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 Улбеталов Е.К.
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ «_____»_____ **20__ г.**
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Исследование режимов работы сетей Мангистауского энергорайона

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Дюсипов Ш.Б. Эс-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

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

Консультанты:
по экономической части:
к.т.н., доцент Калиева Л.Ш.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» мая 2016 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
д.т.н., проф Дюсебаев М.К
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «26» мая 2016 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Соколова Ц.С
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «07» 06 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Главный специалист АО "АЖК" Умаралиев Л.Т.
(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 5В07 1800 - Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции, сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Ергалиев Шакан Багдаулетович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Исследование режимов работы сетей Актюбинского энергорайона

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «06» июня 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1. Электрическая схема 110кВ РЭК ТОО „Энергосистема";
2. Сведения о нагрузках;
3. Параметры линий;
4. Данные о трансформаторах

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

1. Анализ состояния района и постановка задачи
2. Общие сведения по РЭК ТОО „Энергосистема"
3. Расчетная часть
4. Безопасность жизнедеятельности
5. Экономическая часть

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Карта - схема электрических сетей 110 кВ РЭК ТОО Энергосистема рис 2.1
2. Электрическая схема выбранного участка - рис 3.3
3. Схема расположения выбранного участка - рис 3.4

Рекомендуемая основная литература

1. "Справочник по проектированию электрических сетей" - Д. А. Файбисович, 2012 г.
2. Идельчик В.И. Электрические сети и системы, 1989 г.
3. "Справочник по проектированию электроэнергетических систем" - С.С. Рокотяна, Ц.М. Шапиро - 1985 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	к. эн. доцент. Вашева Л.Ш.	17.05-31.05.16	
Б. Ж. Д	д. т. н., проф. Жасеев М.К.	01.02 – 16.05.2016	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сбор материалов	26.12.15-25.02.16	
2	Анализ состояния района и постановка задачи	27.02.16-15.03.16	
3	Общие сведения по РЭК ТОО "Энергосистема"	20.03.16-10.04.16	
4	Расчетная часть	15.04.16-28.04.16	
5	Безопасность жизнедеятельности	30.04.16-26.05.16	
6	Экономическая часть	27.05.16-31.05.16	

Дата выдачи задания «21» декабря 2015 г.

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

Руководитель _____ Сонаев С.Е
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Акимов Ш.Б
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломном проекте на тему «Исследование режимов работы сетей Актюбинского энергоузла» был проведен анализ режимов работы сети на примере сети 110кВ РЭК ТОО «Энергосистема» г. Актобе, произведен расчет летнего и зимнего режимов работы сети с существующими нагрузками и с учетом перспективы роста нагрузок. Также были рассмотрены экономика и безопасность жизнедеятельности проекта.

Annotation

The thesis project on the theme “Research of modes of networks Aktobe power center analyzed” the network operating mode on the example of the network 110 REC LLP" Grid "Aktobe, calculated the summer and winter operating modes of a network with existing workloads and to accommodate the load growth. Also discussed were the economy and safety of the project life.

Андатпа

Бұл дипломдық жобада, мен «Ақтобе энерго торабының жұмыс режимдерің зерттеу» тақырыбы бойынша Ақтобе қаласының ТОО «Энергосистема» ОЭК 110кВ желісінің жұмыс режиміне талдау жасап, жүйеде бар жүктемеге және болашақта болатын жүктемелерді ескеріп жаздық және қыстық режимдерге есептеу жүргіздім. Соңымен қатар экономика және өміртіршілік негіздері бөлімшелерің қарастырдым.

Содержание

Введение……... 8
1 Анализ состояния района и постановка задачи……. 10
1.1 Географическая характеристика района……. 10
1.1.1 Рельеф…… 10
1.1.2 Климат…… 11
1.1.3 Гидрография…….. 11
1.1.4 Экология…… 12
1.2 Административное деление Актюбинской области……..... 13
2 Общие сведения по РЭК ТОО «Энергосистема»……. 14
2.1 Краткие сведения о компании…… 14
2.2 Структура электроэнергетического комплекса Актюбинского региона…….. 15
2.3 Общие сведения по электрической сети и системе…….. 15
2.3.1Электрические сети……... 15
2.3.2 Классификация электрических сетей…… 16
2.3.3 Режимы энергетической системы……... 17
2.3.4 Схемы замещения линии электропередачи…… 18
2.3.5 Методы регулирования напряжения……... 19
3 Расчетная часть…… 21
3.1 Анализ существующей сети 110кВ РЭК ТОО «Энергосистема»... 21
3.2 Выбор участка сети для проведения расчетов…….. 21
3.3 Подготовка к расчетам……..... 25
3.4 Программное обеспечение RastrWin……. 29
3.4.1 Расчетные модули……. 29
3.4.2 Пользовательский интерфейс…….. 30
3.4.3 Встроенная база данных……. 30
3.5 Расчет летнего, зимнего и аварийного режимов работы сети с существующими нагрузками в ПО RastrWin……..... 31
3.5.1 Расчет летнего режима работы сети со средними существующими нагрузками…….. 31
3.5.2 Расчет зимнего режима работы сети со средними существующими нагрузками…….. 34
3.5.3 Расчет аварийного режима работы сети со средними существующими нагрузками в зимнем режиме…… 37
3.6 Расчет летнего, зимнего и аварийного режимов работы сети с перспективой увеличения нагрузки в ПО RastrWin……. 40
3.6.1 Расчет летнего режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки…… 40
3.6.2 Расчет зимнего режима работы сети с перспективой

увеличения нагрузки…… 43

3.6.3 Расчет аварийного режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки в зимнем режиме……. 46
3.7 Расчет годовых потерь……..... 49
3.7.1 Расчет годовых потерь в существующем режиме работы сети... 49
3.7.2 Расчет годовых потерь с перспективой увеличения нагрузки…. 49
3.8 Анализ проведенных расчетов……... 50
4 Безопасность жизнедеятельности…… 51
4.1 Расчет эффективности шумозащитных ограждений…… 51
4.2Расчет кондиционирования воздуха……... 45
4.3 Расчет искусственного освещения……. 63
5 Экономическая часть…… 68
5.1 Расчет стоимости работ по исследованию режимов работы сетей Актюбинского энергоузла……... 68
Заключение……... 72
Список литературы…….. 73

Введение

Казахстан является энергетической державой и обладает крупными запасами энергетических ресурсов. Эффективность использования электроэнергии в таких регионах, где производители сосредоточенны на отдаленном расстоянии от потребителей, а также где имеет место разницы в пиковых потреблениях, во многом зависит от эффективности системы передачи электрической энергии, которая в Казахстане развита совершенно недостаточно и неравномерно. Большая часть линий электропередач построена еще в советское время и имеет износ порядка 50%. Неудовлетворительное техническое состояние активов, факты хищения электроэнергии, а так же наличие неплатежей обуславливает высокий уровень потерь электрической энергии во многих РЭК-ах. Для снижения высокого уровня потерь электроэнергии необходимо достижение оптимального режима энергосистемы в целом, который удовлетворяет условиям надежности и качества электроэнергии. Для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества напряжения электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Основным предназначением системы электроснабжения 110 кВ является транспортировка электрической энергии от центра электропитания, которым является ГПП (главная понизительная подстанция), а также преобразование электрической энергии. Схема сетей должна соответствовать требованиям безопасности, экономичности, дальнейшего развития, удобства в эксплуатации, надёжности, обеспечивать требуемое качество электроэнергии для потребителей и экологическую безопасность, т.е небольшое влияние на экологию и окружающую среду (сильные магнитные и электрические поля, шум, высокие температуры). При выборе структуры сетей желательно стремиться к более коротким связям между источником питания и потребителями, избегая обратных перетоков, влекущих за собой увеличение потерь мощности.

Актюбинская область является крупным потребителем электроэнергии, так как в ней проживает не только большая часть населения, но и расположено также большое количество промышленных предприятий.

В зависимости от размера района для питания потребителей, расположенных на его территории, должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения. Система электроснабжения охватывает всех потребителей, включая промышленные предприятия.

Застройка городов обуславливается необходимостью соответствующего развития распределительных электрических сетей. Для городов характерен рост электропотребления, что требует систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением количества жителей и развитием промышленности, но также с

беспрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения. Растёт расход электрической энергии на бытовые нужды и коммунальное хозяйство районов.

Через городские распределительные сети в настоящее время передается до 40% вырабатываемой энергии. Таким образом, сети становятся самостоятельной областью энергетики, и проблема их рационального сооружения приобретает определённое народно-хозяйственное значение. Данная дипломная работа посвящена вопросам исследование режимов работы сетей Актюбинского энергоузла.

1 Анализ состояния района и постановка задачи

1.1 Географическая характеристика района

На рисунке 1.1 представлено географическое расположение Актюбинской области.



Рисунок 1.1 - Географическое расположение Актюбинской области

1.1.1 Рельеф

Актюбинская область расположена между Прикаспийской низменностью на западе, плато Устюрт на юге, Туранской низменностью на юго-востоке и южными отрогами Урала на севере. Большая часть области представляет собой равнину, расчленённую долинами рек, высотой 100—200 м. В средней части простираются Мугоджары (высшая точка гора Большой Бактыбай, 657 м). На западе Актюбинской области расположено Подуральское плато, на юго-западе переходящее в Прикаспийскую низменность; на юго-востоке — массивы бугристых песков — Приаральские Каракумы и Большие и Малые Барсуки. На северо-востоке в Актюбинской области заходит Тургайское плато, изрезанное оврагами.

1.1.2 Климат

Климат в городе резко континентальный. Это обуславливается расположением города во внутренней части Евразийского континента и значительной отдалённостью от океанов. Резкая континентальность климата проявляется в температурных контрастах между дневным и ночным временем суток, между зимой и летом, а также в обилии солнечной радиации и в засушливости.

Зимой погода в Актобе находится под воздействием глубокого циклона над Исландией (исландский минимум) и мощного Сибирского антициклона с центром над Монголией. Под влиянием этих факторов образуются большие барические градиенты, направленные с юго-востока на северо-запад.

Суммарная солнечная радиация в Актобе составляет в среднем 108 ккал в сутки, среднегодовая продолжительность солнечного сияния в городе составляет 2316 часов.

Лето жаркое и продолжительное. Лето (период со среднесуточной температурой воздуха выше 15 °C) длится около четырёх месяцев (с середины мая по середину сентября); зима умеренно холодная, возможны кратковременные оттепели. Наиболее высокий снежный покров наблюдается в феврале (31 см). Количество ясных, облачных и пасмурных дней в году — 174, 148 и 43 соответственно. Среднегодовое количество облачности 5,7 баллов. Максимальное количество осадков выпадает в июне (35 мм), минимальное — в сентябре (19 мм).

- Среднегодовая температура- +5,3 °C
- Среднегодовая скорость ветра- 2,4 м/с
- Среднегодовая влажность воздуха - 68 %

1.1.3 Гидрография

Город расположен в том месте, где в реку Илек впадает Каргалы и её долина расширяется до 15 км. Непосредственно по центру города протекает левый приток Илека река Сазды, на северо-западе — левый приток Илека река Жинишке. Поскольку русло реки Сазды пролегает в центральной части Актобе и вдоль него расположены крупные торговые и развлекательные центры, с 2010 года администрацией города ведутся работы по облагораживанию набережной. В южной части города находятся низовья левого притока Илека реки Тамды, однако в меженный период это русло пересыхает, образуя несколько плёсов. По северной окраине района Заречный протекает речка Песчанка, левый приток Каргалы, за которой располагается село Каргалы. На запад от района Кирпичный, отделяя его от села Акжар, протекает нижняя часть правого притока Каргалы река Бутак.

В 10 км к юго-востоку от города расположено Актюбинское водохранилище объёмом 245 млн. м³, именуемое жителями «Актюбинское море», оно было введено в эксплуатацию в 1988 году. Саздинское водохранилище в 8 км к юго-западу от города, являющееся традиционным местом отдыха горожан, было построено в 1967 году, а Каргалинское

водохранилище, которое является самым крупным искусственным водоёмом вблизи Актобе (расположено вне территории городской администрации), объём которого равен 280 млн. м³, было введено в эксплуатацию в 1975 году и расположено в 60 км к северо-востоку от города.

1.1.4 Экология

Экологическая обстановка в Актобе считается неблагополучной. По данным Казгидромета на 2013 год, индекс загрязнения атмосферного воздуха в Актобе составил 4,2 единиц, что в несколько раз меньше, чем в Алма-Ате (11,5 единиц), который был признан городом с самым грязным воздухом. По всей территории города отмечается повышенное содержание диоксида азота и формальдегида в воздухе, а в районе таких промышленных предприятий, как АЗХС, АЗФ, Актюбинской ТЭЦ и возле посёлка Кирпичный, показатели превысили норму в три раза. Объективной оценке экологической ситуации мешает мало количество метеостанций — всего в городе насчитывается 3 станции вместо 23 необходимых.

Согласно исследованиям 2013 года, когда санитарно-эпидемиологический надзор проводил анализ воздуха в городе на наличие диоксида азота, диоксида серы, сероводорода и других веществ, основной причиной загрязнения воздуха была признана канализационная система города. Концентрация сероводорода в канализационных сетях может достигать 2—16 %, также сточные воды содержат большое количество сульфидов. Из-за этого в ночное и утреннее время жители нескольких районов и центральных проспектов города испытывают проблемы с вонью в воздухе. Помимо канализационной сети источниками сероводорода в городском воздухе являются отходы производства спирта (барда) на полях бывшего мясокомбината, полигон ТОО «Актобе Таза Кала» и старый мусорный полигон. Свою лепту вносит также автомобильный транспорт, количество которого в 2013 году достигло 178 тыс. единиц.

Река Илек, на берегу которой расположен город, долгое время загрязнялась отходами бора с Алгинского химического завода и шестивалентного хрома с Актюбинского завода хромовых соединений, а это, в свою очередь, ведёт к загрязнению Урала, а затем и Каспийского моря. Кроме того, АО «Акбулак» сбрасывает в реку около 10 млн. м³ недоочищенных (из-за устаревших очистных сооружений) сточных вод в год. За превышение норм сброса предприятие ежегодно выплачивает штраф, но административные меры не привели к положительному результату.

1.2 Административное деление Актюбинской области

В область входят: 12 административных районов, 8 городов (Актюбинск, Алга, Жем, Кандыагаш, Шубар-Кудук, Хромтау, Челкар, Эмба), 4 посёлка городского типа.

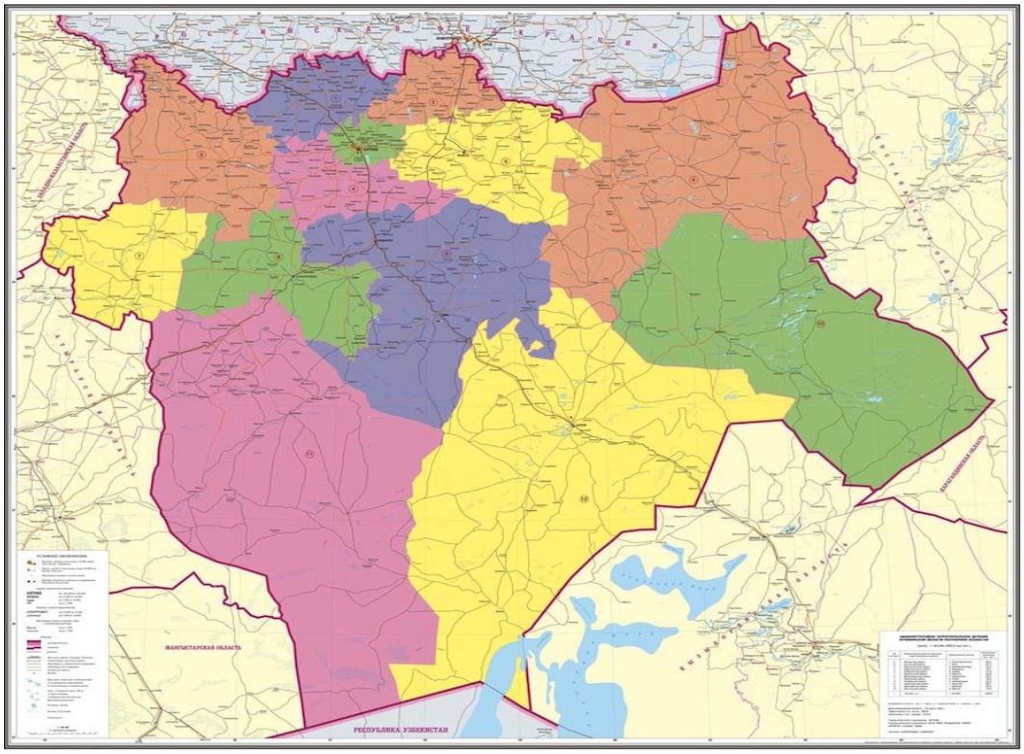


Рисунок 1.2 – Административное деление Актюбинской области

Районы:

- Алгинский район — город Алга
- Айтекебийский район — село Комсомольское
- Байганинский район — село Карауылкелды (быв. Байганин)
- Каргалинский район — посёлок Бадамша (быв. Батамшинский)
- Хобдинский район — аул Хобда (быв. Новоалексеевка)
- Мартукский район — село Мартук
- Мугалжарский район — город Кандыагаш
- Уилский район — село Уил
- Темирский район — город Шубар-Кудук
- Хромтауский район — город Хромтау
- Челкарский район — город Челкар
- Иргизский район — село Иргиз

2 Общие сведения по РЭК ТОО «Энергосистема»

1.3 Краткие сведения о компании

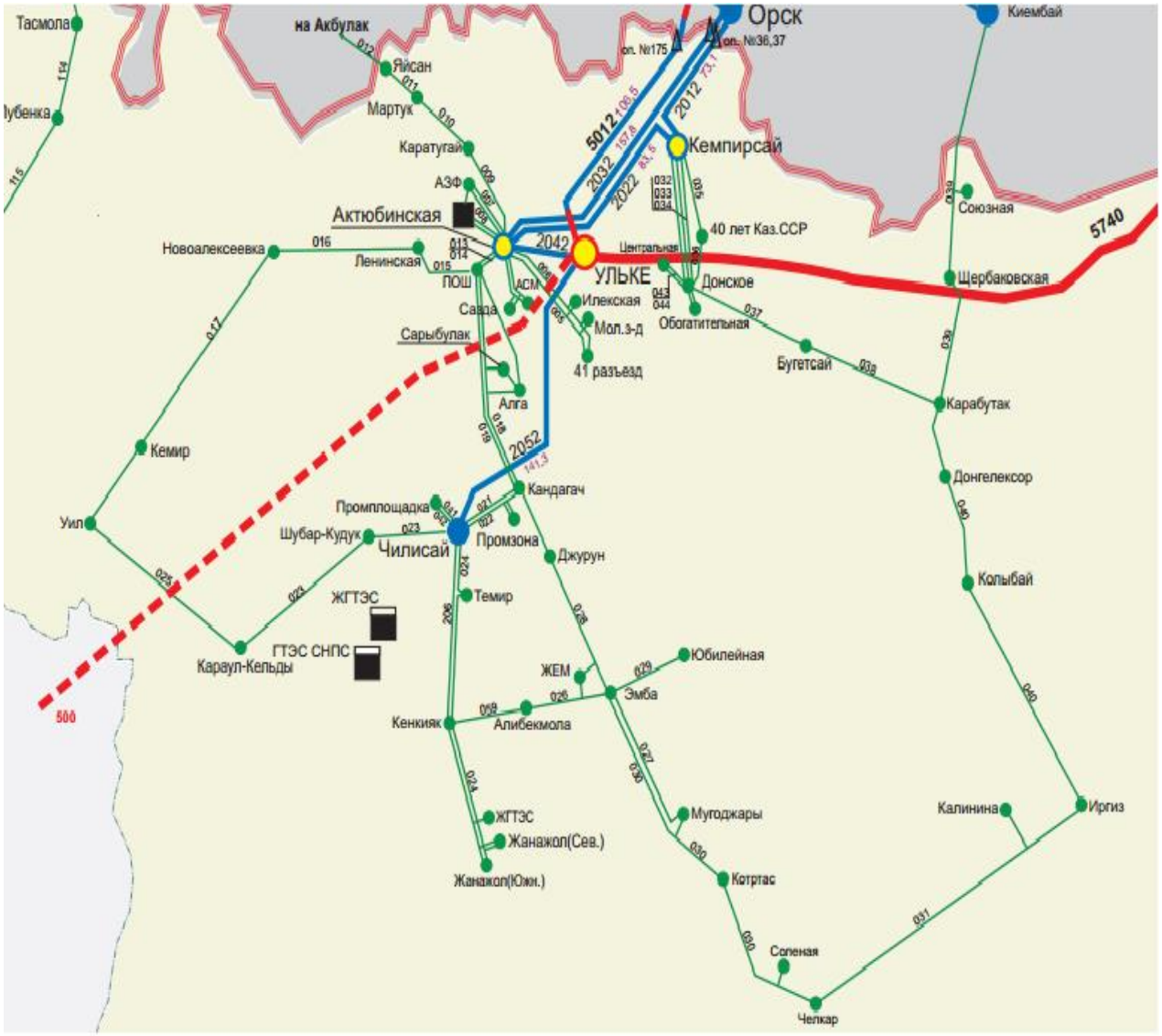


Рисунок 2.1 – Карта-схема электрических сетей 110 кВ РЭК ТОО «Энергосистема»

Основным видом деятельности ТОО «Энергосистема» является передача и распределение электрической энергии.

ТОО «Энергосистема» обеспечивает электроснабжение Актюбинской области, занимающей территорию в 300,6 тысяч кв. км и населением свыше 809 тысяч человек (информация на 01.01.2015г). Компания обслуживает свыше 14 тысяч км линий электропередач, подстанции напряжением 220 кВ - 1ед, подстанции напряжением 110кВ – 41ед, подстанции напряжением 35кВ – 123ед.

Надежность электроснабжения и качество электрической энергии, первоочередные требования общества к энергетикам, для чего необходима постоянная и целенаправленная работа по реконструкции и техническому перевооружению энергообъектов, чему руководством компании уделяется первостепенное внимание.

В целях обеспечения надежного и стабильного электроснабжения потребителей области специалистами компании ежегодно разрабатываются и реализуются различные производственные программы по ремонту и модернизации основных средств, инвестиционные проекты по новому строительству и реконструкции существующих электрических сетей.

1.3 Структура электроэнергетического комплекса Актюбинского региона

Электроэнергетический комплекс Актюбинского региона содержит следующие секторы:

1. Производство электрической энергии;
2. Передача электрической энергии;
3. Распределение электрической энергии;
4. Снабжение электрической энергией, потребление.

В регионе производством электрической энергии занимаются 8 электрических станций разных форм собственности. Общая установленная мощность местных источников региона составляет 649,36МВт. Электрических станций национального значения в регионе нет.

Электростанциями промышленного значения являются - электростанция АЗФ- 134,8МВт, ГТЭС- 45- 45 МВт, входящие в состав крупных промышленных предприятий - Актюбинского завода ферросплавов АО « Казхром» и нефтедобывающей компании АО « СНПС- Актобемунайгаз» и ГТЭС КПК – 144,9 МВт Карачаганакского нефтеперерабатывающего комплекса.

Электростанциями регионального значения Актюбинской области являются - Актюбинская ТЭЦ- 102 МВт, Жанажолская ГТЭС- 104 МВт и ПГЭС ТОО Адай - Энергия- 6,16 МВт.

1.4 Общие сведения по электрической сети и системе

1.4.1 Электрические сети

Электроэнергетическая (электрическая) система — это совокупность электрических частей электростанций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электроэнергии. Электрическая система — это часть энергосистемы, за исключением тепловых сетей и тепловых потребителей. Электрическая сеть — это совокупность электро - установок для распределения электрической энергии, состоящая из

подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередачи. По электрической сети осуществляется распределение электроэнергии от электростанций к потребителям. Линия электропередачи (воздушная или кабельная) — электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии.

У нас в стране применяются стандартные номинальные (междуфазные) напряжения - трехфазного тока частотой 50 Гц в диапазоне 6—1150 кВ, а также напряжения 0,66; 0,38 (0,22) кВ.

Передача электроэнергии от электростанций по линиям электропередачи осуществляется при напряжениях 110 — 1150 кВ, т. е. значительно превышающих напряжения генераторов. Электрические подстанции применяются для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения. Электрическая подстанция — это электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии. Подстанции состоят из трансформаторов, сборных шин и коммутационных аппаратов, а также вспомогательного оборудования: устройств релейной защиты и автоматики, измерительных приборов. Подстанции предназначены для связи генераторов и потребителей с линиями электропередачи, а также для связи отдельных частей электрической системы.

