0	0.38	-5.52

Рисунок 3.2 –Таблица программы RASTR Падения напряжения в узлах

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				51	51	0				

Рисунок 3.3 –Расчет потерь активной мощности (Таблица программы RASTR Потери)

Для расчета годовых потерь принимаем количество дней лета 160, количество дней зимы 205.

Как показывают расчеты, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 51 кВт, в трансформаторах 1кВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают ±5 %. Таким образом средние летние потери составят:

$$\Delta W_{лето} = T_л \cdot \Delta P_л = 24 \cdot 160 \cdot 52 = 199{,}68 \text{Мвт} \cdot \text{ч}.$$

3.2.2. Расчет перетоков летнего режима.

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	·ryr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	25	1			П/С 50И -	0.18	0.1			-1974	-214
2			ЛЭП	1	2			-	0.36	0.21			-1917	-162
3			ЛЭП	2	3			-	0.1	0.03			-1851	-157
4			ЛЭП	3	4			-	0.27	0.16			-1799	-148
5			ЛЭП	4	5			-	0.22	0.13			-204	-26
6			ЛЭП	4	6			-	0.87	0.5			-698	-41
7			ЛЭП	6	7			-	0.27	0.16			-617	-24
8			ЛЭП	4	8			-	0.18	0.1			-890	-81
9			ЛЭП	8	9			-	1.77	0.9			-845	-64
10			ЛЭП	9	10			- 973	0.11	0.06			-394	-24
11			ЛЭП	9	11			-	0.14	0.08			-440	-36
12			ЛЭП	11	12			- 971	0.11	0.06			-320	-23
13			ЛЭП	1	13			- 976	0.18	0.1			-50	-51
14			ЛЭП	2	14			- 968	0.04	0.03			-53	-16
15			ЛЭП	3	15			- 977	0.13	0.08			-48	-11
16			ЛЭП	5	16			- 458	0.31	0.18			-200	-12
17			ЛЭП	5	17			- 969	0.36	0.21			-4	-12
18			ЛЭП	6	18			- 879	0.13	0.08			-77	-13
19			ЛЭП	7	19			- 685	0.09	0.05			-498	-8
20			ЛЭП	7	20			- 546	0.22	0.13			-123	-12
21			ЛЭП	8	21			- 459	0	0			-45	-7
22			ЛЭП	10	24			973 - 974	0.14	0.08			-197	-12
23			ЛЭП	11	22			- 972	0.14	0.08			-123	-11
24			ЛЭП	12	23			971 - 975	0.15	0.09			-197	-12
25			Тр-р	13	26			976 -	0.04	0.06		0.038	-50	-50
26			Тр-р	14	27			968 -	0.04	0.06		0.038	-49	-21
27			Тр-р	15	28			977 -	0.04	0.06		0.038	-51	-10
28			Тр-р	16	29			458 -	0.05	0.02		0.038	-200	-10
29			Тр-р	17	30			969 -	0.04	0.06		0.038	-5	-10
30			Тр-р	18	31			879 -	0.02	0.04		0.038	-81	-9
31			Тр-р	19	32			685 -	0.01	0.06		0.038	-501	-11
32			Тр-р	20	33			546 -	0.09	0.03		0.038	-125	-9
33			Тр-р	21	34			459 -	0.04	0.06		0.038	-45	-10
34			Тр-р	22	35			972 -	0.09	0.03		0.038	-125	-10
35			Тр-р	12	36			971 -	0.09	0.03		0.038	-125	-10
36			Тр-р	23	37			975 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10
37			Тр-р	10	38			973 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10
38			Тр-р	24	39			974 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10

Рисунок 3.4 –Таблица программы RASTR Ветви

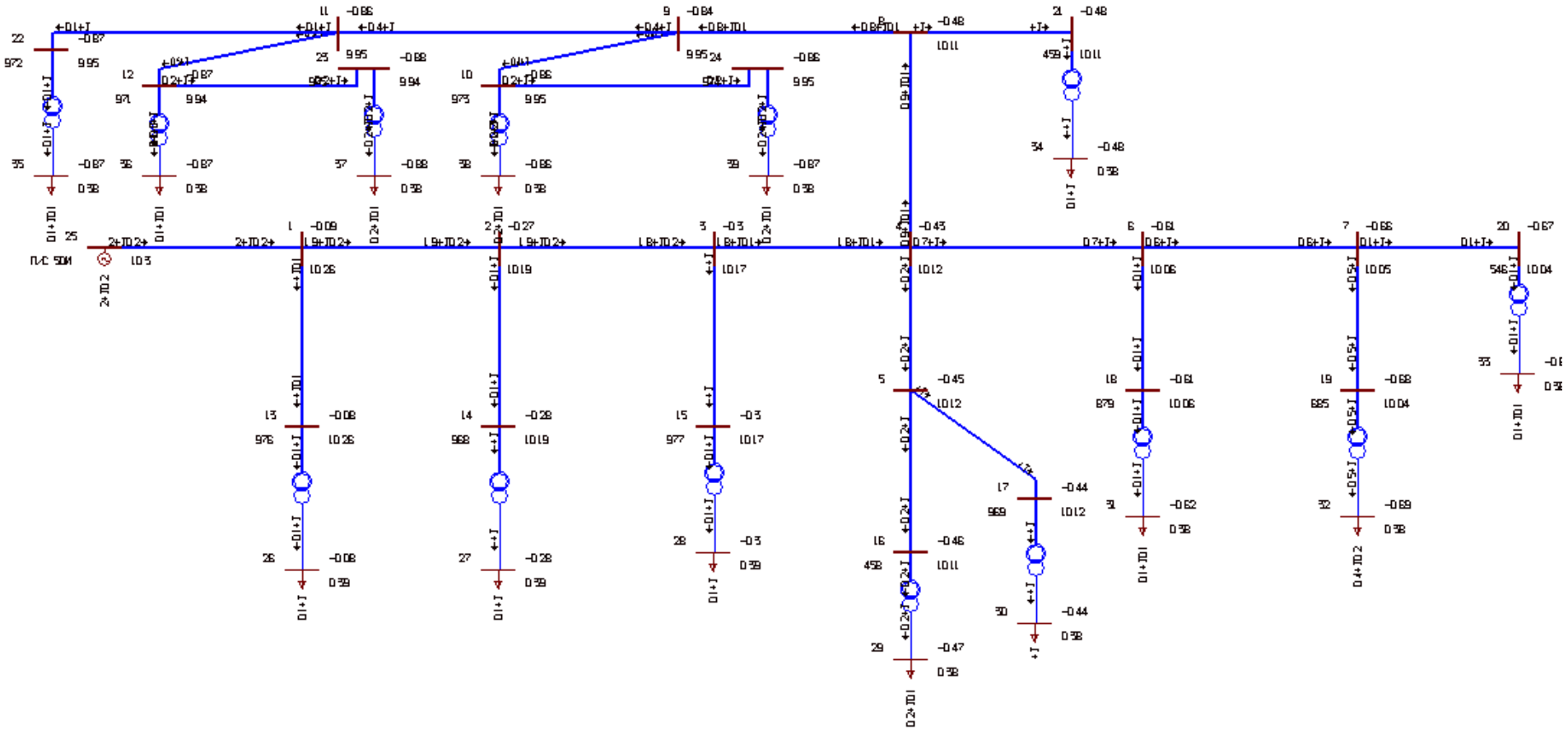


Рисунок 3.5 – Перетоки мощности в среднем летнем режиме на 2016 год

3.2.3 Расчет зимнего режима работы на 2016 год

Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
База	25	П/С 50И	10					1974	0.2	10.3	-2000	2000				10.3	
Нагр	1		10													10.26	-0.09
Нагр	2		10													10.19	-0.27
Нагр	3		10													10.17	-0.3
Нагр	4		10													10.12	-0.43
Нагр	5		10													10.12	-0.45
Нагр	6		10													10.06	-0.61
Нагр	7		10													10.05	-0.66
Нагр	8		10													10.11	-0.48
Нагр	9		10													9.95	-0.84
Нагр	10	973	10													9.95	-0.86
Нагр	11		10													9.95	-0.86
Нагр	12	971	10													9.94	-0.87
Нагр	13	976	10													10.26	-0.08
Нагр	14	968	10													10.19	-0.28
Нагр	15	977	10													10.17	-0.3
Нагр	16	458	10													10.11	-0.46
Нагр	17	969	10													10.12	-0.44
Нагр	18	879	10													10.06	-0.61
Нагр	19	685	10													10.04	-0.68
Нагр	20	546	10													10.04	-0.67
Нагр	21	459	10													10.11	-0.48
Нагр	22	972	10													9.95	-0.87
Нагр	23	975	10													9.94	-0.88
Нагр	24	974	10													9.95	-0.86
Нагр	26		0			56	33									0.39	-0.08
Нагр	27		0			56	33									0.39	-0.28
Нагр	28		0			56	33							0		0.39	-0.3
Нагр	29		0			224	133							0		0.38	-0.47
Нагр	30		0			6	3							0		0.38	-0.44
Нагр	31		0			89	53							0		0.38	-0.62
Нагр	32		0			391	232							0		0.38	-0.69
Нагр	33		0			140	83							0		0.38	-0.67
Нагр	34		0			56	33							0		0.38	-0.48
Нагр	35		0			140	83							0		0.38	-0.87
Нагр	36		0			140	83							0		0.38	-0.87
Нагр	37		0			224	133							0		0.38	-0.88
Нагр	38		0			224	133							0		0.38	-0.86
Нагр	39		0			224	133							0		0.38	-0.87

Рисунок 3.6 – Расчет параметров узлов(Таблица программы RASTRУзлы)

