МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции, сети и системы

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Проектирование электрических сетей 10кВ для электроснабжения нового микрорайона в г. Капшагай

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Салихов Р.В. ЭСС-12-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Михалкова Е.Г. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:
Валиева Л.Ш., к.эк., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «31» мая 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Джебраев М.К., д.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «27» мая 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: ст. пр. Соколова И.С.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «13» 06 20 16 г.
(подпись)

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

Алматы 2016г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломного проекта

Студент Салихов Рафаиль Валерьевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Проектирование электрических сетей 10кВ для электроснабжения нового микрорайона в г. Костанай

утверждена приказом ректора № 148 от «19» октября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «1» июля 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Принципиальная схема существующих электрических сетей, карта-схема сетей 35-500кВ Костанайского РЭС. Потокораспределение в сетях 10кВ

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
Целесообразность постройки нового микрорайона в городе „Костанай"
Определение расчетных электрических нагрузок сети питающей новый микрорайон
Выбор сечения проводов
Выбор трансформаторов
Расчет режимов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Карта - схема ЕНС Казахстана
Географическое расположение Алматинской области
Схема существующих сетей 35 кВ и выше Илийского РЭС
Схема электрических соединений существующих сетей 35 - 500 кВ Илийского РЭС
Карта города „Капшагай"
Схема питания объектов 0,4 кВ
Схема подключение ТП

Рекомендуемая основная литература

1. „Справочник по проектированию электрических сетей" - Д. Л. Файбисович, 2012 г.
2. „Правила устройства электроустановок," - 2015 г.
3. "Электрооборудование станций и подстанций." Учебник "Рожкова Л. Д., Козулин В. С. - 2013 г.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Дюсебаев М. Ж.	02.02 – 27.05.2016	
Экономическая часть	Валиева Л. Ш.	01.04 – 31.05.16	
Нормоконтроль	Соколова И. С	13.06.16	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Аналитические исследования состояния района и постановка задачи работы	19.10.2015	
2	Проектирование и расчет электрических нагрузок	21.10.2015	
3	Выбор мощности трансформаторов и площади сечения проводников	2.11.2015	
4	Технико-экономическое сравнение вариантов для нового микрорайона	25.01.2016	
5	Расчет режимов работы электрической сети 10кВ принятого варианта для нового микрорайона на 2016г	8.02.2016	
6	Расчет режимов работы электрической сети 10кВ принятого варианта для нового микрорайона на 2025г	18.03.2016	
7.	Экономическая часть строительства сети 10 кВ для нового микрорайона в г. Барнаул	20.05.2016	
8.	Б.Ж.Д.	25.05.2016	
9.	Сдача работы в учебную часть	30.05.2016	

Дата выдачи задания «____»_____20___ г.

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

Руководитель _____ Михайлова Е.Р
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ _____
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

В дипломной работе дана краткая характеристика проектируемого объекта. Произведен расчет электрических нагрузок электрической сети 0,4 кВ, предложены два варианта электроснабжения проектируемого объекта. Произведен выбор конструктивного исполнения линий и трансформаторных подстанций, выбор сечения проводников и мощности трансформаторов. Дано технико-экономическое обоснование эффективности принятых при выполнении проекта решений. Разработаны мероприятия техники безопасности при эксплуатации электроустановок, мероприятия по охране труда.

Annotation

The capstone project is a brief description of the designed object. The calculation of electrical loads electricity 0.4 kV network, the offer two versions of power supply of the designed object. Produced selection of embodiment lines and transformer substations, wire sizing conductors and power transformers. Given a feasibility study with the effectiveness of the implementation of the project decisions. Developed safety measures for electrical installations, labor protection measures.

Андатпа

Дипломдық жоба әзірленген объектінің қысқаша сипаттамасы болып табылады. Электр жүктер электр 0,4 кВ желісін есептеу, ұсыныс әзірленген объектінің электрмен жабдықтау екі нұсқасы. Сым калибрлеу өткізгіштер және электр трансформаторлар, іске асуы желілері мен трансформаторлық қосалқы станцияларды таңдау шығарылады. Жоба шешімдерін жүзеге асыру тиімділігін бар техникалық-экономикалық негіздемесі ескере. Электр қондырғыларын үшін дамыған қауіпсіздік шаралары, еңбек қорғау шаралары.

Содержание:

Введение....8
1 Аналитические исследования состояния района и постановка задачи работы 9
1.1 Состояние электроэнергетической системы Казахстана 9
1.2 Производство электроэнергии в Казахстане 10
1.3 Характеристика исследуемой области....13
1.4 Характеристика потребителей и источников питания....16
1.5 Краткая характеристика проектируемого объекта 19
1.6 Целесообразность постройки нового микрорайона в городе «Капшагай» 21
1.7 Постановка задачи работы и краткая характеристика проектируемого участка сети....23
2 Проектирование и расчет электрических нагрузок 23
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок сети питающей новый микрорайон «Восточный» в городе Капшагай 23
3 Выбор мощности трансформаторов и площади сечения проводников....34
3.1 Составление целесообразных вариантов конфигурации сети....34
3.1 Выбор трансформаторов 36
3.2 Выбор сечения проводников....38
4 Технико - экономическое сравнение вариантов для нового микрорайона 44
5 Расчет режимов работы электрической сети 10 кВ принятого варианта для нового микрорайона....45
5.1 Расчет максимального режима работы (зима) сети 10кВ для нового микрорайона на 2016 год....48
5.2 Расчет минимального режима работы (лето) сети 10кВ для нового микрорайона на 2016 год....50
5.3 Расчет послеаварийного режима работы сети 10кВ для нового микрорайона на 2016 год....53
6 Расчет режимов работы электрической сети 10 кВ принятого варианта для нового микрорайона с перспективой на 2025 год....55
6.1 Расчет максимального режима работы (зима) сети 10кВ для нового микрорайона на 2025 год....55
6.2 Расчет минимального режима работы (лето) сети 10кВ для нового микрорайона на 2025 год....57
6.3 Расчет послеаварийного режима работы сети 10кВ для нового микрорайона на 2025 год....59
7 Экономическая часть строительства сети 10 кВ для электроснабжения нового микрорайона в городе Капшагай 62
7.1 Цели разработки проекта....62
7.2 Анализ рынка сбыта....62
7.3 Определение капитальных вложений в строительство трансформаторных подстанций....63

7.4 Определение ежегодных издержек подстанции и КЛ.....64
7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций.....66
8 Безопасность жизнедеятельности.....70
8.1 Общие положения.....70
8.2 Перечень оборудования.....70
8.3 Причины аварий и отказов на подстанциях и электрических сетях.....71
8.4 Выбор комплектных трансформаторных подстанций и распределительных устройств высокого и низкого напряжения.....73
8.4.1 Выбираем для установки следующие КТП.....73
8.4.2 Выбор автоматического выключателя для защиты электродвигателя..74
8.4.3 Выбор автоматического выключателя для защиты линии 0.4 кВ.....75
8.5 Выбор вводного выключателя на стороне НН.....76
8.6 Выбор и описание работы схемы АВР секционного выключателя на подстанции.....78
Заключение.....80
Список используемой литературы.....81

Введение

Распределительные электрические сети – это система, которая динамически развивается, которая специализирована для передачи и распределения электрической энергии. В распределительных электрических сетях непрерывно протекает процесс износа оборудования, конструкций, и их старения. В них постоянно идет рост нагрузок, в связи с чем они требуются реконструкции или постройка новых электрических сетей. Для решения данных задач нужно производить анализ режимов работы электрических сетей с использованием совершенных компьютерных программ и алгоритмов расчета, применения современного оборудования. При проектирование электрических сетей необходимо предусмотреть направления, которые бы позволили бы сберечь финансовые и материальные ресурсы. Исследование и использование новейших способов проектирования электрических сетей с использованием современных компьютерных программ позволят получить практические и теоретические знания для дальнейшего применения их в собственной практической деятельности.

Электрические сети как часть энергетической системы обеспечивают передачу и распределение электрической энергии между потребителями. Поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- высокая надёжность электроснабжения;
- бесперебойное обеспечение потребителей электроэнергией, как в нормальном, так и аварийном режимах:
- при отключение линий либо трансформаторов необходимо сохранить питание потребителей без ограничения нагрузки.

Целью представленного дипломного проекта является обеспечение электроэнергией вновь проектируемые населенные пункты и производственные объекты. Для достижения этой цели, в проекте необходимо произвести расчет нескольких вариантов электроснабжения проектируемых объектов и выбрать наиболее выгодное с экономической точки зрения исполнение линий напряжением 10, 0,38 кВ а также ТП 10/0,4 кВ. Произвести анализ режимов проектируемой сети напряжением 10 и 0,4 кВ для выбранного варианта, с помощью программы Rastr произвести расчет максимального, минимального и послеаварийного режимов выбранного варианта. Произвести расчеты целесообразности выбранного варианта по технико-экономическим показателям и определить сроки окупаемости проекта

1 Аналитические исследования состояния района и постановка задачи работы

1.1 Состояние электроэнергетической системы Казахстана

Казахстанская энергосистема является одной из самых надежных энергосистем стран СНГ, во многом, благодаря своему географическому положению. На западе, северо-западе и севере Казахстан граничит с Россией, на юге и юго-западе со среднеазиатскими республиками - Туркменистаном, Узбекистаном и Кыргызстаном, на юго-востоке и востоке с Китайской Народной Республикой. На рисунке 1.1 представлено географическое расположение Республики Казахстан, с указанием единой энергетической системой.



Рисунок 1.1 – Карта – схема ЕАС Казахстана.

Казахстанская энергосистема довольно емкая, а также имеет транзитные возможности, объединяя энергосистемы Центральной Азии с энергосистемой Российской Федерации. Благодаря, огромному перетоку мощностей, в центре

которого находится Казахстан, недостаток электроэнергии, если таковой имеется, полностью покроют соседние государства.

Объединяя общей сетью Жамбылскую, Алматинскую, Кызылординскую и южные Казахстанские регионы, у южной области есть развитая связь с энергосистемами Кыргызстана и Узбекистана. Не имея собственных источников топлива и, соответственно, крупные электростанции, зависит от импорта электроэнергии из соседних государств. Для решения этой проблемы в 1998 транзит на 500 кВ электрическая линия "Экибастуз — Нур — Агадырь— ЮКГРЭС — Алматы

Энергетическое хозяйство Акмолинской, Восточно-Казахстанской, Карагандинской, Костанайской и Павлодарской области которые входят в Северный и Центральный регион объединено в единую сеть и имеет тесную, развитую связь с энергосистемой Российской Федерации. Получанеся на территории Российской Федерации расположены самые большие и главные энергопроизводящие мощности страны: Экибастузкая ГРЭС-1 и ГРЭС-2, Аксуская ГРЭС, Карагандинская ТЭЦ-3, Усть-Каменогорская ТЭЦ, Шульбинская ГЭС.

1.2 Производство электроэнергии в Казахстане

Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 18 992.7 МВт электроэнергии. К сожалению, выработка большинства электростанций не достигает установленной мощности. Около 70% электроэнергии в Казахстане вырабатывается из угля, 14,6 % - из гидроресурсов, 10,6 % - из газа и 4,9 % - из нефтью.

Тепловая энергия Казахстана. Основной объем электричества в Казахстане вырабатывают 37 тепловых электростанций, работающих на углях Экибастузского, Майкубинского, Тургайского и Карагандинского бассейнов. Крупнейшая из построенных в Казахстане - ГРЭС-1 Экибастуза - 8 энергоблоков с установленной мощностью 500 МВт каждый, по состоянию на 1 января 2015г располагаемая мощность станции составляет 3500 МВт. Наибольшую выработку электроэнергии осуществляет Аксуская (Ермаковская) ГРЭС. В 2006 году эта станция выработала 16 % всей электроэнергии, произведённой в Казахстане.

Множественная доля производства электричества приходится на электростанции Экисбастуза (до 4000 МВт). Из-за существования значительных областей угля в регионе доступная угольная электроэнергетика. Это не только самостоятельно электроэнергия, но также и имеет потенциал для экспорта исключая ошибки электроэнергетика Казахстанский рынок

Атомная электроэнергия Казахстана. Единственная атомная электростанция в Казахстане находилась в городе Актау с реактором на быстрых нейтронах с мощностью в 350 МВт. АЭС действовала в 1973-1999 годах. В рельный момент атомная энергия в Казахстане никак не используется, невзирая на то, что запасы (по данным МАГАТЭ) урана в

стране оценены в 900 тысяч тонн. Основные залежи находятся на юге Казахстане (ЮКО и Кызылординская области), западе в Мангыстау, на севере Казахстана (месторождение Семизбай).

В данный момент рассматривается вопрос о строительстве новой атомной электростанции мощностью 600 МВт в г. Актау. В стране эксплуатируются около 5 исследовательских ядерных реакторов. В 2010 году, в целях роста энергетических мощностей, Казахстан и Российская Федерация добились договоренности о строительстве атомной электростанции, против чего выступает антиядерное движение Невада-Семипалатинск

В 2018 году ожидается строительство в Казахстане 2 АЭС: - Курчатов - город в Восточно-Казахстанской области; - Улькен - посёлок в Алматинской области на прибрежье озера Балхаш.

Гидроэлектроэнергия Казахстана. В Казахстане имеются значительные гидроресурсы, теоретически мощность всех гидроресурсов страны составляют 170 млрд кВт·ч в год. Основные реки: Иртыш, Или и Сырдарья. Экономически эффективные гидроресурсы сосредоточены в основном на востоке (горный Алтай) и на юге страны. Крупнейшие ГЭС: Бухтарминская, Шульбинская, Усть-Каменогорская (на реке Иртыш) и Капчагайская (на реке Или) обеспечивающие 10 % потребностей страны. В городе Экибастуз Павлодарской области республики Казахстан расположено две крупные электростанции, более мощная из них – Экибастузская ГРЭС-1

В Казахстане планируется увеличение использования гидроресурсов в среднесрочном периоде. В декабре 2011 г. была запущена в эксплуатацию. Мойнакская ГЭС (300 МВт), проектируются Булакская ГЭС (78 МВт), Кербулакская ГЭС (50 МВт) и ряд малых ГЭС.

Нетрадиционные возобновляемые источники Казахстана. Удельный вес возобновляемых энергоресурсов не более 0,2 % суммарной выработки электричества.

Ветровая энергетика Казахстана. Ветровая энергетика в Казахстане слабо развита, несмотря на то, что для этого есть подходящие природные условия. Например, в районе Джунгарских ворот и Чиликского коридора, где средняя скорость ветра составляет от 5 до 9 м/с. В декабре 2011г. в Жамбылской области была введена в эксплуатацию первая в Казахстане ветроэлектростанция - Кордайская ВЭС (первая очередь), мощность 1 500 кВт. В декабре 2014г. был построен первый этап из 9 ветрогенераторов, который увеличил мощностью до 9 МВт.

Также в Кордайском районе подходит к завершению строительство второй ВЭС мощностью 21 МВт. В октябре 2013 г. состоялась закладка капсулы Ерейментауской ВЭС мощностью 45 МВт. Проекты ВЭС: Жанатасская ВЭС мощностью до 400 МВт (Жамбылская область). Шокпарской ВЭС - мощность 200 МВт (Жамбылская область)

Солнечная энергетика Казахстана. Использование солнечной энергии в Казахстане также незначительно, при том, что годовая длительность солнечного света составляет 2200-3000 часов в год, а оцениваемая мощность

1300-1800 кВт на 1 м² в год. В 2010 году был дан старт проекту KazPV, главная цель которого создать полное вертикально-интегрированное производство фотоэлектрических модулей на основе казахстанского кремния.

KazSilicon добывает кремний в городе Уштобе (Алматинская область). Kazakhstan Solar Silicon в Усть-Каменогорске осуществляет переработку сырья и производит кремниевые ячейки. На предприятии Astana Solar в Астане осуществляется последняя степень передела - сборка фотоэлектрических модулей. В конце 2012 года в Жамбылской области Кордайском районе была введена в эксплуатацию первая очередь солнечной электростанции - «Отар» (первая очередь), мощность - 504 кВт, проектная мощность 7 МВт.