1.4.2 Классификация электрических сетей

Классификация электрических сетей может осуществляться по роду тока, номинальному напряжению, выполняемым функциям, характеру потребителя, конфигурации схемы сети и т. д. По роду тока различаются сети переменного и постоянного тока; по напряжению: сверхвысокого напряжения - Uном≥ 330 кВ, высокого напряжения -Uном≥ 3: 220 кВ, низкого напряжения -Uном<1кВ.По конфигурации схемы сети делятся на замкнутые и разомкнутые.

По выполняемым функциям будем различать системообразующие, питающие и распределительные сети. Системообразующие сети напряжением 330—1150 кВ осуществляют функции формирования объединенных энергосистем, объединяя мощные электростанции и обеспечивая их функ - ционирование как единого объекта управления, и одновременно обеспечивают передачу электроэнергии от мощных электростанций. Системообразующие сети осуществляют системные связи, т. е. связи очень большой длины между энергосистемами. Режимом системообразующих сетей управляет диспетчер объединенного диспетчерского управления (ОДУ). В ОДУ входит несколько районных энергосистем — районных энергетических управлений (РЭУ).

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и частично от шин 110—220 кВ электростанций к центрам питания (ЦП) распределительных сетей — районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнутые. Как правило, напряжение этих сетей ранее было 110—220 кВ. По мере роста плотности

нагрузок, мощности электростанций и протяженности электрических сетей увеличивается напряжение распределительных сетей. Так, в последнее время напряжение питающих сетей иногда бывает 330—500 кВ.

Районная подстанция имеет обычно высшее напряжение 110—220 кВ и низшее напряжение 6—35 кВ. На этой подстанции устанавливают трансформаторы, позволяющие регулировать под нагрузкой напряжение на шинах низшего напряжения. Эти шины — ЦП распределительной сети, которая присоединена к ним.

Сети 110—220 кВ обычно административно подчиняются РЭУ. Их режимом управляет диспетчер РЭУ.

1.4.3 Режимы энергетической системы

Режимом энергетической системы называется некоторое ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты и других физических переменных величин, характеризующих процесс преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима.

Различают 2 вида режимов: установившиеся и переходные.

Установившийся режим работы системы характеризуется неизменностью его параметров или очень медленными и нерегулярными их изменениями.

Переходной режим системы характеризуется быстрым изменением во времени его параметров. Частным случаем переходного режима является режим почти периодического изменения параметров - режим качаний, а также режим ресинхронизации, который может следовать за режимом качаний.

С точки зрения величины параметров режима различают:

1. Нормальный установившийся режим, при котором величины параметров режима близки к значениям, необходимым для правильной работы потребителей, или не выходят за допустимые пределы.

2. Нормальный переходной режим, имеющий место при обычных для эксплуатации изменениях схемы системы; этот режим характерен относительно быстрым и резким изменением параметров режима для некоторых ветвей системы; параметры узловых точек системы при этом мало изменяются.

3. Аварийный переходной режим, при котором вследствие аварийных изменений в схеме соединений системы величины всех параметров режима, в том числе и параметров узловых точек, резко отклоняются от установленных значений.

4. Послеаварийный установившийся режим, наступающий после аварийного отключения элемента или ряда элементов; параметры режима узловых точек в этом режиме могут быть близки к параметрам нормального режима.

Параметры режима работы системы могут быть разделены на параметры режима узловых точек (напряжение, частота, давление и температура пара, скорость вращения) и параметры режима ветвей (ток, активная и реактивная мощности, часовой расход топлива). Одной из

основных задач установления режима работы системы является обеспечение надлежащих параметров режима в ее узловых точках : частоты, напряжений. Обеспечить надлежащую величину параметров режима в узловой точке можно лишь регулированием параметров режима в примыкающих к ней ветвях.

1.4.4 Схемы замещения линии электропередачи

В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивления, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно не большой длины распределенность параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивления линии r_0 и x_0, активную и емкостную проводимости линии $g_л$ и $b_л$.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300—400 км обычно представляются П-образной схемой замещения (рисунок 2.2)

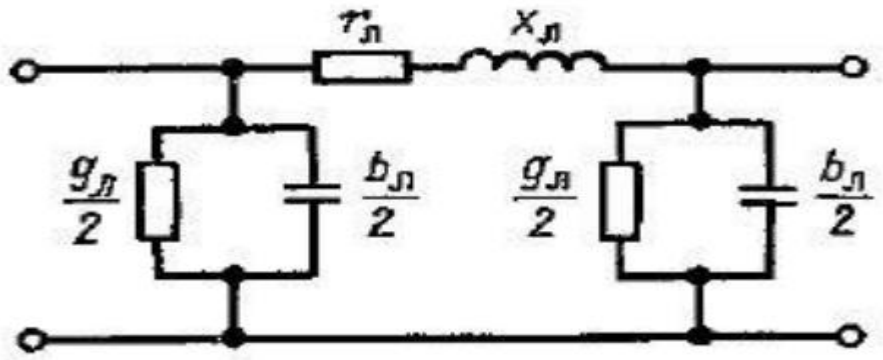


Рисунок 2.2 – П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

Активное сопротивление определяется по формуле:

$$R_л = r_0 \times l, \quad (2.1)$$

где r_0 — удельное активное сопротивление;
Ом/км, при температуре провода +20 °С;
l — длина линии, км.

Реактивное сопротивление определяется по формуле:

$$X_л = x_0 \times l \quad (2.2)$$

где x_0 — удельное реактивное сопротивление;
l — длина линии, км.

Емкостная проводимость линии определяется по формуле:

$$b_л = b_0 \times l \qquad (2.3)$$

где b_0 — удельная емкостная проводимость линии;
l — длина линии, км.

Активное сопротивление проводов и кабелей при частоте 50 Гц обычно примерно равно омическому сопротивлению. При этом не учитывается явление поверхностного эффекта. Удельное сопротивление r_0 для сталеалюминевых и других проводов из цветных металлов определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения. Для стальных проводов нельзя пренебрегать поверхностным эффектом, для них r_0зависит от сечения и протекающего тока и также находится по таблицам. При температуре провода, отличной от 20°С, сопротивление линии уточняется по соответствующим формулам.

1.4.5 Методы регулирования напряжения

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений.

Причинами этого являются:

а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети;

б) не правильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;

в) неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами:

1) по уровню — ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями;

2) по месту в электрической системе — ведется в определенных точках сети, например в начале, или конце линии, на районной подстанции;

3) по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходило от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности; в начале использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы. Регулирование напряжения вначале применялось также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

Эти способы регулирования напряжения сохранились и до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). С точки зрения высших уровней АСДУ это локальные способы регулирования. Автоматизированная система диспетчерского управления высших уровней осуществляет координацию работы локальных систем регулирования и оптимизацию режима энергосистемы в целом.

Локальное регулирование напряжения может быть централизованным, т. е. проводиться в центре питания (ЦП), и местным, т. е. проводиться непосредственно у потребителей.

Местное регулирование напряжения можно подразделить на групповое и индивидуальное. Групповое регулирование осуществляется для группы потребителей, а индивидуальное — в основном в специальных целях.

В зависимости от характера изменения нагрузки в каждом из указанных типов регулирования напряжения можно выделить несколько подтипов. Так, например, в централизованном регулировании напряжения можно выделить три подтипа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения.

2 Расчетная часть

1.5 Анализ существующей сети 110 кВ РЭК ТОО «Энергосистема»

За основу в расчетной части были взяты электрические сети 110 кВ РЭК ТОО «Энергосистема»

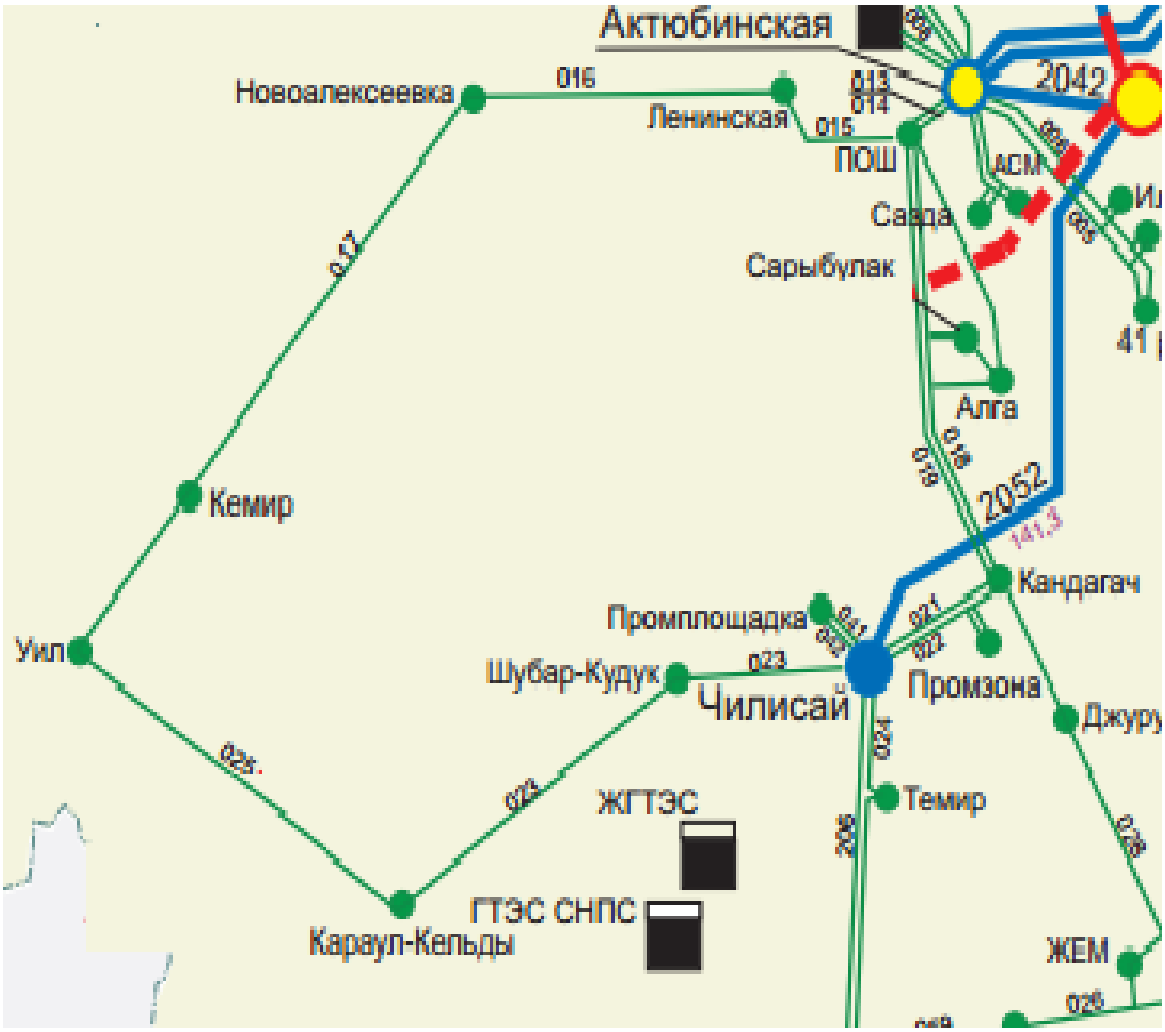


Рисунок 3.1 – Географическое расположение электрических сетей 110 кВ РЭК ТОО «Энергосистема»

3.2 Выбор участка сети для проведения расчетов

В качестве рассматриваемого региона в расчетной части был взят отрезок электрической схемы в составе РЭК ТОО «Энергосистема».

В состав рассматриваемого участка сети входят такие подстанции, как: ПОШ, Ленинская, Новоалексеевка, Кемир, Уил, Караул-Кельды, Шубар-Кудук, Чилисай.

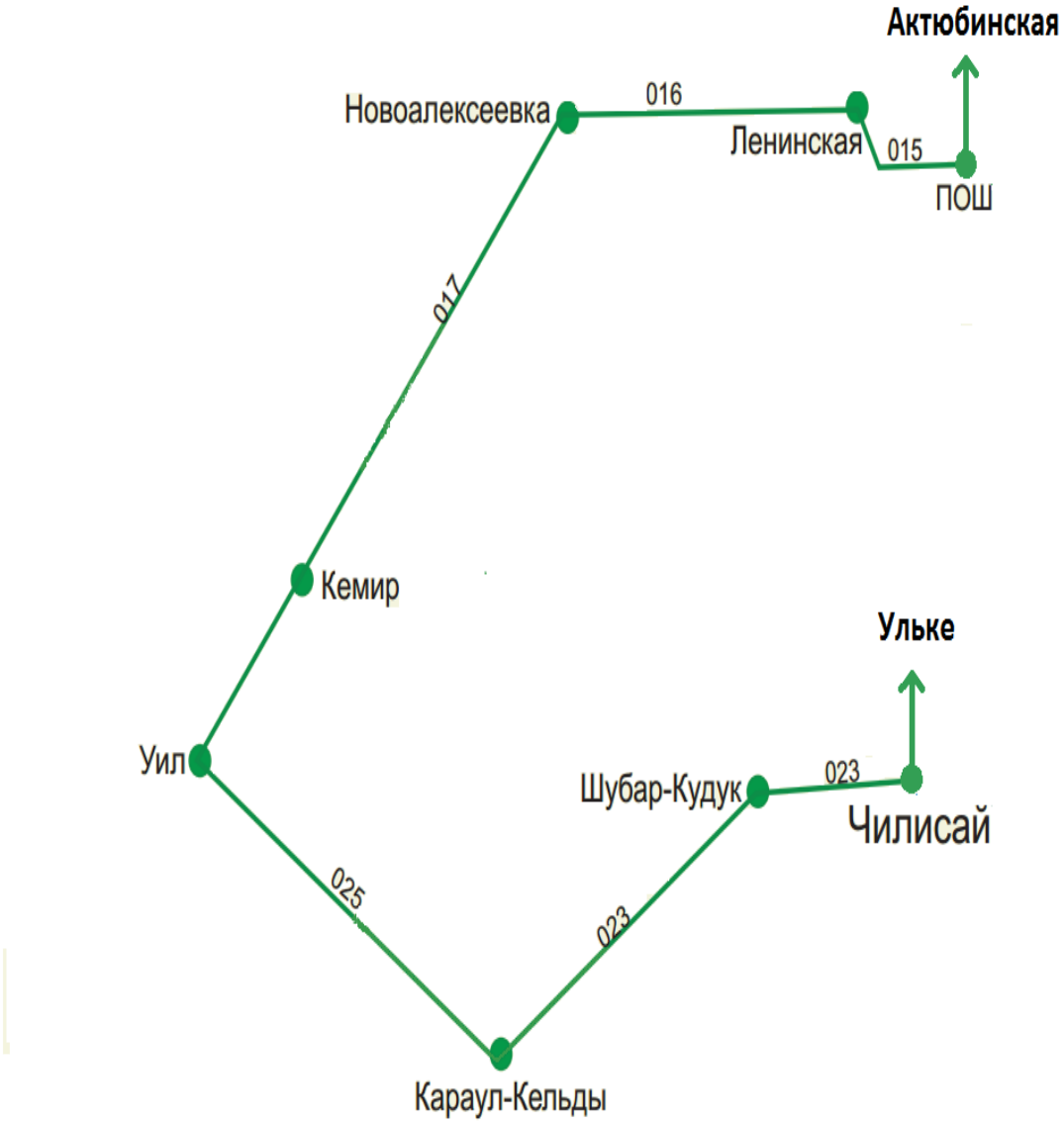


Рисунок 3.2 – Карта-схема рассматриваемого участка сети

На рисунке 3.3 представлена электрическая схема выбранного для расчетов участок сети:

На рисунке 3.4 представлена схема замещения для выбранного участка расчетной схемы:

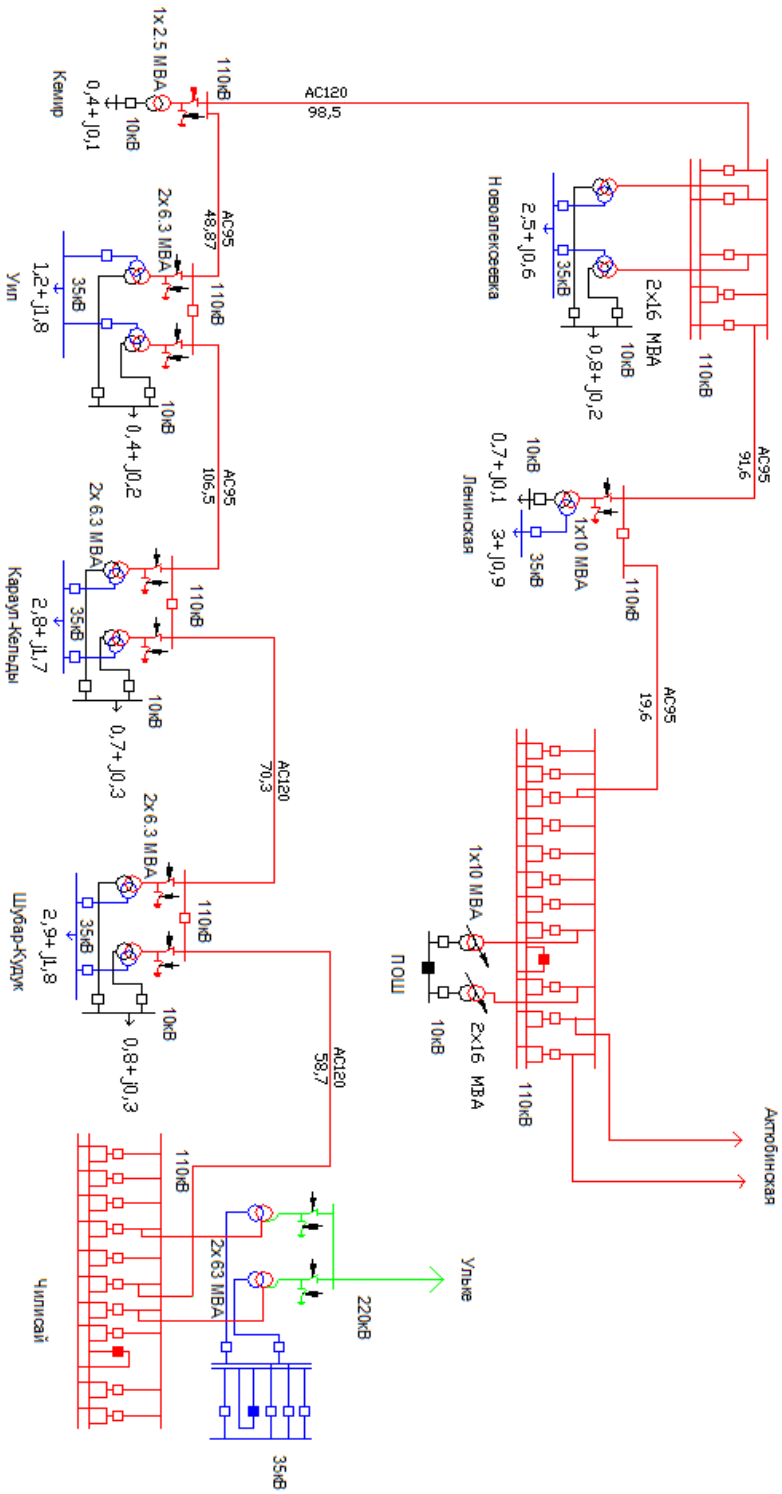


Рисунок 3.3 – Выбранный для расчетов участок электрической сети

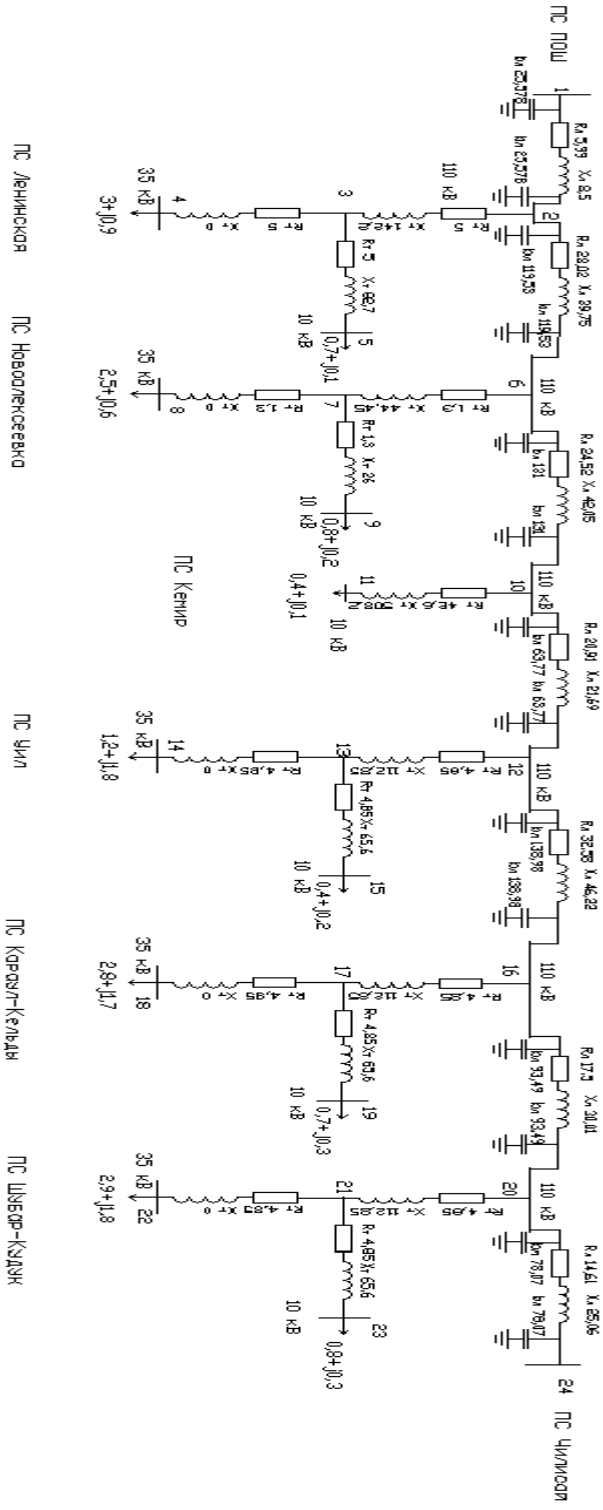


Рисунок 3.4 - Схема замещения для выбранного участка расчетной схемы

3.3 Подготовка к расчетам

Перед расчетом режимов работы в ПО RastrWin мной были рассчитаны и установлены из исходных данных такие параметры выбранного участка сети, как: длины ветвей, марки и сечения проводов, активные и индуктивные сопротивления линий электропередач, мощность электрических подстанций, сопротивления трансформаторов, коэффициенты трансформации, активные и реактивные нагрузки подстанций исходя из существующих загрузок трансформаторов на каждой подстанции.

Таблица 3.1 –Параметры линии электропередач

Узлы, соединенные линией электропередач	Марка провода	Длина линии	Активное сопротивление провода выбранной марки	Реактивное сопротивление провода выбранной марки	Рассчитанное активное сопротивление линии электропередач	Рассчитанное реактивное сопротивление линии электропередач	Емкостная проводимость выбранной марки 10^{-4}См
1-2	АС-95	19,6	0,306	0,434	5,99	8,5	2,61
2-6	АС-95	91,6	0,306	0,434	28,02	39,75	2,61
6-10	АС-120	98,5	0,249	0,427	24,52	42,05	2,66
10-12	АС-95	48,87	0,306	0,434	20,91	21,69	2,61
12-16	АС-95	106,5	0,306	0,434	32,58	46,22	2,61
16-20	АС-120	70,3	0,249	0,427	17,5	30,01	2,66
20-24	АС-120	58,7	0,249	0,427	14,61	25,06	2,66

Таблица 3.2 –Данные трансформаторов на электрических подстанциях

Наименование электрической подстанции	Мощность трансформаторов подстанции	Марка трансформаторов	Активное сопротивление трансформатора			Реактивное сопротивление трансформатора		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ПС Ленинская	10	ТДТН-10000/110	5	5	5	142,2	0	82,7
ПС Новоалексеевка	16	ТДТН-16000/110	1,3	1,3	1,3	44,45	0	26
ПС Кемир	2,5	ТМН-2500/110	42,6			508,2		
ПС Уил	6,3	ТМТН-6300/110	4,85	4,85	4,85	112,85	0	65,6
ПС Караул-Кельды	6,3	ТМТН-6300/110	4,85	4,85	4,85	112,85	0	65,6
ПС Шубар-Кудук	6,3	ТМТН-6300/110	4,85	4,85	4,85	112,85	0	65,6

Так же был вычислен коэффициенты трансформации:

1) $К_т = 1,000$
2) $К_т = 0,318$
3) $К_т = 0,090$

В таблицах 3.3 и 3.4 приведены результаты расчетов летних и зимних нагрузок на подстанциях.