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	25	1			П/С 50И -	0.18	0.1			-1974	-214
2			ЛЭП	1	2			-	0.36	0.21			-1917	-162
3			ЛЭП	2	3			-	0.1	0.03			-1851	-157
4			ЛЭП	3	4			-	0.27	0.16			-1799	-148
5			ЛЭП	4	5			-	0.22	0.13			-204	-26
6			ЛЭП	4	6			-	0.87	0.5			-698	-41
7			ЛЭП	6	7			-	0.27	0.16			-617	-24
8			ЛЭП	4	8			-	0.18	0.1			-890	-81
9			ЛЭП	8	9			-	1.77	0.9			-845	-64
10			ЛЭП	9	10			- 973	0.11	0.06			-394	-24
11			ЛЭП	9	11			-	0.14	0.08			-440	-36
12			ЛЭП	11	12			- 971	0.11	0.06			-320	-23
13			ЛЭП	1	13			- 976	0.18	0.1			-50	-51
14			ЛЭП	2	14			- 968	0.04	0.03			-53	-16
15			ЛЭП	3	15			- 977	0.13	0.08			-48	-11
16			ЛЭП	5	16			- 458	0.31	0.18			-200	-12
17			ЛЭП	5	17			- 969	0.36	0.21			-4	-12
18			ЛЭП	6	18			- 879	0.13	0.08			-77	-13
19			ЛЭП	7	19			- 685	0.09	0.05			-498	-8
20			ЛЭП	7	20			- 546	0.22	0.13			-123	-12
21			ЛЭП	8	21			- 459	0	0			-45	-7
22			ЛЭП	10	24			973 - 974	0.14	0.08			-197	-12
23			ЛЭП	11	22			- 972	0.14	0.08			-123	-11
24			ЛЭП	12	23			971 - 975	0.15	0.09			-197	-12
25			Тр-р	13	26			976 -	0.04	0.06		0.038	-50	-50
26			Тр-р	14	27			968 -	0.04	0.06		0.038	-49	-21
27			Тр-р	15	28			977 -	0.04	0.06		0.038	-51	-10
28			Тр-р	16	29			458 -	0.05	0.02		0.038	-200	-10
29			Тр-р	17	30			969 -	0.04	0.06		0.038	-5	-10
30			Тр-р	18	31			879 -	0.02	0.04		0.038	-81	-9
31			Тр-р	19	32			685 -	0.01	0.06		0.038	-501	-11
32			Тр-р	20	33			546 -	0.09	0.03		0.038	-125	-9
33			Тр-р	21	34			459 -	0.04	0.06		0.038	-45	-10
34			Тр-р	22	35			972 -	0.09	0.03		0.038	-125	-10
35			Тр-р	12	36			971 -	0.09	0.03		0.038	-125	-10
36			Тр-р	23	37			975 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10
37			Тр-р	10	38			973 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10
38			Тр-р	24	39			974 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10

Рисунок 3.7 –Таблица программы RASTR Ветви

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		35		0	0.38	-5.53
2		36		0	0.38	-5.54
3		37		0	0.38	-5.57
4		38		0	0.38	-5.49
5		39		0	0.38	-5.52

Рисунок 3.8 –Таблица программы RASTR Падения напряжения в узлах

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				53	53	0				

Рисунок 3.9 –Таблица программы RASTR Районы + Потери

Как показывают расчеты в максимальном (зима) режиме работы существующей сети, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 53 кВт, в трансформаторах 7 кВт. По сравнению с минимальным режимом (лето) они увеличились. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают±5%. Произведем расчет потерь энергии

$$\Delta W\text{зима} = T\text{з} \cdot \Delta P\text{з} = 24 \cdot 205 \cdot 60 = 285{,}36\text{Мвт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери электроэнергии за год составят:

$$\Delta W\text{год} = \Delta W\text{лето} + \Delta W\text{зима} = 199{,}68 + 285{,}36 = 485{,}04\text{Мвт} \cdot \text{ч}$$

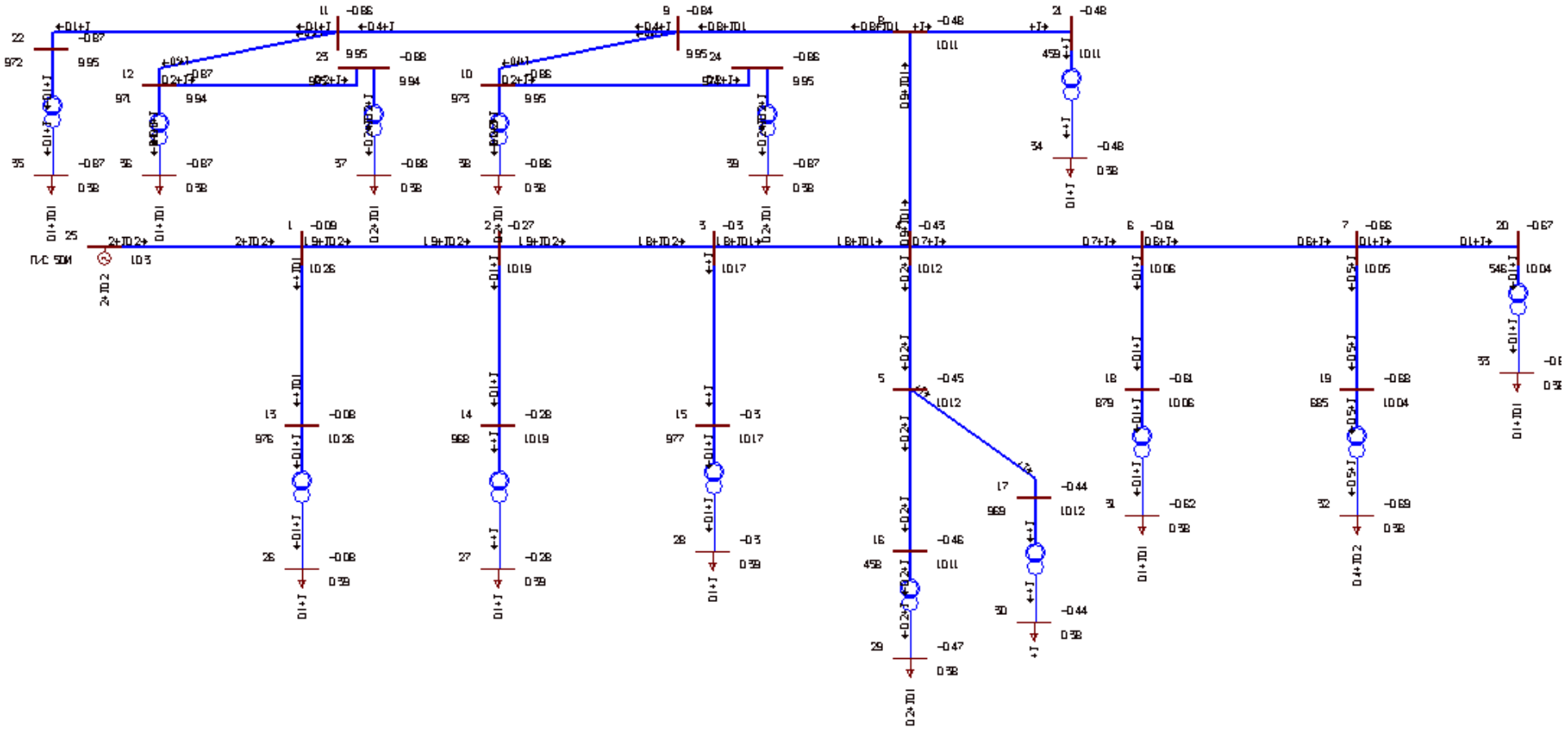


Рисунок 3.10 – Перетоки мощности в зимнем режиме на 2016 год

3.3 Расчет режимов работы электрических сетей Талгарского района с учетом перспективного развития

Производим расчеты режимов работы сетей Талгарского РЭС с перспективным увеличением нагрузки потребителей на 25 %.

Расчеты среднего зимнего режима работы с учетом перспективного развития приведены на рисунках 3.11-3.15.

Узлы

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_cx	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
2			Нагр	1		10													10.26	-0.09
3			Нагр	2		10													10.19	-0.27
4			Нагр	3		10													10.17	-0.3
5			Нагр	4		10													10.12	-0.43
6			Нагр	5		10													10.12	-0.45
7			Нагр	6		10													10.06	-0.61
8			Нагр	7		10													10.05	-0.66
9			Нагр	8		10													10.11	-0.48
10			Нагр	9		10													9.95	-0.84
11			Нагр	10	973	10													9.95	-0.86
12			Нагр	11		10													9.95	-0.86
13			Нагр	12	971	10													9.94	-0.87
14			Нагр	13	976	10													10.26	-0.08
15			Нагр	14	968	10													10.19	-0.28
16			Нагр	15	977	10													10.17	-0.3
17			Нагр	16	458	10													10.11	-0.46
18			Нагр	17	969	10													10.12	-0.44
19			Нагр	18	879	10													10.06	-0.61
20			Нагр	19	685	10													10.04	-0.68
21			Нагр	20	546	10													10.04	-0.67
22			Нагр	21	459	10													10.11	-0.48
23			Нагр	22	972	10													9.95	-0.87
24			Нагр	23	975	10													9.94	-0.88
25			Нагр	24	974	10													9.95	-0.86
26			Нагр	26		0			70	41									0.39	-0.08
27			Нагр	27		0			70	41									0.39	-0.28
28			Нагр	28		0			70	41							0		0.39	-0.3
29			Нагр	29		0			280	166							0		0.38	-0.47
30			Нагр	30		0			7	4							0		0.38	-0.44
31			Нагр	31		0			112	66							0		0.38	-0.62
32			Нагр	32		0			489	290							0		0.38	-0.69
33			Нагр	33		0			175	104							0		0.38	-0.67
34			Нагр	34		0			70	41							0		0.38	-0.48
35			Нагр	35		0			175	104							0		0.38	-0.87
36			Нагр	36		0			175	104							0		0.38	-0.87
37			Нагр	37		0			280	166							0		0.38	-0.88
38			Нагр	38		0			280	166							0		0.38	-0.86
39			Нагр	39		0			280	166							0		0.38	-0.87