20 декабря 2013 года в ходе общенационального телемоста "Сильный Казахстан - построим вместе!" был дан старт работе Капшагайской СЭС (г.Капшагай Алматинской области) мощностью 2 мегаватт,где применена технология слежения за солнцем. Проект реализован дочерней компанией АО «Самрук-Энерго» ТОО "Samruk-Green Energy".

Потребители электричества:

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

Электрические сети Казахстана. Общая протяжённость электрических сетей общего пользования в Республике Казахстан составляет:

- сети с напряжением 1150 кВ - 1,4 тыс. км (в настоящее время эксплуатируются на напряжении 500 кВ);
- сети с напряжением 500 кВ - более 5,5 тыс. км;
- сети с напряжением 220 кВ - более 20,2 тыс. км;
- сети с напряжением 110 кВ - около 44,5 тыс. км;
- сети с напряжением 35 кВ - более 62 тыс. км;
- сети с напряжением 6-10 кВ - около 204 тыс.

При передаче и распределении электричества имеются большие потери - 21,5 % Линии электропередачи и распределительные сети Казахстана разделены на 3 части: две на севере и одна на юге, каждая из которых соединена с какой-либо внешней энергетической системой (Единой энергетической системой России на севере и Объединённой энергетической системой Средней Азии на юге). Соединяются эти системы между собой только одной линией. В настоящее время ведётся строительство второй линии, соединяющей Северную и Южную энергосистемы и рассматривается возможность строительства линии, соединяющей Западную энергосистему с Северной.

1.3 Характеристика исследуемой области

В 1933 году 11марта была основана Алматинская область с центром в городе Алма-Ате. В апреле месяце 2001 года г.Талдыкорган стал центром Алматинской области, а объединение Талдыкорганской и Алматинской области случилось в 1997 году. Алматинская область находится на юго-восточной части Казахстана, на юге – с Киргизской Республикой, на востоке граничит с Китайской Народной Республикой, на западе – с Жамбыльской областью, на северо-востоке – с Восточно-Казахстанской областью, на северо-западе – с Карагандинской областью. Охватывает территорию в 224, 8 тыс. кв. км. Географическое положение Алматинской области представлено на рисунке 1.2



Рисунок 1.2 - Географическое расположение Алматинской области.

Область имеет достаточно многообразную географическую характеристику и разнородный рельеф. На юге простирается массивы Заилийского Алатау, а на востоке хребты Джунгарского Алатау. Для предгорной местности свойственна степная растительность, с переходом в горы, лиственные леса чередуются хвойными лесами, которые перемениваются в альпийские луга. В Алматинской области имеются Алматинский заповедник и два из четырех национальных природных парков страны: Иле-Алатауский и «Алтын Эмель».

Природная среда Алматинской области содержит 5 климатических зон – от бесконечных снегов до полупустынь и пустынь. Климат области резко континентальный, средняя температура января -14°С, в горных районах -7-9°С, июля - +17°С и +25+26°С соответственно. Годовое количество осадков на равнинах – до 290 мм. В предгорьях и горах – от 520-720 до 1000 мм в год.

-Алматинская область и входящие в нее города, районы, сельские округа представлены на рисунке 1.3.

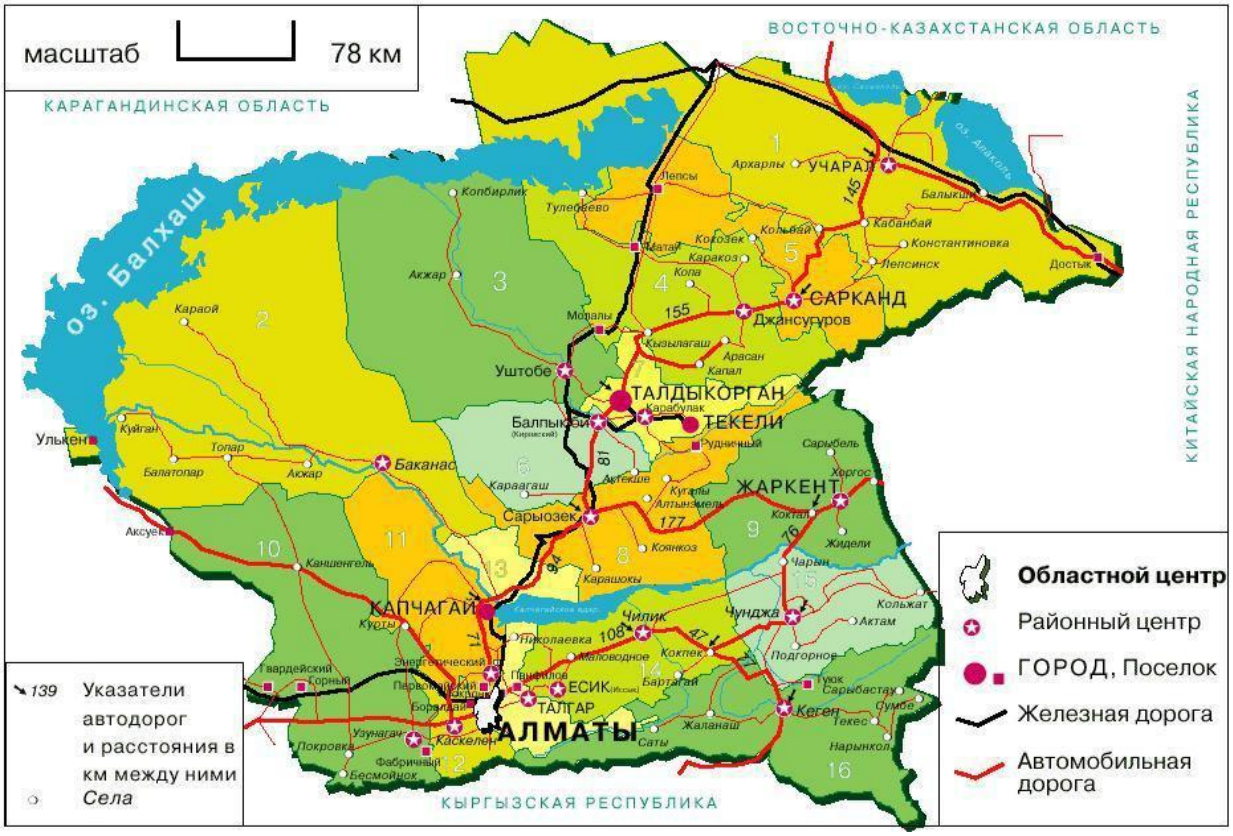


Рисунок 1.3 - Алматинская область и входящие в нее города, районы, сельские округа

Около 80% территории района расположены в пустынной и пустынно-степных зонах: пески Сартаукум и Плато Караой. Плато Караой используется под богарное земледелие. Пески Сартаукум - это зимние и весенне-осенние пастбища.

Климат зоны отличается крайне сухостью и резко – континентальностью. Средняя продолжительность безморозного периода в большинстве равна 150-170 дня. Рельеф характеризуется наличием грядовых и грядо-бугристых песчаных образований.

В настоящее время Акиматом Алматинской области разработана концепция создания туристической зоны «Жана-1ле» на побережье Капшагайского водохранилища. Создание туристского центра позволит достичь целостности осуществления проектов, рационального планирования и комплексного строительства объектов индустрии туризма, спорта и развлечений. Выполнены предварительные расчеты финансовых затрат на инженерно-коммуникационную и транспортную инфраструктуру, разрабатывается ТЭО проекта. В рамках разработанного проекта «ТЭО и генеральный план зоны отдыха г.Капшагая и побережья Капшагайского

водохранилища» предложена модель строительства рекреационного центра по типу «Лас-Вегас» с развитой инфраструктурой развлечений и спорта.

Алматинская область в настоящее время поставляет электроэнергию до потребителей от собственных источников ТЭЦ-1, 2, 3, каскада Алматинских ГЭС, Капшагайской ГЭС АО «АлЭС» и Иссыкских ГЭС-2, 3 ТОО «ЭнергоАлем».

В июне 2013 г. завершено строительство первой фотоэлектрической солнечной электростанции (ФЭСЭС) мощностью 2 МВт в г. Капшагай.

Величина годового электропотребления в Алматинской области в отчетном 2013 году составила 7467,2 млн. кВт.ч и снизилась по сравнению с 2012 годом на 133,1 млн. кВт.ч или на 1,8%.

Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций по состоянию на 01.01.2014 г. показаны в ниже следующей таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Показатели установленной и располагаемой мощности электростанций

Наименование	$P_{уст.}$ МВт	$P_{расп.}$ МВт	Разрывы мощности	Причины разрывов
Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС» (АТЭЦ-1)	145	102	43	Недостаточное потребление тепла от турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума. Дефицит котельной мощности.
Алматинская ТЭЦ-2 АО «АлЭС» (АТЭЦ-2)	510	409,3	100,7	Недостаточное потребление тепла от турбоагрегатов. Сжигание непроектного топлива ухудшенного качества (Экибастузский уголь).
Алматинская ТЭЦ-3 АО «АлЭС» (АТЭЦ-3)	173	173	-	
Капшагайская ГЭС	364	300	64	По режиму сработки водохранилища.
Каскад АГЭС	46,9	42,0	4,9	По водотоку.
Иссыкская ГЭС-2 ТОО «ЭнергоАлем»	5,1	1,4	3,7	По водотоку.

1.4 Характеристика потребителей и источников питания

Илийский район электрических сетей организован в 1971 году и является структурным подразделением АО "АЖК".

В состав Илийского ПЭС входят пять мастерских участков: г. Капчагай, с. Жетыген, п.Акши, п. Шенгельды, п. Заречный.

Площадь электрических сетей, обслуживаемых Илийским РЭС составляет - 6800 км2. Средний радиус обслуживания составляет 90 км. Количество физических лиц составляет - 22260 ед. Схема существующих сетей 35 кВ и выше Илийского РЭС представлена на рисунке 1.4

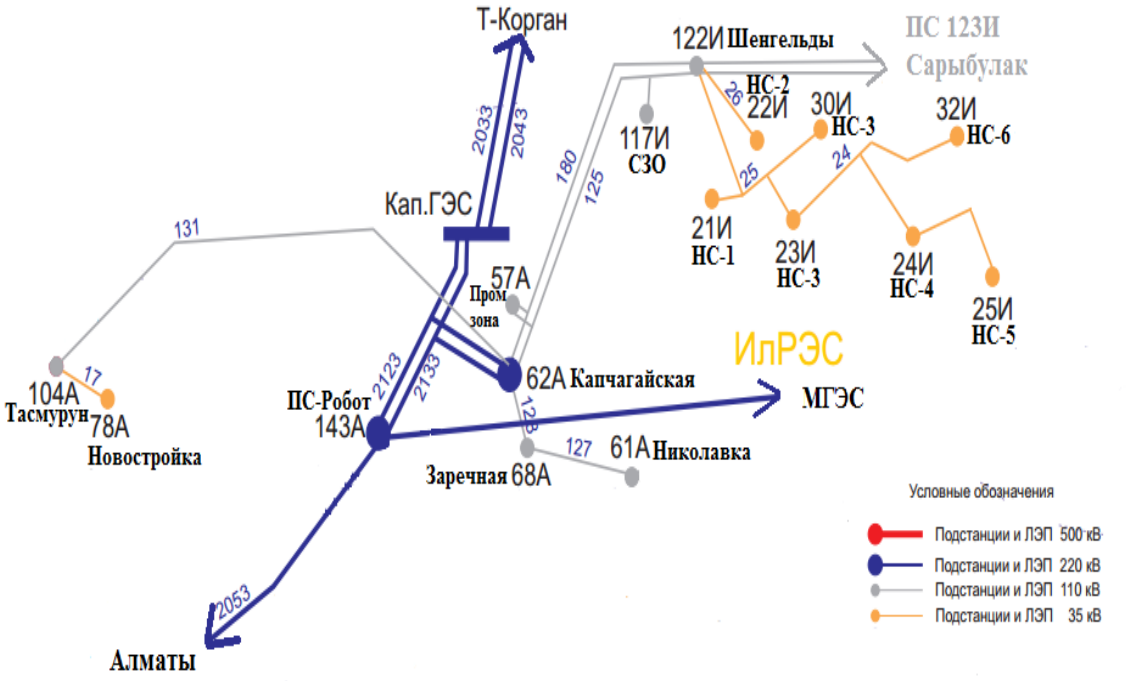


Рисунок 1.4 – Схема существующих сетей 35 кВ и выше Илийского РЭС

Передача электроэнергии осуществляется по электрическим сетям напряжением 220, 110, 35, 10, 6 и 0,4 кВ. Собственных источников электроэнергии есть .

В ведомстве Илийского РЭС находится две подстанций 110/35/10 кВ, получающая питание по линиям 110 кВ от шин Капшагайская;6 подстанций 35/6кВ и две подстанций 35/10 .

Обслуживание и ремонт оборудования ПС-220/110/35/10/6 кВ и ЦРП-10/6кВ осуществляется персоналом групп ремонта ПС и группы РЗА.

Профилактические, плановые, предпусковые испытания защитных средств и приспособлений производит группа изоляции и защиты от перенапряжения.

Плановые, текущие и капитальные ремонты ВЛ-110,35 кВ производит группа линий 35кВ и выше.

Площадь электрических сетей, обслуживаемых Илийским РЭС - это площадь Илийского административного района г.Капшагай. Средний радиус обслуживания составляет 75 км., численность персонала по состоянию на 01.01.2014 -187 чел., в том числе ИТР-36 чел.

Главной задачей, стоящей перед областью, является непрерывное и высококачественное обслуживание электроэнергией потребителей, занятых в сфере сельскохозяйственного направления, промышленных и домашних потребителей области и занятых пунктов Илийского района..

Схема главных электрических соединений подстанций Илийского РЭС приведена на рисунке 1.5.

С учетом вышесказанного, была определена потребность в электрической энергии на уровень 2015 и 2021 г. Прогноз потребления электроэнергии рассматриваемого энергоузла представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Нагрузки на 2015 год и на перспективу до 2021 г.

Наименование подстанции	2015г.МВА	2018г.МВА	2021 г.МВА
Дмитриевка	13,41+ j7,93	14,7+ j10,35	14,89+ j10 ,91
Али	13,45+ j9,85	14,18+ j10,38	14,93+ j10,96
Николаевка	3,268+ j1,642	3,44+ j1,729	3,65+ j1,82
Жалгамыс	18,47+ j12,68	19,446+ j13,38	20,47+ j14,1
Заречная	19,565+ j13,73	20,596+ j14,424	21,68+ j15,22
Капчагайская	23,38+ j15,45	24,618+ j16,438	25,92+ j17,01

В перспективе дальнейшего роста промышленности данного региона, развития малого и среднего бизнеса и другие факторы будут способствовать увеличению уровня электрических нагрузок.