Таблица 3.3 – Средние существующие нагрузки на подстанциях в летнем режиме

Наименование подстанции	P, МВА Средняя активная нагрузка	Q, МВА Средняя реактивная нагрузка
ПС Ленинская	3,7	1,0
ПС Новоалексеевка	3,3	0,8
ПС Кемир	0,4	0,1
ПС Уил	1,6	2,0
ПС Караул-Келди	3,5	2,0
ПС Шубар-Кудук	3,7	2,1

Таблица 3.4 – Средние существующие нагрузки на подстанциях в зимнем режиме

Наименование подстанции	P, МВА Средняя активная нагрузка	Q, МВА Средняя реактивная нагрузка
ПС Ленинская	4,8	1,3
ПС Новоалексеевка	4.2	1,1
ПС Кемир	0,5	0,1
ПС Уил	2,1	2,6
ПС Караул-Келди	4,5	2,6
ПС Шубар-Кудук	4,8	2,7

В таблицах 3.5 и 3.6 приведены результаты расчетов средних нагрузок в летнем и зимнем режиме с перспективой увеличения нагрузки на подстанциях.

Таблица 3.5 – Средние нагрузки на подстанциях в летнем режиме с учетом перспективы роста нагрузок

Наименование подстанции	P, МВА Средняя активная нагрузка	Q, МВА Средняя реактивная нагрузка
ПС Ленинская	5,2	1,4
ПС Новоалексеевка	4,6	1,1
ПС Кемир	0,6	0,1
ПС Уил	2,3	2,8
ПС Караул-Келди	4,9	2,8
ПС Шубар-Кудук	5,2	2,9

Таблица 3.6 – Средние нагрузки на подстанциях в зимнем режиме с учетом перспективы роста нагрузок

Наименование подстанции	P, МВА Средняя активная нагрузка	Q, МВА Средняя реактивная нагрузка
ПС Ленинская	6,8	1,8
ПС Новоалексеевка	5,9	1,5
ПС Кемир	0,7	0,1
ПС Уил	2,9	3,6
ПС Караул-Келди	6,3	3,7
ПС Шубар-Кудук	6,7	3,8

3.4 Программное обеспечение RastrWin

Все расчеты были проведены с помощью программного обеспечения RastrWin.

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 260 организациях на территории Казахстана, России, Кыргызстана, Узбекистана, Белоруссии, Молдовы, Монголии, Югославии. RastrWin используется студентами многих вузов для выполнения курсовых и дипломных работ.

3.4.1 Расчетные модули

1) Расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ);

2) Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

3) Расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла);

4) Контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость;

5) Эквивалентирование (упрощение) электрических сетей;

6) Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;

7) Расчет положений регуляторов трансформатора под нагрузкой (РПН) и положений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ).

8) Расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений.

9) Структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения.

10) Проведение многовариантных расчетов по списку возможных аварийных ситуаций.

11) Моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце.

12) Моделирование генераторов и возможность задания его PQ-диаграммы.

13) Моделирование линейных и шинных реакторов с возможностью их отключения и переноса линейного реактора в узел при отключении ЛЭП.

14) Анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

15) Расчет сетевых коэффициентов, позволяющих оценить влияние изменения входных параметров на результаты расчета, и наоборот, проанализировать чувствительность результатов расчета к изменению входных параметров.

16) Расчет агрегатной информации по различным территориальным и ведомственным подразделениям (потребление, генерация, внешние перетоки).

17) Сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

3.4.2 Пользовательский интерфейс

Табличный процессор. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, в котором вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

Основными особенностями табличного процессора являются:

1) индивидуальная и групповая (по формулам) подготовка данных;

2) свободная настройка вида отображения (положение столбцов, сортировка, точность отображения чисел);

3) контекстные (в зависимости от положения курсора) переходы между таблицами;

4) контекстные макросы;

5) возможность создания пользовательских таблиц и соответствующая настройка меню;

6) сдвоенные таблицы (например, узел и подходящие к нему ветви);

7) задание «выборки» информации в таблице по произвольному, сложному критерию;

8) групповая коррекция информации по заданной формуле;

9) динамическая «подсветка» данных в зависимости от значения параметра (например, при выходе за допустимое значение);

10) динамический обмен данными с MS Excel;

3.4.3 Встроенная база данных:

1) хранение данных (как исходного, так и расчетного характера) производится в единой базе данных;

2) пользователь комплекса может создавать свои поля в базе данных и задавать связи между полями с помощью формул;

3) при загрузке и сохранении файлов используются шаблоны, определяющие тип файла (режим, графика, сечения и т.д.). В шаблоне хранится описание данных (точность, допустимые значения, формулы и т.д.). Пользователь может изменять шаблоны.

Для взаимодействия с другими Windows программами комплекс RastrWin организован в виде набора COM-компонентов.

3.5 Расчет летнего, зимнего и аварийного режимов работы сети с существующими нагрузками в ПО RastrWin

3.5.1 Расчет летнего режима работы сети со средними существующими нагрузками

Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

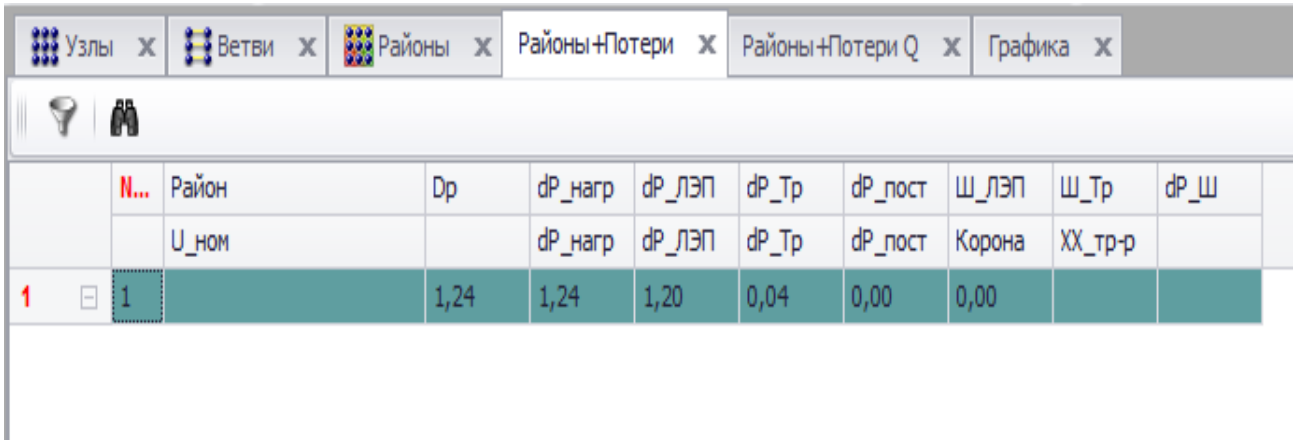
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Пош	115		1			16,7	-8,9	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00		
2			Нагр	2	СШ ленинская	110		1					110,0				114,77	-0,84	
3			Нагр	3	ленинская 110	110		1					110,0				113,26	-3,14	
4			Нагр	4	ленинская 35	35		1	3,0	0,9			35,0				35,98	-3,12	
5			Нагр	5	ленинская 10	10		1	0,7	0,1			10,0				10,18	-3,39	
6			Нагр	6	СШ новоалексеевка	110		1					110,0				114,60	-4,05	
7			Нагр	7	новоалексеевка 110(1)	110		1					110,0				114,24	-4,69	
8			Нагр	8	новоалексеевка 35	35		1	2,5	0,6			35,0				36,32	-4,68	
9			Нагр	9	новоалексеевка 10	10		1	0,8	0,2			10,0				10,28	-4,78	
10			Нагр	10	СШ Кемир	110		1					110,0				115,06	-6,38	
11			Нагр	11	Кемир 10	10		1	0,4	0,1			10,0				10,30	-7,25	
12			Нагр	12	Сш Уил	110		1					110,0				114,34	-7,56	
13			Нагр	13	Уил 110(1)	110		1					110,0				112,42	-8,29	
14			Нагр	14	Уил 35	35		1	1,2	1,8			35,0				35,73	-8,25	
15			Нагр	15	Уил 10	10		1	0,4	0,2			10,0				10,11	-8,41	
16			Нагр	16	Сш Караул-Кельды	110		1					110,0				113,94	-9,45	
17			Нагр	17	Караул-кельды 110(1)	110		1					110,0				111,71	-11,18	
18			Нагр	18	Караул-Кельды 35	35		1	2,8	1,7			35,0				35,49	-11,14	
19			Нагр	19	Караул-Кельды 10	10		1	0,7	0,3			10,0				10,04	-11,39	
20			Нагр	20	СШ Шубар-Кудук	110		1					110,0				114,25	-10,08	
21			Нагр	21	Шубар-Кудук 110(1)	110		1					110,0				111,91	-11,91	
22			Нагр	22	Шубар-Кудук 35	35		1	2,9	1,8			35,0				35,55	-11,87	
23			Нагр	23	Шубар-Кудук 10	10		1	0,8	0,3			10,0				10,05	-12,14	
24			База	24	Чилисай	115		1			0,7	2,0	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00	-10,20	

Рисунок 3.5 – Узлы

Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

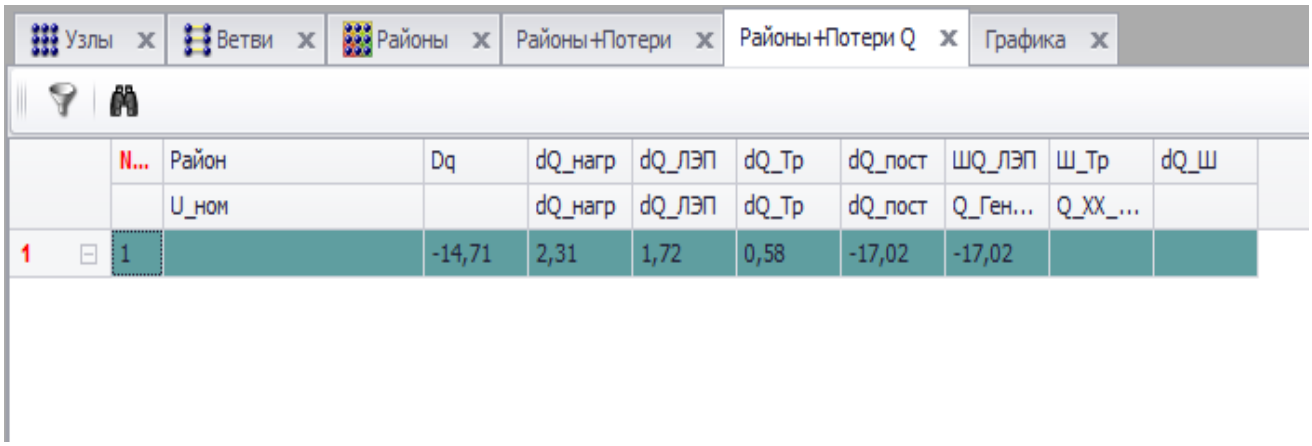
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Пош - СШ ленинская	5,99	8,50	-51,2				-17	9		95	
2			Тр-р	2	3			СШ ленинская - ленинск...	5,00	142,20		1,000			-4	-1		20	
3			Тр-р	3	4			ленинская 110 - ленинск...	5,00			0,318			-3	-1		16	
4			Тр-р	3	5			ленинская 110 - ленинск...	5,00	82,70		0,090			-1	0		4	
5			ЛЭП	2	6			СШ ленинская - СШ ново...	28,02	39,75	-239,1				-13	10		81	
6			Тр-р	6	7			СШ новоалексеевка - но...	1,30	44,45		1,000			-3	-1		17	
7			Тр-р	7	8			новоалексеевка 110(1) -...	1,30			0,318			-3	-1		13	
8			Тр-р	7	9			новоалексеевка 110(1) -...	1,30	26,00		0,090			-1	0		4	
9			ЛЭП	6	10			СШ новоалексеевка - С...	24,52	42,05	-262,0				-9	8		61	
10			Тр-р	10	11			СШ Кемир - Кемир 10	42,60	508,20		0,090			0	0		2	
11			ЛЭП	10	12			СШ Кемир - Сш Уил	20,91	21,69	-124,6				-8	5		49	
12			Тр-р	12	13			Сш Уил - Уил 110(1)	4,85	112,85		1,000			-2	-2		12	
13			Тр-р	13	14			Уил 110(1) - Уил 35	4,85			0,318			-1	-2		11	
14			Тр-р	13	15			Уил 110(1) - Уил 10	4,85	65,60		0,090			0	0		2	
15			ЛЭП	12	16			Сш Уил - Сш Караул-Кел...	32,58	46,22	-278,0				-7	5		44	
16			Тр-р	16	17			Сш Караул-Кельды - Ка...	4,85	112,85		1,000			-4	-2		21	
17			Тр-р	17	18			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85			0,318			-3	-2		17	
18			Тр-р	17	19			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85	65,60		0,090			-1	0		4	
19			ЛЭП	16	20			Сш Караул-Кельды - СШ...	17,50	30,01	-187,0				-3	4		26	
20			Тр-р	20	21			СШ Шубар-Кудук - Шуб...	4,85	112,85		1,000			-4	-2		22	
21			Тр-р	21	22			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85			0,318			-3	-2		18	
22			Тр-р	21	23			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85	65,60		0,090			-1	0		4	
23			ЛЭП	20	24			СШ Шубар-Кудук - Чили...	14,61	25,06	-156,1				1	4		21	

Рисунок 3.6 – Ветви



	N...	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	1		1,24	1,24	1,20	0,04	0,00	0,00		

Рисунок 3.7 – Районы+Потери P



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1	1		-14,71	2,31	1,72	0,58	-17,02	-17,02		

Рисунок 3.8 – Районы+Потери Q

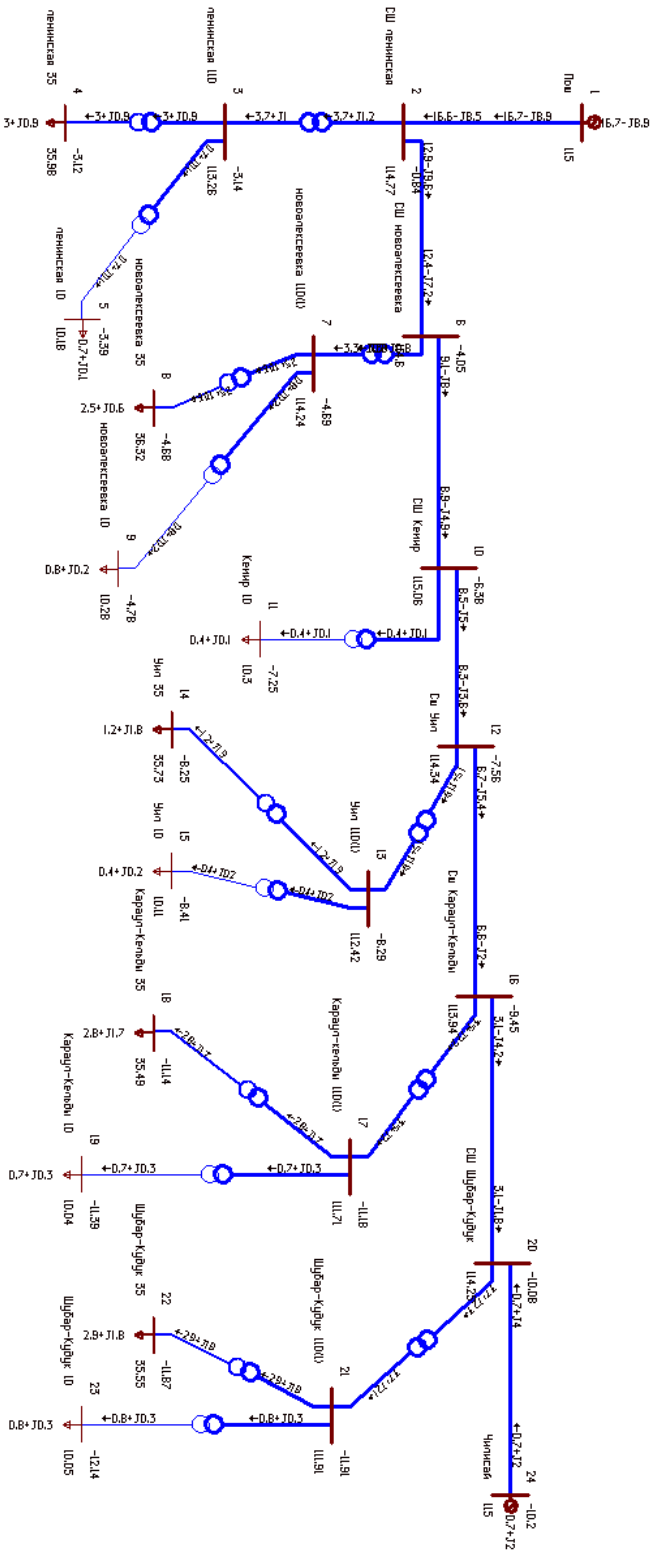
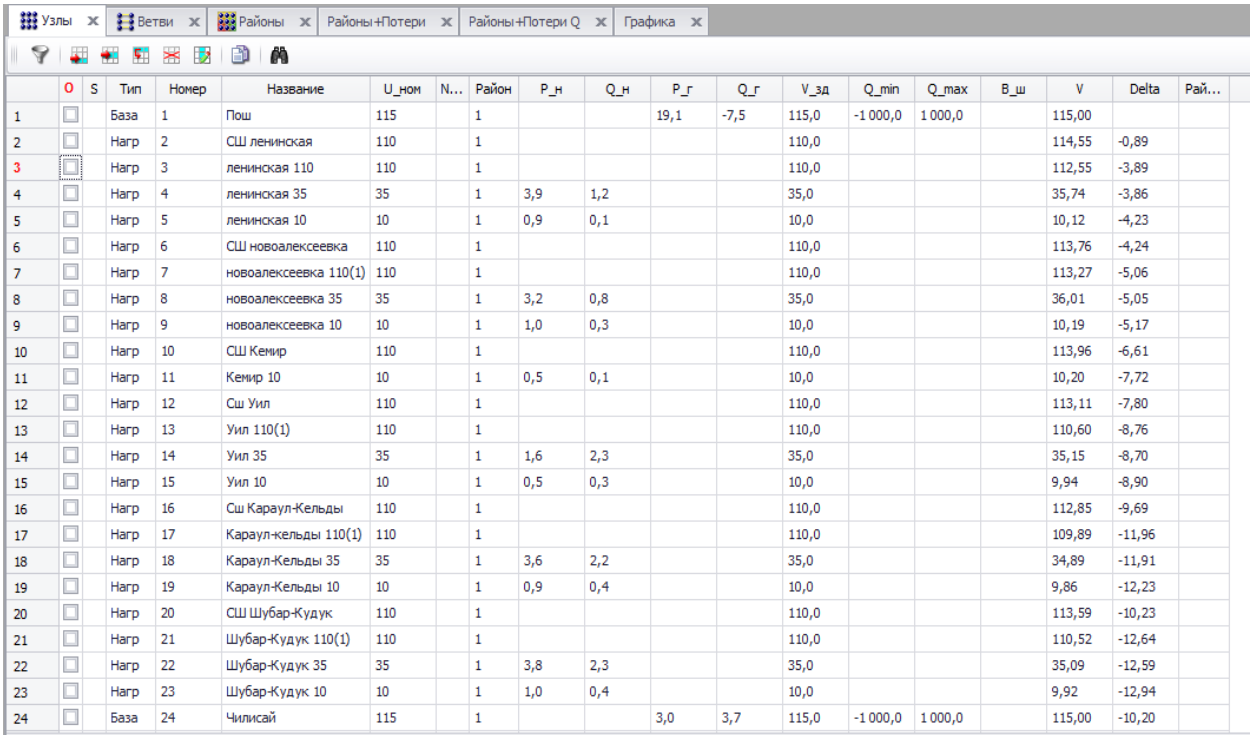


Рисунок 3.9 – Графика

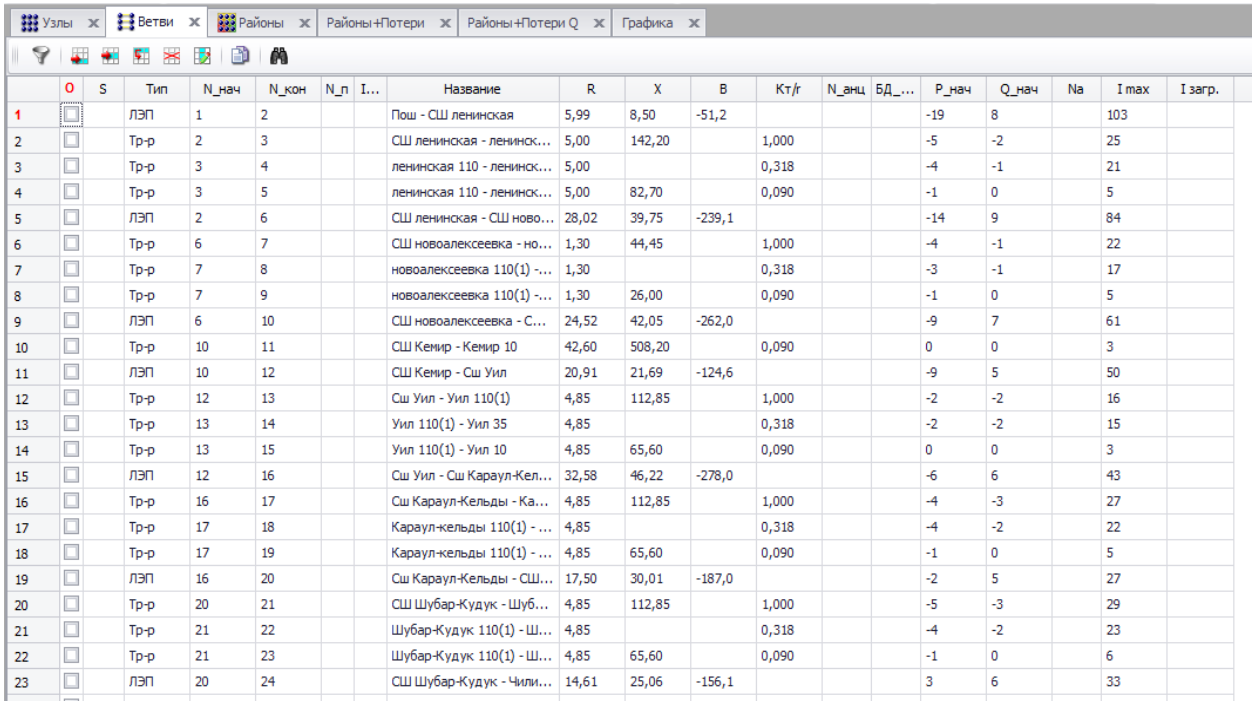
3.5.2 Расчет зимнего режима работы сети со средними существующими нагрузками



Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1	☐		База	1	Пош	115		1			19,1	-7,5	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00		
2	☐		Нагр	2	СШ ленинская	110		1					110,0				114,55	-0,89	
3	☐		Нагр	3	ленинская 110	110		1					110,0				112,55	-3,89	
4	☐		Нагр	4	ленинская 35	35		1	3,9	1,2			35,0				35,74	-3,86	
5	☐		Нагр	5	ленинская 10	10		1	0,9	0,1			10,0				10,12	-4,23	
6	☐		Нагр	6	СШ новоалексеевка	110		1					110,0				113,76	-4,24	
7	☐		Нагр	7	новоалексеевка 110(1)	110		1					110,0				113,27	-5,06	
8	☐		Нагр	8	новоалексеевка 35	35		1	3,2	0,8			35,0				36,01	-5,05	
9	☐		Нагр	9	новоалексеевка 10	10		1	1,0	0,3			10,0				10,19	-5,17	
10	☐		Нагр	10	СШ Кемир	110		1					110,0				113,96	-6,61	
11	☐		Нагр	11	Кемир 10	10		1	0,5	0,1			10,0				10,20	-7,72	
12	☐		Нагр	12	Сш Уил	110		1					110,0				113,11	-7,80	
13	☐		Нагр	13	Уил 110(1)	110		1					110,0				110,60	-8,76	
14	☐		Нагр	14	Уил 35	35		1	1,6	2,3			35,0				35,15	-8,70	
15	☐		Нагр	15	Уил 10	10		1	0,5	0,3			10,0				9,94	-8,90	
16	☐		Нагр	16	Сш Караул-Кельды	110		1					110,0				112,85	-9,69	
17	☐		Нагр	17	Караул-кельды 110(1)	110		1					110,0				109,89	-11,96	
18	☐		Нагр	18	Караул-Кельды 35	35		1	3,6	2,2			35,0				34,89	-11,91	
19	☐		Нагр	19	Караул-Кельды 10	10		1	0,9	0,4			10,0				9,86	-12,23	
20	☐		Нагр	20	СШ Шубар-Кудук	110		1					110,0				113,59	-10,23	
21	☐		Нагр	21	Шубар-Кудук 110(1)	110		1					110,0				110,52	-12,64	
22	☐		Нагр	22	Шубар-Кудук 35	35		1	3,8	2,3			35,0				35,09	-12,59	
23	☐		Нагр	23	Шубар-Кудук 10	10		1	1,0	0,4			10,0				9,92	-12,94	
24	☐		База	24	Чилисай	115		1			3,0	3,7	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00	-10,20	

Рисунок 3.10 – Узлы



Узлы | Ветви | Районы | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	☐		ЛЭП	1	2			Пош - СШ ленинская	5,99	8,50	-51,2				-19	8		103	
2	☐		Тр-р	2	3			СШ ленинская - ленинск...	5,00	142,20		1,000			-5	-2		25	
3	☐		Тр-р	3	4			ленинская 110 - ленинск...	5,00			0,318			-4	-1		21	
4	☐		Тр-р	3	5			ленинская 110 - ленинск...	5,00	82,70		0,090			-1	0		5	
5	☐		ЛЭП	2	6			СШ ленинская - СШ ново...	28,02	39,75	-239,1				-14	9		84	
6	☐		Тр-р	6	7			СШ новоалексеевка - но...	1,30	44,45		1,000			-4	-1		22	
7	☐		Тр-р	7	8			новоалексеевка 110(1) -...	1,30			0,318			-3	-1		17	
8	☐		Тр-р	7	9			новоалексеевка 110(1) -...	1,30	26,00		0,090			-1	0		5	
9	☐		ЛЭП	6	10			СШ новоалексеевка - С...	24,52	42,05	-262,0				-9	7		61	
10	☐		Тр-р	10	11			СШ Кемир - Кемир 10	42,60	508,20		0,090			0	0		3	
11	☐		ЛЭП	10	12			СШ Кемир - Сш Уил	20,91	21,69	-124,6				-9	5		50	
12	☐		Тр-р	12	13			Сш Уил - Уил 110(1)	4,85	112,85		1,000			-2	-2		16	
13	☐		Тр-р	13	14			Уил 110(1) - Уил 35	4,85			0,318			-2	-2		15	
14	☐		Тр-р	13	15			Уил 110(1) - Уил 10	4,85	65,60		0,090			0	0		3	
15	☐		ЛЭП	12	16			Сш Уил - Сш Караул-Кел...	32,58	46,22	-278,0				-6	6		43	
16	☐		Тр-р	16	17			Сш Караул-Кельды - Ка...	4,85	112,85		1,000			-4	-3		27	
17	☐		Тр-р	17	18			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85			0,318			-4	-2		22	
18	☐		Тр-р	17	19			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85	65,60		0,090			-1	0		5	
19	☐		ЛЭП	16	20			Сш Караул-Кельды - СШ...	17,50	30,01	-187,0				-2	5		27	
20	☐		Тр-р	20	21			СШ Шубар-Кудук - Шуб...	4,85	112,85		1,000			-5	-3		29	
21	☐		Тр-р	21	22			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85			0,318			-4	-2		23	
22	☐		Тр-р	21	23			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85	65,60		0,090			-1	0		6	
23	☐		ЛЭП	20	24			СШ Шубар-Кудук - Чили...	14,61	25,06	-156,1				3	6		33	

Рисунок 3.11 – Ветви

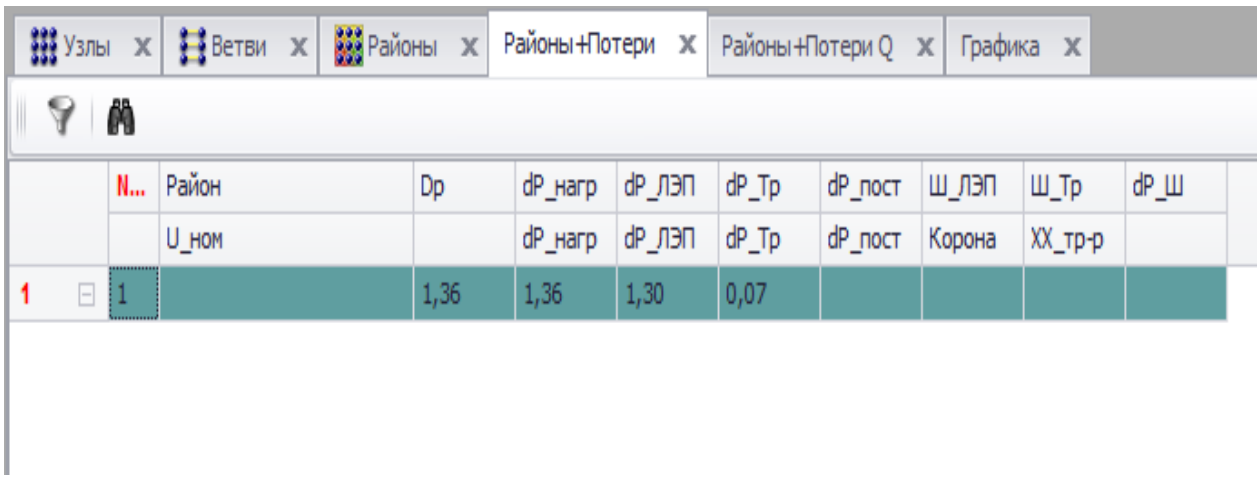


Рисунок 3.12 – Районы+Потери P

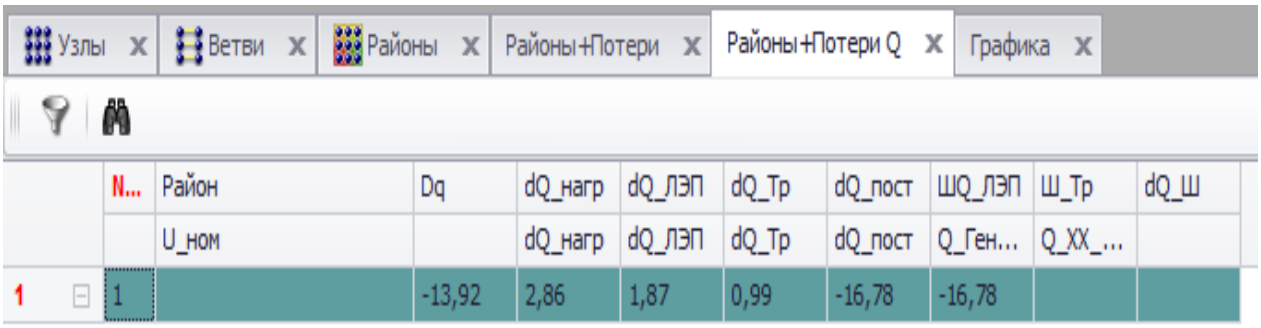


Рисунок 3.13 – Районы+Потери Q

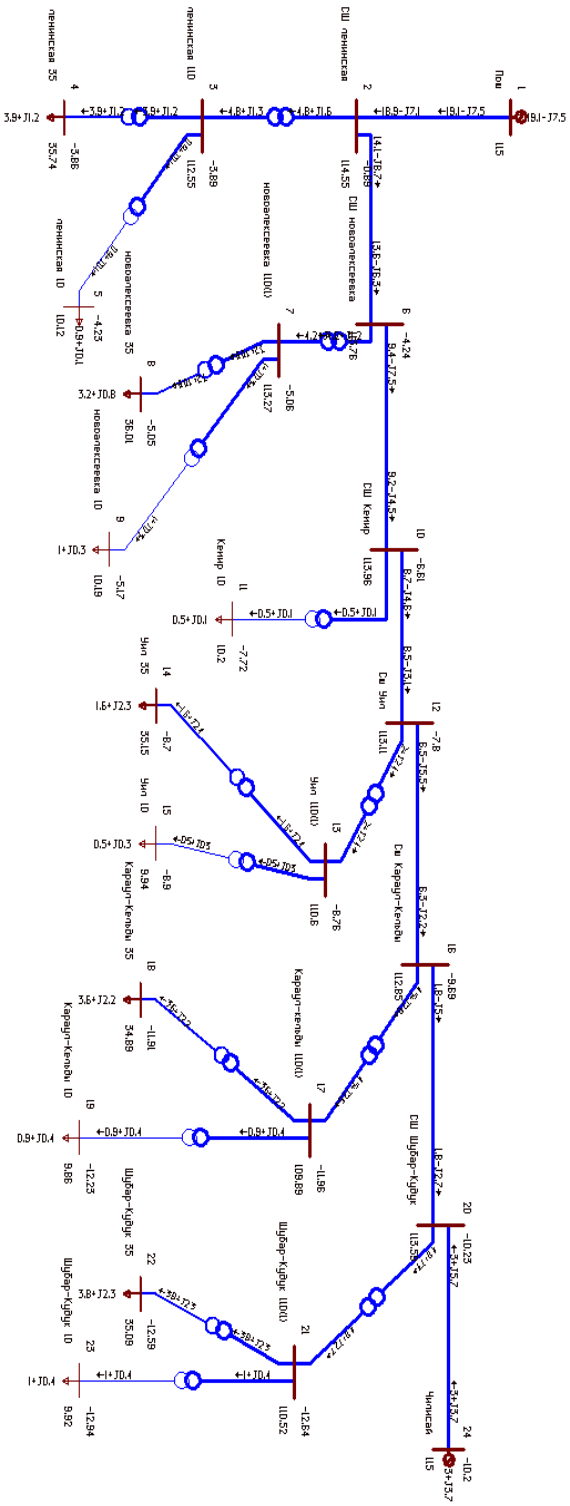


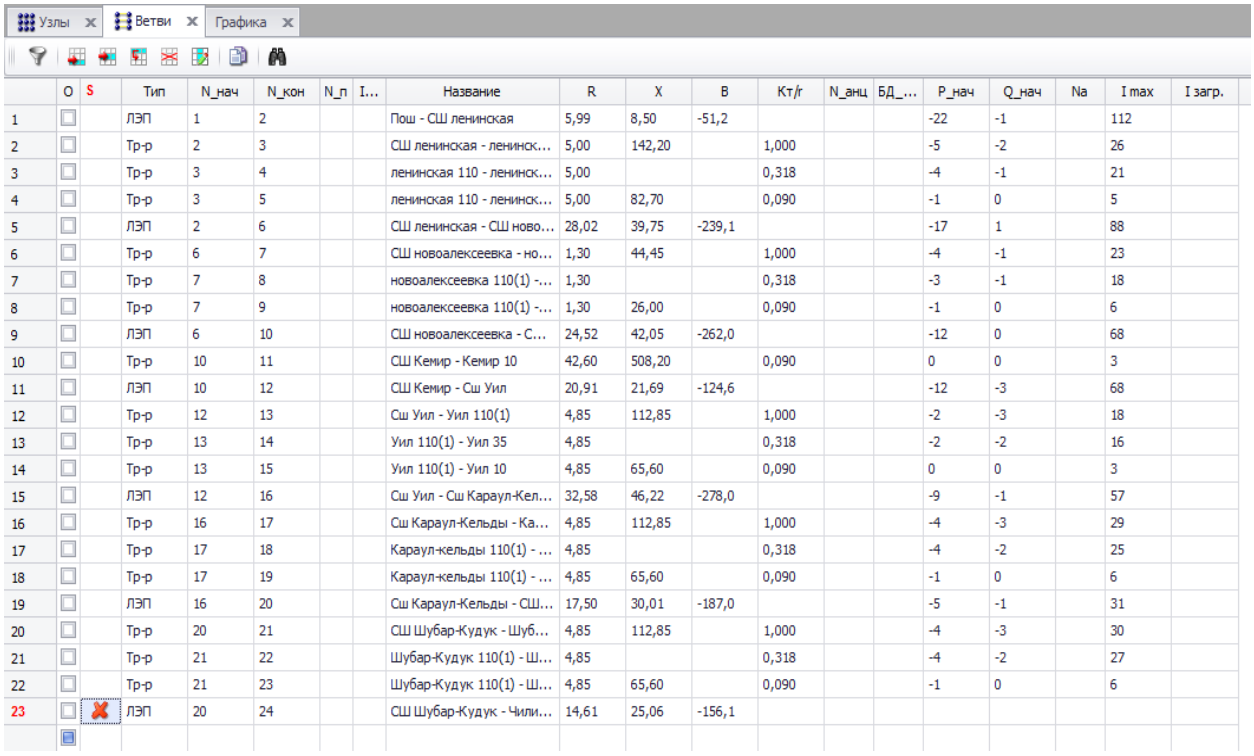
Рисунок 3.14 – Графика

3.5.3 Расчет аварийного режима работы сети со средними существующими нагрузками в зимнем режиме

Узлы | Ветви | Графика

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Пош	115		1			22,3	0,7	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00		
2			Нагр	2	СШ ленинская	110		1					110,0				113,77	-0,80	
3			Нагр	3	ленинская 110	110		1					110,0				111,74	-3,86	
4			Нагр	4	ленинская 35	35		1	3,9	1,2			35,0				35,48	-3,83	
5			Нагр	5	ленинская 10	10		1	0,9	0,1			10,0				10,05	-4,20	
6			Нагр	6	СШ новоалексеевка	110		1					110,0				109,32	-3,85	
7			Нагр	7	новоалексеевка 110(1)	110		1					110,0				108,82	-4,73	
8			Нагр	8	новоалексеевка 35	35		1	3,2	0,8			35,0				34,59	-4,73	
9			Нагр	9	новоалексеевка 10	10		1	1,0	0,3			10,0				9,79	-4,86	
10			Нагр	10	СШ Кемир	110		1					110,0				105,88	-6,22	
11			Нагр	11	Кемир 10	10		1	0,5	0,1			10,0				9,47	-7,49	
12			Нагр	12	Сш Уил	110		1					110,0				102,90	-7,20	
13			Нагр	13	Уил 110(1)	110		1					110,0				99,97	-8,38	
14			Нагр	14	Уил 35	35		1	1,6	2,3			35,0				31,77	-8,32	
15			Нагр	15	Уил 10	10		1	0,5	0,3			10,0				8,98	-8,56	
16			Нагр	16	Сш Караул-Кельды	110		1					110,0				98,81	-9,14	
17			Нагр	17	Караул-кельды 110(1)	110		1					110,0				95,65	-11,91	
18			Нагр	18	Караул-Кельды 35	35		1	3,6	2,2			35,0				30,36	-11,85	
19			Нагр	19	Караул-Кельды 10	10		1	0,9	0,4			10,0				8,58	-12,26	
20			Нагр	20	СШ Шубар-Кудук	110		1					110,0				97,43	-9,76	
21			Нагр	21	Шубар-Кудук 110(1)	110		1					110,0				94,22	-12,72	
22			Нагр	22	Шубар-Кудук 35	35		1	3,8	2,3			35,0				29,90	-12,65	
23			Нагр	23	Шубар-Кудук 10	10		1	1,0	0,4			10,0				8,45	-13,10	
24			База	24	Чилисай	115		1			3,0	3,4	115,0	-1 000,0	1 000,0			-10,20	

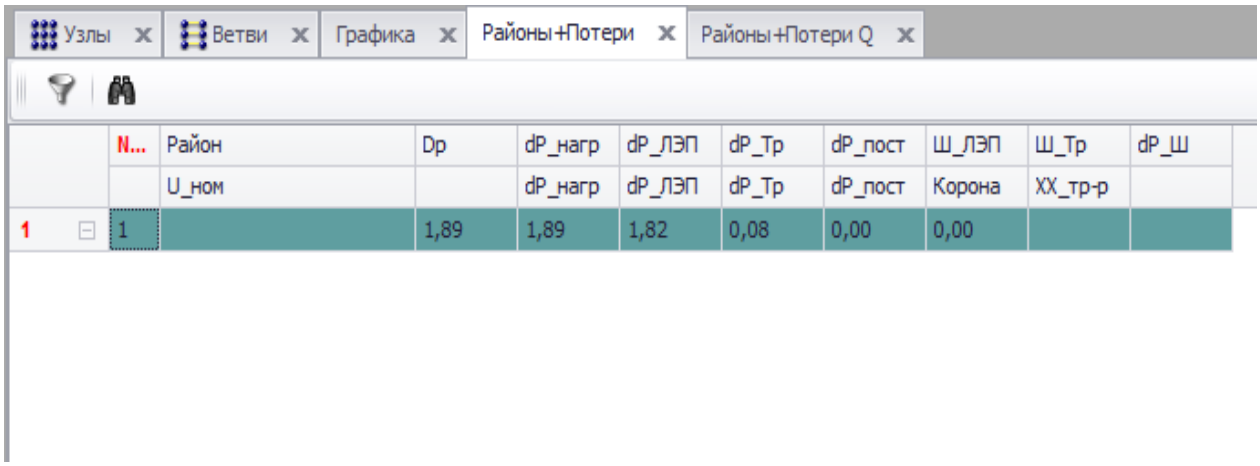
Рисунок 3.15 – Узлы



Узлы | Ветви | Графика

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	☐		ЛЭП	1	2			Пош - СШ ленинская	5,99	8,50	-51,2				-22	-1		112	
2	☐		Тр-р	2	3			СШ ленинская - ленинск...	5,00	142,20		1,000			-5	-2		26	
3	☐		Тр-р	3	4			ленинская 110 - ленинск...	5,00			0,318			-4	-1		21	
4	☐		Тр-р	3	5			ленинская 110 - ленинск...	5,00	82,70		0,090			-1	0		5	
5	☐		ЛЭП	2	6			СШ ленинская - СШ ново...	28,02	39,75	-239,1				-17	1		88	
6	☐		Тр-р	6	7			СШ новоалексеевка - но...	1,30	44,45		1,000			-4	-1		23	
7	☐		Тр-р	7	8			новоалексеевка 110(1) -...	1,30			0,318			-3	-1		18	
8	☐		Тр-р	7	9			новоалексеевка 110(1) -...	1,30	26,00		0,090			-1	0		6	
9	☐		ЛЭП	6	10			СШ новоалексеевка - С...	24,52	42,05	-262,0				-12	0		68	
10	☐		Тр-р	10	11			СШ Кемир - Кемир 10	42,60	508,20		0,090			0	0		3	
11	☐		ЛЭП	10	12			СШ Кемир - Сш Уил	20,91	21,69	-124,6				-12	-3		68	
12	☐		Тр-р	12	13			Сш Уил - Уил 110(1)	4,85	112,85		1,000			-2	-3		18	
13	☐		Тр-р	13	14			Уил 110(1) - Уил 35	4,85			0,318			-2	-2		16	
14	☐		Тр-р	13	15			Уил 110(1) - Уил 10	4,85	65,60		0,090			0	0		3	
15	☐		ЛЭП	12	16			Сш Уил - Сш Караул-Кел...	32,58	46,22	-278,0				-9	-1		57	
16	☐		Тр-р	16	17			Сш Караул-Кельды - Ка...	4,85	112,85		1,000			-4	-3		29	
17	☐		Тр-р	17	18			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85			0,318			-4	-2		25	
18	☐		Тр-р	17	19			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85	65,60		0,090			-1	0		6	
19	☐		ЛЭП	16	20			Сш Караул-Кельды - СШ...	17,50	30,01	-187,0				-5	-1		31	
20	☐		Тр-р	20	21			СШ Шубар-Кудук - Шуб...	4,85	112,85		1,000			-4	-3		30	
21	☐		Тр-р	21	22			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85			0,318			-4	-2		27	
22	☐		Тр-р	21	23			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85	65,60		0,090			-1	0		6	
23	☐	✖	ЛЭП	20	24			СШ Шубар-Кудук - Чили...	14,61	25,06	-156,1								

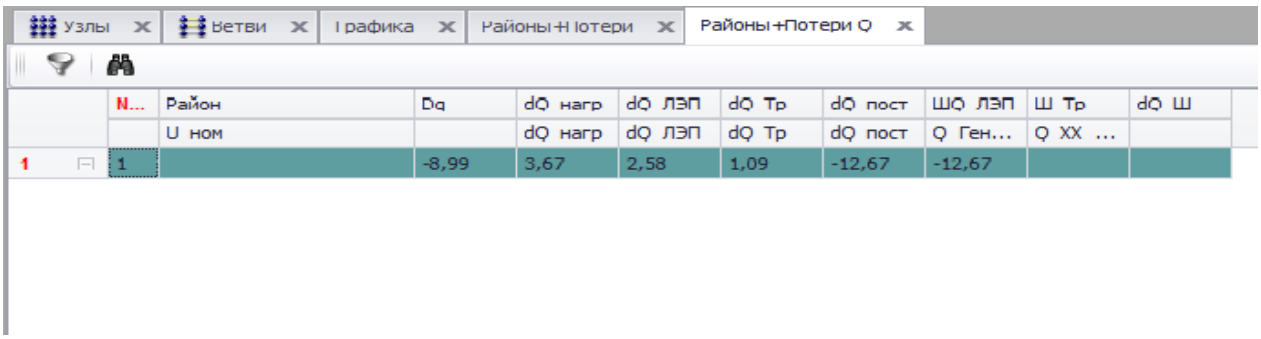
Рисунок 3.16 – Ветви



Узлы | Ветви | Графика | Районы+Потери | Районы+Потери Q

	N...	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	1		1,89	1,89	1,82	0,08	0,00	0,00		

Рисунок 3.17 – Районы+Потери P



Узлы | Ветви | Графика | Районы+Потери | Районы+Потери Q

	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX ...	
1	1		-8,99	3,67	2,58	1,09	-12,67	-12,67		

Рисунок 3.18 – Районы+Потери Q

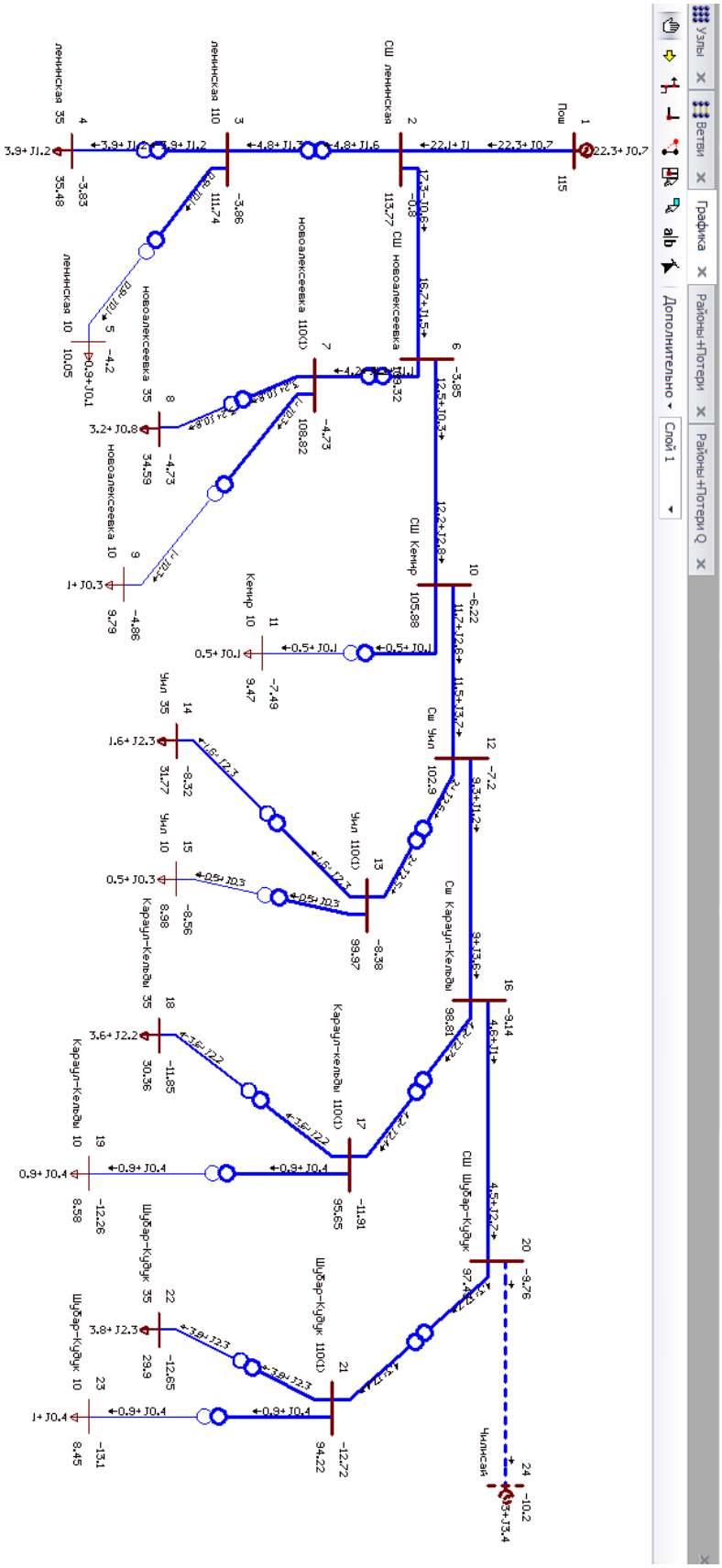


Рисунок 3.19 – Графика

3.6 Расчет летнего, зимнего и аварийного режимов работы сети с перспективой увеличения нагрузки в ПО RastrWin