Рисунок 3.11 – Таблица программы RASTR Узлы

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	25	1			П/С 50И -	0.18	0.1			-1974	-214
2			ЛЭП	1	2			-	0.36	0.21			-1917	-162
3			ЛЭП	2	3			-	0.1	0.03			-1851	-157
4			ЛЭП	3	4			-	0.27	0.16			-1799	-148
5			ЛЭП	4	5			-	0.22	0.13			-204	-26
6			ЛЭП	4	6			-	0.87	0.5			-698	-41
7			ЛЭП	6	7			-	0.27	0.16			-617	-24
8			ЛЭП	4	8			-	0.18	0.1			-890	-81
9			ЛЭП	8	9			-	1.77	0.9			-845	-64
10			ЛЭП	9	10			- 973	0.11	0.06			-394	-24
11			ЛЭП	9	11			-	0.14	0.08			-440	-36
12			ЛЭП	11	12			- 971	0.11	0.06			-320	-23
13			ЛЭП	1	13			- 976	0.18	0.1			-50	-51
14			ЛЭП	2	14			- 968	0.04	0.03			-53	-16
15			ЛЭП	3	15			- 977	0.13	0.08			-48	-11
16			ЛЭП	5	16			- 458	0.31	0.18			-200	-12
17			ЛЭП	5	17			- 969	0.36	0.21			-4	-12
18			ЛЭП	6	18			- 879	0.13	0.08			-77	-13
19			ЛЭП	7	19			- 685	0.09	0.05			-498	-8
20			ЛЭП	7	20			- 546	0.22	0.13			-123	-12
21			ЛЭП	8	21			- 459	0	0			-45	-7
22			ЛЭП	10	24			973 - 974	0.14	0.08			-197	-12
23			ЛЭП	11	22			- 972	0.14	0.08			-123	-11
24			ЛЭП	12	23			971 - 975	0.15	0.09			-197	-12
25			Тр-р	13	26			976 -	0.04	0.06		0.038	-50	-50
26			Тр-р	14	27			968 -	0.04	0.06		0.038	-49	-21
27			Тр-р	15	28			977 -	0.04	0.06		0.038	-51	-10
28			Тр-р	16	29			458 -	0.05	0.02		0.038	-200	-10
29			Тр-р	17	30			969 -	0.04	0.06		0.038	-5	-10
30			Тр-р	18	31			879 -	0.02	0.04		0.038	-81	-9
31			Тр-р	19	32			685 -	0.01	0.06		0.038	-501	-11
32			Тр-р	20	33			546 -	0.09	0.03		0.038	-125	-9
33			Тр-р	21	34			459 -	0.04	0.06		0.038	-45	-10
34			Тр-р	22	35			972 -	0.09	0.03		0.038	-125	-10
35			Тр-р	12	36			971 -	0.09	0.03		0.038	-125	-10
36			Тр-р	23	37			975 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10
37			Тр-р	10	38			973 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10
38			Тр-р	24	39			974 -	0.05	0.02		0.038	-201	-10

Рисунок 3.12 –Таблица программы RASTR Ветви

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		35		0	0.38	-5.53
2		36		0	0.38	-5.54
3		37		0	0.38	-5.57
4		38		0	0.38	-5.49
5		39		0	0.38	-5.52

Рисунок 3.13 –Таблица программы RASTR Падения напряжения в узлах

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				55	55	0				

Рисунок 3.14 –Таблица программы RASTR Районы + Потери

Как показывают расчеты среднего зимнего режима работы с учетом перспективного развития, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 55 кВт, в трансформаторах 20 кВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают±5%.Произведем расчет потерь энергии

$$\Delta W_{зима}=T_з\cdot\Delta P_з=24\cdot205\cdot75=349{,}32 МВт\cdot ч.$$

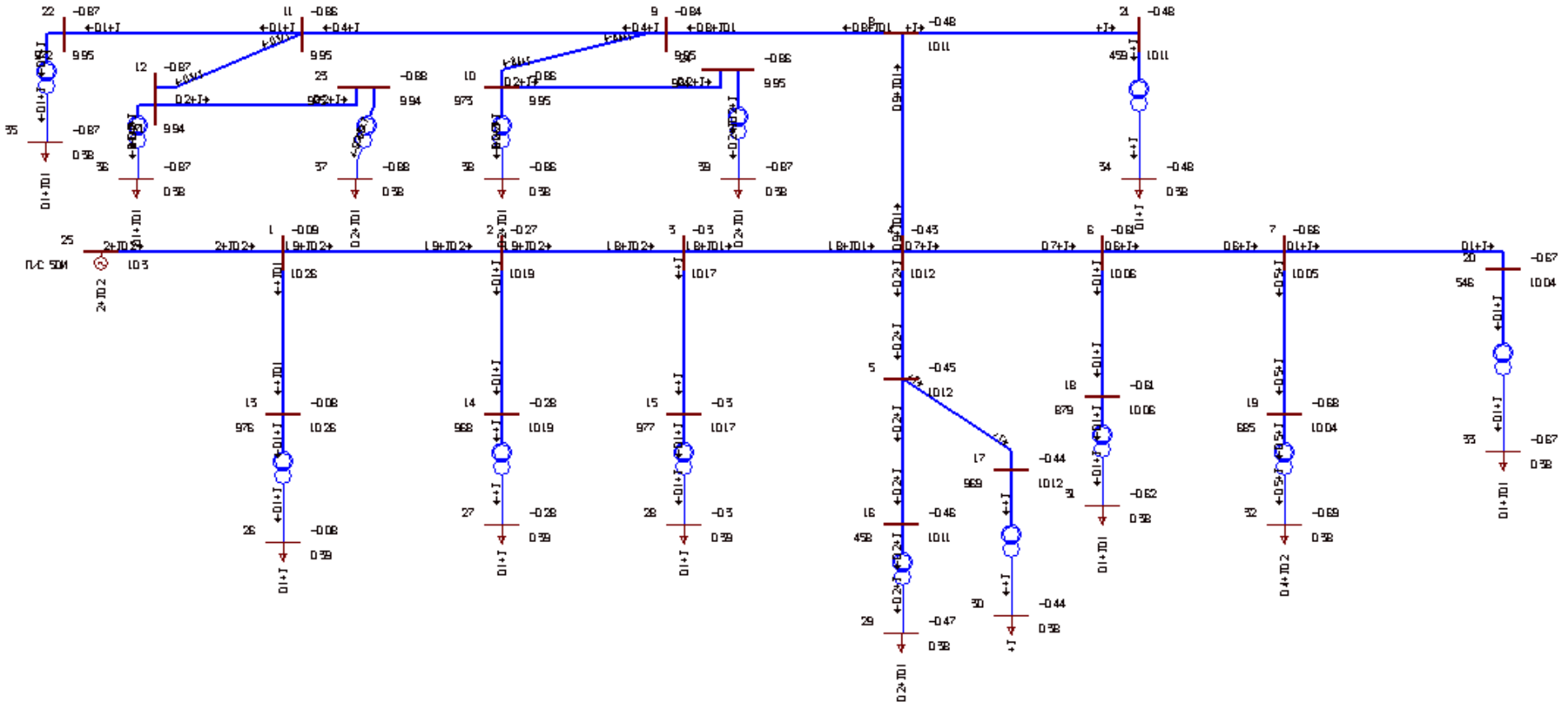


Рисунок 3.15 – Перетоки мощности в зимнем режиме с учетом перспективного развития

Расчеты среднего летнего режима работы с учетом перспективного развития приведены на рисунках 3.16-3.20.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_с	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
10			Нагр	9		10													9.88	0.12	
11			Нагр	10	973	10													9.88	0.12	
12			Нагр	11		10													9.88	0.12	
13			Нагр	12	971	10													9.87	0.12	
14			Нагр	13	976	10													10.26	0.01	
15			Нагр	14	968	10													10.18	0.01	
16			Нагр	15	977	10													10.16	0.04	
17			Нагр	16	458	10													10.08	0.04	
18			Нагр	17	969	10													10.09	0.04	
19			Нагр	18	879	10													10.03	0.05	
20			Нагр	19	685	10													10.01	0.05	
21			Нагр	20	546	10													10.01	0.05	
22			Нагр	21	459	10													10.08	0.04	
23			Нагр	22	972	10													9.87	0.12	
24			Нагр	23	975	10													9.87	0.12	
25			Нагр	24	974	10													9.88	0.12	
26	✔		Нагр	26		0			49	29									0.39	0.01	
27	✔		Нагр	27		0			49	29									0.39	0.01	
28	✔		Нагр	28		0			49	29							0		0.39	0.04	
29	✔		Нагр	29		0			196	116							0		0.38	0.04	
30	✔		Нагр	30		0			5	3							0		0.38	0.04	
31	✔		Нагр	31		0			78	46							0		0.38	0.04	
32	✔		Нагр	32		0			342	203							0		0.38	0.04	
33	✔		Нагр	33		0			122	73							0		0.38	0.05	
34	✔		Нагр	34		0			49	29							0		0.38	0.04	
35	✔		Нагр	35		0			122	73							0		0.38	0.12	
36	✔		Нагр	36		0			122	73							0		0.38	0.12	
37	✔		Нагр	37		0			196	116							0		0.37	0.12	
38	✔		Нагр	38		0			196	116							0		0.38	0.12	
39	✔		Нагр	39		0			196	116							0		0.38	0.12	