– увеличение количества подстанций с высшим напряжением 110 кВ, включая разгрузочные подстанции, с целью сокращения радиуса действия сетей 35 кВ;

– широкое применение магистральной схемы «линия 110 кв.с двусторонним питанием» с чередованием подстанций, присоединённых к ней в рассечку или ответвлением;

– автоматического регулирования напряжения под нагрузкой;

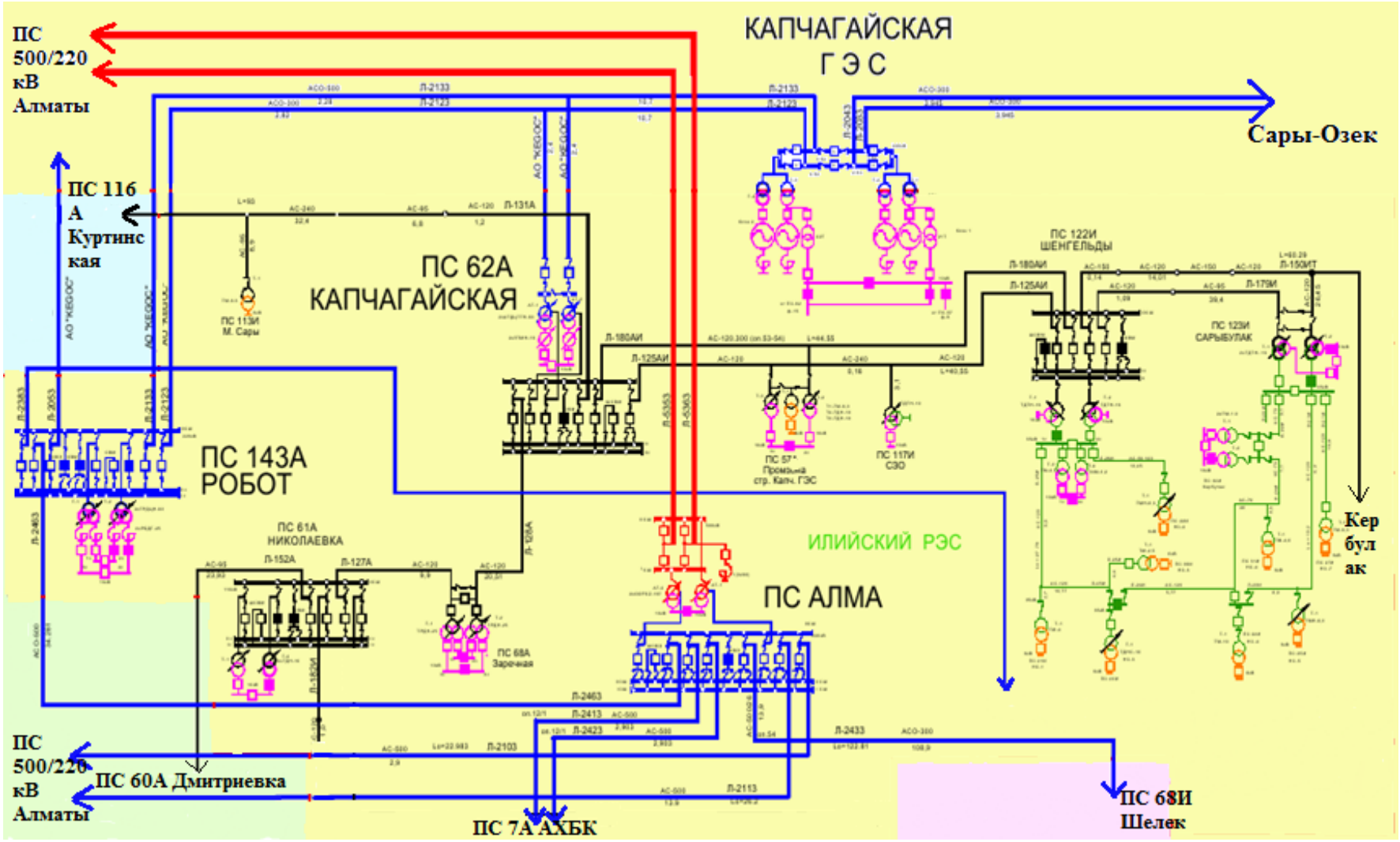


Рисунок 1.5 - Схема электрических соединений существующих сетей 35 - 500 кВ Илийского РЭС

– оборудование электрических сетей напряжением 110 кВ средствами связи и телемеханики в полном объеме;своевременная замена электросетевых объектов, дальнейшая эксплуатация которых по техническим или экономическим причинам признана нецелесообразной;

– применение кабельных линий для питания ответственных потребителей в районах с ценными землями и тяжелыми метеоусловиями;

– применение автономных источниковрезервного питания ответственных электроприемников;

– использование возобновляемых источников электроэнергии;

–

1.5 Краткая характеристика проектируемого объекта

Потребители электроэнергии, расположенные на территории города Капшагай, условно разделены на две основные группы: жилые дома и общественно-коммунальные учреждения (школы, магазины, кафе, кинотеатры, т.д.).

Электропотребление жилых домов определяется укладом жизни населения. Электропотребление общественно-коммунальных учреждений зависит от технологических процессов.

Современные жилые дома насыщены большим количеством различных электроприемников. К ним относятся различные осветительные и бытовые приборы и силовое электрооборудование. Электроприемники жилых зданий подразделяются на электроприемники общедомового назначения.

Электрические сети городов обеспечивают работу предприятий коммунального хозяйства: водоочистных и насосных станций, станций очистки сточных вод, насосных установок систем теплоснабжения.

Территория населенного места по назначению делится на следующие зоны:

— селитебную – для размещения жилых районов, микрорайонов, общественных зданий и сооружений;

— коммунально-складскую – для размещения складов, гаражей, автобаз, платных стоянок, и т.д., предназначенных для обслуживания населенных мест;

— места отдыха населения – располагаемых на границах населенного места.

В совокупности с автомобильными и железнодорожными транспортными магистралями, пересекающимися в Капшагае и соединяющими Китай, Россию и страны Средней Азии, очевидна привлекательность города для развития разнонаправленных бизнес-структур.

Строительство, согласно утверждённого проекта, международного грузопассажирского аэропорта в регионе, позволит объединить в г. Капшагай

весь спектр транспортных услуг, имеющихся сегодня в распоряжении человечества.

Приоритеты города и региона первыми оценили итальянские бизнесмены. Современный аквапарк (первый в Казахстане), построенный на инвестиции итальянских предпринимателей - результат перспективности города Капшагай в развитии не только туристического бизнеса, но и прочих структур, опирающихся на долгосрочное, взаимовыгодное сотрудничество.

В 2007 году принят закон "Об игорном бизнесе" по которому казино и залы игровых автоматов подлежат размещению в Алматинской области на побережье Капшагайского водохранилища и в Щучинском районе Акмолинской области.

Принятый закон поспособствовал резкому росту населения города Капшагай, который можно наблюдать в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Рост численности населения

№	Год	Численность
1	2	3
1	1959	14072
2	1970	15071
3	1979	25629
4	1989	38300
5	1991	44400
6	1999	33428
7	2004	34376
8	2005	36513
9	2006	36881
10	2007	37420
11	2008	38456
12	2009	39855
13	2010	40753
14	2011	41310
15	2012	42389
16	2015	60100

Город Капшагай расположен в Алматинской области на берегу водохранилища, созданного на реке Или для обеспечения водным запасом Капшагайской ГЭС – уникального сооружения, не имеющего мировых аналогов в среде инженерных проектов при возведении объектов подобного класса. Рукотворное море протяжённостью более 117 км. с северо-запада на северо-восток, имеет ширину от 25 до 30 км. Глубина в различных местах акватории колеблется от 3 до 40 метров, и является благоприятной средой обитания сазана, белого амура, леща, судака, жериха, карася, змей-головы, сома, раков, и сегодня уже всё реже встречающегося, шипа – рыбы из

семейства осетровых. Сегодняшний Капшагай более известен как место развлечений, располагающее 220 – тью базами отдыха, предлагающими широкий спектр услуг для самых притязательных «гурманов» в данной области. На рисунке 1.6 изображена географическая карта города Капшагай.

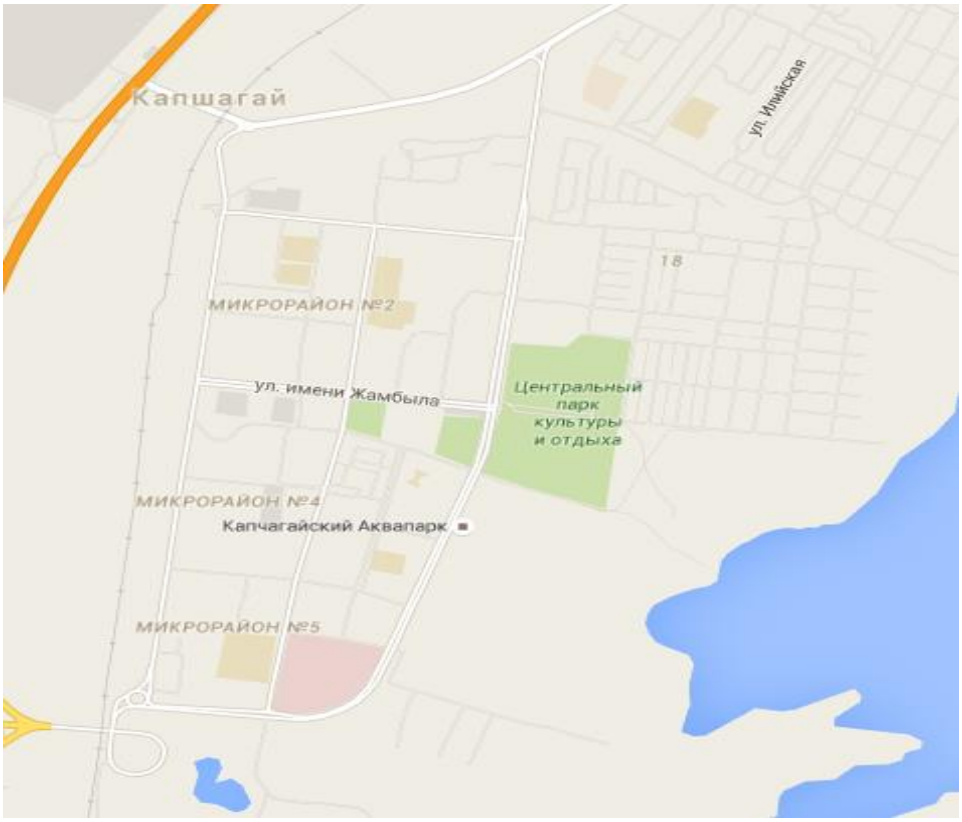


Рисунок 1.6 - Карта города «Капшагай»

Программа развития г. Капшагай с увеличением численности населения и началом реализации проекта G4 по возведению городов-спутников и строительству г.”Жана-Или” на северном побережье – активизировала действия международного бизнеса на участие в реализации проектов «Программы развития гидро и ветроэнергетики в Алматинской области». Логичность данного решения с учётом солнечной, безоблачной погоды в течении 275 дней в году, по данным института “КазГидроМет”- результат грамотного инженерно-технического подхода.

1.6 Целесообразность постройки нового микрорайона в городе «Капшагай»

Важнейшим направлением социально-экономического развития Алматинской области является создание стратегических «полюсов роста» (опорных территорий), как каркаса территориального развития, на основе региональных инфраструктурных ресурсов и активно развивающихся приграничных территорий. На основании анализа существующих и

планируемых ресурсов и инвестиционного потенциала регионов Алматинской области были выделены 6 основных «опорных территорий».

Главной функцией основных «опорных территорий» является прогнозируемая концентрация производственных, инвестиционных и кадровых ресурсов и формирование перспективных направлений развития Алматинской области. Шесть основных сгруппированных направлений экономического роста Алматинской области, которые могут представлять интерес для республиканской и региональной политики. В том числе город Капшагай- промышленная технопарковая зона, зона развития туристской индустрии и игорного бизнеса.

В перспективе наиболее привлекательными территориями для размещения индустриальных зон являются прилегающие к городу Капшагаю сельские территории. Перспективы развития города Капшагая обусловлены расположением на действующем крупном транспортном узле, наличием собственных промышленных ресурсов города, активного развития туристского и делового потенциала, а также планируемым выносом ряда промышленных предприятий г.Алматы на территорию области.
- проведение мероприятий, имеющих решающее значение для повышения эффективности использования водных ресурсов.

В связи с вышесказанным, предполагается дальнейший рост населения в городе «Капшагай». В недалеком будущем появится потребность в жилых квадратных метрах. Предполагается строительство нового микрорайона в городе «Капшагай», географическое положение микрорайона можно наблюдать на рисунке 1.7.

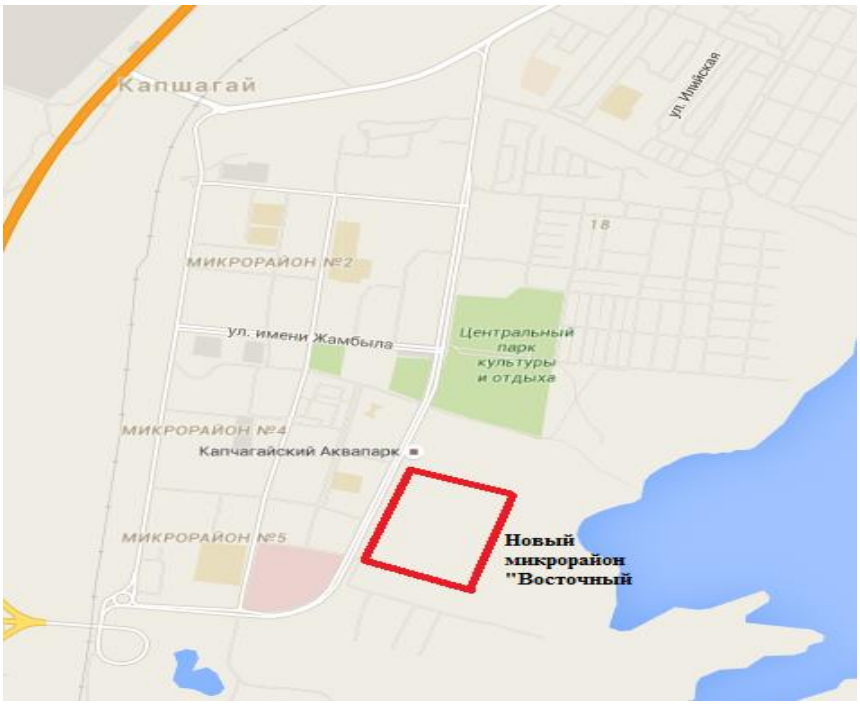


Рисунок 1.7 - Географическое положение нового микрорайона «Восточный»

1.7 Постановка задачи работы и краткая характеристика проектируемого участка сети.

Рассматриваемый участок сети, расположен в г.Капшагай электроснабжение потребителей города осуществляет АО «АЖК», главная ПС №62А «Капшагайская» 220/110/10 кВ и ПС №143А «Робот».

В данном регионе развиваются отрасли производства, в связи с этим происходит большой приток населения близлежащих населенных пунктов, что привело к необходимости строительства нового микрорайона.

В связи с этим, прогнозируется рост электропотребления и увеличения нагрузок потребителей, а также необходимость повышения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии. В работе предполагается произвести строительство сети 10 кВ для нового микрорайона.

Проектируемая кабельная линия присоединяется в собственные ячейки 10 кВ с выключателями на подстанции, сооружение которых предусматривается в составе настоящего проекта.

По показателям электропотребления и электрической нагрузки все потребители населенных пунктов разделяются на группы: промышленные потребители, коммунально-бытовые потребители городского назначения(водопровод, канализация и т.д.), потребители близлежащих к городу, жилые территории города и коммунальные общественные здания. Современные жилые массивы снабжены огромным числом электроприемников.

В работе требуется обеспечить подачу электроэнергии для нового микрорайона в г. Капшагай, питающегося от ПС №62А «Капшагайская»

Для этого предлагается выполнить следующие действия:

- Рассчитать электрические нагрузки потребителей нового микрорайона.
- Выбрать наиболее надежный и выгодный вариант соединения ТП, удовлетворяющий требования потребителей по их категориям.
- Рассчитать требуемую мощность силовых трансформаторов и выбрать подходящие трансформаторы.
- Произвести расчет и выбрать номинальное сечение кабеля.
- Проверить полученные данные с помощью программы Rastr, произвести расчет режимов сети для нового микрорайона в 2016 году и с перспективным ростом нагрузки на 2025 год.
- Дать анализ полученных результатов расчета потерь.

2 Проектирование и расчет электрических нагрузок

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок сети питающей новый микрорайон «Восточный» в городе Капшагай

Правильное определение расчетных нагрузок - важнейшая предпосылка рационального выбора параметров сети. Ошибки, допущенные при их

определении, могут привести к неоправданным затратам на электрическую сеть или к необходимости расширения сети до истечения установленного срока. На этапе проектирования невозможно точно определить нагрузку каждого потребителя, поэтому в соответствии с [6]пользуются удельными показателями, учитывая при этом возможное расширение объектов.

Расчетные электрические нагрузки жилых зданий:

Методика определения расчетных электрических нагрузок приведена в литературе [6].