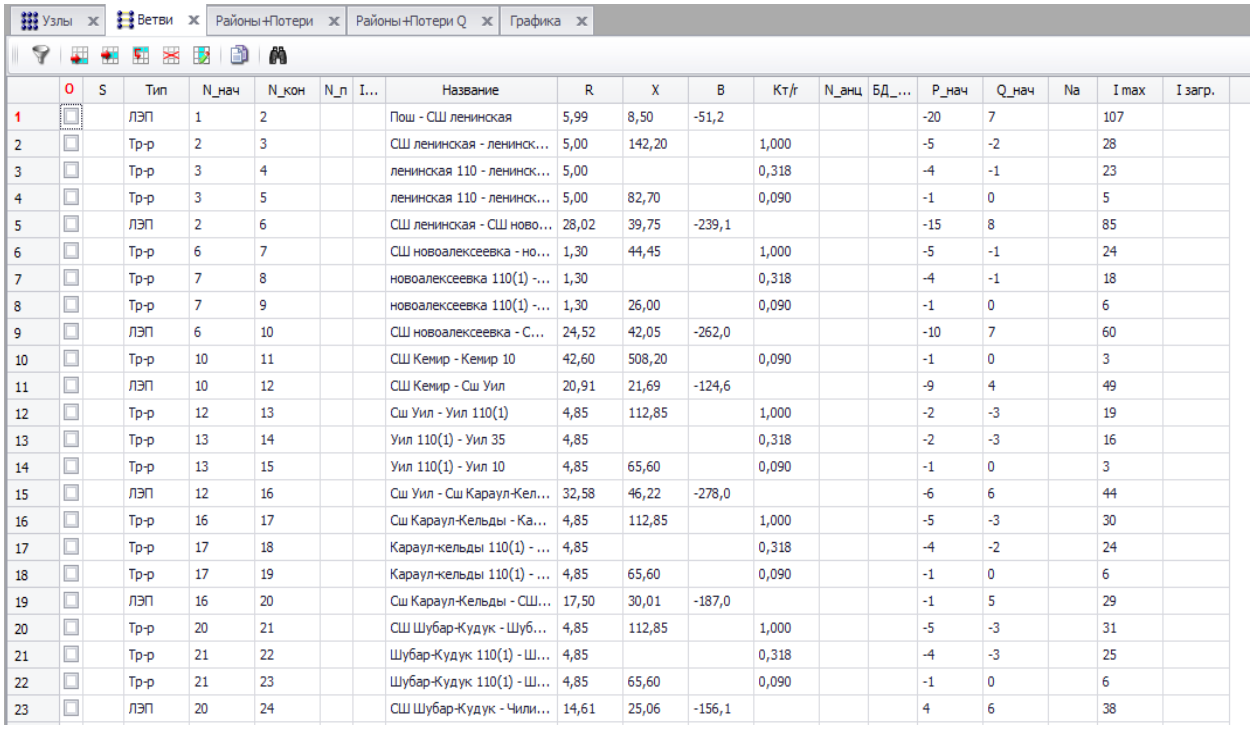
При расчетах перспективы летнего и зимнего режимов участка электрической сети, нагрузки были предварительно увеличены на 40% с учетом удовлетворения роста нагрузок потребителями.

3.6.1 Расчет летнего режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки

Узлы | Ветви | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

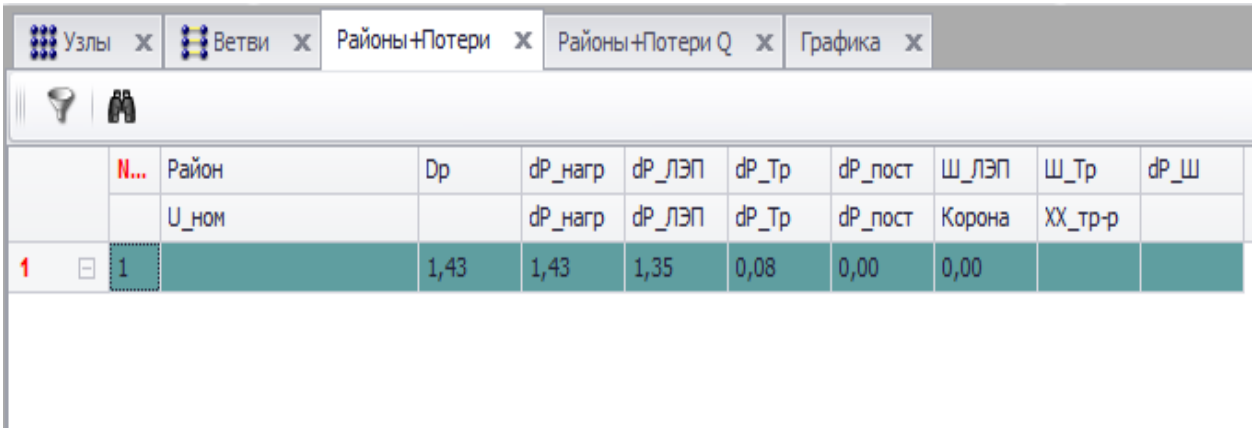
	0	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Пош	115		1			20,1	-6,9	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00		
2			Нагр	2	СШ ленинская	110		1					110,0				114,45	-0,91	
3			Нагр	3	ленинская 110	110		1					110,0				112,27	-4,17	
4			Нагр	4	ленинская 35	35		1	4,2	1,3			35,0				35,64	-4,14	
5			Нагр	5	ленинская 10	10		1	1,0	0,1			10,0				10,09	-4,53	
6			Нагр	6	СШ новоалексеевка	110		1					110,0				113,37	-4,31	
7			Нагр	7	новоалексеевка 110(1)	110		1					110,0				112,86	-5,22	
8			Нагр	8	новоалексеевка 35	35		1	3,5	0,8			35,0				35,88	-5,22	
9			Нагр	9	новоалексеевка 10	10		1	1,1	0,3			10,0				10,15	-5,35	
10			Нагр	10	СШ Кемир	110		1					110,0				113,42	-6,69	
11			Нагр	11	Кемир 10	10		1	0,6	0,1			10,0				10,13	-7,94	
12			Нагр	12	Сш Уил	110		1					110,0				112,50	-7,86	
13			Нагр	13	Уил 110(1)	110		1					110,0				109,51	-8,96	
14			Нагр	14	Уил 35	35		1	1,7	2,5			35,0				34,80	-8,90	
15			Нагр	15	Уил 10	10		1	0,6	0,3			10,0				9,84	-9,13	
16			Нагр	16	Сш Караул-Кельды	110		1					110,0				112,35	-9,77	
17			Нагр	17	Караул-кельды 110(1)	110		1					110,0				109,14	-12,28	
18			Нагр	18	Караул-Кельды 35	35		1	3,9	2,4			35,0				34,65	-12,22	
19			Нагр	19	Караул-Кельды 10	10		1	1,0	0,4			10,0				9,80	-12,58	
20			Нагр	20	СШ Шубар-Кудук	110		1					110,0				113,30	-10,29	
21			Нагр	21	Шубар-Кудук 110(1)	110		1					110,0				109,94	-12,90	
22			Нагр	22	Шубар-Кудук 35	35		1	4,1	2,5			35,0				34,91	-12,84	
23			Нагр	23	Шубар-Кудук 10	10		1	1,1	0,4			10,0				9,87	-13,24	
24			База	24	Чилисай	115		1			4,0	4,4	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00	-10,20	

Рисунок 3.20 – Узлы



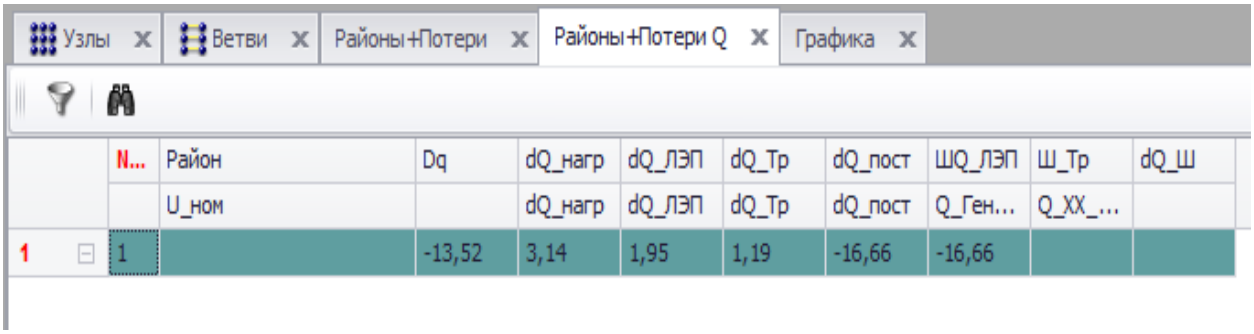
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Пош - СШ ленинская	5,99	8,50	-51,2				-20	7		107	
2			Тр-р	2	3			СШ ленинская - ленинск...	5,00	142,20		1,000			-5	-2		28	
3			Тр-р	3	4			ленинская 110 - ленинск...	5,00			0,318			-4	-1		23	
4			Тр-р	3	5			ленинская 110 - ленинск...	5,00	82,70		0,090			-1	0		5	
5			ЛЭП	2	6			СШ ленинская - СШ ново...	28,02	39,75	-239,1				-15	8		85	
6			Тр-р	6	7			СШ новоалексеевка - но...	1,30	44,45		1,000			-5	-1		24	
7			Тр-р	7	8			новоалексеевка 110(1) -...	1,30			0,318			-4	-1		18	
8			Тр-р	7	9			новоалексеевка 110(1) -...	1,30	26,00		0,090			-1	0		6	
9			ЛЭП	6	10			СШ новоалексеевка - С...	24,52	42,05	-262,0				-10	7		60	
10			Тр-р	10	11			СШ Кемир - Кемир 10	42,60	508,20		0,090			-1	0		3	
11			ЛЭП	10	12			СШ Кемир - Сш Уил	20,91	21,69	-124,6				-9	4		49	
12			Тр-р	12	13			Сш Уил - Уил 110(1)	4,85	112,85		1,000			-2	-3		19	
13			Тр-р	13	14			Уил 110(1) - Уил 35	4,85			0,318			-2	-3		16	
14			Тр-р	13	15			Уил 110(1) - Уил 10	4,85	65,60		0,090			-1	0		3	
15			ЛЭП	12	16			Сш Уил - Сш Караул-Кел...	32,58	46,22	-278,0				-6	6		44	
16			Тр-р	16	17			Сш Караул-Кельды - Ка...	4,85	112,85		1,000			-5	-3		30	
17			Тр-р	17	18			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85			0,318			-4	-2		24	
18			Тр-р	17	19			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85	65,60		0,090			-1	0		6	
19			ЛЭП	16	20			Сш Караул-Кельды - СШ...	17,50	30,01	-187,0				-1	5		29	
20			Тр-р	20	21			СШ Шубар-Кудук - Шуб...	4,85	112,85		1,000			-5	-3		31	
21			Тр-р	21	22			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85			0,318			-4	-3		25	
22			Тр-р	21	23			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85	65,60		0,090			-1	0		6	
23			ЛЭП	20	24			СШ Шубар-Кудук - Чили...	14,61	25,06	-156,1				4	6		38	

Рисунок 3.21 – Ветви



	N...	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	1		1,43	1,43	1,35	0,08	0,00	0,00		

Рисунок 3.22 – Районы+Потери Р



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1	1		-13,52	3,14	1,95	1,19	-16,66	-16,66		

Рисунок 3.23 – Районы+Потери Q

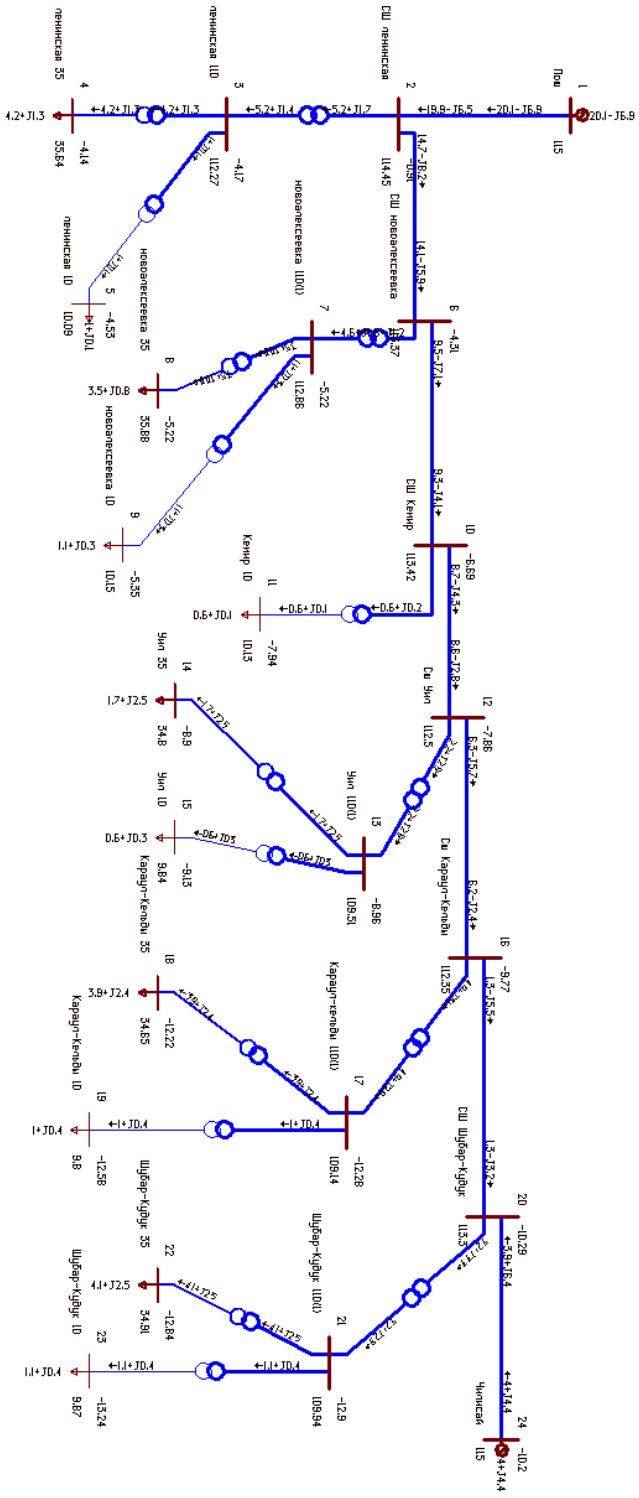
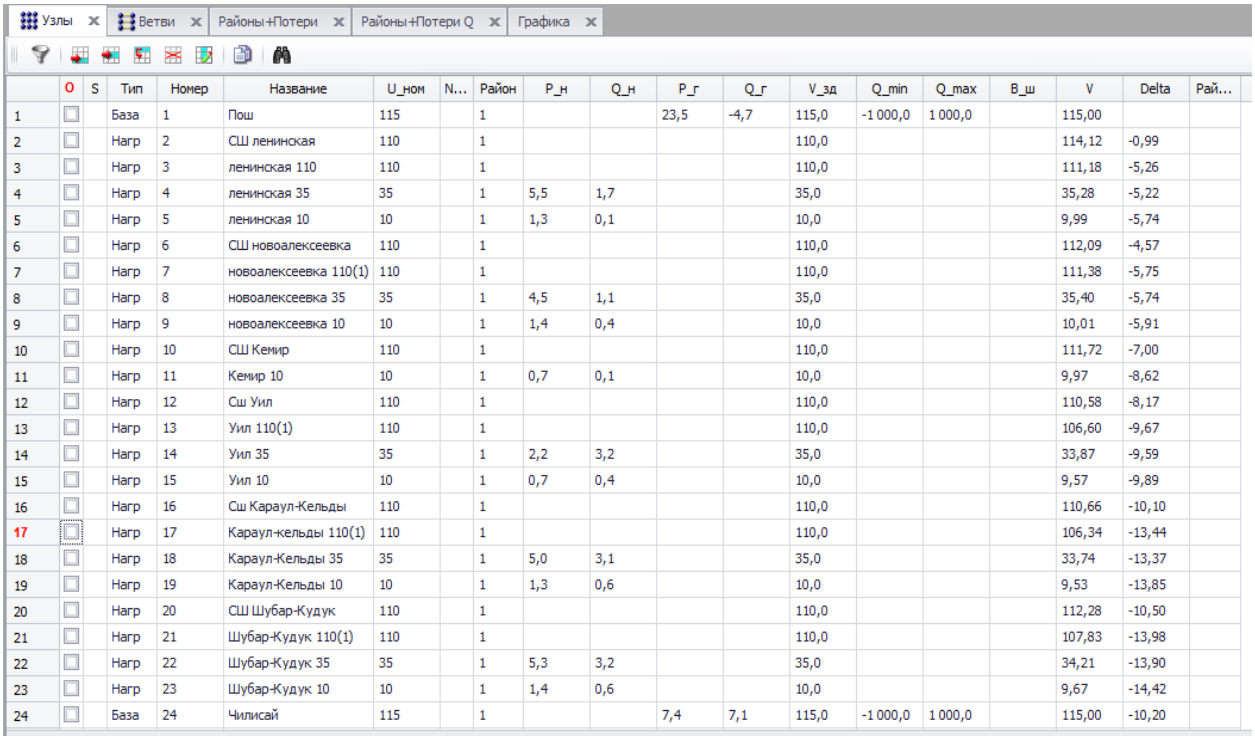


Рисунок 3.24 – Графика

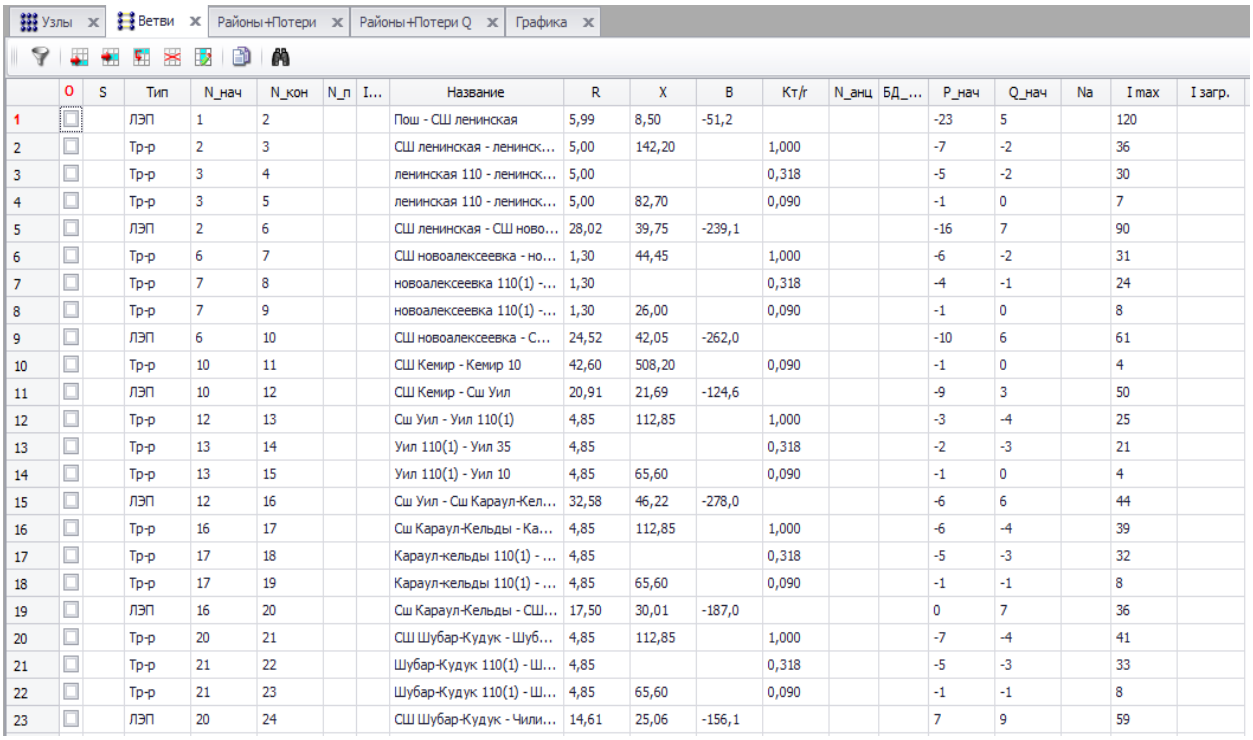
3.6.2 Расчет зимнего режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки



Узлы | Ветви | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Пош	115		1			23,5	-4,7	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00		
2			Нагр	2	СШ ленинская	110		1					110,0				114,12	-0,99	
3			Нагр	3	ленинская 110	110		1					110,0				111,18	-5,26	
4			Нагр	4	ленинская 35	35		1	5,5	1,7			35,0				35,28	-5,22	
5			Нагр	5	ленинская 10	10		1	1,3	0,1			10,0				9,99	-5,74	
6			Нагр	6	СШ новоалексеевка	110		1					110,0				112,09	-4,57	
7			Нагр	7	новоалексеевка 110(1)	110		1					110,0				111,38	-5,75	
8			Нагр	8	новоалексеевка 35	35		1	4,5	1,1			35,0				35,40	-5,74	
9			Нагр	9	новоалексеевка 10	10		1	1,4	0,4			10,0				10,01	-5,91	
10			Нагр	10	СШ Кемир	110		1					110,0				111,72	-7,00	
11			Нагр	11	Кемир 10	10		1	0,7	0,1			10,0				9,97	-8,62	
12			Нагр	12	Сш Уил	110		1					110,0				110,58	-8,17	
13			Нагр	13	Уил 110(1)	110		1					110,0				106,60	-9,67	
14			Нагр	14	Уил 35	35		1	2,2	3,2			35,0				33,87	-9,59	
15			Нагр	15	Уил 10	10		1	0,7	0,4			10,0				9,57	-9,89	
16			Нагр	16	Сш Караул-Кельды	110		1					110,0				110,66	-10,10	
17			Нагр	17	Караул-кельды 110(1)	110		1					110,0				106,34	-13,44	
18			Нагр	18	Караул-Кельды 35	35		1	5,0	3,1			35,0				33,74	-13,37	
19			Нагр	19	Караул-Кельды 10	10		1	1,3	0,6			10,0				9,53	-13,85	
20			Нагр	20	СШ Шубар-Кудук	110		1					110,0				112,28	-10,50	
21			Нагр	21	Шубар-Кудук 110(1)	110		1					110,0				107,83	-13,98	
22			Нагр	22	Шубар-Кудук 35	35		1	5,3	3,2			35,0				34,21	-13,90	
23			Нагр	23	Шубар-Кудук 10	10		1	1,4	0,6			10,0				9,67	-14,42	
24			База	24	Чилисай	115		1			7,4	7,1	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00	-10,20	