Рисунок 3.16 –Таблица программы RASTR Узлы

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	25	1			П/С 50И -	0.18	0.1			-1791	-1063	
2			ЛЭП	1	2			-	0.36	0.21			-1735	-1035	
3			ЛЭП	2	3			-	0.1	0.03			-1679	-1007	
4			ЛЭП	3	4			-	0.27	0.16			-1628	-971	
5			ЛЭП	4	5			-	0.22	0.13			-200	-119	
6			ЛЭП	4	6			-	0.87	0.5			-545	-325	
7			ЛЭП	6	7			-	0.27	0.16			-465	-276	
8			ЛЭП	4	8			-	0.18	0.1			-875	-521	
9			ЛЭП	8	9			-	1.77	0.9			-843	-500	
10			ЛЭП	9	10			- 973	0.11	0.06			-392	-230	
11			ЛЭП	9	11			-	0.14	0.08			-440	-259	
12			ЛЭП	11	12			- 971	0.11	0.06			-319	-187	
13			ЛЭП	1	13			- 976	0.18	0.1			-49	-30	
14			ЛЭП	2	14			- 968	0.04	0.03			-48	-26	
15			ЛЭП	3	15			- 977	0.13	0.08			-48	-32	
16			ЛЭП	5	16			- 458	0.31	0.18			-195	-116	
17			ЛЭП	5	17			- 969	0.36	0.21			-5	-3	
18			ЛЭП	6	18			- 879	0.13	0.08			-78	-45	
19			ЛЭП	7	19			- 685	0.09	0.05			-342	-203	
20			ЛЭП	7	20			- 546	0.22	0.13			-122	-73	
21			ЛЭП	8	21			- 459	0	0			-53	-34	
22			ЛЭП	10	24			973 - 974	0.14	0.08			-196	-115	
23			ЛЭП	11	22			- 972	0.14	0.08			-121	-72	
24			ЛЭП	12	23			971 - 975	0.15	0.09			-197	-115	
25			Тр-р	13	26			976 -	0.04	0.06		0.038	-49	-29	
26			Тр-р	14	27			968 -	0.04	0.06		0.038	-50	-30	
27			Тр-р	15	28			977 -	0.04	0.06		0.038	-49	-28	
28			Тр-р	16	29			458 -	0.05	0.02		0.038	-196	-116	
29			Тр-р	17	30			969 -	0.04	0.06		0.038	-5	-3	
30			Тр-р	18	31			879 -	0.02	0.04		0.038	-78	-46	
31			Тр-р	19	32			685 -	0.01	0.06		0.038	-342	-203	
32			Тр-р	20	33			546 -	0.09	0.03		0.038	-122	-73	
33			Тр-р	21	34			459 -	0.04	0.06		0.038	-49	-29	
34			Тр-р	22	35			972 -	0.09	0.03		0.038	-122	-73	
35			Тр-р	12	36			971 -	0.09	0.03		0.038	-122	-73	
36			Тр-р	23	37			975 -	0.05	0.02		0.038	-196	-116	
37			Тр-р	10	38			973 -	0.05	0.02		0.038	-196	-116	
38			Тр-р	24	39			974 -	0.05	0.02		0.038	-196	-116	

Рисунок 3.17 –Таблица программы RASTR Ветви

Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		35		0	0.38	-5.53
2		36		0	0.38	-5.54
3		37		0	0.38	-5.57
4		38		0	0.38	-5.49
5		39		0	0.38	-5.52

Рисунок 3.18 –Таблица программы RASTR Падения напряжения в узлах

	Np-t	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				59	59	0				

Рисунок 3.19 –Таблица программы RASTR Районы + Потери

Как показывают расчеты среднего летнего режима работы с учетом перспективного развития, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 59 кВт, в трансформаторах 0,009 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают±5%.Произведем расчет потерь энергии

$$\Delta W_{п.лето}=T_{л}\cdot\Delta P_{л}=24\cdot160\cdot68=261{,}12 \text{Мвт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери электроэнергии за год составят:

$$\Delta W_{год}=\Delta W_{лето}+\Delta W_{зима}=261{,}12+349{,}32=610{,}44 \text{Мвт}\cdot\text{ч}.$$

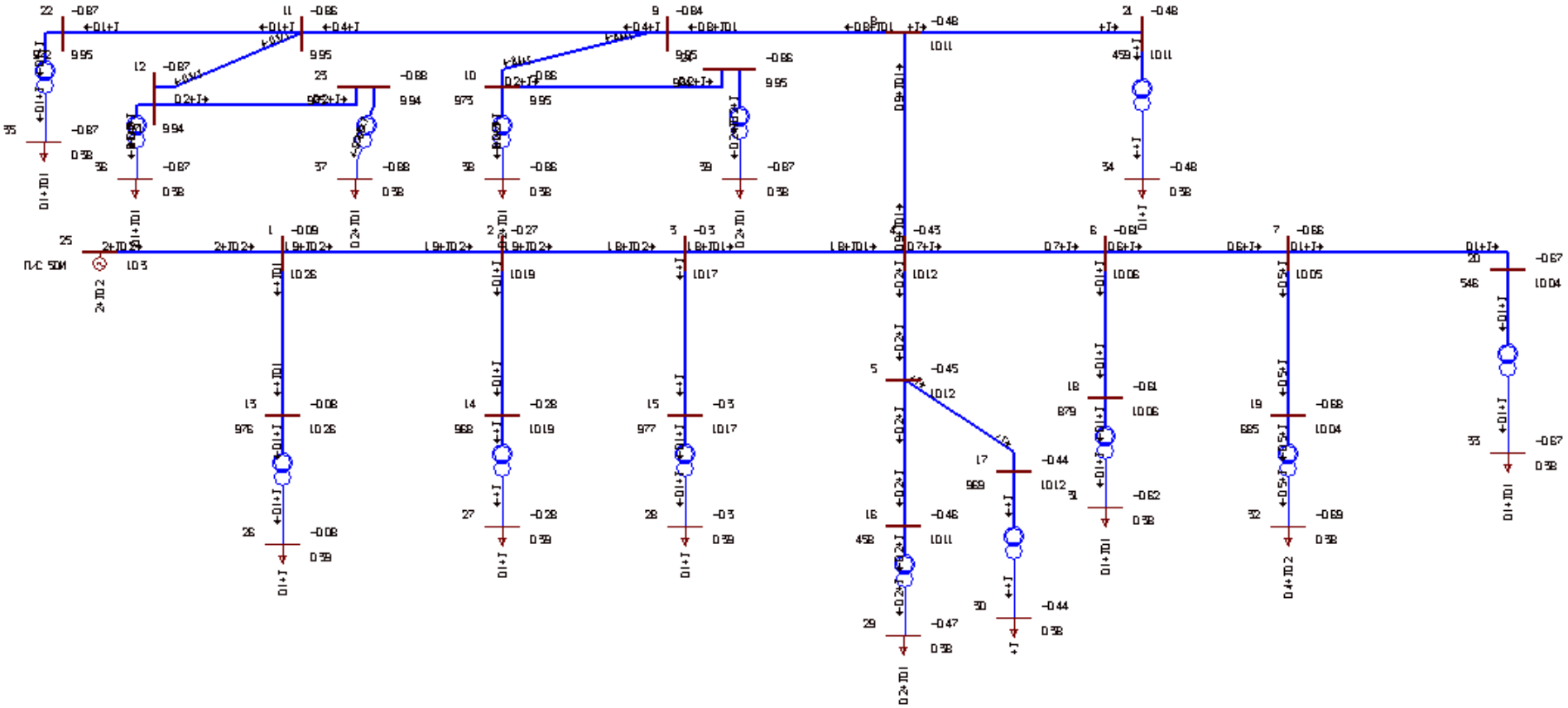


Рисунок 3.20– Перетоки мощности в среднем летнем режиме с учетом перспективного развития

4 Анализ полученных результатов расчета электрических сетей

В программе RASTRбыл произведен расчетзимних и летних режимов работы существующих электрических сетей и с учетом перспективного развития Талгарского района.

В минимальном режиме работы (лето) существующей сетипоселка Жалгамыс все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 51 кВт, в трансформаторах 1 кВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают ±5 %.

При расчете в максимальном режиме работы (зима) существующей сети, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 53 кВт, в трансформаторах 7 кВт. По сравнению с минимальным режимом (лето) они увеличились. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают ±5%.

Затем произвели расчеты режимов работы сети электроснабжения поселка Жалгамыс с перспективным увеличением нагрузки потребителей на 25 %.

В максимальном режиме (зима) работы, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 55 кВт, в трансформаторах 20кВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают ±5%.

В минимальном режиме работы (лето) существующей сети все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 59 кВт, в трансформаторах9кВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают ±5 %.

Чтобы уменьшить загруженность сети и снизить потери, компенсируют потери реактивной мощности. Наиболее частым решением является установка компенсирующих устройств, которые выполняют функцию местных генераторов реактивной мощности, этими устройствами являются батареи статических конденсаторов. Эти батареи устанавливают на трансформаторных подстанциях со стороны низкого или высокого напряжения, как можно ближе к приемнику реактивной энергии. Поэтому, чтобы компенсация была более эффективной, устанавливаем батареи конденсаторов на низкую сторону трансформаторных подстанций 10/0,4.

Установка конденсаторов производится для ТП 975, 971,458, 879, 685, 546,973, 974, 972 на перспективные нагрузки.