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{кв.}=P_{уд.кв.}\cdot n, \quad (2.1)$$

где Руд.кт – удельная электрическая нагрузка электроприемников домов [6], кВт/квартира,

n – количество комнат.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников Ррас., кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{кв.\,рас.}=P_{уд.кв.}\cdot n, \quad (2.2)$$

Мощность лифтовых установок Ррас.лифт, кВт, определяется по формуле:

$$P_{лиф.рас.}=k_c\sum_{i=1}^{n}P_{кв.рас.}+P_{лиф.рас.}, \quad (2.3)$$

где k_c - коэффициент спроса [6],

n - количество лифтовых установок,

$P_{уст.лиф.}$- установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно - технических устройств $P_{ст.уст.}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k_c [6]:

$$P_{ст.уст.}=k_c\sum_{i=1}^{n}P_{уд.кв.} \quad (2.4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитываются.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силового электрооборудования) $P_{рас.\ жил.\ д.}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{рас.жил.д.} = P_{кв.} + k_{од.} \cdot P_{сил.эл.}, \quad (2.5)$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт,

$P_{сил.\ эл}$ - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$k_{од}$ - коэффициент одновременности, коэффициент учитывающий одновременного участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, о.е. (принимаем равным 0,9) [6].

Электрические нагрузки общественных зданий и промышленных предприятий:

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий; промышленных предприятий - по проектам электроснабжения предприятий или по соответствующим аналогам.

Укрупненные удельные нагрузки существующих предприятий допускается принимать по [6].

Расчетная электрическая нагрузка питающих линий при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{рас.}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{рас.} = P_{мак.ж} + k_{у.} \sum_{i=1}^{n} P_{жд.}, \quad (2.6)$$

где $P_{мак.\ ж}$ - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт.

Определим расчетные электрические нагрузки потребителей нового микрорайона «Восточный».

В схеме электрических сетей 10 кВ, приведенной на рисунке 2.1, в качестве нагрузок участвуют следующие электроприемники: жилые дома, детский сад, дом культуры (ДК), супермаркет, магазин, сауна, салон красоты, аптека, школа. Принадлежность к ТП указана в таблице 2.1.

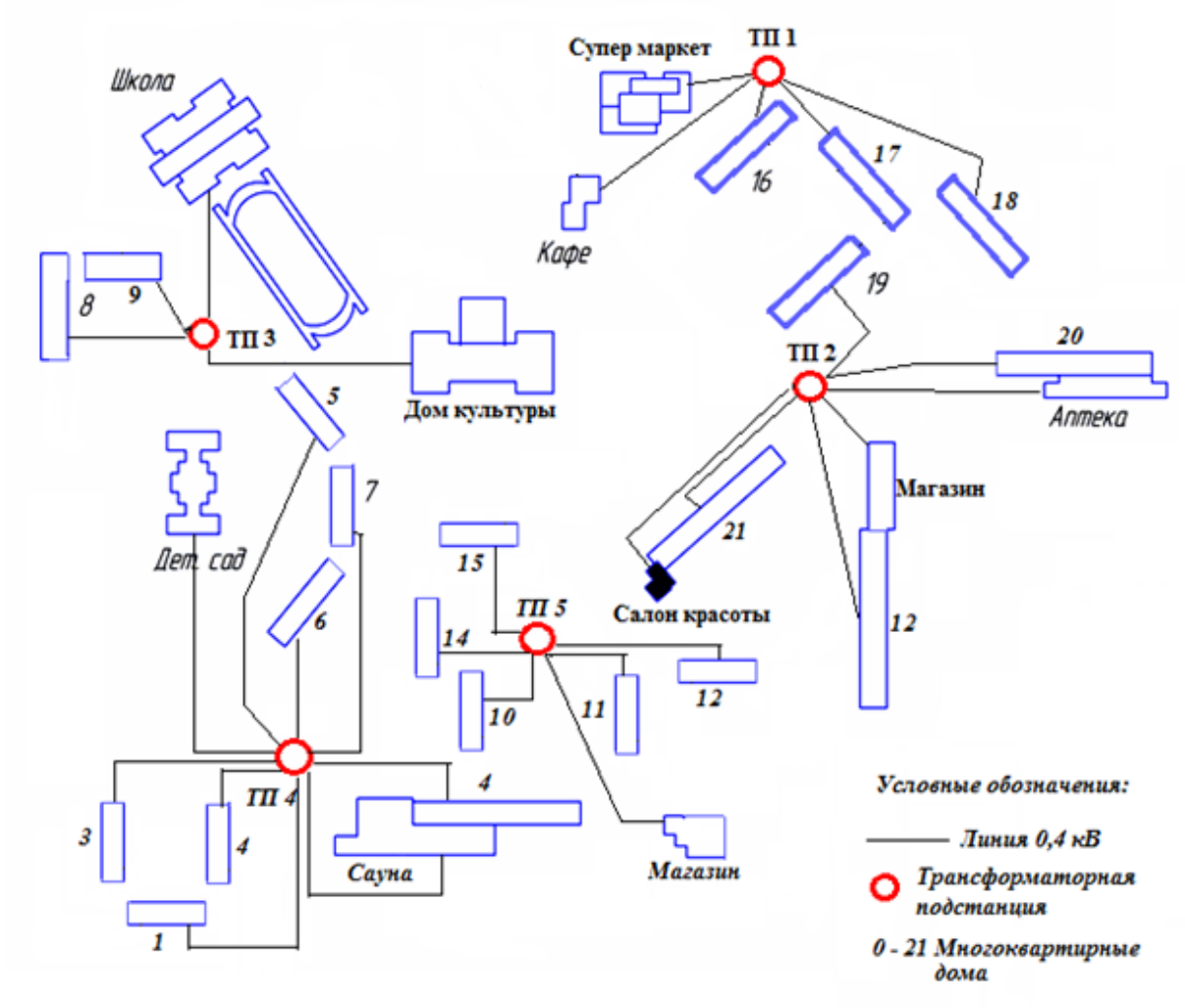


Рисунок 2.1 - Схема питания объектов 0,4 кВ

Таблица 2.1 - Потребители трансформаторных подстанций

Номер КТП	Потребители
1	2
ТП №1	Кафе «Жулдыз» на 100 мест, супермаркет «Корзина» (с кондиционированием воздуха), 3 многоквартирных дома (с плитами на сжиженном газе)
ТП №2	Аптека «Звездочка», салон красоты «Престиж», 4 многоквартирных дома (с плитами на природном газе), продовольственный магазин «Светлана»
ТП №3	Школа №15 (столовой с плитами на природном газе), 2 многоквартирных дома, дом культуры на 400 мест.
ТП №4	Детский сад «Малыш», 7 многоквартирных домов, сауна.
ТП №5	5 многоквартирных домов, продуктовый магазин «Ласточка».

1) Расчетная нагрузка ТП №1, питающей кафе «Жулдыз», супермаркет «Корзина», 7 жилых домов.

Полная расчетная нагрузка кафе «Жулдыз»:

$$S_{рас.ст.}=\frac{P_{уст.ст}}{\cos\varphi}=\frac{104}{0,95}=109,4\ кВА,$$

где $S_{уст.ст}$ - установленная мощность столовой, полностью электрифицированная, с количеством посадочных на 100 мест, кВт (в соответствии с нормативами на одно посадочное место $P_{уст}$= 1,04 кВт).

тогда расчетная нагрузка кафе составит:

$$P_{рас.ст.}=P_{уст.}\cdot n=1,04\cdot100=104\ кВт.$$

Полная расчетная нагрузка супермаркета:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.с.м.}}{\cos\varphi}=\frac{65}{0,85}=76,5\ кВА,$$

где $P_{уст.с.м.}$ - установленная мощность супермаркета, кВт (принимаем равным, $P_{с.м}$ =65 кВт).

Определяем расчетную нагрузку многоквартирных домов:

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{КВ}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв.}=P_{кв.уд.}\cdot n=5\cdot48=240\ кВт,$$

где $P_{кв.уд..}$ - установленная мощность ввода в жилой дом (по данным полученные в АО АЖК установленная мощность в один жилой дом составляет $P_{уст.}$ =5 кВт).

n – число квартир.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых элек-троприемников) $P_{Р.Ж.Д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.}=P_{кв.}\cdot K_{о}=240\cdot0,3=72\ кВт,$$

где $P_{КВ}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$K_{о.}$ – коэффициент одновременности квартир жилых зданий в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,3).

Полная расчетная нагрузка жилого здания:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{р.ж.д.}}{\cos\varphi}=\frac{72}{0,9}=80\ кВА.$$

Полная расчетная нагрузка всех жилых зданий:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.с.м.}}{\cos\varphi}\cdot n=80\cdot 3=240\ кВА,$$

Где, n – количество жилых домов.

Полную расчетную нагрузку на ТП №1 определяем с учетом коэффициента одновременности который учитывает участие потребителей от ТП1 в максимуме нагрузок, принимаем $k_{од}$= 0,8 :

$$S_{рас.ТП1}=k_{од.}\left(S_{рас.ж.д}+S_{рас.с.м.}+S_{рас.ст.}\right)=0,8(240+76,5+109,4)=340\ кВА.$$

2) Расчетная нагрузка ТП №2, питающая аптеку «Звездочка», салон красоты «Престиж», 4 жилых дома(с плитами на природном газе), продовольственный магазин «Светлана»

Определяем расчетную нагрузку салона красоты:

$$S_{рас.с.к.}=\frac{P_{уст.с.к.}}{\cos\varphi}=\frac{25}{0,85}=27,8\ кВА,$$

где $P_{с.к.}$ - установленная мощность салона красоты, состоящего из мужского и женского залов, кВт.

Определяем расчетную нагрузку аптеки:

$$S_{рас.ап.}=\frac{P_{уст.ап.}}{\cos\varphi}=\frac{15}{0,8}=18,75\ кВА,$$

где $P_{уст.\ ап..}$- установленная мощность аптеки, кВт (принимаем равным $P_{уст.\ ап.}$=15кВт).

Определяем расчетную нагрузку магазина:

$$S_{рас.маг.}=\frac{P_{уст.маг.}}{\cos\varphi}=\frac{12}{0,8}=15\ кВА,$$

где $P_{уст.\ маг.}$ - установленная мощность магазина, кВт (принимаем равным $P_{маг.}$=12кВт).

Определяем расчетную нагрузку многоквартирных домов:

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{КВ}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв.}=P_{кв.уд.}\cdot n=5\cdot 48=240 \text{ кВт},$$

где $P_{кв.уд..}$ - установленная мощность ввода в жилой дом (по данным полученные в АО АЖК установленная мощность в один жилой дом составляет $P_{уст.}$ =5 кВт).

n – число квартир.

Расчетная электрическая нагрузка многоквартирного дома (квартир и силовых элек-троприемников) $P_{Р.Ж.Д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.}=P_{кв.}\cdot K_{о}=240\cdot 0,3=72 \text{ кВт},$$

где $P_{КВ}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$K_{о.}$ – коэффициент одновременности квартир жилых зданий в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,3).

Полная расчетная нагрузка жилого здания:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{р.ж.д.}}{\cos\varphi}=\frac{72}{0,9}=80.$$

Полная расчетная нагрузка всех жилых зданий:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.с.м.}}{\cos\varphi}\cdot n=80\cdot 4=320 \text{ кВА},$$

Определяем расчетную нагрузку ТП №2 с учетом одновременного участия всех потребителей в максимуме нагрузок:

$$S_{рас.ТП2}=k_{од.}=0,8(320+27,8+18,75+15)=305 \text{ кВА}.$$

3) Определяем расчетную нагрузку ТП №3, питающая школу №15 (столовой с плитами на природном газе), 2 жилых дома, дом культуры на 400 мест.

Определяем расчетную нагрузку школы:

$$S_{рас.сш.}=\frac{P_{уст.сш.}}{\cos\varphi}=\frac{75}{0,95}=79\ кВА,$$

где $P_{сш}$ - установленная мощность средней школы, кВт. (по данным полученные в АО АЖК принимаем равным $P_{сш}$=75 кВт).

Определяем расчетную нагрузку многоквартирных домов:

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{КВ}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв.}=P_{кв.уд.}\cdot n=5\cdot 48=240\ кВт,$$

где $P_{кв.уд..}$ - установленная мощность ввода в жилой дом (по данным полученные в АО АЖК установленная мощность в один жилой дом составляет $P_{уст.}$ =5 кВт).

n – число квартир.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых элек-троприемников) $P_{Р.Ж.Д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.}=P_{кв.}\cdot K_{о}=240\cdot 0,3=72\ кВт,$$

где $P_{КВ}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$K_{о.}$ – коэффициент одновременности квартир жилых зданий в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,3).

Полная расчетная нагрузка жилого здания:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{р.ж.д.}}{\cos\varphi}=\frac{72}{0,9}=80\ кВА.$$

Полная расчетная нагрузка всех жилых зданий:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.с.м.}}{\cos\varphi}\cdot n=80\cdot 2=160\ кВА,$$

Где, n – количество жилых домов.

Определяем расчетную нагрузку дома культуры:

$$S_{рас.д.к.}=\frac{P_{уст.д.к.}}{\cos\varphi}=\frac{40}{0,9}=44\ кВА,$$

где $P_{уст.\ ДК}$- установленная мощность дома культуры, кВт (по данным полученным в АО АЖК принимаем для дома культуры на 400-800 посадочных мест $P_{д.к}$ =40 кВт).

Определяем суммарную расчетную нагрузку ТП №3:

$$S_{рас.ТП3}=k_{од.}\left(S_{рас.сш.}+S_{рас.ж.д.}+S_{рас.ДК.}\right)=0,8(79+160+44)=226,4\ кВА.$$

4) Определяем суммарную расчетную нагрузку ТП №4, питающая детский сад «Малыш», 7 многоквартирных домов, сауну.

Определяем расчетную нагрузку сауны:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.сауны.}}{\cos\varphi}=\frac{25}{0,8}=31,25кВА,$$

где $P_{уст.\ сауны}$ - установленная мощность сауны, кВт (принимаем согласно данным АО АЖК равным 25 кВт).

Определяем расчетную нагрузку детского сада:

$$S_{рас.дс.}=\frac{P_{уст.дс.}}{\cos\varphi}=\frac{60}{0,95}=63\ кВА,$$

где $P_{д.с.}$ - установленная мощность детского сада, кВт. (по данным полученные в АО АЖК принимаем $P_{д.с.}$=60 кВт).

Определяем расчетную нагрузку многоквартирных домов:

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{КВ}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв.}=P_{кв.уд.}\cdot n=5\cdot 48=240\ кВт,$$

где $P_{кв.уд..}$ - установленная мощность ввода в жилой дом (по данным полученные в АО АЖК установленная мощность в один жилой дом составляет $P_{уст.}$ =5 кВт).

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых элек-троприемников) $P_{Р.Ж.Д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.}=P_{кв.}\cdot K_{о}=240\cdot 0,3=72\ кВт,$$

где $P_{КВ}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$K_{о.}$ – коэффициент одновременности квартир жилых зданий в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,3).

Полная расчетная нагрузка жилого здания:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{р.ж.д.}}{\cos\varphi}=\frac{72}{0,9}=80 \text{ кВА}.$$

Полная расчетная нагрузка всех жилых зданий:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.с.м.}}{\cos\varphi}\cdot n=80\cdot 7=560 \text{ кВА}.$$

Определяем суммарную расчетную нагрузку ТП №4:

$$S_{рас.ТП4}=k_{од.}\left(S_{рас.м.д}+S_{рас.сауны.}+S_{рас.дс.}\right)=0,8(560+31,25+63)=523,4 \text{ кВА}.$$

5) Расчетная нагрузка №5, питающая 5 многоквартирных домов, продуктовый магазин «Ласточка».

Определяем расчетную нагрузку многоквартирных домов:

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{КВ}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв.}=P_{кв.уд.}\cdot n=5\cdot 48=240 \text{ кВт}.$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых элек-троприемников) $P_{Р.Ж.Д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д.}=P_{кв.}\cdot K_{о}=240\cdot 0,3=72 \text{ кВт}.$$

Полная расчетная нагрузка жилого здания:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{р.ж.д.}}{\cos\varphi}=\frac{72}{0,9}=80 \text{ кВА}.$$

Полная расчетная нагрузка всех жилых зданий:

$$S_{рас.с.м.}=\frac{P_{уст.с.м.}}{\cos\varphi}\cdot n=80\cdot 5=400 \text{ кВА}.$$

Определяем расчетную нагрузку магазина:

$$S_{рас.маг.}=\frac{P_{уст.маг.}}{\cos\varphi}=\frac{12}{0,8}=15\ кВА,$$

где $P_{уст.маг.}$ – установленная мощность магазина, кВТ (принимаем равным $P_{маг}$ = 12кВт).