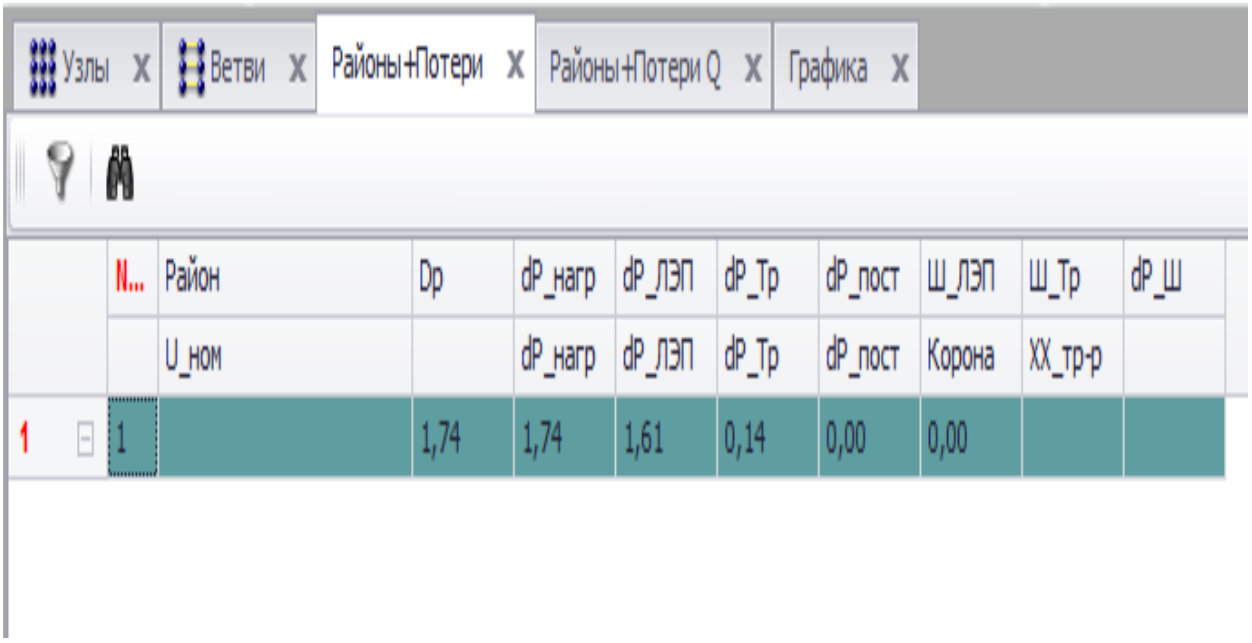
Рисунок 3.25 – Узлы



Узлы | Ветви | Районы+Потери | Районы+Потери Q | Графика

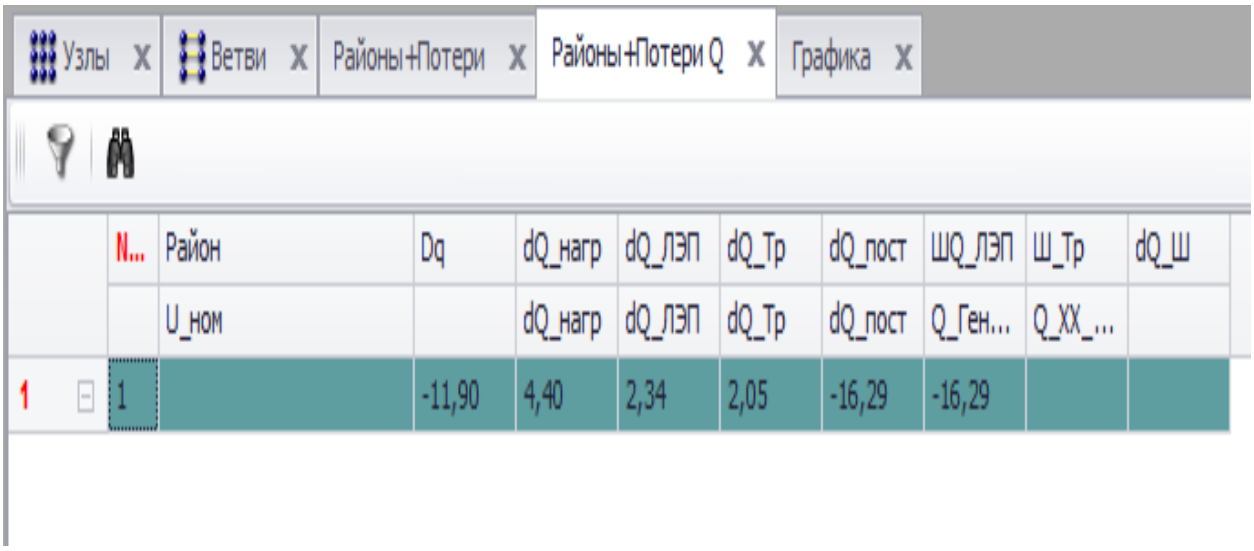
	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Пош - СШ ленинская	5,99	8,50	-51,2				-23	5		120	
2			Тр-р	2	3			СШ ленинская - ленинск...	5,00	142,20		1,000			-7	-2		36	
3			Тр-р	3	4			ленинская 110 - ленинск...	5,00			0,318			-5	-2		30	
4			Тр-р	3	5			ленинская 110 - ленинск...	5,00	82,70		0,090			-1	0		7	
5			ЛЭП	2	6			СШ ленинская - СШ ново...	28,02	39,75	-239,1				-16	7		90	
6			Тр-р	6	7			СШ новоалексеевка - но...	1,30	44,45		1,000			-6	-2		31	
7			Тр-р	7	8			новоалексеевка 110(1) -...	1,30			0,318			-4	-1		24	
8			Тр-р	7	9			новоалексеевка 110(1) -...	1,30	26,00		0,090			-1	0		8	
9			ЛЭП	6	10			СШ новоалексеевка - С...	24,52	42,05	-262,0				-10	6		61	
10			Тр-р	10	11			СШ Кемир - Кемир 10	42,60	508,20		0,090			-1	0		4	
11			ЛЭП	10	12			СШ Кемир - Сш Уил	20,91	21,69	-124,6				-9	3		50	
12			Тр-р	12	13			Сш Уил - Уил 110(1)	4,85	112,85		1,000			-3	-4		25	
13			Тр-р	13	14			Уил 110(1) - Уил 35	4,85			0,318			-2	-3		21	
14			Тр-р	13	15			Уил 110(1) - Уил 10	4,85	65,60		0,090			-1	0		4	
15			ЛЭП	12	16			Сш Уил - Сш Караул-Кел...	32,58	46,22	-278,0				-6	6		44	
16			Тр-р	16	17			Сш Караул-Кельды - Ка...	4,85	112,85		1,000			-6	-4		39	
17			Тр-р	17	18			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85			0,318			-5	-3		32	
18			Тр-р	17	19			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85	65,60		0,090			-1	-1		8	
19			ЛЭП	16	20			Сш Караул-Кельды - СШ...	17,50	30,01	-187,0				0	7		36	
20			Тр-р	20	21			СШ Шубар-Кудук - Шуб...	4,85	112,85		1,000			-7	-4		41	
21			Тр-р	21	22			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85			0,318			-5	-3		33	
22			Тр-р	21	23			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85	65,60		0,090			-1	-1		8	
23			ЛЭП	20	24			СШ Шубар-Кудук - Чили...	14,61	25,06	-156,1				7	9		59	

Рисунок 3.26 – Ветви



	N...	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	1		1,74	1,74	1,61	0,14	0,00	0,00		

Рисунок 3.27 – Районы+Потери P



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1	1		-11,90	4,40	2,34	2,05	-16,29	-16,29		

Рисунок 3.28 – Районы+Потери Q

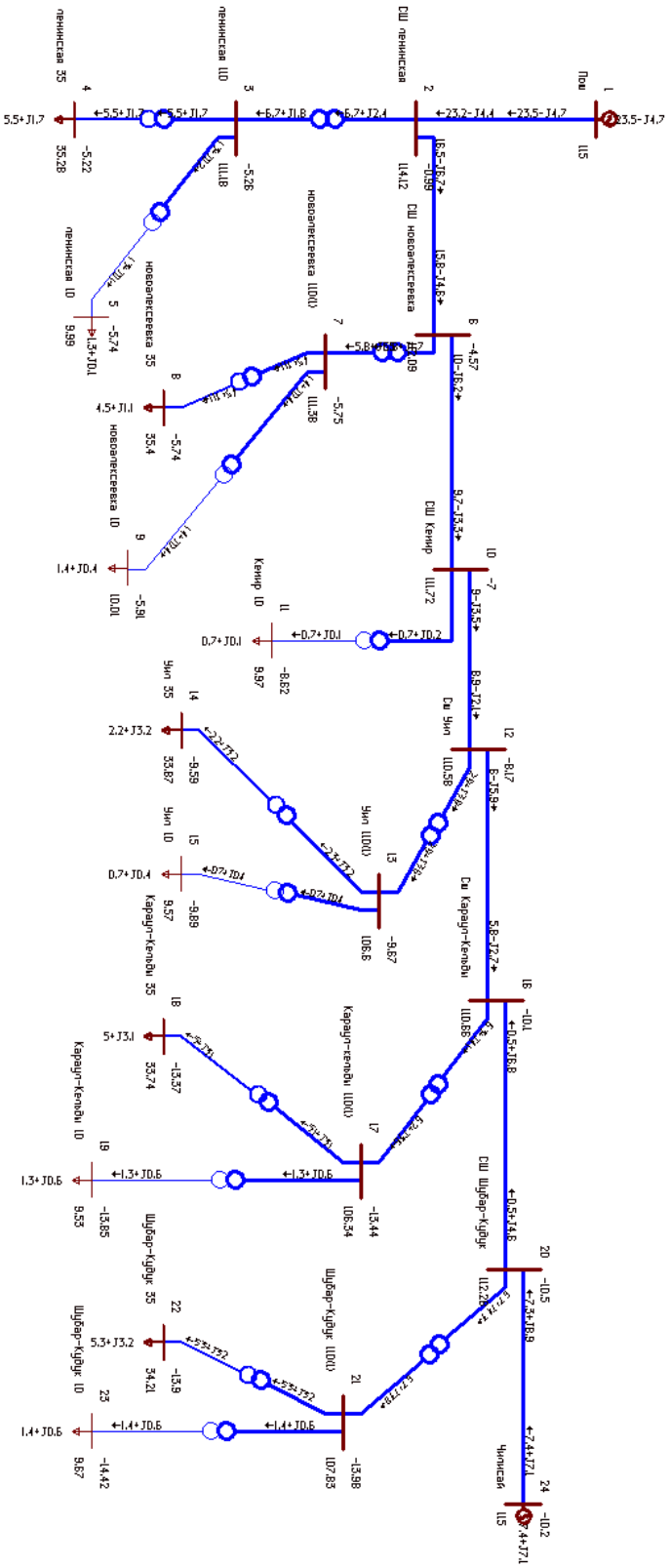
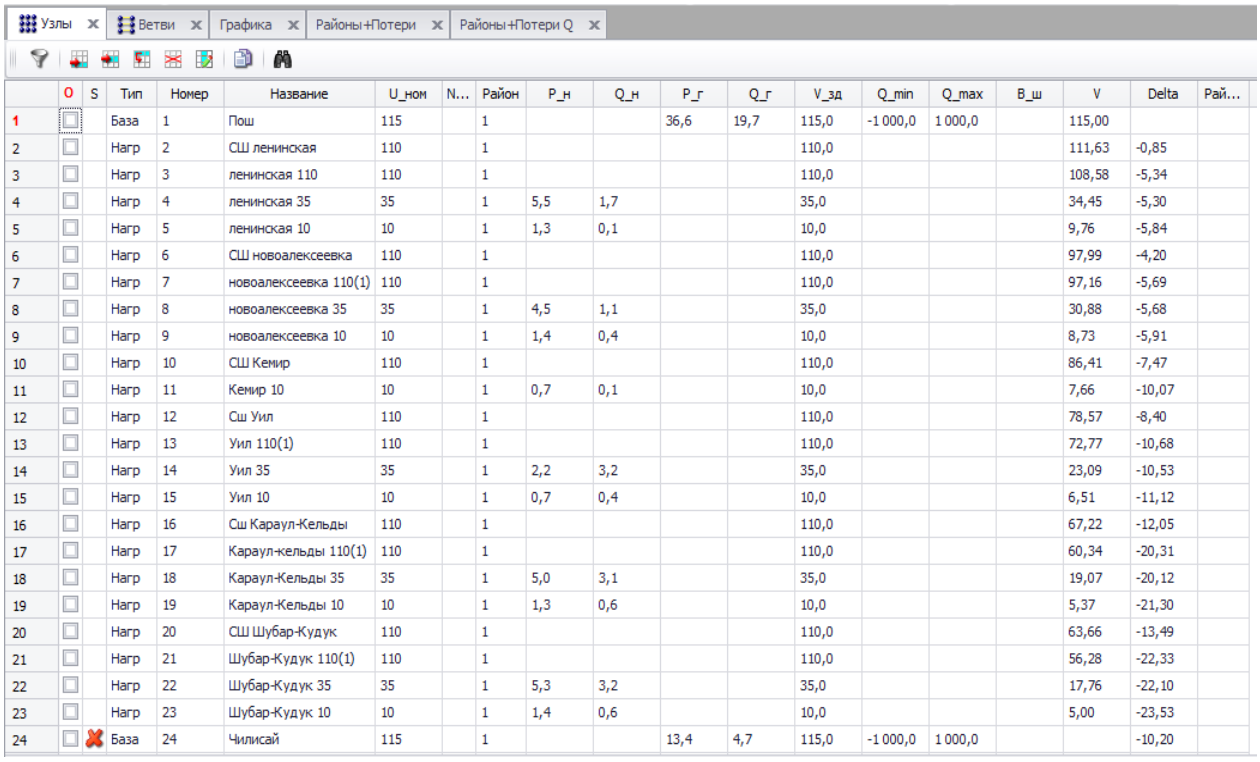


Рисунок 3.29 – Графика

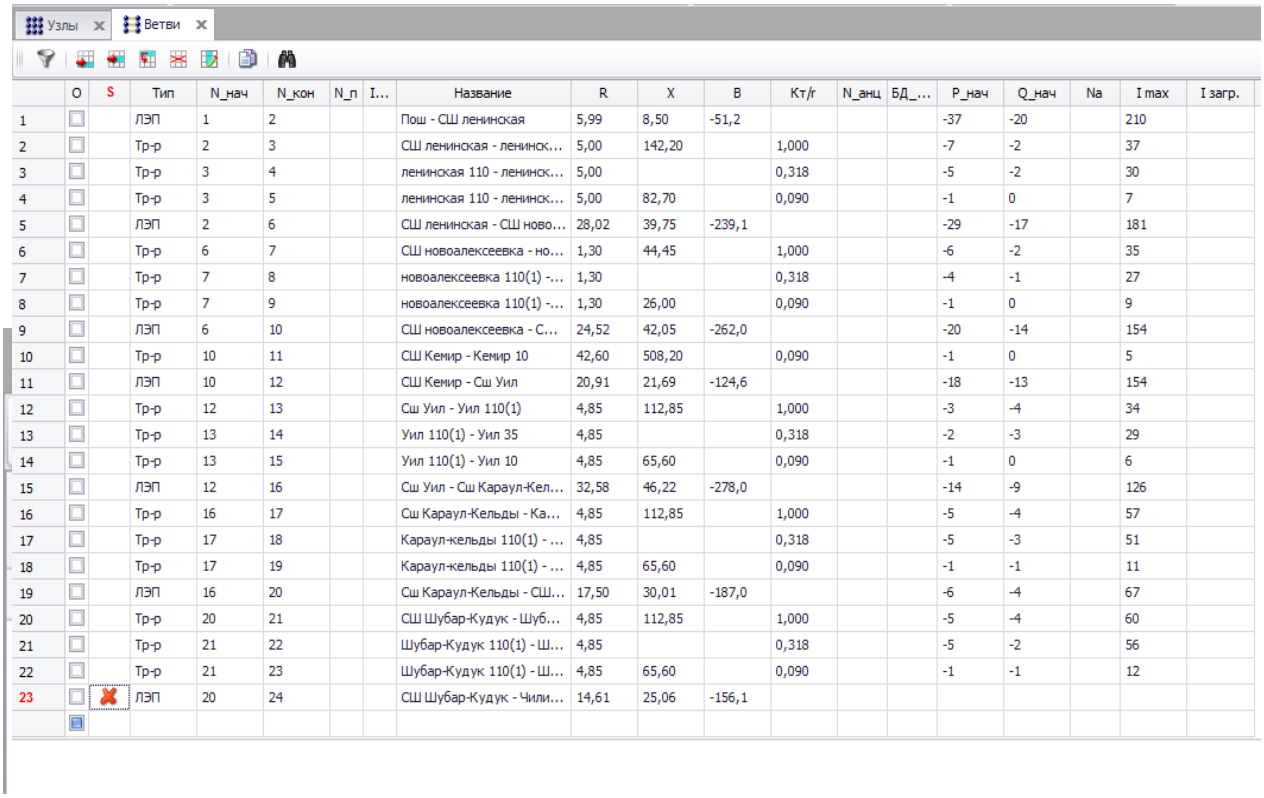
3.6.3 Расчет аварийного режима работы сети с перспективой увеличения нагрузки в зимнем режиме



Узлы | Ветви | Графика | Районы+Потери | Районы+Потери Q

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Рай...
1			База	1	Пош	115		1			36,6	19,7	115,0	-1 000,0	1 000,0		115,00		
2			Нагр	2	СШ ленинская	110		1					110,0				111,63	-0,85	
3			Нагр	3	ленинская 110	110		1					110,0				108,58	-5,34	
4			Нагр	4	ленинская 35	35		1	5,5	1,7			35,0				34,45	-5,30	
5			Нагр	5	ленинская 10	10		1	1,3	0,1			10,0				9,76	-5,84	
6			Нагр	6	СШ новоалексеевка	110		1					110,0				97,99	-4,20	
7			Нагр	7	новоалексеевка 110(1)	110		1					110,0				97,16	-5,69	
8			Нагр	8	новоалексеевка 35	35		1	4,5	1,1			35,0				30,88	-5,68	
9			Нагр	9	новоалексеевка 10	10		1	1,4	0,4			10,0				8,73	-5,91	
10			Нагр	10	СШ Кемир	110		1					110,0				86,41	-7,47	
11			Нагр	11	Кемир 10	10		1	0,7	0,1			10,0				7,66	-10,07	
12			Нагр	12	Сш Уил	110		1					110,0				78,57	-8,40	
13			Нагр	13	Уил 110(1)	110		1					110,0				72,77	-10,68	
14			Нагр	14	Уил 35	35		1	2,2	3,2			35,0				23,09	-10,53	
15			Нагр	15	Уил 10	10		1	0,7	0,4			10,0				6,51	-11,12	
16			Нагр	16	Сш Караул-Кельды	110		1					110,0				67,22	-12,05	
17			Нагр	17	Караул-кельды 110(1)	110		1					110,0				60,34	-20,31	
18			Нагр	18	Караул-Кельды 35	35		1	5,0	3,1			35,0				19,07	-20,12	
19			Нагр	19	Караул-Кельды 10	10		1	1,3	0,6			10,0				5,37	-21,30	
20			Нагр	20	СШ Шубар-Кудук	110		1					110,0				63,66	-13,49	
21			Нагр	21	Шубар-Кудук 110(1)	110		1					110,0				56,28	-22,33	
22			Нагр	22	Шубар-Кудук 35	35		1	5,3	3,2			35,0				17,76	-22,10	
23			Нагр	23	Шубар-Кудук 10	10		1	1,4	0,6			10,0				5,00	-23,53	
24			База	24	Чилисай	115		1			13,4	4,7	115,0	-1 000,0	1 000,0			-10,20	

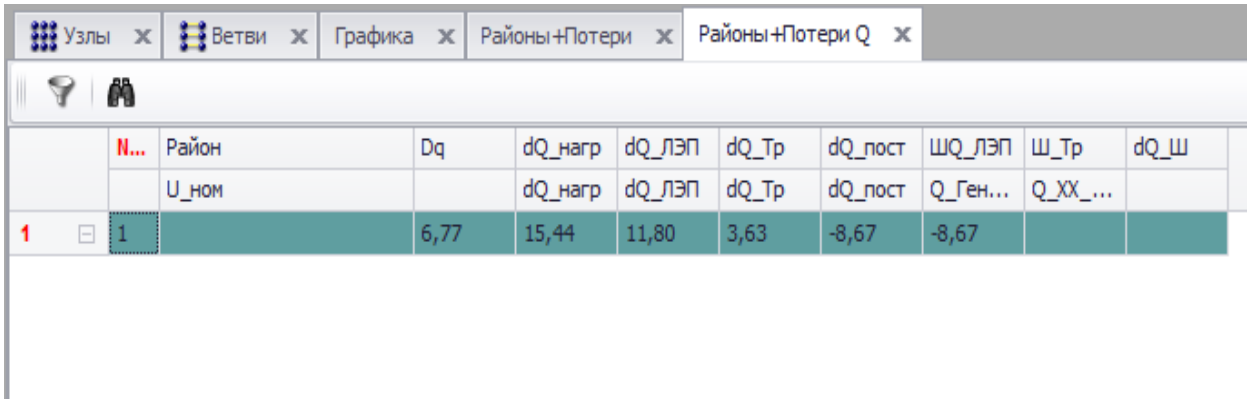
Рисунок 3.30 – Узлы



Узлы | Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1			ЛЭП	1	2			Пош - СШ ленинская	5,99	8,50	-51,2				-37	-20		210	
2			Тр-р	2	3			СШ ленинская - ленинск...	5,00	142,20		1,000			-7	-2		37	
3			Тр-р	3	4			ленинская 110 - ленинск...	5,00			0,318			-5	-2		30	
4			Тр-р	3	5			ленинская 110 - ленинск...	5,00	82,70		0,090			-1	0		7	
5			ЛЭП	2	6			СШ ленинская - СШ ново...	28,02	39,75	-239,1				-29	-17		181	
6			Тр-р	6	7			СШ новоалексеевка - но...	1,30	44,45		1,000			-6	-2		35	
7			Тр-р	7	8			новоалексеевка 110(1) -...	1,30			0,318			-4	-1		27	
8			Тр-р	7	9			новоалексеевка 110(1) -...	1,30	26,00		0,090			-1	0		9	
9			ЛЭП	6	10			СШ новоалексеевка - С...	24,52	42,05	-262,0				-20	-14		154	
10			Тр-р	10	11			СШ Кемир - Кемир 10	42,60	508,20		0,090			-1	0		5	
11			ЛЭП	10	12			СШ Кемир - Сш Уил	20,91	21,69	-124,6				-18	-13		154	
12			Тр-р	12	13			Сш Уил - Уил 110(1)	4,85	112,85		1,000			-3	-4		34	
13			Тр-р	13	14			Уил 110(1) - Уил 35	4,85			0,318			-2	-3		29	
14			Тр-р	13	15			Уил 110(1) - Уил 10	4,85	65,60		0,090			-1	0		6	
15			ЛЭП	12	16			Сш Уил - Сш Караул-Кел...	32,58	46,22	-278,0				-14	-9		126	
16			Тр-р	16	17			Сш Караул-Кельды - Ка...	4,85	112,85		1,000			-5	-4		57	
17			Тр-р	17	18			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85			0,318			-5	-3		51	
18			Тр-р	17	19			Караул-кельды 110(1) - ...	4,85	65,60		0,090			-1	-1		11	
19			ЛЭП	16	20			Сш Караул-Кельды - СШ...	17,50	30,01	-187,0				-6	-4		67	
20			Тр-р	20	21			СШ Шубар-Кудук - Шуб...	4,85	112,85		1,000			-5	-4		60	
21			Тр-р	21	22			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85			0,318			-5	-2		56	
22			Тр-р	21	23			Шубар-Кудук 110(1) - Ш...	4,85	65,60		0,090			-1	-1		12	
23			ЛЭП	20	24			СШ Шубар-Кудук - Чили...	14,61	25,06	-156,1								

Рисунок 3.32–Районы+Потери Р



	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...	
1	1		6,77	15,44	11,80	3,63	-8,67	-8,67		