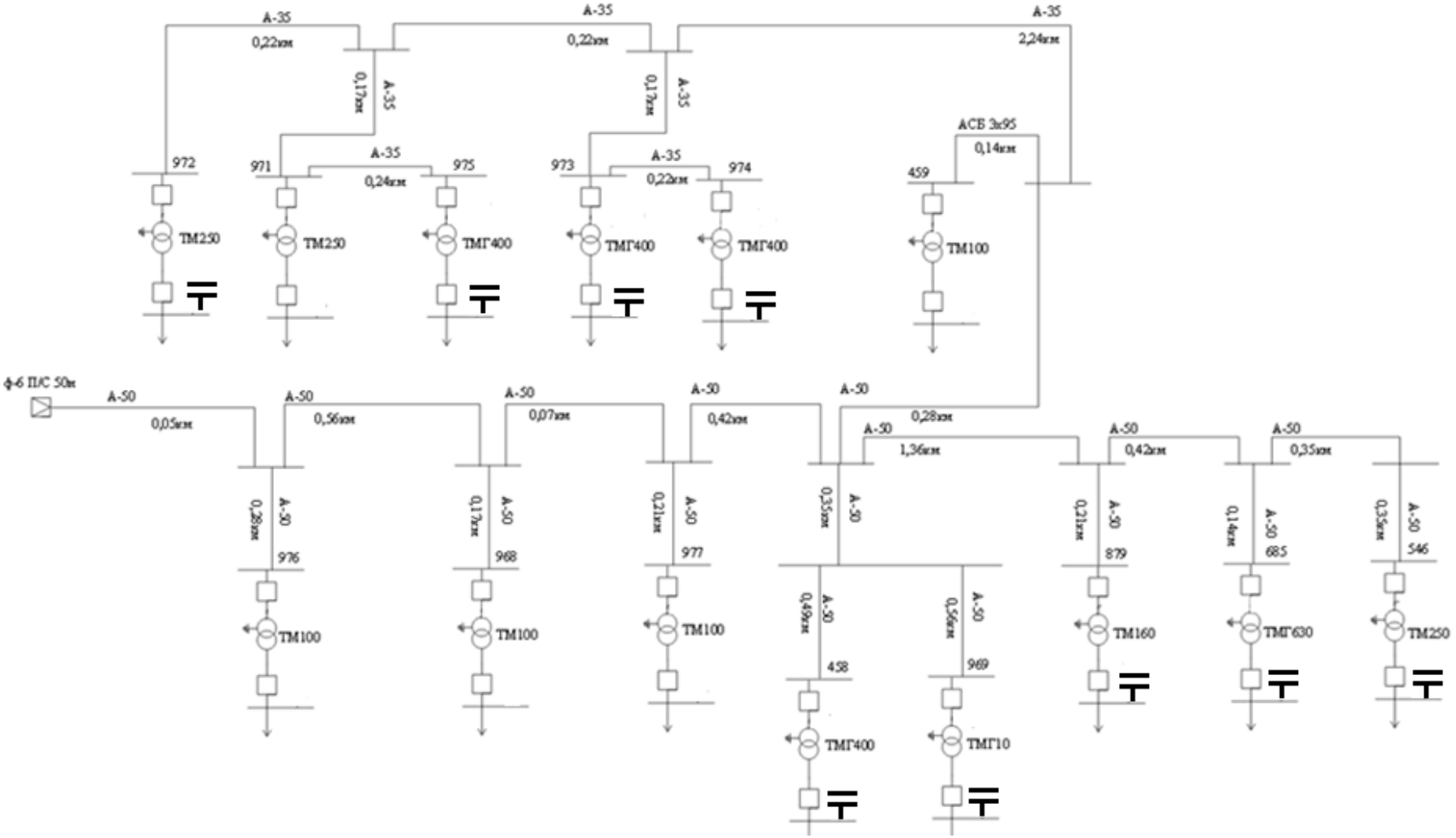


Рисунок 4.1 – Однолинейная схема сети с компенсационными устройствами

Таблица 4.1- Нагрузки трансформаторов для установки КБ

№ тп	975	971	458	879	685	546	973	974	972
$S_т$(кВА)	400	250	400	160	630	250	400	400	250
$P_{п.зима}$(кВт)	280	175	280	112	489	175	280	280	175
$Q_{п.зима}$(кВар)	166	104	166	66	290	104	166	166	104
$P_{п.лето}$(кВт)	196	122	196	78	342	122	196	196	122
$Q_{п.лето}$(кВар)	116	73	116	46	203	73	116	116	73

Таблица 4.2 – Выбор конденсаторов и мощность компенсации

№ тп	вид КБ	Qл	Qскомп	Qз	Qскомп
975	УК-0,4-100 У3*	116	16	166	66
971	УК-0,4-66,7 У3*	73	7	104	38
458	УК-0,4-100 У3*	116	16	166	66
879	УК-0,4-37,5 У3*	46	9	66	29
685	УК-0,4-200 У3*	203	3	290	90
546	УК-0,4-66,7 У3	73	7	104	38
973	УК-0,4-100 У3*	116	16	166	66
974	УК-0,4-100 У3*	116	16	166	66
972	УК-0,4-66,7 У3*	73	7	104	38

Благодаря компенсации реактивной мощности на стороне нижнего напряжения есть возможность значительно увеличить нагрузки и снизить потери электроэнергии.

Как показал расчет программы RASTR, потери сократились на 30%

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				51	51	0				

Рисунок 4.2- Таблица программы RASTR (Районы +Потери) для зимнего
режима

Районы+Потери

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				45	45	0				

Рисунок 4.3- Таблица программы RASTR (Районы +Потери) для летнего режима

Как показывают расчеты средних летнего и зимнего режимов работы с учетом компенсации, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 51 кВт зимой и 45 кВт летом, в трансформаторах 5 кВт зимой и 3кВт летом. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают±5%.Произведем расчет потерь энергии

$$\Delta W_{зима}=T_з\cdot\Delta P_з=24\cdot205\cdot56=275{,}52 \text{Мвт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_{лето}=T_л\cdot\Delta P_л=24\cdot160\cdot48=184{,}32 \text{Мвт}\cdot\text{ч}.$$

Суммарные потери электроэнергии за год составят:

$$\Delta W_{год}=\Delta W_{лето}+\Delta W_{зима}=275{,}52+184{,}32=459{,}84 \text{Мвт}\cdot\text{ч}.$$

Экономия электроэнергии составят:

$$\Delta W_{комп}=\Delta W_{персп}-\Delta W_{скомп}=610{,}44-459{,}84=150{,}6 \text{ Мвт}\cdot\text{ч}.$$ или 24,7%

Далее следует сделать расчет окупаемости компенсирующих устройств:

$$W_{окуп}=\frac{K}{W_{комп}\cdot T};$$

$$\frac{6099{,}3}{150.6\cdot 16{,}2}=2{,}5 \textit{ года}.$$

Благодаря уменьшению потерь мощности на 24,7% и результата экономического расчета срока окупаемости компенсаторов за 2,5 года, данная сеть электроснабжения поселка Жалгамыс имеет все возможности для устойчивой работы с повышенными нагрузками и готова на перспективу их увеличения.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Анализ условий труда на подстанции

В данном дипломном проекте рассматривается развитие электрических сетей Талгарского района. В данном разделе производится оценка и анализ условий труда при эксплуатации технологического оборудования с точки зрения наличия или появления опасных и вредных факторов, и их воздействие на персонал, обслуживающий реконструируемую подстанцию.

Одна из основных задач анализа условий труда на подстанции является организация эффективной работы рабочему персоналу. Организация рабочего места в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесси эффективное использование предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Анализ подстанции показал, что на подстанции установлены трансформаторы ТМН-6300/35 и ТДТН-10/110. Одним из основных негативных факторов на подстанции является пожароопасность. Недостатком масляных баковых выключателей является наличие большого количества масла, что обусловливает большие габариты и вес выключателя, увеличенные габариты распределительных устройств, повышенную взрыве - и пожароопасность, необходимость наличия специального масляного хозяйства. Возможность взрывов *масляных баковых выключателей* требует при установке их в закрытых распределительных устройствах создания прочных камер[1].

Еще одним из самых пожароопасных объектов на подстанции является трансформатор. Опасен он тем, что в качестве изоляции и охлаждающей жидкости он содержит трансформаторное масло.

Все вышеперечисленные факторы могут привести к пожару или взрыву на подстанции.

Анализ негативных факторов и их воздействие на здоровье человека на подстанции приведен в таблице5.1.

Таблица5.1- Анализ негативных факторов на подстанции

Наименование фактора	Носитель опасного фактора	Воздействие фактора	Средство устранения и локализации опасного фактора
1	2	3	4
Поражение электрическим током	Токоведущие части, металлические части	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Защитное заземление оборудования, выполнение требований ПТБ,

	оборудования		ПТЭ, ПУЭ

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4
Пожароопасность	Трансформаторы, масляные выключатели, территории ОЗУ, ЗРУ	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Соблюдение правил и норм пожарной безопасности
Воздействие электрического поля	РУ-35, РУ-10	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Экранирующие устройства на территории РУ
Шум	Выключатели, силовые трансформаторы	Оперативный, ремонтный и обслуживающий персонал	Использование шумоизоляцилнных материалов

5.2 Определение площади пожара при возгорании трансформаторного масла трансформатора ТМН-6300/35

Пожарная опасность трансформаторов с масляным охлаждением значительно увеличивается из-за большого количества в них трансформаторного масла.

Расчёт площади пожара.

Исходные данные:

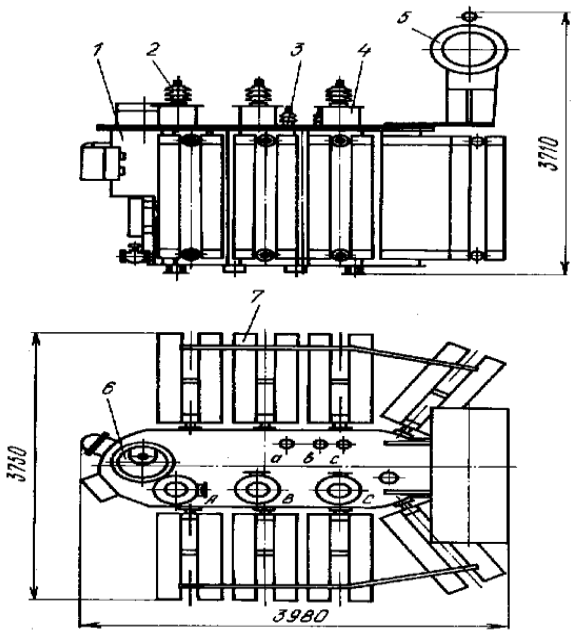


Рисунок 5.1- Трансформатор типа ТМН-6300/35

Полный объём масла V= 416,09 $м^3$, $q_i = 1.2 \cdot 10^3\ кг \cdot м^3$

Определим количество горючего вещества на единицу площади:

$$q_{M1} = \frac{q_i}{S}\ ,кг \cdot м^{-2}, \tag{5.1}$$

где S – площадь трансформатора, принимаем $S = 99{,}9\ м^2$.

$$q_{MI} = \frac{1{,}2 \cdot 10^3}{99{,}9} = 12{,}01\ кг \cdot м^{-2}.$$

Количество приведённой пожарной нагрузки найдём по формуле:

$$q_1 = q_{M1} \cdot \frac{Q^p_{H1}}{13{,}8}, \tag{5.2}$$

где Q^p_{H1} – теплота сгорания *i*- го материала, принимаем 13,4 $МДж \cdot кг^{-1}$

$$q_1 = 12{,}01 \cdot \frac{13{,}4}{13{,}8} = 12{,}01\ МДж \cdot кг^{-1}.$$

Вычислим продолжительность начальной стадии пожара по формуле (V<$3 \cdot 10^3$ $м^3$):

$$t_{Н.С.П.} = 0{,}94 \cdot 10^{-2} \cdot t^{ПР}_{Н.С.П.} \left(\frac{1}{\varphi_{ср} \cdot Q^p_{НСР} \cdot u^2}\right)^{\frac{1}{3}}; \tag{5.3}$$