Определяем суммарную расчетную нагрузку ТП №5:

$$S_{рас.ТП5}=k_{од.}\left(S_{рас.м.д}+S_{рас.маг.}\right)=0,8(400+15)=332\ кВА.$$

Результаты расчета электрических нагрузок подстанций приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Расчетная мощность трансформаторных подстанций

Номер ТП	Наименование потребителей	Категория нагрузок	Полная расчетная мощность, кВА
1	2	3	4
ТП №1	1) Кафе «Жулдыз» 2) супермаркет «Корзина» 3) 3 жилых дома	1) III 2) III 3) III	1) 109.4 2) 76.5 3) 240
ТП №2	1) Аптека «Звездочка» 2) Салон красоты «Престиж» 3) 4 четырехэтажных дома 4) Магазин «Светлана»	1) II 2) III 3) III 4) III	1) 18.75 2) 27.8 3) 320 4) 15
ТП №3	1) Школа №15 2) 2 четырехэтажных 40 - квартирных дома 3) Дом культуры на 400 мест	1) II 2) III 3) II	1) 79 2) 160 3) 44
ТП №4	1) Детский сад «Малыш» 2) 7 четырехэтажных 40 - квартирных дома 3) Сауна	1) II 2) III 3) III	1) 63 2) 560 3) 31.25
ТП №5	1)5 четырехэтажных 40 - квартирных дома 2) Магазин «Ласточка»	1) III 2) III	1) 400 2) 15
Итого	26		1.791 (с $k_{од}$=0.8)

3 Выбор мощности трансформаторов и площади сечения проводников

3.1 Составление целесообразных вариантов конфигурации сети

При проектировании схем электрических сетей, прежде всего необходимо обеспечить экономичность развития этих сетей функционирования и учесть рациональность сочетания сооружаемых элементов сети с действующими

При определении наиболее выгодного и целесообразного соединения новой сети составлены возможные варианты развития сети, для каждого из которых определяются параметры устанавливаемого при развитии оборудования и по экономическим критериям эффективности определяется наиболее целесообразный вариант для работы электрических сетей, для которого обосновывается рациональность к подходу использования этой системы. Для рассмотренных вариантов производится технико-экономическое сравнение. Выбранный целесообразный вариант изучается с помощью более детального расчёта и анализа экономической эффективности с помощью экономических коэффициентов и показателей.

Основным критерием при разработке вариантов развития электрической сети экономичность при одновременном выполнении требований надежности электроснабжения к системам электроснабжения для данных категорий потребителей.

Необходимость проектирования сети возникла по причине строительства нового микрорайона «Восточный» на расстоянии около 2 км от источника питания подстанции 62А «Капчагайская» 220/110/10 кВ в городе Капшагай.

Рассмотрены технические решения по присоединению сети 10 кВ, питающая новый микрорайон «Восточный» в городе Капшагай:

Вариант 1 Рассмотрен вариант путем строительства линии длиной 4.68 км в одноцепном, кольцевом исполнении кабельными линиями подземным прохождением (Рисунок 2.2).

Вариант 2. Осуществляется строительством линии 10 кВ протяженностью 4.85, в магистральном исполнении (Рисунок 2.3).

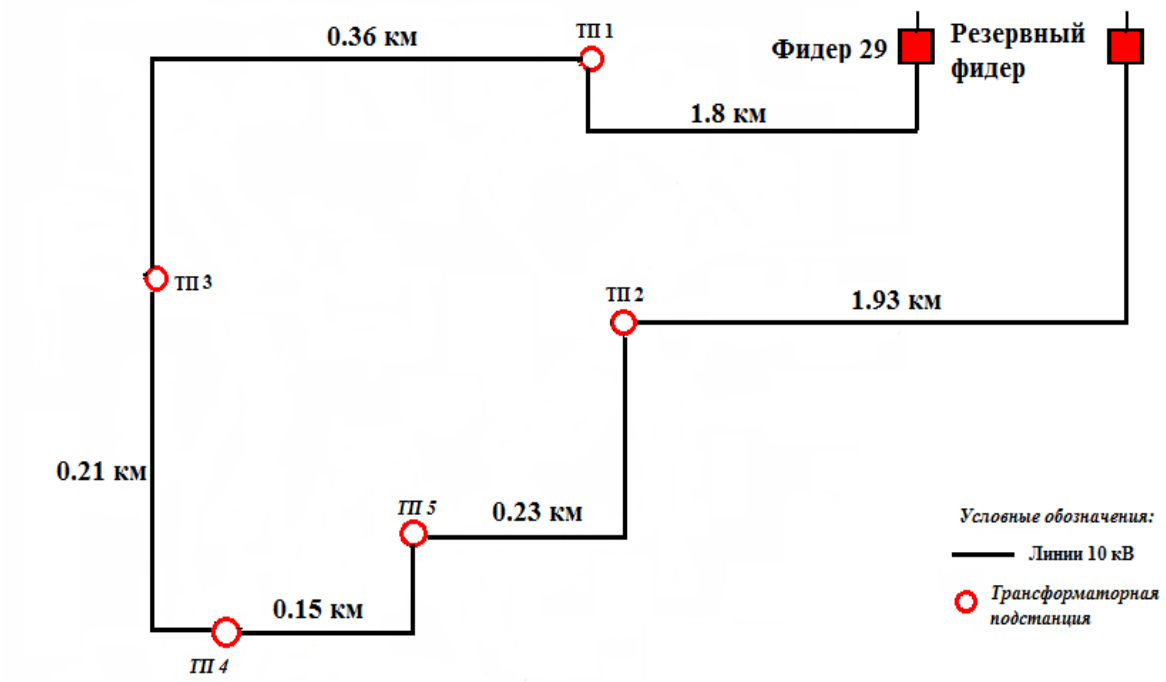


Рисунок 2.2 - Схема подключения ТП, вариант 1

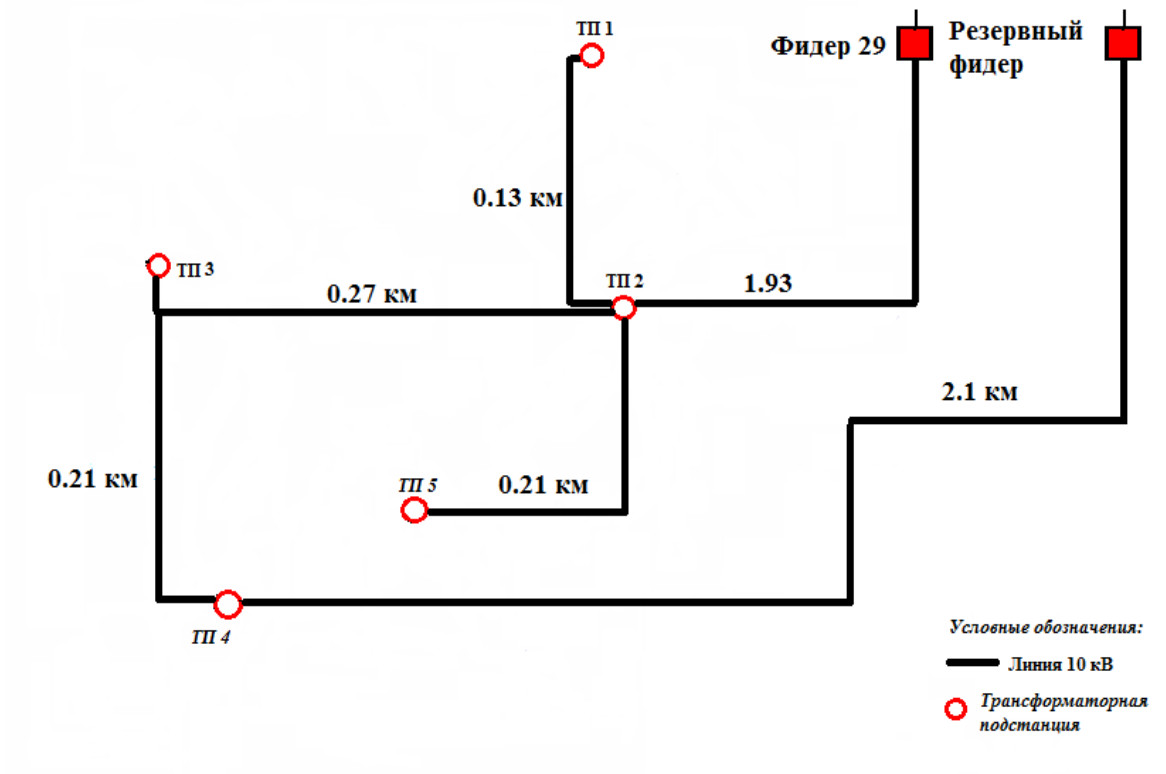


Рисунок 2.3 - Схема подключения ТП, вариант 2

3.1 Выбор трансформаторов

В настоящее время потери холостого хода в трансформаторах 10 кВ составляют около 30 % всех потерь в сетях 0,4 - 110 кВ питающих преимущественно коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей, поэтому выбору мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ необходимо уделять особое внимание.

В соответствии с приведенными нагрузками потребителей, учитывая требования к надежности электроснабжения потребителей II и III категорий и к качеству электроэнергии, будут устанавливаться трансформаторы с напряжением 10/0.4 кВ.

Номинальная мощность трансформаторов выбирается по расчетной максимальной мощности потребителей, заданной в перспективных нагрузках. Для трансформаторной подстанции мощность каждого из трансформаторов по [1] выбирается из следующего условия:

$$S_{ном.т} = \frac{S_р}{n \cdot kз}, \quad (3.1)$$

где, Sном т – номинальная мощность трансформатора, кВА;

Sр – расчётная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка подстанции), кВА.

где n – количество трансформаторов.

Рассчитываем необходимую номинальную мощность трансформаторов для всех ТП:

$$S_{ном.ТП№1} = \frac{340}{0,8} = 425 \text{ кВА};$$

$$S_{ном.ТП№2} = \frac{305}{2 \cdot 0,7} = 217 \text{ кВА};$$

$$S_{ном.ТП№3} = \frac{226,4}{2 \cdot 0,7} = 159 \text{ кВА};$$

$$S_{ном.ТП№4} = \frac{523,4}{2 \cdot 0,7} = 373 \text{ кВА};$$

$$S_{ном.ТП№5} = \frac{332}{0,8} = 415 \text{ кВА};$$

При таком выборе в аварийном режиме для двухтрансформаторных подстанций, оставшийся в работе один трансформатор может обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей по заданным необходимым категориям надежности, перегружаясь при этом не более чем на 40 %.

Для двухтрансформаторных подстанций по рекомендациям [2,3,4] следует выбирать однотипные трансформаторы. Регулирование на подстанции предусмотрено с помощью РПН на ВН в пределах 9 на 1,78. Устройство регулирования должно обеспечивать поддержание напряжение на шинах 10 кВ подстанции в пределах не ниже 105% номинального, в период больших нагрузок 100% номинального в период наименьших нагрузок.

Выбор мощности трансформаторов для одно - и двухтрансформаторных подстанций производится по экономическим интервалам нагрузки, исходя из условия [4]:

$$S_{э.min} \leq Sp \leq Sэ.max, \qquad (3.2)$$

где $S_{э.min}$, $S_{э.max}$ - соответственно, минимальная и максимальная границы экономического интервала нагрузки для трансформатора определенной номинальной мощности, кВ·А;

S_p - расчетная нагрузка трансформатора, кВ·А, $S_{ТП}$ - расчетная нагрузка подстанции, кВ·А.

По таблице [4] для указанного в условии вида нагрузки определяем интервал допустимой нагрузки для ТП №1:

$$S_{д.min} = 344 \text{ кВ·А и } S_{э.max} = 548 \text{ кВ·А.}$$

Интервал соответствует трансформатору мощностью 400 кВ·А

Для указанного в условии вида нагрузки определяем интервал допустимой нагрузки для ТП №2:

$$S_{д.min} = 132 \text{ кВ·А и } S_{э.max} = 320 \text{ кВ·А.}$$

Интервал соответствует трансформатору мощностью 250 кВ·А

Для указанного в условии вида нагрузки определяем интервал допустимой нагрузки для ТП №3:

$$S_{д.min} = 124 \text{ кВ·А и } S_{э.max} = 226 \text{ кВ·А.}$$

Интервал соответствует трансформатору мощностью 160 кВ·А

Для остальных ТП выбирается аналогично. Результаты приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 - Сведения, необходимые для выбора мощности трансформаторов

Номер ТП	Суммарная нагрузка, подключенная в момент максимума, кВА	Категория потребителя	Число выбранных трансформаторов, кВА	Номинальная мощность каждого из выбранных трансформаторов, кВА
1	2	3	4	5
ТП 1	340	III	1	400
ТП 2	305	II	2	250
ТП 3	226,4	II	2	160
ТП 4	523,4	II	2	400
ТП 5	332	III	1	400
Итого	1727,4		8	1610

В таблице 3.2 приведены характеристики для выбранных типов трансформаторов.

Таблица 3.2 - Технические характеристики выбранных трансформаторов

$S_{ном.}$, кВА	Тип	Каталожные данные						Расчетные данные	
		$U_{ном.}$, кВ		U к.з., %	ΔP, кВт		$I_{х. х.}$, %		
		ВН	НН		х. х.	к. з.		R	X
400	ТМ-400/10	10	0,4	4,5	1,21	5,5	2,1	5,5	17,1
250	ТМ-250/10	10	0,4	4,5	0,94	3,7	2,3	9,5	30,6
160	ТМ-160/10	10	0,4	4,5	0,56	2,65	2,4	11	34,4
400	ТМ-400/10	10	0,4	4,5	1,21	5,5	2,1	5,5	17,1
400	ТМ-400/10	10	0,4	4,5	1,21	5,5	2,1	5,5	17,1

3.2 Выбор сечения проводников

Выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий, как правило, производится исходя из экономической плотности тока и экономических токовых интервалов. При этом необходимо учитывать ряд технических ограничений, имеющих в большинстве своем вполне конкретную область применения.

Выбор экономически целесообразной площади сечения проводников в соответствии с ПУЭ производится по экономической плотности тока:

$$F_{р.} = \frac{I_{ij}}{j_э}, \qquad (3.3)$$

где I_{ij} - расчетный ток на i-ом участке; А,

$j_э$ - нормативная экономическая плотность тока, А/мм^2.

Метод, основанный на экономической плотности тока, прост и позволяет при проектировании определять площадь сечения проводника

ориентировочно. Применение этого метода целесообразно, если линия имеет небольшую длину и выполняется проводом или кабелем одной марки.

Сечение проводников должно удовлетворять условию допустимого нагрева в нормальном и послеаварийном режимах работы. [6]

Условие проверки для кабелей записывается в следующем виде:

$$I_{р.} = \frac{I_{доп.}}{k_п}, \quad (3.4)$$

где $k_п$ - поправочный коэффициент, учитывающие условия прокладки. В качестве расчетных условий принимаю температуру грунта $T_р$=15^{o}C [1].

Количество прокладываемых параллельных кабелей для всех участков сети равно единице $k_п$ = 1.

Проверка выбранных сечений линий по допустимой потере напряжения непосредственно связаны с определением потери напряжения в линии. По [11] для определения потерь напряжения в линиях с односторонним питанием может быть использовано следующее расчетное выражение:

$$\Delta U = \frac{1}{U_{ном.}} (\sum P_m \cdot r_m + \sum Q_m + x_m), \quad (3.5)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, кВ;

P_m, Q_m- активная, реактивная мощность на m-ном участке, кВт

r_m, x_m- активное, реактивное сопротивление на участке m. Ом

Для расчета потерь определим $U_{ном}$, P_m, Q_m, r_m, x_m, результаты оформим в виде таблиц.

Исходя из материалов полученных при прохождении преддипломной практики в АО «АЖК» предварительно был выбран кабель марки АСБ 3×95.

Произведем проверку сечений проводников по допустимому нагреву. Результаты занесем в таблицу 3.3 и 3.4.

Сечение проводов и кабелей выбирают по техническим и экономическим соображениям. Выбор сечения проводников производится по нагреву, экономической плотности тока. За расчётные токи ($I_р$) принимаются значения, определяемые по формуле:

$$I_р = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.6)$$

где Sp – расчётная нагрузка подстанции (полная максимальная нагрузка рассматриваемой подстанции), МВА.