Рисунок 3.33 – Районы+Потери Q

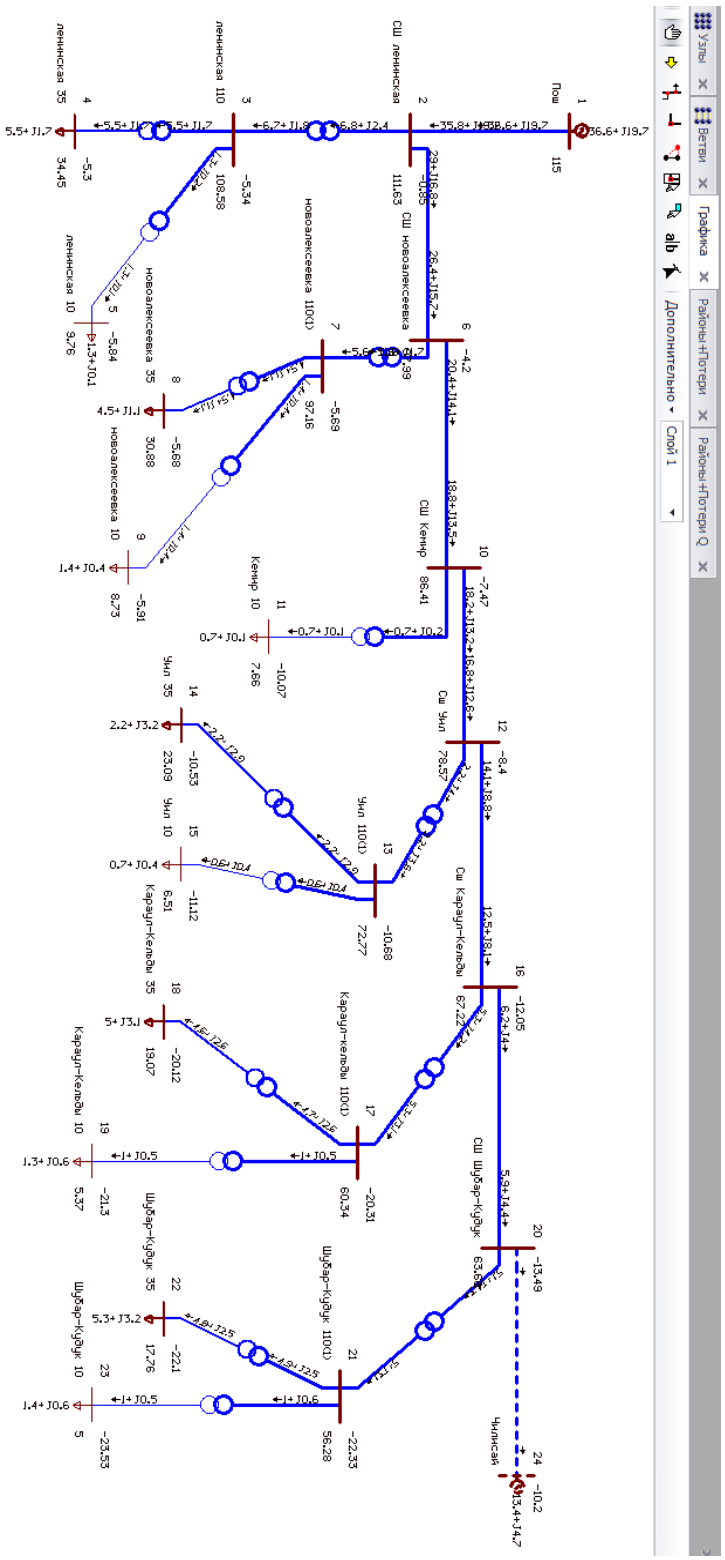


Рисунок 3.34 – Графика

3.7 Расчет годовых потерь

3.7.1 Расчет годовых потерь в существующем режиме работы сети

Для расчета годовых потерь в существующем режиме, мы берем в зимнем режиме 215 дней зимнего периода, в летнем режиме 150 дней летнего периода.

Потери в летнем режиме (ΔW_{min}) определяются по формуле:

$$\Delta W_{min} = \Delta P \cdot 24 \cdot T_{лето} \quad (3.1)$$

где ΔP – мгновенные потери;

$T_{лето}$ – количество дней в летнем периоде.

$$\Delta W_{min} = 1{,}24 \cdot 24 \cdot 150 = 4464 \cdot 10^3 \text{кВ/ч}$$

Потери в зимнем режиме (ΔW_{max}) определяются по формуле:

$$\Delta W_{max} = \Delta P \cdot 24 \cdot T_{зима} \quad (3.2)$$

где ΔP – мгновенные потери;

$T_{зима}$ – количество дней в зимнем периоде.

$$\Delta W_{max} = 1{,}36 \cdot 24 \cdot 215 = 7017 \cdot 10^3 \text{кВ/ч}$$

Годовые потери в существующем режиме определяются по формуле:

$$W_{год} = \Delta W_{min} + \Delta W_{max} \quad (3.3)$$

$$W_{год} = 4464 + 7017 = 11481 \cdot 10^3 \text{кВ/ч}$$

3.7.2 Расчет годовых потерь с перспективой увеличения нагрузки

Для расчета годовых потерь в существующем режиме, мы берем в зимнем режиме 215 дней зимнего периода, в летнем режиме 150 дней летнего периода.

Потери в летнем режиме (ΔW_{min})определяются по формуле:

$$\Delta W_{min} = \Delta P \cdot 24 \cdot T_{лето} \quad (3.4)$$

где ΔP – мгновенные потери;

$T_{лето}$ – количество дней в летнем периоде.

$$\Delta W_{min} = 1{,}43 \cdot 24 \cdot 150 = 5148 \cdot 10^3 \text{кВ/ч}$$

Потери в зимнем режиме (ΔW_{max})определяются по формуле:

$$\Delta W_{max} = \Delta P \cdot 24 \cdot T_{зима} \quad (3.5)$$

где ΔP – мгновенные потери;

$T_{зима}$ – количество дней в зимнем периоде.

$$\Delta W_{max} = 1{,}74 \cdot 24 \cdot 215 = 8978 \cdot 10^3 \text{кВ/ч}$$

Годовые потери с перспективой увеличения нагрузки определяются по формуле:

$$W_{год} = \Delta W_{min} + \Delta W_{max} \quad (3.6)$$

$$W_{год} = 5148 + 8978 = 14126 \cdot 10^3 \text{кВ/ч}$$

3.8 Анализ проведенных расчетов

Как показывают расчеты, в зимнем режиме работы со средними существующими нагрузками, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 1,30 МВт, в трансформаторах 0,07 МВт. По сравнению с летним режимом потери увеличились. В летнем режиме работы со средними существующими нагрузками, все элементы сети также загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 1,20 МВт, а в трансформаторах 0,04 МВт. В аварийном режиме со средними существующими нагрузками была отключена ветвь 20-24, в данном режиме активные потери составили 1,89 МВт, как мы заметили напряжение значительно упало и превысило допустимые значения.

При расчетах зимнего режима работы сети средних нагрузок с учетом перспективного роста нагрузок, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 1,61 МВт, в трансформаторах 0,14 МВт. В летнем режиме работы средних нагрузок с учетом перспективного роста нагрузок, все элементы сети также загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 1,35 МВт, а в трансформаторах 0,08 МВт. В аварийном режиме со средними нагрузками с учетом перспективного роста нагрузок была отключена ветвь 20-24, в данном режиме активные потери составили 8,58 МВт, как мы заметили напряжение значительно упало и превысило допустимые значения.

Рассматриваемый участок сети работает нормально, все расчетные данные соответствуют допустимым значениям.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Расчет эффективности шумозащитных ограждений

Шум оказывает на человека вредное физиологическое воздействие, повреждая слуховой аппарат, а также отрицательно влияет на нервную систему, вызывая замедление психологической реакции. Превышение допустимого уровня звукового давления оказывают частоты 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. Для обеспечения безопасности жизнедеятельности людей, находящихся недалеко от источника шума, необходимо принимать меры по защите от шума, снижению уровня шума ниже нормативных.

Для того чтобы предотвратить распространение шума, производимого трансформаторами и реакторами, проект подстанций обеспечивает звуконепроницаемые барьеры, которые обязательны, так как подстанции разместили в жилых областях, и уровень шума от которых превышает допустимые нормы на границе ПС.

В создании звука трансформатора - также участвуют устройства охлаждения масла - насосы и вентиляторы, что в соответствии с правилами увеличивает полный уровень 3 дБ. Оперативному персоналу рекомендовано, работая в непосредственной близости от заходов и ошиновки надевать шумопоглощающие наушники. Чтобы защитить население от шумов солнечной короны – необходимо размещение подстанций в значительном расстоянии, как и от поселений, так и путях движения людей.

В данной работе приведен расчет эффективности специальных шумозащитных ограждений (экранов). С уменьшением длины волны эффективность экранов возрастает. Шум трансформаторов содержит основные частоты в области 100 и 200 Гц, поэтому логично выполнение экранов со специальной облицовкой со стороны трансформатора, избирательно поглощающий звук с указанными частотами. Этот эффект достигается при помощи кирпичной кладки, образующие объемные резонаторы.

Подстанция 110/35/10 кВ с двумя трансформаторами ($Т_1$, $Т_2$) по 10 МВА, типа ТДТН - 10000/110кВ. Габаритные размеры трансформатора показаны на рисунке 4.1.

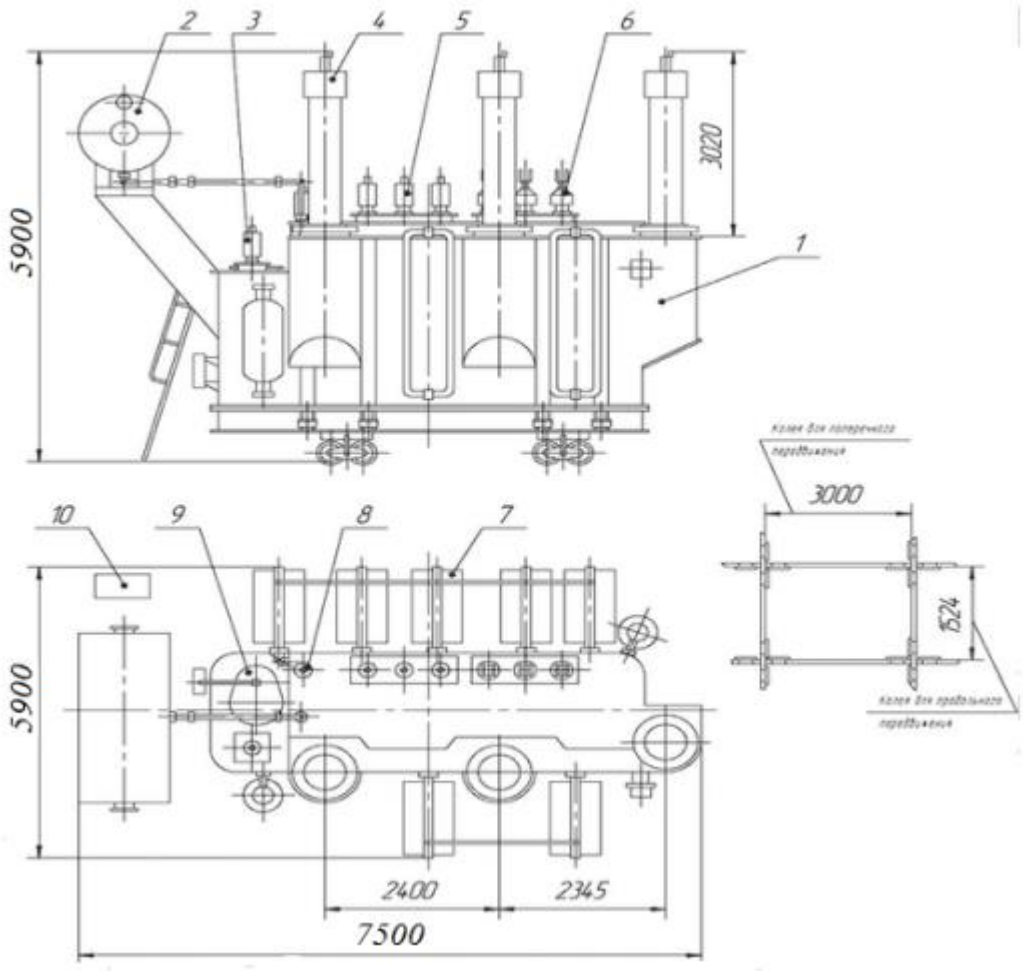


Рисунок 4.1 – Габаритные размеры трансформатора

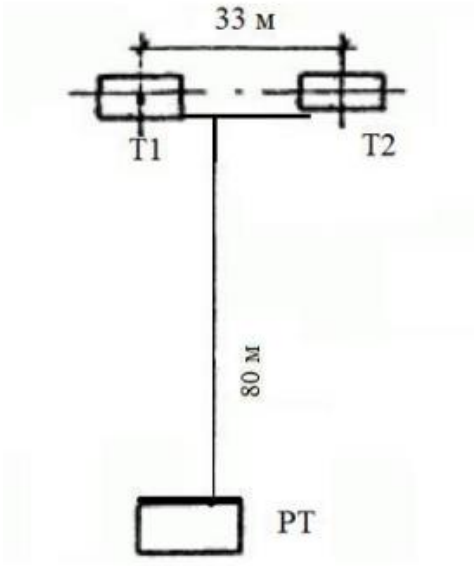


Рисунок 4.2 – План расположения площадки ПС и трансформаторов относительно застройки

Местонахождение трансформатора на площадке подстанции относительно жилой застройки показано на рисунке 36. Здание службы подстанции с высотой расчетной точки РТ над поверхностью земли – 8 м на расстоянии 80 м от трансформаторов.

По нормативам нормируемый уровень шума в РТ составляет 45 дБА. Принимая, что оба трансформатора создают в расчетной точке примерно одинаковый уровень шума, в соответствии с СНИП $L_{Атр.\ тер}$=45-3=42 дБА для каждого трансформатора. Где $L_{Атр.тер}$- уровень звука в дБА в расчетной точке защищаемого от шума объекта, создаваемый трансформатором.

Типовая мощность трансформатора:

$$Sт = S_н \cdot К_{выг} \quad (4.1)$$

где $S_н$ - номинальная мощность трансформатора;

$К_{выг}$ - коэффициент выгодности, равный: 0,68.

$$S_т = 10 \cdot 0{,}68 = 6{,}8МВА;$$

$L_{Аэкв}$ - шумовая характеристика трансформатора, определяется по заводским данным или в зависимости от типовой мощности. Для этой типовой мощности $L_{Аэкв}$=89+3=92 дБА. +3 на шум охладителей.

$\Delta L_{Арас}$- снижение уровня звука в дБА в зависимости от расстояния между источником и расчетной точкой.

Снижение уровня звука с расстоянием должно составить:

$$\Delta L_{арас} = L_{аэкв} - L_{атр.тер} \quad (4.2)$$

$$L_{атр.тер}= 92\text{-}42=50дБА$$

Данное снижение уровня шума обеспечивается на расстоянии более 1000 м от трансформатора.

По условиям размещения площадки подстанции удаление составляет 80 м до ближайшего жилья, в связи, с чем требуется создание шумозащиты.

Определение требуемого снижение уровня шума:

Для ближайшего к 1-му трансформатору жилого дома, снижение уровня звука, в расчетной точке рассчитывается как:

$$\Delta L_{Атр.тер}=17дБ$$

Тогда уровень звука в расчетной точке (РТ) составляет:

$$\Delta L_{Атр.тер1}=92\text{-}17=75дБА$$

Для 2-го трансформатора аналогично снижение уровня звука, в расчетной точке:

$$\Delta L_{Арас}=18дБ.$$

Уровень звука для T_2 в расчетной точке (РТ) составляет:

$$\Delta L_{Атр.тер2}= 92-18=74дБА.$$

Сложение уровней звука $\Delta L_{Атр.тер1}$ и $\Delta L_{Атр.тер2}$ дает разность двух складываемых уровней:

$$\Delta L_{Атр.тер1} - \Delta L_{Атр.тер2}= 75 – 74 =1дБА.$$

Тогда добавка составляет 2.5 по таблице 4.1.

$$\Delta L_{Атр.тер2}= 75+2,5=77,5дБА.$$

Таблица 4.1 – Сложение уровней звукового давления

Разность двух складываемых уровней в дБА	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Добавка к более высокому уровню, необходимая для получения суммарного уровня в дБА	3	2,5	2	1,8	1,5	1,2	1	0,8	0,3	0,5	0,4	0,2	0

Примечание: При работе над таблицей следует первоначально складывать уровни в дБ (звуковой мощности или звукового давления), начиная с максимального. Сначала нужно определить разность двух складываемых уровней, затем соответствующую этой разности добавку. После этого добавку следует прибавить к большему из складываемых уровней. Полученный уровень складывают со следующим и т.д.

Требуемое снижение уровня шума рассчитывается по формуле:

$$\Delta L_{Арас}= \Delta L_{Аэкв} - \Delta L_{Атр.тер} \quad (4.3)$$

$$\Delta L_{Арас} = 77,5-45=32,5 дБА.$$

На эту величину $\Delta L_{Арас}$=32,5дБА уменьшили уровень звука от каждого трансформатора. Так как $\Delta L_{Арас}$=32,5>20дБА, такое значение не обеспечивает снижение уровня шума с помощью шумозащитных экранов.

Если это невозможно, то для создания эффективной шумозащиты должны быть соблюдены следующие условия:

1. Относительные отметки площадки подстанции в месте установки трансформаторов должны быть максимально выше отметок размещения защищаемых объектов.

2. Защищаемые объекты, для которых не обеспечивается ΔLТтр.тер, должны размещаться с одной стороны по отношению к трансформаторам.

3. Направление выкатки трансформаторов следует принимать ту сторону, которая будет противоположна замещаемым объектам.

4. Требуемое снижение уровней звука с помощью экранов для ближайших к трансформаторам объектов $\Delta L_{Ттр.тер,}$ не должно превышать 20 дБА.

4.2 Расчет кондиционирования воздуха.

Для создания оптимальных условий труда в помещении для электромонтеров по обслуживанию подстанции желательно установить кондиционеры. Факторы производственной среды оказывают существенное влияние на функциональное состояние и работоспособность. Существует разделение производственных факторов на вредные и опасные.

Рассматриваем офисное помещение прямоугольной формы, размерами: длина - 8м, ширина – 7 м, высота – 3 м.

Так же данное помещение рассчитано на 4 сидячих рабочих места, так же в качестве средств труда используется оргтехника. (4 компьютера, кондиционеры, ксерокс-принтер-сканер).

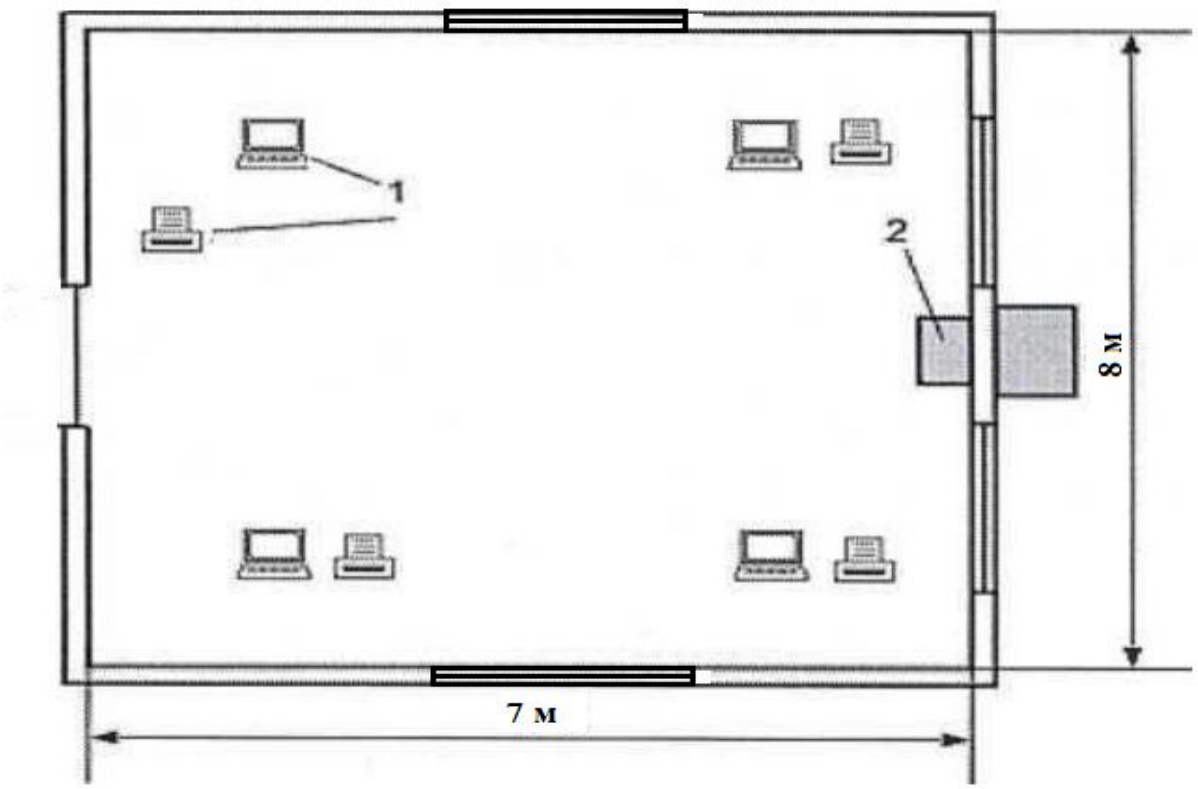


Рисунок 4.3 – План помещения

Конечная цель работы систем вентиляции и кондиционирования состоит в обеспечении требуемых параметров воздушной среды помещений. При кондиционировании из помещения извлекается загрязненный воздух, в аппаратах установок кондиционирования осуществляются различные процессы его обработки, и подается чистый. Таким образом, воздух является основной рабочей средой процессов в системах вентиляции и кондиционирования.

Количество воздуха, необходимого для обеспечения требуемых параметров воздушной среды в рабочей зоне, определяется для помещений с тепловыделениями, но избыткам явного тепла для помещений с тепло - и влаговыделениями по избыткам явного тепла, влаги и скрытого тепла в рабочей зоне.

В офисном помещении размером 8х7х3 метра объемом 168 м^3 работает 4 человека. То в данное помещение должен подаваться следующий объем наружного воздуха:

1) при кубатуре помещения до 30 м^3

2) на одного работающего - не менее 20 м^3/ч на человека.

Параметром воздушной среды является скорость ее движения. Кроме того, приходится очищать воздух помещений от механических и бактериальных загрязнений, запаха и т. п.

Для поддержания заданных параметров воздушной среды и создания комфортных условий в производственных помещениях, систему приточной и вытяжной вентиляции целесообразно совмещать с системой контроля и управления микроклиматом.

Система контроля должна обеспечивать эффективность фильтрации, измерение температуры, влажности, скорости воздушного потока, перепада давления на фильтрах и перепада давления между соседними производственными помещениями.

Система управления микроклиматом предназначена для поддержания комфортной температуры в производственных помещениях. В производственных помещениях, в которых не проводится контроль на содержание частиц и микроорганизмов в воздушной среде, относительная влажность воздуха составляет от 40 % до 60 %.

В офисе для сотрудников основной является работа за компьютером, то тяжесть работ, можно отнести к средней.

Таблица 4.2 - Нормы микроклимата производственных помещений при выполнении работ средней тяжести.

Период Года	Температура С°		Оптимальная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
Холодный период года	18-20	17-23	40-60	75	0,2	Не более 0,1
Теплый Период года	20-23	18-27	40-60	65 при 25^0 С	0,3	0,2-0,4

Оптимальный микроклимат в помещении поддерживается при помощи системы кондиционирования. допустимые параметры воздушной среды при проектировании производственных помещений, оборудования, систем отопления и вентиляции проектировщики должны ориентироваться на соблюдение оптимальных параметров.

Количество воздуха, необходимого для обеспечения, требуемых параметров воздушной среды в рабочей зоне, следует определять расчетом, учитывая неравномерность распределения вредных веществ, тепла и влаги по высоте помещения и в рабочей зоне. Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур.

Количества тепла, поступающего в помещение в результате разности температур определяются по формуле:

$$Q_{огр}=V_{пом}\cdot X_о \cdot (t_{н\ расч} - t_{в\ расч}), \quad (4.4)$$

где $V_{пом}$=8х7х3 метра и объемом помещения 168 м^3;

$X_о$ = 0,42 Вт/ м^3 С^0 - удельная тепловая характеристика;

$t_{н\ расч}$ = 25^0- наружная температура для теплого периода года;

$t_{н\ расч}$ -15^0- наружная температура для холодного периода года;

$t_{в\ расч}$ 22^0- внутренняя температура для теплого периода года;

$t_{в\ расч}$ 20^0- внутренняя температура холодного периода года.