где $t^{пр}_{Н.С.П.}$ – продолжительность начальной стадии пожара, принимаем $6 \cdot 10^2$с;

$\varphi_{ср}$ – средняя скорость выгорания пожарной нагрузки в начальной стадии пожара, определяем по формуле:

$$\varphi_{ср} = \frac{\sum q_{Mi} \cdot \varphi_i}{\sum q_{Mi}}\ ,кг \cdot м^{-2} \cdot с^{-1}, \tag{5.4}$$

где φ_i – скорость выгорания в начальной стадии пожара;

$$\varphi_{ср} = \frac{12{,}01 \cdot 0{,}0055}{12{,}01} = 0{,}0055\ кг \cdot м^{-2} \cdot с^{-1};$$

$Q^p_{НСР}$ – средняя теплота сгорания пожарной нагрузки, вычисляем по формуле:

$$Q^p_{НСР} = \frac{\sum q_{Mi} \cdot Q^p_{Hi}}{\sum q_{Mi}}, МДж \cdot кг^{-1}, \quad (5.5)$$

$$Q^p_{НСР} = \frac{12{,}01 \cdot 13{,}4}{12{,}01} = 13{,}4 \ МДж \cdot кг^{-1}.$$

и – линейная скорость распространения пламени, принимаем 1,33 м·с$^{-1}$.

$$t_{Н.С.П.} = 0{,}94 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \cdot 10^{2} \cdot (\frac{1}{0{,}0055 \cdot 13{,}4 \cdot 1{,}33^{2} \cdot 10^{-2}})^{\frac{1}{3}} = 240.$$

Площадь пожара вычисляем по формуле:

$$F_{П} = (\frac{t_i}{t_{Н.С.П.}})^{2} \cdot S, м^{2}, \quad (5.5)$$

где t_i – время локализации пожара, принимаем 20 минут (=1200 с);

S – площадь, занимаемая пожарной нагрузкой.

$$F_{П} = (\frac{1200}{240})^{2} \cdot 99{,}9 = 2475 \ м^{2}.$$

5.3 Автоматическое пожаротушение пеной

В помещении находятся ручные огнетушители, плакаты, запрещающие использование открытого пламени, пожарные щиты, а также плакаты запрещающие курение, так как в помещении установлен дымовой извещатель ионизационного вида, размещенный под потолком на высоте 2,45 м.

Важным моментом проектирования всех типов АУП является разработка схемы размещения распределительных сетей трубопроводов.

Магистральные и распределительные трубопроводы выполняются из стальных труб ГОСТ 8734-75.

ПринимаетсягруппаБ помещения по опасности распространения пожара. Основные расчетные параметры:

- интенсивность подачи огнетушащего средства 0,13 л/с·м^2;
- продолжительность работы установки 1500 с (25 мин);
- коэффициент разрушения пены $k_2 = 3$.

Для расчета примем генератор пенный 2-ГЧСм.

Значение коэффициента $k = 1{,}48$. Минимальный свободный напор, м – 15; Максимальный допустимый напор, $м = 45$;

1) Рассчитываем требуемый объем раствора пенообразователя

$$V_p = \frac{K_2 \cdot W}{K_3}; \quad (5.7)$$

где K_2 – коэффициент разрушения пены;

W – объем помещения, м^3;

K_3 – кратность пены.

$$V_p = \frac{3 \cdot 840}{80} = 31{,}5\ м^3.$$

2) Находим требуемый основной объем пенообразователя:

$$V_{ПО} = \frac{V_p \cdot C\%}{100\%}; \quad (5.8)$$

$$V_{ПО} = \frac{31{,}5 \cdot 6}{100\%} = 1{,}89\ м^2.$$

3) Определяем расход генератора Q при свободном напоре $H_{СВ} = 45\ м$, их необходимость и достаточное количество:

$$Q = k \cdot \sqrt{H_{СВ}}; \quad (5.9)$$

$$Q = 1{,}48 \cdot \sqrt{45} = 9{,}93\ л/с;$$

$$n = \frac{V_p}{Q \cdot t}; \quad (5.10)$$

где $t = 25\ мин = 1500\ секунд$ – продолжительность работы установки с пеной средней кратности, мин.

$$n = \frac{31{,}5}{9{,}93 \cdot 10^{-3} \cdot 1500} = 2.$$

4) Выбираем диаметр труб кольцевого питательного d_1 и подводящего трубопровода d_2:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot \nu}}; \quad (5.11)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 9{,}93 \cdot 10^{-3}}{3{,}14 \cdot 3}} = 65\ мм.$$

Принимаем $d_1 = 65\ мм$, значение $K_T = 572$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 2 \cdot Q \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot \nu}}; \qquad (5.12)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 2 \cdot 9{,}93 \cdot 10^{-3}}{3{,}14 \cdot 3}} = 91\ мм$$

Принимаем $d_2 = 100\ мм$, значение $K_T = 4322$

5) Выполняем гидравлический расчет сети основного водопитателя с учетом расходов, включающих пенообразователь, поскольку $H_1 = 45\ м$, то $Q = 9{,}93\ л/с$.

$$H_з^{'} = H_1 + \frac{\left(0{,}85 \cdot Q_1\right)^2 \cdot l_{1-3}}{K_r}; \qquad (5.13)$$

$$H_з^{'} = 45 + \frac{\left(0{,}85 \cdot 9{,}93\right)^2 \cdot 15}{572} = 46{,}9\ м.$$

$$H_2 = H_1 + \frac{\left(0{,}15 \cdot Q_1\right)^2 \cdot l_{1-2}}{K_r}; \qquad (5.14)$$

$$H_3 = 45 + \frac{\left(0{,}85 \cdot 9{,}93\right)^2 \cdot 24}{572} = 45{,}09\ м.$$

$$Q_2 = K \cdot \sqrt{H_2}; \qquad (5.15)$$

$$Q_2 = 1{,}48 \cdot \sqrt{45{,}09} = 9{,}94\ л/с.$$

$$H_з^{''} = H_1 + \frac{\left(0{,}15 \cdot Q_1 + Q_2\right)^2 \cdot l_{2-3}}{K_r}; \qquad (5.16)$$

$$H_з^{''} = 45{,}09 + \frac{\left(0{,}15 \cdot 9{,}93 + 9{,}94\right)^2 \cdot 9}{572} = 47{,}14\ м.$$

Напор в узловой точке 3 питательного трубопровода, так как невязка в данных условиях равна 0,24 м, будет равен:

$$H_3 = \left(H_3^{'} + H_3^{''}\right) \cdot 0{,}5; \qquad (5.17)$$

$$H_3 = \left(46{,}9 + 47{,}14\right) \cdot 0{,}5 = 47{,}02\ м.$$

Суммарный расход генераторов:

$$Q = Q_1 + Q_2 = 9{,}93 + 9{,}94 = 19{,}9\ л/с$$

Ему будет соответствовать напор на выходном патрубке основного водопитателя Н:

$$H = 1,2 \cdot \left(H_3 - H_1 + H_{3-ОВП} \right) + H_1 + Z + H_{у.у.} =$$
$$= 1,2 \cdot \left(H_3 - H_1 + \frac{Q_2 \cdot l_{3-ОВП}}{K_T} \right) + H_1 + Z + \varepsilon \cdot Q^2; \quad (5.18)$$

где $H_{3-ОВП}$ – потери напора на подводящем трубопроводе от узловой точки 3 до выходного патрубка водопитателя;

$l_{3-ОВП} = 51\,м$ – длина трубы диаметром 100 мм;

$Z = 6\,м$ – статический напор в стояке АУП;

$\varepsilon = 2,35 \cdot 10^{-3}$ – коэффициент потерь напора в принимаемом узле.

$$H = 1,2 \cdot \left(47,02 - 45 + \frac{19,9^2 \cdot 51}{4322} \right) + 45 + 6 + 2,35 \cdot 10^{-3} \cdot 19,9^2 = 59,9\,м$$

Выбор насосно-двигательной пары

По найденному расходу $Q = 19,9\,л/с$ и напору $H = 59,9\,м$ выбираем по каталогам насосно-двигательную пару основного водопитателя АУПП (выбираем насос К-90/55 с электродвигателем мощностью 22 кВт).

Чтобы выбрать насос дозатор уточним фактические расходы, и напор которые обеспечит данная насосная пара в проектируемой сети.Динамические потери напора сети – это зависимость динамической составляющей $H_{дин}$ на выходном патрубке насоса от текущих расходов Q_1, возведенных в квадрат:

$$H_{дин} = S \cdot Q_1^2; \quad (5.19)$$

В свою очередь сопротивление может быть определено из выражения:

$$S = \frac{H - H_1 - Z}{Q^2}; \quad (5.20)$$

$$S = \frac{59,9 - 45 - 6}{19,9^2} = 0,02\,м/л \cdot с^{-1}$$

Результаты динамических потерь сети, рассчитываемый АУП, занесем в таблицу 5.2

Таблица 5.1– Результаты динамических потерь

$S, м \cdot л - 2 \cdot с - 1$	0,02				
$Q, л \cdot с - 1$	5	10	15	20	25
$H_{дин}, м$	0,5	2	4,5	8	12,5

Расчет диаметра дозирующей шайбы насоса дозатора.

В заключении выбираем насос дозатор и рассчитываем диаметр дозирующей шайбы $d_ш$. В качестве насоса дозатора принимаем ЦВ-3/80. При этом разность напоров из линии насоса дозатора и основного водопитателя в точке их врезки будет не более $H = 225 - 58 = 167\ м$. Теперь используем выражение, позволяющее рассчитать диаметр дозирующей шайбы:

$$d_ш = 1{,}13 \cdot \sqrt{\frac{Q_{по} \cdot 10^{-3}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \lambda \cdot H}}}; \qquad (5.21)$$

где m - коэффициент расхода шайбы ($m = 0{,}62$ для шайбы с тонкой стенкой);

$g = 9{,}8\ м/с$.