Выбор сечения проводов воздушных линий напряжением 10 кВ по экономической плотности тока производится по экономически целесообразному сечению. Экономически целесообразное сечение ($F_{эк}$):

$$F_{эк} = \frac{I_р}{j_{эк}}, \quad (3.7)$$

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

Затем необходимо выполнить проверку по допустимой токовой нагрузке по нагреву, что будет осуществлено по формуле:

$$I_р \le I_{доп}, \quad (3.8)$$

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

В соответствии с формулой 3.6 находим расчётный ток:

$$I_р = \frac{1610}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92А$$

Используя формулы (3.7–3.8) находится сечение проводов ответвлений от КЛ 10 кВ. Число часов использования максимального перетока мощности по КЛ составит 3000 часов. При этом экономическая плотность тока по ПУЭ принимается $j_{эк}$ =1,1 А/мм^2 [1].

$$F_{эк} = \frac{92}{1,1} = 83,6 мм^2$$

Ближайшее нормируемое сечение для провода КЛ 95 мм^2. С учётом всех вышеперечисленных требований и условий, окончательно принимается провод АСБ – 95×3, основные параметры которого обозначены в таблице 3.3. Данное сечение достаточно для передачи мощности без нагрева.

Таблица 3.3 – Параметры выбранного кабеля

Сечение проводников	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_{уд}\times10^{-4}$,См×км
АСБ 3×95	0,326	0,083	110

Длительный допустимый ток составляет 219 А [3].

Проверяем выбранное сечение по допустимой токовой нагрузке по нагреву по формуле 3.8:

92 А < 219 А.

Допустимая токовая нагрузка по нагреву проводов определяется по допустимой температуре нагрева кабеля 70°С при температуре воздуха +20°С. Без ущерба для прочности провода можно повысить его температуру до 90°С [1].

Выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий, как правило, производится исходя из экономической плотности тока и экономических токовых интервалов. При этом необходимо учитывать ряд технических ограничений, имеющих в большинстве своем вполне конкретную область применения. Выбор экономически целесообразной площади сечения проводников в соответствии с ПУЭ производится по экономической плотности тока. Количество прокладываемых параллельных кабелей для всех участков сети равно единице

Таким образом, окончательно принимаем провод марки АСБ 3×95, так как он удовлетворяет условиям выбора проводников по ПУЭ [1].

Определяем сопротивления линий по формулам:

$$r = r_0 \cdot l, \tag{3.9}$$

$$x = x_0 \cdot l, \tag{3.10}$$

где r_0, x_o – удельное активное и индуктивное сопротивление участка линии, Ом/км;

ℓ- длина линии, км.

Определяем активное и реактивное сопротивления участка цепи для варианта №1

$r_{ф\text{-}1}$=0,326·1,8=0,586 Ом/км;

$x_{ф\text{-}1}$=0,083·1,8=0,149 Ом/км;

$r_{1\text{-}3}$=0,326·0,36=0,117 Ом/км;

$x_{1\text{-}3}$=0,083·0,36=0,016 Ом/км;

$r_{3\text{-}4}$=0,326·0,21=0,068 Ом/км;

x_{3-4}=0,083·0,21=0,017 Ом/км;

r_{4-5}=0,326·0,15=0,049 Ом/км;

x_{4-5}=0,083·0,15=0,012 Ом/км;

r_{5-2}=0,326·0,23=0,075 Ом/км;

x_{5-2}=0,083·0,23=0,019 Ом/км;

$r_{2-ф}$=0,326·1,93=0,63 Ом/км;

$x_{2-ф}$=0,083·1,93=0,16 Ом/км.

Определяем активное и реактивное сопротивления участка цепи для варианта №2

$r_{ф-2}$=0,326·1,93=0,63 Ом/км;

$x_{ф-2}$=0,083·1,93=0,16 Ом/км;

r_{2-1}=0,326·0,13=0,042 Ом/км;

x_{2-1}=0,083·0,13=0,01 Ом/км;

r_{2-3}=0,326·0,27=0,089 Ом/км;

x_{2-3}=0,083·0,27=0,022 Ом/км;

r_{2-5}=0,326·0,21=0,07 Ом/км;

x_{2-5}=0,083·0,21=0,017 Ом/км;

r_{3-4}=0,326·0,21=0,07 Ом/км;

x_{3-4}=0,083·0,21=0.017 Ом/км;

$r_{4-ф}$=0,326·2,1=0,68 Ом/км;

$x_{4-ф}$=0,083·2,1=0,17 Ом/км.

Результаты расчета активных и реактивных сопротивлений двух вариантов питания электрических нагрузок проектируемой сети занесем в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 - Активное, реактивное сопротивление участков сети, для первого варианта соединений ТП

Номер участка	Длина участка, км	Сечение кабеля на участке, мм^2	Активное сопротивление, Ом/км	Реактивное сопротивление, Ом/км
1	2	3	4	5
Ф - 1	1,8	АСБ 3×95	0,586	0,149
1 – 3	0,36	АСБ 3×95	0,117	0,029
3 – 4	0,21	АСБ 3×95	0,068	0,017
4 – 5	0,15	АСБ 3×95	0,049	0,012
5 – 2	0,23	АСБ 3×95	0,075	0,019
2 – Ф	1,93	АСБ 3×95	0,63	0,16
Итого	4,68		1,525	0,386

Таблица 3.5 - Активное, реактивное сопротивление участков сети, для второго варианта соединений ТП

Номер участка	Длина участка, км	Сечение кабеля на участке, мм^2	Активное сопротивление, Ом/км	Реактивное сопротивление, Ом/км
1	2	3	4	5
Ф - 2	1,93	АСБ 3×95	0,63	0,16
2 – 1	0,13	АСБ 3×95	0,042	0,01
2 – 3	0,27	АСБ 3×95	0,089	0,022
2 – 5	0,21	АСБ 3×95	0,07	0,017
3 – 4	0,21	АСБ 3×95	0,07	0,017
4 – Ф	2,1	АСБ 3×95	0,68	0,17
Итого	4,85		1,581	0,396

Используя cosφ найдем значения активной и реактивной мощностей на ТП, полученные данные сведем в таблицу 3.6

Таблица 3.6 – Результаты расчета мощностей на линейных участках сети

номер ТП	Полная мощность на участке, кВ·А	cosφ	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, кВар
1	2	3	4	5
ТП №1	340	0,9	339,9	5,34
ТП №2	305	0,85	304,9	4,5
ТП №3	226,4	0,85	226,3	3,35

ТП №4	523,4	0,88	523,3	8,03
ТП №5	332	0,85	331,9	4,9
Итого	1727.4		1726,3	26,12

4 Технико - экономическое сравнение вариантов для нового микрорайона

Сравнивая варианты по технико-экономическим критериям, необходимо учесть, что данные варианты должны быть сопоставимы друг другу по таким техническим требованиям как степень надёжности и качество предоставляемой электроэнергии.

На начальном этапе технико-экономического сравнения выполняется подбор допустимых вариантов по электротехническим требованиям. Далее выбирается наиболее оптимальный, с помощью определения капитальных вложений и издержек по вариантам сети (большее значение здесь играет длина линии).

Сравнение вариантов схемы сети осуществляется с помощью расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений.

Подсчет приведенных затрат производится по формуле:

$$З = Е_{н} \cdot К + И, \text{ тг./ год}, \quad (4.1)$$

где $E_н$ - нормативный коэффициент эффективности (в энергетике принимается равным 0,12 и показывает, какая часть капитальных вложений в новую технику должна окупаться в течение года).

$К = К_{Л} + К_{П}$ - капитальные вложения в линии и в подстанцию;

$И = И_{л} + И_{п} + И_{\Delta Э}$ - соответственно издержки на амортизацию и обслуживание линий $И_л$, подстанций $И_п$ и $И_{\Delta Э}$ - издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях;

Ежегодные издержки $И_л$ и $И_п$ определяются суммой отчислений от капитальных вложений:

$$И_{л} = \alpha_{л} \cdot К_{л}; \quad (4.2)$$

$$И_{п} = \alpha_{п} \cdot К_{п}, \quad (4.3)$$

где $\alpha_л$, $\alpha_п$ - соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий и подстанций.

Так как в нашем случае понижающие подстанции 10/0.4 кВ являются постоянной величиной, её показатели не влияют на технико-экономическое

сравнение вариантов. Показательными и определяющими величинами в данном случае являются стоимость длины линии, и, собственно, самого присоединения к фидеру. Составляем таблицу 4.1 для сравнения длин линий по вариантам на основе Рисунков 2.2-2.3.

Таблица 4.1 - Длина линий по вариантам

№	Описание	Необходимая длина линии, км.
1	Протяженность линий для варианта №1	4,68
2	Протяженность линий для варианта №2	4,85

Как видно из таблицы 4.1, участок с наименьшей длиной строительства линии соответствует Варианту 1 с необходимой длиной линии 4.68 км.

Капитальные вложения в линии:

$$К_{л} = L \cdot n \cdot C, \quad (4.4)$$

где *C* - стоимость 1 км линии при номинальном напряжении линии 10 кВ проходящих в траншеях;

L - длина линии;

n - число параллельных линий.

Определяем капитальные вложения в линию по вариантам:

$$К(1) = 4{,}68 \cdot 1 \cdot 3225 = 15093 \text{ тыс. тенге;}$$
$$К(2) = 4{,}85 \cdot 1 \cdot 3225 = 15642 \text{ тыс. тенге;}$$

где К(1), К(2), – капитальные вложения в вариантах 1,2 соответственно.

Стоимость одного километра кабельной линии электропередач принята 3225 тыс. тенге за один километр. Цены 2000 года взяты из [2] и приведены на 2016 год с учётом годовой инфляции в 7 %.

Наилучшим считается вариант проекта сети с наименьшей протяжённостью КЛ, который соответственно имеет наименьшие суммарные потери активной мощности и отвечает необходимой надёжности электроснабжения. Принимаем вариант №1 выполненный по кольцевой схеме, протяженностью 4.68км.

5 Расчет режимов работы электрической сети 10 кВ принятого варианта для нового микрорайона

Расчет режимов электроэнергетических сетей производится для определения:

- соответствия пропускной способности электрической сети ожидаемым мощностям;

- загрузки элементов электрической сети;

- уровня напряжений в элементах сети (узлах), и мероприятий, которые обеспечивают поддержание напряжения в допустимых по требованиям к качеству электроэнергии пределах;

- потерь электроэнергии и мощности для обеспечения экономичности работы.

Расчетные регулярные потоки мощности определяются определенным характером изменений потребления и выработки электроэнергии и имеют достаточно большую длительность (1000 ч и более), так как связаны с передачей электроэнергии. Но данный характер изменения потоков мощности является непостоянным и зависит от трех основных факторов:

- графиков загрузки отдельных узлов;

- режимов работы генерирующих источников;

- условия обмена мощностью рассматриваемой системы с другими системами.

Включая в себя три величины, определяющиеся данными факторами, сложная функция определяет потоки активной мощности по сетям энергосистемы. Но допускается выделение участков, для которых определяющим является один фактор.

При выявлении наибольших значений расчетных длительных потоков мощности, при проектировании линий, как правило, достаточно ограничиться двумя характерными режимами:

-режим максимальных нагрузок в зимние сутки;

-режим минимальных нагрузок в летние сутки.

Для проектирования задаёмся нагрузками в питающей сети по Таблице 3.6.

В Таблице 5.1 указаны длины линий и марка проводов с помощью которых определены параметры линий при составлении схемы замещения.

Таблица 5.1 –Длины линий и марка проводов по участкам

Участок	1-2	2-4	4-7	7-10	10-12	12-15
Длина, км	1,8	0,36	0,21	0,15	0,23	1,93
Марка провода	АСБ-3×95					

Удельные параметры провода:

АСБ-3×95 $r_0 = 0{,}326$ Ом/км;

$x_0 = 0{,}083$ Ом/км;

$$b_0 = 1{,}1 \cdot 10^{-6}\ \text{См/км};$$

$$I_{доп} = 219\ \text{А}.$$

Расчет параметров схемы замещения проводится по следующим формулам:

$$\begin{aligned} R &= r_0 \cdot l \\ X &= x_0 \cdot l \\ B &= b_0 \cdot l \end{aligned} \qquad (5.1)$$

Расчеты проведены для каждого участка и все данные сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетные параметры линий для схемы замещения

Номера узлов	Активное сопротивление, R, Ом/км	Реактивное сопротивление, X, Ом/км	Емкостная проводимость, B,10^{-6} См/км
1 - 2	0,59	0,15	2
2 - 4	0,12	0,03	0,4
4 - 7	0,07	0,02	0,2
7 - 10	0,05	0,01	0,2
10 - 12	0,08	0,02	0,3
12 - 15	0,6	0,16	2,1

Таблица 5.3- Расчетные параметры трансформаторов для схемы замещения

Тип трансформатора	Кол-во, шт	R-активное сопротивление, Ом	X-индуктивное сопротивление, Ом	Коэффициент трансформации
ТМ – 400/10	4	5,5	17,1	0,04
ТМ – 250/10	2	9,5	30,6	
ТМ – 160/10	2	11	34,4	

Расчет режимов рассматриваемой сети осуществляется с помощью программы «RastrWin». Данный программный комплекс предназначается для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических

сетей и систем. Программа осуществляет расчёт установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого из существующих напряжения. Возможен расчет установившихся режимов сети с учетом частоты. Возможно проведение контроля исходной информации на логическую и физическую совместимость. Для подготовки, коррекции и отображения расчетной схемы используется табличный процессор, где вся информация структурирована по типу (Узлы, Ветви, Генераторы и т.д.).

5.1 Расчет максимального режима работы (зима) сети 10кВ для нового микрорайона на 2016 год

Расчёт зимнего режима работы производится по расчётным нагрузкам подстанций в режиме максимальной мощности.

Таблица 5.4 Расчетные нагрузки подстанций, зима

Подстанция	Расчётные перспективные нагрузки
	R+jQ, Ом
ТП - 1	0,339+j0,0053
ТП - 2	0,304+j0,0045
ТП - 3	0,226+j0,0033
ТП - 4	0,523+j0,008
ТП - 5	0,304+j0,0045

Полученные значения зимнего максимального режима для нового микрорайона приведены на рисунках 5.2 и 5.3

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Крит
☑	☐	Баз	1	Фидер 29	10,00					1,6	0,1					10,00		
☐	☐	Наг	2	Ф - ТП №1	10,00											9,90	-0,1	
☐	☐	Наг	3	ТП №1 НН	0,400			0,339	0,005							0,39	-3,5	
☐	☐	Наг	4	ТП №1 - ТП	10,00											9,89	-0,1	
☐	☐	Наг	5	ТП №3 НН 1	0,400			0,113	0,001							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	6	ТП №3 НН 2	0,400			0,113	0,001							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	7	ТП №3 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	8	ТП №4 НН 1	0,400			0,261	0,004							0,39	-2,7	
☐	☐	Наг	9	ТП №4 НН 2	0,400			0,261	0,004							0,39	-2,7	
☐	☐	Наг	10	ТП №4 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	11	ТП №5 НН	0,400			0,331	0,004							0,39	-3,5	
☐	☐	Наг	12	ТП №5 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	13	ТП №2 НН 1	0,400			0,152	0,002							0,39	-2,9	
☐	☐	Наг	14	ТП №2 НН 2	0,400			0,152	0,002							0,39	-2,9	

Рисунок 5.2 - Узлы и напряжения полученные для зимнего максимального режима

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	руг	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан	Д_ан	P_нач	Q_нач	Na	I max	загр
☐		ЛЭП	1	2			Фидер 29 - Ф - ТП №1	0,59	0,15	-2,0				-2	0		92	
☐		Тр-р	2	3			Ф - ТП №1 - ТП №1 НН	5,50	17,10		0,040			0	0		20	
☐		ЛЭП	2	4			Ф - ТП №1 - ТП №1 - Т	0,12	0,03	-0,4				-1	0		74	
☐		Тр-р	4	5			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		7	
☐		Тр-р	4	6			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		7	
☐		ЛЭП	4	7			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	0,07	0,02	-0,2				-1	0		63	
☐		Тр-р	7	8			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		15	
☐		Тр-р	7	9			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		15	
☐		ЛЭП	7	10			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	0,05	0,01	-0,2				-1	0		36	
☐		Тр-р	10	11			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		20	
☐		ЛЭП	10	12			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	0,08	0,02	-0,3				0	0		19	
☐		Тр-р	12	13			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		9	
☐		Тр-р	12	14			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		9	