Теплопоступление для тёплого периода года:

$$Q_{гор} =168\cdot 0,42\cdot (25-22)=211,68 \text{ (Вт)}$$

Тогда теплопотери для холодного периода года:

$$Q_{гор} =168\cdot 0,42\cdot (-15-20)= -2470 \text{ (Вт)}$$

Теплопоступление от солнечного излучения через остекление.

В зависимости от типа стекла почти до 90% тепла солнечного излучения передается в помещение, а остальная часть отражается. В большинстве случаев тепловая нагрузка от солнечного излучения в общественных и административных зданиях может составлять до 50% в общем балансе теплопоступления. Обычно максимальная тепловая нагрузка достигается при максимальном уровне излучения. Солнечное излучение состоит из двух компонентов: прямой составляющей и рассеянной. Интенсивность солнечного излучения зависит от широты местности и варьируется в зависимости от времени года и времени суток. Наибольшее поступление тепла от солнечной радиации происходит через остекленные наружные поверхности окна. Расчетные количества тепла, поступающего от солнечной радиации (Вт/м^2·ч) через остекленные поверхности, приведены на (рисунке 4.4).

td align="center"> 151

Характеристика остекленной поверхности	Стороны света и широты, град.											
	юг			юго-восток и юго-запад			восток и запад			северо-восток и северо-запад		
	35	50	65	35	50	65	35	50	65	35	50	65
Окна с двойным остеклением (две рамы) с деревянными переплетами	128	145	169	99	140	167	145	157	169	76	76	70
То же, с металлическими переплетами	163	186	209	128	175	209	186	198	209	93	93	93
Фонарь с двойным остеклением с металлическими переплетами (прямоугольный и типа шеда)	186	198	128	175	198	186	198	209	99	99	93	
То же, с деревянными переплетами	140	167	175	106	157	175	167	180	186	87	87	81

Рисунок 4.4 – Характеристика остекленной поверхности

Тип остекления	Поправочный коэффициент
Для окон с двойным остеклением в одной раме	1.15
Для окон с одинарным остеклением	1.45
Для фонарей с одинарным остеклением	1.25
Для обычно загрязненного стекла	0.80
Для сильно загрязненных остекленных поверхностей в литейных, кузницах и т.п.	0.70
Для забеленных остекленных поверхностей	0.60
Для поверхностей, остекленных обычным матовым стеклом	0.40
Для окон с устройством козырьков	0.25

Рисунок 4.5 – Тип остекления

За расчетное количество тепла, поступающего от солнечной радиации, для данного помещения принимается большее из двух следующих значений:

а) количество тепла, поступающего через остекленную поверхность одной из стен, расположенной наиболее выгодно в отношении поступлении тепла от радиации или имеющей наибольшую световую поверхность, включая и тепло, поступающее через облучаемые поверхности фонарей и покрытия;

б) 70% количества тепла, поступающего через остекленные поверхности двух взаимно перпендикулярных стен помещения, включая и тепло, поступающее через облучаемые поверхности фонарей и покрытия.

Площадь остекления офиса (4 окна - 2 х 1,5 метра, направление на Запад):

$$F_o = 4 \cdot 2 \cdot 1.5 = 12 \ (м^2)$$

В диапазоне широт 45-65° с.ш. для двойного остекления для рабочего дня, коэффициент затемнения световых приёмов :

$$Ki = (Ki)^T = 1{,}15$$

Так же проём с ориентацией на Запад затемнён в течение всего рабочего дня.

Коэффициент, учитывающий загрязнение остекления:

$$K_2 = 0{,}9$$

Теплопоступление в период от 10 до 15 часов определим по формуле:

$$Q_{р1} = q_{вр}(K1)^T \cdot K_2 \cdot \beta c \cdot F_o \qquad (4.5)$$

$$Q_{р1} = 60 \cdot 1{,}15 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}15 \cdot 12 = 111{,}78 (Вт)$$

Теплопоступление в период от 15 до 20 часов:

$$Q_{р1} = 55 \cdot 1{,}15 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}15 \cdot 12 = 102{,}465 (Вт)$$

За максимальный расчётный примем от 9-10 часов, теплопоступление от солнечной радиации составляет 111,78 Вт.

Подсчитаем теплопоступление от людей.

Поступление тепла от людей зависит от интенсивности выполняемой работы и параметров окружающего воздуха. Тепло, выделяемое людьми, складывается из ощутимого (явного), т.е. передаваемого в воздух помещения путем конвекции и лучеиспускания, и скрытого тепла, затрачиваемого на испарение влаги с поверхности кожи и из легких. Соотношения между количеством ощутимого и скрытого тепла зависит от интенсивности мускульной работы, производимой человеком, и от параметров окружающего воздуха. С повышением интенсивности работы и температуры окружающего воздуха увеличивается доля тепла, передаваемого в виде скрытого тепла испарения.

При температуре 23^0 С в офисе находятся 4 человека.

При температуре 23^0С человек в сидячем положении выделяет 65 Вт тепла.

Выделение тепла людьми в офисе составит:

$$Q_л= 65\cdot4=260(Вт)$$

Теплопоступление от ламп рассчитывается по формуле:

$$Q_{осв}=ή\cdot N_{осв}\cdot F_o\ (Вт) \qquad (4.6)$$

Коэффициент перехода электрической энергии в тепловую для люминесцентных ламп:

$$ή= 0,5\text{-}0,6$$

Установленная мощность ламп:

$$N_{осв}=60\ (Вт)$$

Площадь пола:

$$F_{пол}=8\cdot7=56(м^2)$$

Тогда:

$$Q_{осв}= 0,5\cdot60\cdot56=1680(Вт)$$

За счёт находящейся в офисе оргтехники,теплопритоки в среднем составляют 300-350 Вт на один компьютер, т. е.:

$$Q_{орг}=350\cdot4=1400(Вт)$$

Общий баланс теплопоступлений определяется формулой:

$$Q= Q_{гор} + Q_р+ Q_л+ Q_л+ Q_{орг} \qquad (4.7)$$

Для теплового периода года равен :

$$Q = 211,68+111,78+260+1680+1400=3663,46(Вт)$$

И для холодного периода:

$$Q = -2470+111,78+260+1680+1400=981,78(Вт)$$

Основной задачей кондиционера является охлаждение воздуха в комнате.

Основные режимы работы кондиционера, используемые для обогрева или охлаждения помещений. Такие как:

-при использовании, которого функционирует только вентилятор внутреннего блока;

-автоматический режим кондиционера для поддержания комфортной температуры;

- уменьшения влажности воздуха;

-очистка воздуха при помощи установленных перед внутренним блоком различных фильтров;

-управление температурой воздуха для создания комфортных условий; изменение скорости потоков проходящего воздуха;

-возможность изменения направления воздушных потоков, создаваемых внутренним блоком, регулируется по вертикали при помощи горизонтальных жалюзи, имеющих несколько фиксированных положений; установка времени автоматического функционирования кондиционера.

Для обеспечения круглогодичной работы кондиционера выберем оборудование фирмы Electrolux EACS-24HN/N3внутренний блок + внешний блок, т.к. кондиционеры этой фирмы обеспечивают надежную работу и эффективно работают.

Оснащена всеми режимами и функциями, которыми должен быть наделен любой современный кондиционер. Одна из ее отличительных особенностей - лаконичный, но вместе с тем запоминающийся и оригинальный дизайн, придающий прибору яркую индивидуальность.

Способен работать в широком диапазоне температур. В частности, его можно использовать для обогрева помещений при температуре наружного воздуха до -7°С даже без установленного «зимнего» комплекта.

Серия имеет двухступенчатую систему очистки воздуха. Фотокаталитический фильтр уничтожает большинство бактерий и неприятные запахи, включая табачный дым. Фильтр отрицательных ионов дополнительно нейтрализует вредоносные микроорганизмы, формируя в помещении здоровый микроклимат.

Кроме того, защиту от размножения болезнетворных бактерий и плесени внутри прибора дает функция автоматического осушения теплообменника внутреннего блока.

Таблица 4.3 - Характеристики кондиционера:

Модель кондиционера	EACS-24HN/N3
Эл. питание, В/ф/Гц	220/1/50
Охлаждающая способность (Эта величина характеризует эффективность охлаждения воздуха кондиционером. Чем выше охлаждающая способность, тем эффективнее будет работать кондиционер.)	22200 КВт/ч
Потребляемый ток, А	6,7 А
Потребляемая электрическая мощность при охлаждении (Потребляемая мощность кондиционером примерно в три раза меньше мощности самого охлаждения .)	2025 Вт
Потребляемая мощность при обогреве (Кондиционер, работающий в режиме обогрева, примерно в три раза меньшую, чем мощность самого обогрева.)	1885 ВТ
Габариты , вес, прочее	
Вес наружного блока	42 кг
Габариты	Внутренний блок: 1035x313x220, Наружный блок: 830x629x285 мм
Вес внутреннего блока	13 кг
Воздушный поток	800 м. куб/мин
Макс. уровень шума внутри блока	58 дБ
Мин. уровень шума внутри блока	43 дБ

Ряд технических решений, реализованных в конструкции кондиционеров Electrolux EACS-24HN/N3, обеспечивает работу при низких температурах наружного воздуха до ($t_н$ = -20^0 С).

4.3 Расчет искусственного освещения

Для искусственного освещения помещений желательно использовать люминесцентные лампы, которые обладают высокой световой отдачей (до 80

лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), не большая 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 рассчитывается методом коэффициента использования светового потока.

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

Таблица 4.4 – Тип светильника

Тип помещения	Трансформаторная подстанция
Тип светильника, Тип лампы	НВХ 250М
Цоколь	Е40
Тип лампы	Osram HQL 250W E40
Коэф. Использования,%	60
Cos α	85
Световой поток	13000

Мощность 65 Вт, W = 12,8 Вт/м^2.

Индекс помещения, определяется соотношением размеров освещаемого помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} \tag{4.8}$$

Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью определяется по формуле:

$$h=H-hp \tag{4.9}$$

$$h= 2.5-1.3=1.2 \text{ м}$$

Тогда индекс помещения определим как:

$$i = \frac{6 \cdot 6}{1,2 \cdot (6+6)} = 2,5,$$

Световой поток рассчитывается как:

$$Ф = \frac{E \cdot К_З \cdot S \cdot z}{\mu}, \quad (4.10)$$

$$Ф = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1,1}{0,6} = 29700 лм,$$

где E = 300 лк – нормируемая освещенность;

$К_з$=1,5 – коэффициент запаса при искусственном освещении;

S - освещаемая площадь;

Z = 1.1 - коэффициент неравномерности освещения;

μ - коэффициент использования светового потока.

Количество светильников:

$$N = \frac{Ф}{Ф_л}, \quad (4.11)$$

$$N = \frac{29700}{13000} = 2,28 шт,$$

Тогда расчетный световой поток будет определяться по формуле:

$$Ф = \frac{E \cdot К_З \cdot S \cdot z}{N \cdot \mu}, \quad (4.12)$$

где E = 300 лк – нормируемая освещенность;

$К_з$=1,5 – коэффициент запаса при искусственном освещении;

S - освещаемая площадь;

Z = 1.1 - коэффициент неравномерности освещения;

μ - коэффициент использования светового потока;

N – количество светильников.

$$Ф = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1,1}{2 \cdot 0,6} = 14400 лм,$$

Проверка светового потока:

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi_л - \Phi_р}{\Phi_л} \cdot 100\% \qquad (4.13)$$

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

Полученная величина лежит в пределах допустимых значений, следовательно, перерасчёт светового потока не требуется.

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

Метод расчета по удельной мощности используется в следующих случаях:

1)для предварительного определения установленной мощности осветительной установки;

2)для приблизительной оценки правильности проведения светотехнического расчета;

3) при проектировании освещения небольших и средних помещений, не требующих точных работ.

Мощность лампы находится по формуле:

$$P = \frac{W \cdot S}{N} \qquad (4.14)$$

где W – номинальное напряжение;

S - освещаемая площадь;

N – тип лампы.

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

$$P = \frac{12{,}8 \cdot 36}{250} = 1{,}9$$

Окончательное количество ламп берем - 2шт.

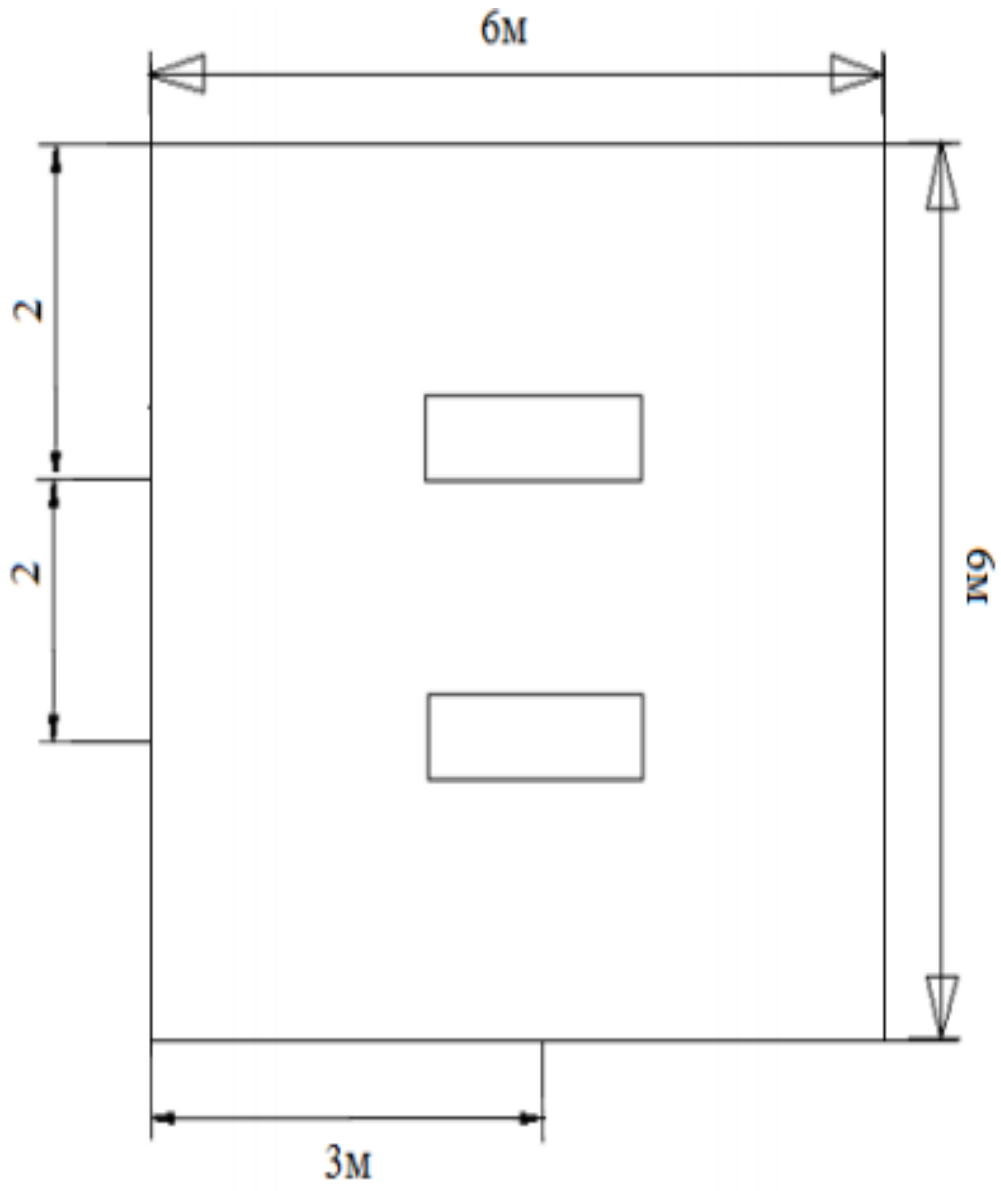


Рисунок 4.6 – Схема люминесцентных ламп в трансформаторной подстанции.

5 Экономическая часть

5.1 Расчет стоимости работ по исследованию режимов работ сетей Актюбинского энергоузла.

Данной экономической целью является оценка экономической выгоды выполнения научно-исследовательской работы на тему: Исследование режимов работы сетей Актюбинского энергоузла.

Содержание технико-экономического обоснования зависит от специфики темы и задания на проектирование. Прежде всего следует отражать актуальность темы, основные задачи и особенности выполняемого исследования, возможные сферы использования полученных результатов.

К проектам научно-исследовательского характера можно отнести темы, являющиеся частью исследований:

1) Фундаментальных, выполняемых с целью получения новых знаний, выявления закономерностей развития объективных явления, систематизации и углубления знаний в определенной области.

2) Поисковых, направленных на установление возможностей и направлений практического использования новых знаний и т.д.

В связи с развитием информатизации и интеллектуализации производственных технологий быстрыми темпами растёт объём научно-технической информации. В этих условиях традиционная технология обучения, ориентированная в основном на преподнесение и усвоение готовых знаний, не может быть признана достаточной. Необходимо формирование интеллектуальной культуры для развития и совершенствования технологий.

В экономической части выпускных работ, связанных с научно-исследовательскими изысканиями, рассчитывают полные издержки и цену интеллектуального труда.

К научно-технической продукции относятся законченные научные исследования, проектные, конструкторские, технологические работы и услуги, изготовленные опытные образцы и партии изделий (продукции). Анализ отечественного и зарубежного опыта показывает, что при определении цены этой продукции разработчики используют в основном три концепции: затратную, результативную и компромиссную.

Нами в течение одного месяца проводились работы по исследованию режимов работы сетей Актюбинского энергоузла. Все работы проводились в лаборатории АУЭС. В работе участвовали три человека: руководитель исследования и два лаборанта.

Цена на научно-техническую продукцию (Ц) определяется по формуле:

$$Ц = (И + П_н) \cdot 1{,}12 , \qquad (5.1)$$

где И– полные эксплуатационные издержки, связанные с разработкой продукта;

$П_н$ - нормативная прибыль;

1,12 - коэффициент, учитывающий НДС;

Основные средства, необходимые для проведения научно-исследовательских работ включают:

1) 2 стола;

2) 3 стула;

3) 2 компьютера;

4) 1 принтер;

5) 1 сканер.

Т.о капитальные вложения для работы составили – 500тыс. тенге.

Все эксплуатационные издержки на выполнение научно-исследовательских работ определяются по формуле:

$$И = И_а + И_{з/п} + И_{е.с.н.} + И_{ар} + И_{накл.} \qquad (5.2)$$

Амортизационные отчисления - это часть стоимости основных фондов.

- амортизационные отчисления ($И_а$). Рассчитываются по нормам амортизации от стоимости основных фондов, используемых при разработке продукта;

$$И_а = \frac{Н_а}{100} \cdot К_{вл} \qquad (5.3)$$

где $Н_а$ – норма амортизации;

$К_{вл}$– капитальные вложения.

Капитальные вложения для научно-исследовательской работы – это необходимые вложения для работы включающих в себя покупку оборудования, техники и удобства для работы.

$$И_а = \frac{5}{100} \cdot 500тыс.тг = 25 \text{ тыс.тенге}$$

Заработная плата - это вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные и стимулирующие выплаты

- основная заработная плата разработчиков ($И_{.з/п}$). Рассчитывается по количеству разработчиков, времени разработки и их месячной зарплаты;

$$И_{з/п} = Р_{кол} \cdot Т \cdot З_{п} \quad (5.4)$$

где $И_{з/п}$ - основная заработная плата разработчиков;

$Р_{кол}$ - количество разработчиков;

Т – время разработки (месяц);

$З_{п}$– месячная заработная плата разработчиков.

$$И_{.з/п}=3 \cdot 1 \cdot 80тыс.тг = 240тыс. тенге$$

Единый социальный налог предназначен для мобилизации средств для реализации прав граждан на государственное пенсионное и социальное обеспечение (страхование) и медицинскую помощь. ЕСН имеет целевую направленность, но его характерной чертой является безвозмездность. Взимание этого налога не предполагает предоставления эквивалентного по объему социального обеспечения налогоплательщикам или третьим лицам.

Налогоплательщиками ЕСН признаются:

1)Лица, производящие выплаты физическим лицам: организации, индивидуальные предприниматели, физические лица, не признаваемые индивидуальными предпринимателями;

- расчет единого социального налога (11% в РК) – $И_{е.с.н.}$;

Расходы на единый социальный налог ($И_{е.с.н}$) определяется по формуле:

$$И_{е.с.н.} = (И_{з.п} – И_{п.ф}) \cdot 0,11 \quad (5.5)$$

где $И_{з/п}$ - заработная плата;

$И_{п.ф}$ – отчисления в пенсионный фонд.

Отчисление в ЕНПФ: все пенсионные накопления граждан РК переведены в Единый накопительный пенсионный фонд (ЕНПФ).

Пенсионный фонд составляют отчисления размером 10% с заработной платы.

$$И_{п.ф}=240тыс.тг \cdot 0,1=24тыс.тенге$$

$$И_{е.с.н.} = (240тыс.\ тг – 24тыс.\ тг) \cdot 0,11=23тыс.760тенге$$

- арендная плата, включая коммунальные платежи(в месяц);

$$И_{ар} = 100\ тыс.\ тенге$$

- накладные расходы (реклама, расходы на вспомогательные материалы, заработная плата вспомогательных работников и т.п.) – И накл. Можно принять 10% от всех затрат.

$$И_{накл} =(И_а + И_{з/п} + И_{е.с.н.} + И_{ар}) \cdot 0,1 \qquad (5.6)$$

$$И_{накл} =(25+240+23,760+100) \cdot 0,1=38тыс.876тенге$$

Издержки - это расходы, денежные траты, которые необходимо осуществить для создания товара. Для предприятия (фирмы) они выступают как оплата приобретенных факторов производства.

Тогда полные эксплуатационные издержки по всем статьям составят:

$$И = И_а + И_{з/п} + И_{е.с.н.} + И_{ар} + И_{накл.} \qquad (5.7)$$

$$И=25+240+23,760+100+38,876=427тыс.\ 636тенге$$

Нормативную прибыль $П_н$ принимаем как 20% от И(полные эксплуатационные издержки);

$$П_н = 0,2 \cdot 449тыс.\ 630тг = 85тыс.\ 527тенге$$

Тогда цена на научно-техническую продукцию составляет:

$$Ц = (447тыс.\ 636тг + 85тыс.\ 527тг) \cdot 1,12 = 574тыс.\ 742тенге$$

Данную продукцию (Исследование режимов работы сетей Актюбинского энергоузла) мы продаем компании РЭК ТОО «Энергосистема» за рассчитанную цену: 574тыс. 742 тенге.

Заключение

В данном дипломном проекте мы исследоововали режим работы сети Актюбинского энергоузла.

В ходе дипломного проекта был взят участок сети напряжением 110 кВ, рассчитаны параметры линий электропередач и трансформаторов на подстанциях. Составлена схема замещения для выполнения расчета в программе RASTR. Произведены расчеты режимов работы существующей сети в летнем, зимнем и аварийном режиме, а также произведен расчет режимов работы сети в летнем, зимнем и аварийном режиме с учетом перспективного роста нагрузок.

В экономической части было произведено обоснование темы с элементами научно-исследовательского характера, произведена оценка экономической выгоды выполнения работы: исследование режима работы сети.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчёт эффективности шумозащитных ограждений и расчет кондиционирования воздуха.

Список литературы:

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

2 Балаков Ю.Н. Мисриханов М.Ш. Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. М.: Издательский дом МЭИ, 2006.- 288с.

3 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. – Справочник по проектированию электрических сетей. М: ЭНАС, 2012. – 376с.

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

5 А.В. Крюков – Учебное пособие по дисциплине «Электрические сети и системы» для студентов всех форм обучения специальности – Иркутск: ИрГУПС, 2008 – 55с.

6 Справочник по проектированию электроэнергетических систем под.ред. С. С. Рокотяна, И.М.Шапиро. - М: Энергоатомизда, 1985. – 352 с.

7Дюсебаев А.К., Абдимуратов Ж.С. Учебное пособие. Безопасность жизнедеятельности, Алматы 2010.

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

9 Фирменный стандарт «Работы учебные» общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию. Разработан и внесен кафедрой АУЭС, 2014 год.