В результате подстановки в выражение получим, что $d_ш = 6{,}56\ мм$.

Принципиальные тактико-технические характеристики автоматического тушения среднекратной пеной, в соответствии с условием, установлены.

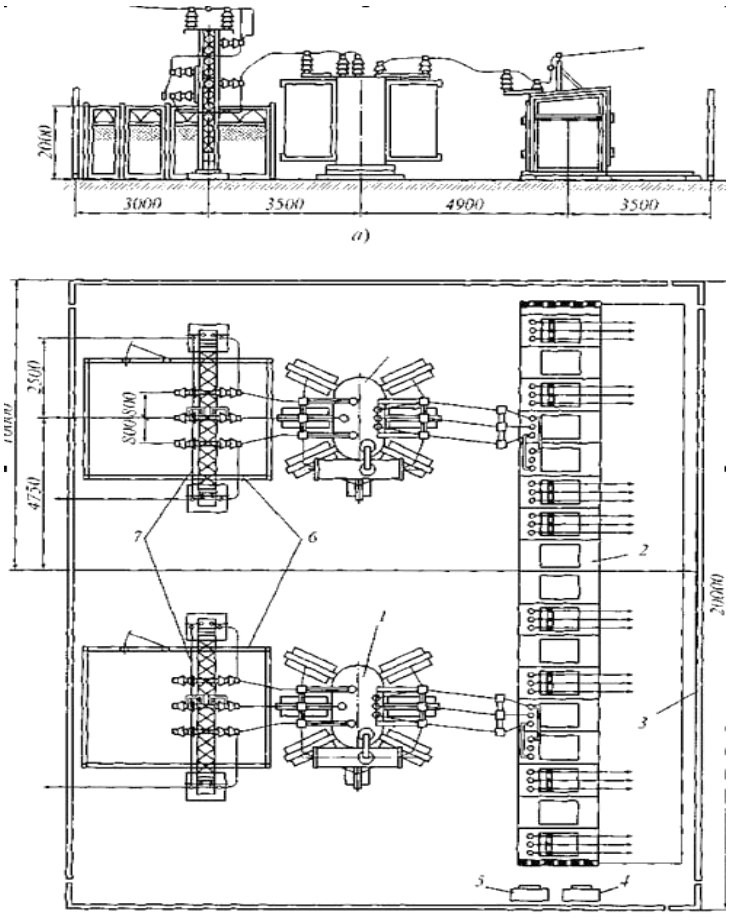


Рисунок 5.2– Схема подстанции №50 «И»

Таблица 5.3 – Паспортные данные генератора пены 2-ГЧСм

Наименование параметра	Значение
Рабочее давление, МПа - минимальное - максимальное	 0,2 0,45
Производительность по раствору, л/с, в пределах	7,3-11,0
Кратность пены	70-100
Длина струи (при высоте установки генератора 1,5 м), м	5-10
Ширина струи (при угле наклона оси генератора 30^0 к горизонту), м	5-7,5
Присоединительные размеры	G 2½
Габаритные размеры, мм не более - длина - ширина - высота	 395 235 660
Масса, кг, не более Средний срок службы генератора до списания, лет не менее	2,5 10

5.4 Расчет искусственного освещения

Для искусственного освещения помещений следует использовать люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 80 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываем и недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

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

Рассчитаем общее освещение помещения длиной 6 м, шириной 6 м, высотой 2,5 м. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Таблица 5.3– Тип светильника

Тип помещения	Трансформаторная подстанция
Тип светильника	НВХ 250М
Цоколь	Е40
Тип лампы	OsramHQL 250WE40
Коэф. использования, %	60
Cosφ	0,85
Световой поток, лм	13000

Мощность 65 Вт, W = 12,8 Вт/м^2

Индекс помещения, определяется соотношением размеров освещаемого помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A+B)}, \tag{5.22}$$

Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_P = 2{,}5 - 1{,}3 = 1{,}2 \text{ , м.} \tag{5.23}$$

Тогда индекс помещения определим как:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A+B)} = \frac{6 \cdot 6}{1{,}2 \cdot (6+6)} = 2{,}5; \tag{5.24}$$

Световой поток:

$$\Phi = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{\eta} \tag{5.25}$$

$$\Phi = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{\eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1{,}1}{0{,}6} = 29700 лм$$

где $E = 300$ *лк* – нормируемая освещенность;

$K_З = 1{,}5$ – коэффициент запаса при искусственном освещении;

S – освещаемая площадь;

$Z = 1{,}1$ – коэффициент неравномерности освещения;

η – коэффициент использования светового потока.

Количество светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_л} = \frac{29700}{13000} = 2{,}28 \text{ шт.} \tag{5.26}$$

Тогда расчетный световой поток будет определяться по формуле:

$$F_P = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \tag{5.27}$$

$$\Phi_p = \frac{E \cdot K_З \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 1{,}5 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1{,}1}{2 \cdot 0{,}6} = 14400 \text{ лм.}$$

Проверка светового потока:

$$\Delta F = \frac{F_Л - F_Р}{F_Л} \cdot 100\%; \tag{5.28}$$

$$\Delta \Phi = \frac{\Phi - \Phi_р}{\Phi} = \frac{13000 - 14400}{13000} \cdot 100\% = -10\%.$$

Полученная величина находится в пределах $-10\% \le \Delta F \le +20\%$, значит перерасчёт светового потока не требуется.

Частным случаем метода коэффициента использования светового потока является расчет по методу удельной мощности(w).

Метод расчета по удельной мощности используется в следующих случаях: для предварительного определения установленной мощности осветительной установки; для приблизительной оценки правильности проведения светотехнического расчета; при проектировании освещения небольших и средних помещений, не требующих точных работ.

Мощность лампы находится по формуле:

$$P = \frac{W \cdot S}{N}. \tag{5.29}$$

Так как нам известны полная и удельная мощность лампы найдем количество ламп.

$$N = \frac{W \cdot S}{P} = \frac{12{,}8 \cdot 36}{250} = 1{,}9.$$

Окончательное количество ламп берем-2.

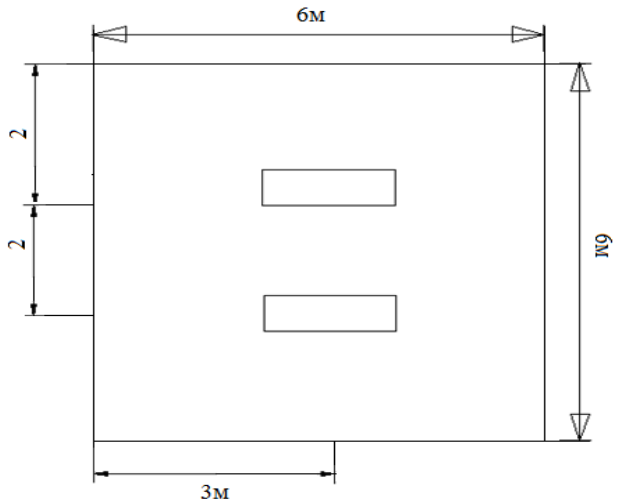


Рисунок 5.3 – Схема люминесцентных ламп в помещении

6Технико-экономическое обоснование проектирования п/с 50и поселка Жалгамыс

Целью экономической части дипломной работы является оценка экономической эффективности сети электроснабжения поселка Жалгамыс.

Подстанция находится в юго-восточной части Казахстана, в районе г.Талгар.

Основные задачи данного раздела:

- выбор наиболее эффективных организационных, технических и экономических решений для ввода в действие новых производственных мощностей;
- оформление результатов технико-экономических исследований, обосновывающих целесообразность и возможности реализации инвестиционного проекта.

6.1 Характеристика подстанции

Подстанция ПС 110/35/10 кВ в районе г. Талгарпринадлежит АО АЖК и является важным звеном в надежном обеспечении электроэнергией п.Жалгамыс. Сегодня г. Талгар активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача электросетевой компании.

Подстанция является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов 6.3МВА и 10МВА. Оборудование установлено с учётом будущего роста энергопотребления данного региона.

6.1.1 Тарифы на электроэнергию.

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Алматинской области 15 тенге/кВт.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на электростанции, транспортировка электроэнергий по высоковольтным сетям АО «KEGOC» и сетям региональной энергетической компании. Кроме этих затрат, есть ещё затраты на собственные нужды, необходимые для осуществления своей деятельности.

6.1.2 План производства.

В соответствии со строительными нормами срок реконструкции ПС принят равным 12 месяцам.

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции составляет около 46.2 млн. кВт·ч. Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 16,3 МВА, коэффициента мощности $\cos\varphi = 0{,}9$, коэффициента загрузки $K_з = 0{,}7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

6.1.3 Организационный план.

Проект производства работ на сооружение подстанции разрабатывается на основе следующих исходных материалов: рабочих чертежей и смет, утвержденного проектного задания, данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства, метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства, исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, водопровод, канализация).

Организационная структура управления: Генеральный Директор ТОО «Батыс энергопром», Заместители Директора, Главный бухгалтер, Главный инженер, Руководитель Проектно-технического отдела, Руководитель службы подстанций (СлПС), Руководитель службы линий (СлЛЭП), Руководитель службы релейной защиты (РЗиА), Руководитель службы средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), Руководитель эксплуатационно-технического отдела, руководитель планово – экономического отдела, группа инспекторов, Старший Мастер, Рабочие.

6.1.4 Юридический план.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энерго-объектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации.

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 8 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берётся в банке Forte.