Рисунок 5.3 – Ветви и полученные токи для зимнего максимального режима

	Vp+	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	☐			0.033001	0.002019	0.030982	0	0		

Рисунок 5.4 – Потери активной мощности зимнего режима

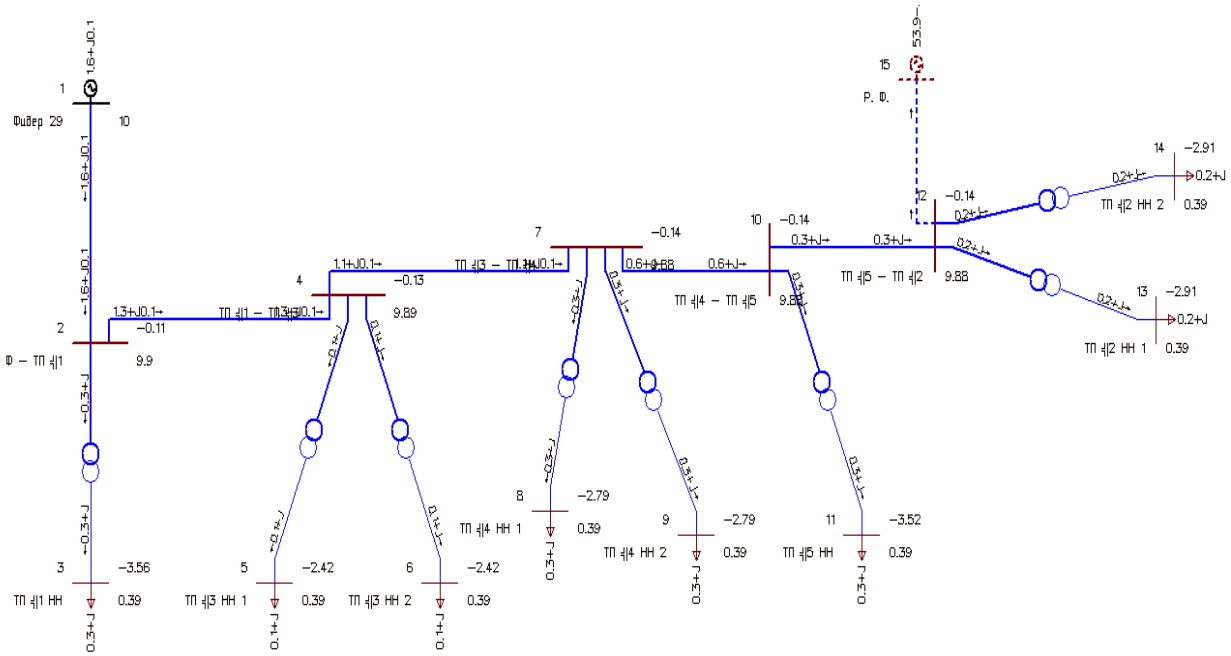


Рисунок 5.5 – Перетоки мощности зимнего режима работы сети 10 кВ

По результатам расчета видно, что уровни напряжения во всех узлах сети в максимальном режиме не выходят за рамки технически допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

5.2 Расчет минимального режима работы (лето) сети 10кВ для нового микрорайона на 2016 год

Расчет летнего минимального режима производится аналогичным способом, за исключением нагрузок. Нагрузки берем в размере 70% от максимальных зимних нагрузок.

Таблица 5.5 Расчетные нагрузки подстанций, при летних нагрузках

Подстанция	Расчётные перспективные нагрузки
	P+jQ, МВт
ТП - 1	0,237+j0,0037
ТП - 2	0,106+j0,0015
ТП - 3	0,158+j0,00117
ТП - 4	0,366+j0,0028
ТП - 5	0,232+j0,0034

Полученные данные для летнего минимального режима представлены на рисунках 5.6 и 5.7

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	J_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	арит
☑	☐	Баз	1	Фидер 29	10,00					1,6	0,1					10,00		
☐	☐	Наг	2	Ф - ТП №1	10,00											9,90	-0,1	
☐	☐	Наг	3	ТП №1 НН	0,400			0,237	0,003							0,39	-3,5	
☐	☐	Наг	4	ТП №1 - ТП	10,00											9,89	-0,1	
☐	☐	Наг	5	ТП №3 НН 1	0,400			0,079	0,000							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	6	ТП №3 НН 2	0,400			0,079	0,000							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	7	ТП №3 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	8	ТП №4 НН 1	0,400			0,183	0,002							0,39	-2,7	
☐	☐	Наг	9	ТП №4 НН 2	0,400			0,183	0,002							0,39	-2,7	
☐	☐	Наг	10	ТП №4 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	11	ТП №5 НН	0,400			0,232	0,003							0,39	-3,5	
☐	☐	Наг	12	ТП №5 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	13	ТП №2 НН 1	0,400			0,106	0,001							0,39	-2,9	
☐	☐	Наг	14	ТП №2 НН 2	0,400			0,152	0,001							0,39	-2,9	

Рисунок 5.6 – Узлы и напряжения в период летнего минимального режима сети 10 кВ

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан	Д_ан	P_нач	Q_нач	Na	I max	заг
☐		ЛЭП	1	2			Фидер 29 - Ф - ТП №1	0,59	0,15	-2,0				-1	0		39	
☐		Тр-р	2	3			Ф - ТП №1 - ТП №1 НН	5,50	17,10		0,040			0	0		20	
☐		ЛЭП	2	4			Ф - ТП №1 - ТП №1 - Т	0,12	0,03	-0,4				0	0		26	
☐		Тр-р	4	5			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		5	
☐		Тр-р	4	6			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		5	
☐		ЛЭП	4	7			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	0,07	0,02	-0,2				0	0		28	
☐		Тр-р	7	8			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		11	
☐		Тр-р	7	9			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		11	
☐		ЛЭП	7	10			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	0,05	0,01	-0,2				0	0		23	
☐		Тр-р	10	11			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		13	
☐		ЛЭП	10	12			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	0,08	0,02	-0,3				0	0		18	
☐		Тр-р	12	13			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		6	
☐		Тр-р	12	14			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		9	

Рисунок 5.7 – Ветви полученные тока для летнего минимального режима работы сети 10 кВ

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	☐			0.023471	0.014692	0.008779	0	0		

Рисунок 5.8 – Потери активной мощности летнего режима

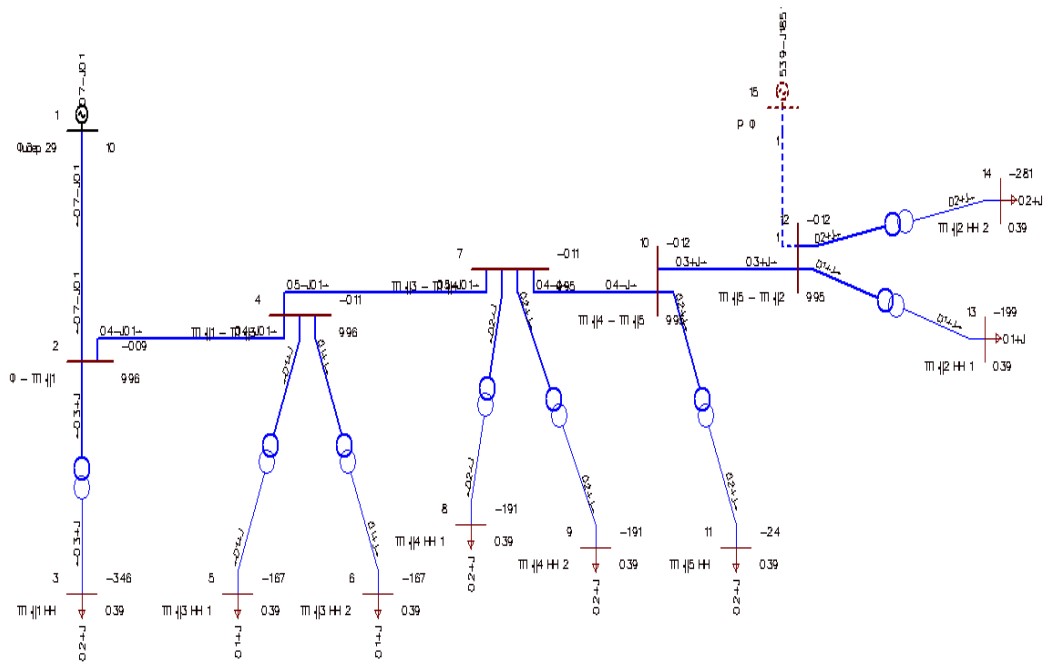


Рисунок 5.9 – Перетоки мощности летний режим работы сети 10кВ

По результатам расчета видно, что уровни напряжения во всех узлах сети в минимальном режиме не выходят за рамки технически допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Годовые потери сети для нового микрорайона высчитываем, как сумму потерь в зимний и в летний период:

Зимний период – 154 дня;

Летний период – 211 дней;

$$\Delta W_{р.с.}=\Delta P_{р.с.}\cdot T, \quad (5.2)$$

где $\Delta P_{р.с.}$ – моментальные потери в рассматриваемый сезон года;

T – длительность рассматриваемого сезона.

Суточные потери активной мощности в зимний период по формуле 5.2:

$$\Delta W_{з.}=0{,}033\cdot 24=0{,}792 \text{ МВт·ч.}$$

Потери за зимний период времени:

$$\Delta W_{з.}=0{,}792\cdot 154=121{,}9 \text{ МВт·ч.}$$

Суточные потери активной мощности в летний период по формуле 5.2:

$$\Delta W_{л.}=0{,}023\cdot 24=0{,}552 \text{ МВт·ч.}$$

Потери за летний период времени:

$$\Delta W_{л.}=0{,}552\cdot 211=116 \text{ МВт·ч.}$$

Годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{г.}=\Delta W_{лет.}\cdot n_{лет}+\Delta W_{зим.}\cdot n_{зим.}, \quad (5.3)$$

где $n_{лет}$ – количество летних дней;

$n_{зим}$ – количество зимних дней.

Годовые потери электроэнергии находим по формуле 5.3:

$$\Delta W_{г.}=116+121{,}9=319{,}9 \text{ МВт·ч.}$$

Вывод: потери электроэнергии за зимний период составили 121,9 МВт·ч. Потери за летний период составили 116 МВт·ч. Годовые потери составили 319,9 МВт·ч.

5.3 Расчет послеаварийного режима работы сети 10кВ для нового микрорайона на 2016 год

В качестве послеаварийного режима данной сети рассматривается наиболее тяжелый аварийный режим – отключение питающего фидера №29 и отключение одного трансформатора на ТП №3, так как на подстанции №62А «Капчагайская» для питания микрорайона «Восточный» имеется резервный фидер, запитаем сеть с резервного фидера и на ТП №3 всю ее нагрузку подключим ко второму трансформатору.

Полученные данные для послеаварийного режима для нового микрорайона «Восточный» показаны на рисунках 5.8 и 5.9

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	I_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	арит
☑	☑	Баз	1	Фидер 29	10,00					0,7	-0,1							
☐	☐	Наг	2	Ф - ТП №1	10,00											9,96	-0,0	
☐	☐	Наг	3	ТП №1 НН	0,400			0,237	0,003							0,39	-3,4	
☐	☐	Наг	4	ТП №1 - ТП	10,00											9,96	-0,1	
☐	☐	Наг	5	ТП №3 НН 1	0,400			0,226	0,003							0,39	-1,6	
☐	☑	Наг	6	ТП №3 НН 2	0,400			0,079	0,000								-1,6	
☐	☐	Наг	7	ТП №3 - ТП	10,00											9,95	-0,1	
☐	☐	Наг	8	ТП №4 НН 1	0,400			0,183	0,002							0,39	-1,9	
☐	☐	Наг	9	ТП №4 НН 2	0,400			0,183	0,002							0,39	-1,9	
☐	☐	Наг	10	ТП №4 - ТП	10,00											9,95	-0,1	
☐	☐	Наг	11	ТП №5 НН	0,400			0,232	0,003							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	12	ТП №5 - ТП	10,00											9,95	-0,1	
☐	☐	Наг	13	ТП №2 НН 1	0,400			0,106	0,001							0,39	-1,9	
☐	☐	Наг	14	ТП №2 НН 2	0,400			0,106	0,001							0,39	-2,8	
☐	☐	Баз	15	Р. Ф.	10,00					0,9	-0,1					10,00		

Рисунок 5.10 – Узлы и полученные напряжения для послеаварийного режима работы сети 10 кВ

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	N_ани	Д_ан	P_нач	Q_нач	Na	I max	загр
☐	✖	ЛЭП	1	2			Фидер 29 - Ф - ТП №1	0,59	0,15	-2,0								
☐		Тр-р	2	3			Ф - ТП №1 - ТП №1 НН	5,50	17,10		0,040			0	0		20	
☐		ЛЭП	2	4			Ф - ТП №1 - ТП №1 - Т	0,12	0,03	-0,4				0	0		26	
☐		Тр-р	4	5			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		5	
☐	✖	Тр-р	4	6			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040							
☐		ЛЭП	4	7			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	0,07	0,02	-0,2				0	0		28	
☐		Тр-р	7	8			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		11	
☐		Тр-р	7	9			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		11	
☐		ЛЭП	7	10			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	0,05	0,01	-0,2				0	0		23	
☐		Тр-р	10	11			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		13	
☐		ЛЭП	10	12			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	0,08	0,02	-0,3				0	0		18	
☐		Тр-р	12	13			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		6	
☐		Тр-р	12	14			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		9	
☐		ЛЭП	12	15			ТП №5 - ТП №2 - Р. Ф.	0,60	0,16	-2,1				1	0		51	

Рисунок 5.11 – Ветви и полученные токи для послеаварийного режима работы сети 10 кВ

	Np+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.023616	0.002688	0.02	-0	-0		

Рисунок 5.12 – Потери активной мощности для послеаварийного режима

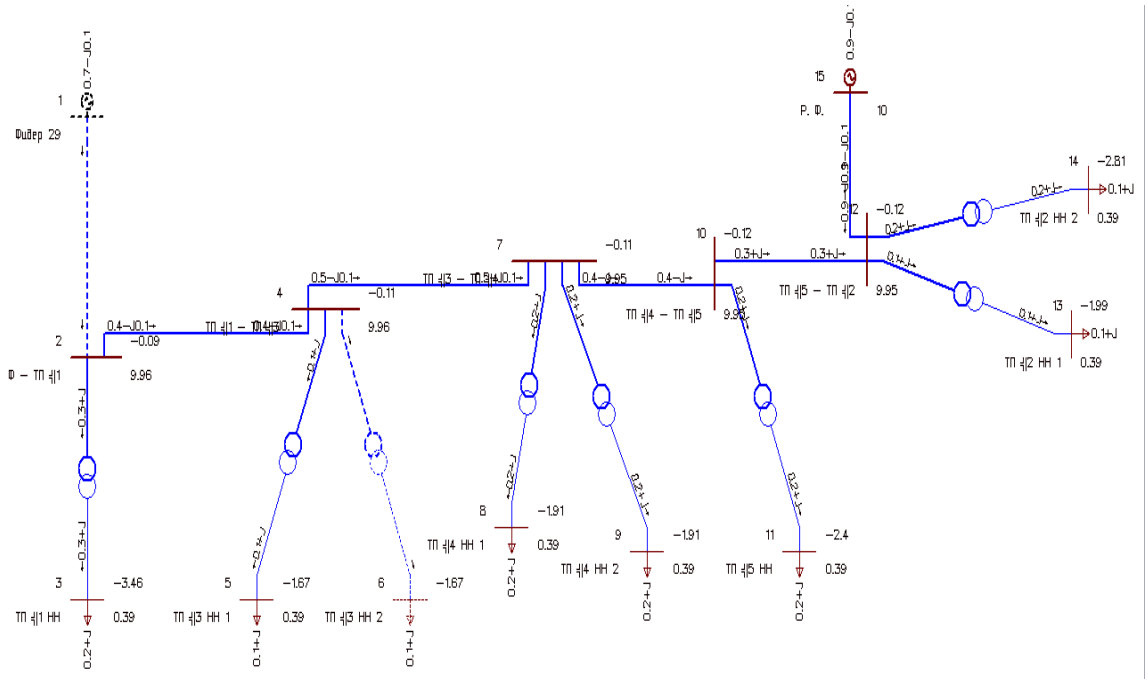


Рисунок 5.13 - Отключение питающего фидера №29 и одного трансформатора ТП №3. Графика

Из полученных данных для максимального режима (зима), минимального режима (лето) и послеаварийного режима работы сети 10 кВ, видно, что полученные напряжения питающей сети находятся в допустимых пределах, именно ± 5 % от номинального напряжения.