6.1.5Экологическая информация.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

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

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

6.2.1 Определение капитальных вложений в строительствоподстанции.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (Т);
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования

$$К_{П/СТ} = (\sum К_i \cdot n_i + К_{пост}) \cdot \alpha_р, \quad (6.1)$$

где K_i – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

$\alpha_{\text{р}}$ –- коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Таблица 6.1-Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Выключатель 110кВ	3	7,45	22,35
Выключатель35кВ	6	4,18	25,08
Разъединитель 110кВ	10	1,456	14,56
Разъединитель35кВ	10	1,153	11,53
Трансформаторы тока 110кВ	10	0,182	1,82
Трансформаторы тока 35кВ	6	0,165	0,96
Трансформатор напряжения 110кВ	2	0,14	0,28
Ограничители перенапряжений 110кВ	4	0,81	3,24
Ограничители перенапряжений 35кВ	2	0,632	1,264
КРУ 10кВ	1	9	9
Итого			90,3

Таблица 6.2- Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4
Трансформатор ТДТН – 10000/110/35/10	1	104	104
Трансформатор ТМН – 6,335/10	1	52.5	52.5

Постоянная часть затрат ($К_{пост}$)=120 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС

$$К_{ПС} = 90{,}3 + 156.5 + 120 = 366.8 \text{ млн.тенге.}$$

6.2.2 Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

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

Зная стоимость 1 км воздушных линий и их длину L, находятся затраты на сооружение линии

$$К_{ЛЭП} = К \cdot L, \qquad (6.2)$$

где $К$ – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы;

L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 6.2

Таблица 6.3 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км.длины линии, млн.тенге	Общая стоимость линии, млн.тенге(с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ110кВ	25	5,65	141,25
ВЛ35кВ	20	3.75	75
		Итого:	216,25

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют

$$К_{ЭС} = К_{ПС} + К_{ЛЭП},$$

$$К_{ЭС} = 216{,}25 + 366.8 = 583.05 \text{ млн. тенге.}$$

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем},$$

где$И_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию, тенге;

$И_{об/рем}$– издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{пс},$$

где$\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{пс},$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблице 6.4).

Показатели стоимости ОРУ 220, 110кВ и КРУ 35кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительный и монтажные работы.

Таблица 6.4– Расчет эксплуатационных издержек ЛЭП

Элемент	Капитальные вложения,	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об/рем}$, %	$И_{ам}$, млн. тенге	$И_{об/рем}$, млн. тенге	$И_{экс}$, млн. тенге
ВЛ 110 кВ	141,25	2,0	0,8	2,83	1,13	3,96
ВЛ 35 кВ	75	2,0	0,8	1.5	0.6	2.1
Итого:				4.33	1.73	6.06

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют

$$И_{ам} = И_{ам.ПС} + И_{ам.ЛЭП},$$

$$И_{ам} = 23.4 + 4.33 = 27.73 \text{ млн.тенге.}$$

$$\sum И = И_{ам} + И_{др},$$

где$И_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию (состовляют 40% от общих затрат);

$И_{др}$ – прочие издержки (состовляют 60% от общих затрат).

$$И_{др} = \frac{2.773 \cdot 0,60}{0,40} = 4.16 \text{ млн.тенге,}$$

$$\sum И = 4.16 + 2.773 = 6.933 \text{ млн.тенге.}$$

6.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

– энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);

– ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);

– энергия на компенсацию технических потерь;

– материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);

– расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);

– износ основных средств;

– командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);

– канцелярские расходы;

– охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);

– поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);

– страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);

– переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;

– типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));

– подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);

– расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);

– услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);

– расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);

– налоговые платежи;

– расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);

– услуги банка (комиссионные за проведение зарплаты, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

– услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения

$$S = \frac{\sum И}{Э},$$

где $\sum И$ – суммарные издержки;

$Э$ – объем отпущенной электроэнергии.

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot К_з \cdot T_{max},$$

где P – мощность трансформаторов;

$К_з$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$Э = 16.3 \cdot 10^3 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}7 \cdot 4500 = 46.2 млн. кВт \cdot ч.$$

Тогда себестоимость составит

$$S = \frac{6.933}{46.2} = 0.15 \frac{тенге}{кВт \cdot ч}.$$

Стоимость электроэнергии

$T = 16.2$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию в Алматинской области.

$T_{ЭПО} = 5{,}5$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{KEGOC} = 1{,}685$ тенге/кВт · ч – тариф АО «KEGOC» за передачу электроэнергии;

$T_{РЭК} = 5.2$тенге/кВт · ч – тариф РЭК за передачу электроэнергии.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{реал} = Э \cdot Т,$$

$$V_{реал} = 46.2 \cdot 16.2 = 748.44 \text{ млн.тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{ЭПО} = 46.2 \cdot 5{,}5 = 254.1 \text{ млн.тенге.}$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{KEGOC} = 46.2 \cdot 1{,}685 = 77.847 \text{ млн.тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{РЭК} = 46.2 \cdot 5.2 = 240.24 \text{ млн.тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии

$$V_{выр} = V_{Реал} - V_{РЭК} - V_{KEGOC} - V_{ЭПО}$$

$$V_{выр} = 748.44 - 254.1 - 77.847 - 240.24 = 182.3 \text{ млн.тенге.}$$

Прибыль определяется по формуле

$$П = V_{выр} - И$$

П = 182.3-69.33 = 115.9 млн.тенге.

С учётом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит

$$ЧП = 115.9 \cdot 0{,}8 = 92.74 \text{ млн.тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$ЧП_{инв} = 0{,}6 \cdot 92.74 = 55.64 \text{млн.тенге.}$$

6.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

6.5.1 ЧПС "Чистая приведенная стоимость".

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле

$$ЧПС = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF}{(1+r)^n} - I_c,$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге,

r – ставка дисконтирования, $r = 8\ \%$.

n – время реализации проекта, год.

Денежный поток определяется по формуле

$$CF = ЧП_{инв} + И_{ам},$$

$$CF = 55.64 + 27.73 = 83.4 \text{ млн.тенге.}$$

Определяем срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{\sum K_{пс}}{CF},$$

$$PP = \frac{216.25}{83.4} = 2.6 \text{ года.}$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

$ЧПС > 0$ и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

$ЧПС = 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

$ЧПС < 0$, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Приметается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 6.7

Таблица 6.5– Расчёт $ЧПС$

Год	CF, млн. тенге	$\frac{1}{(1+r)^n}$, млн.тенге	$ЧПС$, млн. тенге
0	216.25		-216.25
1	83.4	0,803	-132.85
2	83.4	0,698	-49.45
3	83.4	0,607	33.95

IRRВнутренняя норма прибыли

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала.

Для определения цены капитала:

1)аналитически выполняется несколько расчетов с тем, чтобы довести $ЧПС$=0 при IRR=r

2) рассчитывается по формуле:

$$К_{ЭС} = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF}{(1+IRR)^2}$$

$$216.25 = \frac{83.4}{(1+IRR)} + \frac{83.4}{(1+IRR)^2}$$

$$IRR = 16\%$$

Оценка IRR имеет следующие свойства:

Не зависит от вида денежного потока;

Не линейная форма зависимости;

Представляет собой убывающую функцию;

Не обладает свойством адетивности;

Позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль;

В дипломном проекте сделан расчет подстанции и сетинапряжением 110/35/10кВ. Произведен выбор основного электрического оборудования.

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции 110/35/10кВ с введением современных устройств расширения и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 216.25 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 2.5 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

Заключение

В дипломной работе была рассмотрена оценка режимов работы сети электроснабжения поселка Жалгамыс отп/с 50и с учетом перспективного развития.

Произведен анализ схемы и нагрузок сети. Рассчитаны параметры линий и трансформаторов. Составлена схема замещения для выполнения расчета в программе RASTR. Произведен расчет режимов работы существующей сети электроснабжения. А также расчет режимов работы сети с учетом перспективного роста нагрузок и компенсации потерь реактивной мощности.

Расчет произвели для среднего летнего и среднего зимнего режима работы. При анализе режимов работы сетей Талгарского РЭС можно сделать следующие выводы:

- напряжения в узловых точках не превышают допустимых значений, т.к. для сетей 10 кВ этот пределсоставляет ±5 %;

- потери в ЛЭП составляют от 50 до 59 кВт, в трансформаторах от 1 до 20 кВт.

Произвели расчеты режимов сетей Талгарского РЭС с перспективным увеличением нагрузки потребителей на 25 %.

Также был сделан расчет режимов сетей Талгарского РЭС с перспективным увеличением нагрузки и компенсацией потерь реактивной мощности на напряжении 0.4 кВ.

При анализе режимов работы существующих сетей Талгарского РЭС с учетом перспективного развитияможно сделать следующие выводы:

В разделе «Экономическая и финансовая эффективность инвестиций в энергообъект был произведен расчет для определения себестоимости электроэнергии и срока окупаемости сооруженных объектов.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен анализ условий труда на подстанции, рассчитали площадь пожара при возгорании трансформатора, автоматическое пожаротушение пеной и искусственное освещение.

Список литературы

1 Правила устройств электроустановок, Астана, 2015– 375с.

2 Электрические сети и системы, С.Е. Соколов, В.Н. Сажин, Н.А. Генбач, учебное пособие Алматы 2010г.

3 В.И.Идельчик, Электрические системы и сети, Москва Энергоатомиздат 1989 г.

4 http://skypeline.ru/dlya-shkolnika/metodichka-ovanesovpanferova-okonchvariant/

5 http://slavenergo.ru/kondensatornaja ustanovkavisokovoltnaja

6 Справочник по проектированию электроэнергетических систем, С.С.Рокотян, И.М.Шапиро Москва Энергоатомиздат 1985г.

7 Безопасность жизнедеятельности, Учебник / под ред. С.В. Белова. Изд.3-е, испр. и доп. М.: Высшшк., 2001г.

8 БЖД МУ к выполнению раздела «Расчет производственного освещения» Абдимуратов Ж.С., Мананбаева С.Е, Алматы 2009г.

9 Справочная книга для проектирования электрического освещения, Ленинград 1976, Г.М.Кноринга.

10СНиП РК 2.04-05-2002 Естественное и искусственное освещения.

11СП 5.13130-2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования».

12НПБ 88-2001* Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования, 2001г.

13А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»). - Алматы: АИЭС, 2011

14Аманбаев У.А. Экономика предприятия.-А.: «Бастау», 2012.

15Буров В.П. Бизнес-план фирмы.-М.: «Инфо-М», 2011.

16Куатова Д.Я. Экономика предприятия.-А.: «Экономика», 2011.

17Становление рынка электрической энергии в Казахстане, Тиесов С.А. Астана - 2012г.