6 Расчет режимов работы электрической сети 10 кВ принятого варианта для нового микрорайона с перспективой на 2025 год

6.1 Расчет максимального режима работы (зима) сети 10кВ для нового микрорайона на 2025 год

Расчёт зимнего режима работы производится по расчётным нагрузкам подстанций плюс 20% от нагрузок 2016 года в режиме максимальной мощности.

Таблица 6.1 Расчетные нагрузки подстанций, зима

Подстанция	Расчётные перспективные нагрузки
	R+jQ, Ом
ТП - 1	0,406+j0,0063
ТП - 2	0,364+j0,0054
ТП - 3	0,271+j0,0039
ТП - 4	0,627+j0,0096
ТП - 5	0,365+j0,0054

Полученные значения зимнего максимального режима для нового микрорайона приведены на рисунках 6.2 и 6.3

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1	Фидер 29	10					1.9	0.1							10	
2			Нагр	2	Ф - ТП №1	10													9.89	-0.13
3			Нагр	3	ТП №1 НН	0.4			0.406	0.0063									0.38	-4.28
4			Нагр	4	ТП №1 - ТП №3	10													9.87	-0.15
5			Нагр	5	ТП №3 НН 1	0.4			0.135	0.0019									0.39	-1.51
6			Нагр	6	ТП №3 НН 2	0.4			0.135	0.0019									0.39	-1.51
7			Нагр	7	ТП №3 - ТП №4	10													9.86	-0.16
8			Нагр	8	ТП №4 НН 1	0.4			0.3135	0.0048									0.39	-3.35
9			Нагр	9	ТП №4 НН 2	0.4			0.3135	0.0048									0.39	-3.35
10			Нагр	10	ТП №4 - ТП №5	10													9.86	-0.16
11			Нагр	11	ТП №5 НН	0.4			0.365	0.0054									0.38	-3.89
12			Нагр	12	ТП №5 - ТП №2	10													9.86	-0.16
13			Нагр	13	ТП №2 НН 1	0.4			0.182	0.0027									0.39	-3.49
14			Нагр	14	ТП №2 НН 2	0.4			0.182	0.0027									0.39	-3.49

Рисунок 6.2 - Узлы и напряжения полученные для зимнего максимального режима

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			Фидер 29 - Ф - ТП N	0.586	0.149	-2		-2	-0
2			Тр-р	2	3			Ф - ТП №1 - ТП №1	5.5	17.1		0.04	-0	-0
3			ЛЭП	2	4			Ф - ТП №1 - ТП №1	0.117	0.029	-0.4		-1	-0
4			Тр-р	4	5			ТП №1 - ТП №3 - ТП	5.5	17.2		0.04	-0	-0
5			Тр-р	4	6			ТП №1 - ТП №3 - ТП	5.5	17.2		0.04	-0	-0
6			ЛЭП	4	7			ТП №1 - ТП №3 - ТП	0.068	0.017	-0.2		-1	-0
7			Тр-р	7	8			ТП №3 - ТП №4 - ТП	5.5	17.1		0.04	-0	-0
8			Тр-р	7	9			ТП №3 - ТП №4 - ТП	5.5	17.1		0.04	-0	-0
9			ЛЭП	7	10			ТП №3 - ТП №4 - ТП	0.049	0.012	-0.2		-1	-0
10			Тр-р	10	11			ТП №4 - ТП №5 - ТП	5.5	17.1		0.04	-0	-0
11			ЛЭП	10	12			ТП №4 - ТП №5 - ТП	0.075	0.019	-0.3		-0	-0
12			Тр-р	12	13			ТП №5 - ТП №2 - ТП	9.5	30.6		0.04	-0	-0
13			Тр-р	12	14			ТП №5 - ТП №2 - ТП	9.5	30.6		0.04	-0	-0

Рисунок 6.3 – Ветви и полученные токи для зимнего максимального режима

	Vр+	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				0.06207	0.02428	0.03779	-0	-0		

Рисунок 6.4 – Потери активной мощности зимнего режима

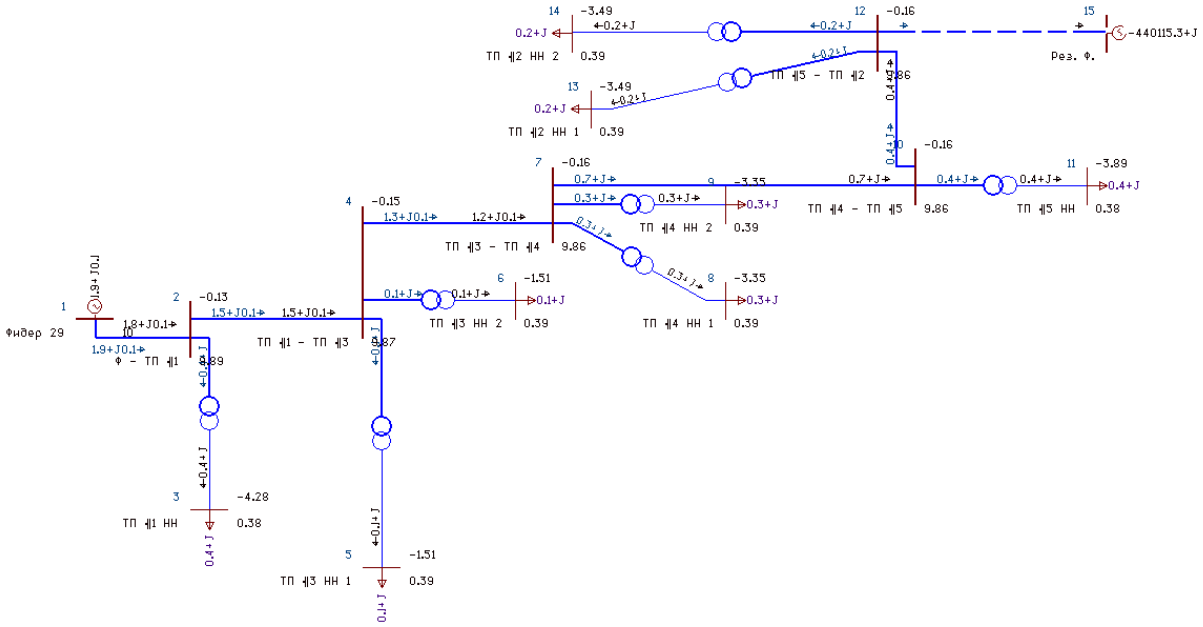


Рисунок 6.5 – Перетоки мощности зимнего режима работы сети 10 кВ

По результатам расчета видно, уровни напряжения во всех узлах сети в максимальном режиме не выходят за рамки технически допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

6.2 Расчет минимального режима работы (лето) сети 10кВ для нового микрорайона на 2025 год

Таблица 6.2 Расчетные нагрузки подстанций, лето

Подстанция	Расчётные перспективные нагрузки
	R+jQ, Ом
ТП - 1	0,339+j0,0053
ТП - 2	0,304+j0,0045
ТП - 3	0,226+j0,0033
ТП - 4	0,523+j0,008
ТП - 5	0,304+j0,0045

Полученные значения летнего минимального режима для нового микрорайона приведены на рисунках 6.2 и 6.3

О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	I_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	рит
☑	☐	Баз	1	Фидер 29	10,00					1,6	0,1					10,00		
☐	☐	Наг	2	Ф - ТП №1	10,00											9,90	-0,1	
☐	☐	Наг	3	ТП №1 НН	0,400			0,339	0,005							0,39	-3,5	
☐	☐	Наг	4	ТП №1 - ТП	10,00											9,89	-0,1	
☐	☐	Наг	5	ТП №3 НН 1	0,400			0,113	0,001							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	6	ТП №3 НН 2	0,400			0,113	0,001							0,39	-2,4	
☐	☐	Наг	7	ТП №3 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	8	ТП №4 НН 1	0,400			0,261	0,004							0,39	-2,7	
☐	☐	Наг	9	ТП №4 НН 2	0,400			0,261	0,004							0,39	-2,7	
☐	☐	Наг	10	ТП №4 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	11	ТП №5 НН	0,400			0,331	0,004							0,39	-3,5	
☐	☐	Наг	12	ТП №5 - ТП	10,00											9,88	-0,1	
☐	☐	Наг	13	ТП №2 НН 1	0,400			0,152	0,002							0,39	-2,9	
☐	☐	Наг	14	ТП №2 НН 2	0,400			0,152	0,002							0,39	-2,9	

Рисунок 6.6 - Узлы и напряжения полученные для летнего минимального режима

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	N_ан	Д_ан	P_нач	Q_нач	Na	I max	загр
☐		ЛЭП	1	2			Фидер 29 - Ф - ТП №1	0,59	0,15	-2,0				-2	0		92	
☐		Тр-р	2	3			Ф - ТП №1 - ТП №1 НН	5,50	17,10		0,040			0	0		20	
☐		ЛЭП	2	4			Ф - ТП №1 - ТП №1 - Т	0,12	0,03	-0,4				-1	0		74	
☐		Тр-р	4	5			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		7	
☐		Тр-р	4	6			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	11,00	34,40		0,040			0	0		7	
☐		ЛЭП	4	7			ТП №1 - ТП №3 - ТП №	0,07	0,02	-0,2				-1	0		63	
☐		Тр-р	7	8			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		15	
☐		Тр-р	7	9			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		15	
☐		ЛЭП	7	10			ТП №3 - ТП №4 - ТП №	0,05	0,01	-0,2				-1	0		36	
☐		Тр-р	10	11			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	5,50	17,10		0,040			0	0		20	
☐		ЛЭП	10	12			ТП №4 - ТП №5 - ТП №	0,08	0,02	-0,3				0	0		19	
☐		Тр-р	12	13			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		9	
☐		Тр-р	12	14			ТП №5 - ТП №2 - ТП №	9,50	30,60		0,040			0	0		9	

Рисунок 6.7 – Ветви и полученные токи для летнего минимального режима

	Np+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				0.040661	0.016151	0.02	-0	-0		

Рисунок 6.8 – Потери активной мощности летнего режима

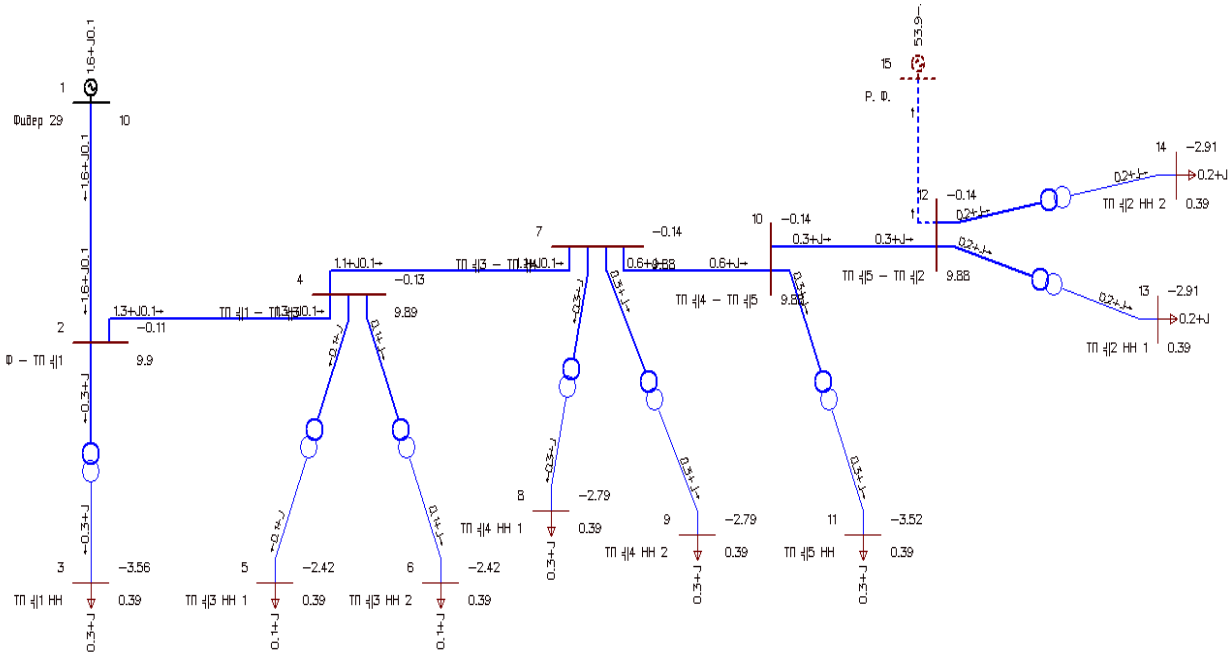


Рисунок 6.9 – Перетоки мощности летнего режима работы сети 10 кВ

По результатам расчета видно, уровни напряжения во всех узлах сети в максимальном режиме не выходят за рамки технически допустимых значений

±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Годовые потери сети для нового микрорайона на 2025 год высчитываем, как сумму потерь в зимний и в летний период:

Зимний период – 154 дня;

Летний период – 211 дней;

Суточные потери активной мощности в зимний день по формуле 5.2:

$$\Delta W_{з.}=0,062\cdot 24=1,4 \text{ МВт·ч.}$$

Потери за зимний период времени:

$$\Delta W_{з.}=1,4\cdot 154=229 \text{ МВт·ч.}$$

Суточные потери активной мощности в летний день по формуле 5.2:

$$\Delta W_{л.}=0,04\cdot 24=0,96 \text{ МВт·ч.}$$

Потери за летний период времени:

$$\Delta W_{л.}=0,96\cdot 211=202 \text{ МВт·ч.}$$

Годовые потери электроэнергии находим по формуле 5.3:

$$\Delta W_{г.}=202+229=431 \text{ МВт·ч.}$$

Вывод: потери электроэнергии за зимний период составили 229 МВт·ч. Потери за летний период составили 202 МВт·ч. Годовые потери составили 431 МВт·ч.

6.3 Расчет послеаварийного режима работы сети 10кВ для нового микрорайона на 2025 год

В качестве послеаварийного режима данной сети рассматривается наиболее тяжелый аварийный режим – отключение питающего фидера №29 и отключение одного трансформатора на ТП №3, так как на подстанции №62А «Капчагайская» для питания микрорайона «Восточный» имеется резервный фидер, запитаем сеть с резервного фидера и на ТП №3 всю ее нагрузку подключим ко второму трансформатору.

Полученные данные для послеаварийного режима для нового микрорайона «Восточный» показаны на рисунках 6.10 и 6.11

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1		✗	База	1	Фидер 29	10						-0								
2			Нагр	2	Ф - ТП №1	10													10.3637	-0.15
3			Нагр	3	ТП №1 НН	0.4			0.406	0.0063									0.40439	-3.92
4			Нагр	4	ТП №1 - ТП №3	10													10.3685	-0.14
5			Нагр	5	ТП №3 НН 1	0.4			0.27	0.0042									0.41162	-1.38
6		✗	Нагр	6	ТП №3 НН 2	0.4			0.135	0.00195										
7			Нагр	7	ТП №3 - ТП №4	10													10.3721	-0.14
8			Нагр	8	ТП №4 НН 1	0.4			0.3135	0.0048									0.40726	-3.03
9			Нагр	9	ТП №4 НН 2	0.4			0.3135	0.0048									0.40726	-3.03
10			Нагр	10	ТП №4 - ТП №5	10													10.3776	-0.13
11			Нагр	11	ТП №5 НН	0.4			0.365	0.0054									0.40612	-3.5
12			Нагр	12	ТП №5 - ТП №2	10													10.3884	-0.12
13			Нагр	13	ТП №2 НН 1	0.4			0.182	0.0027									0.40786	-3.11
14			Нагр	14	ТП №2 НН 2	0.4			0.182	0.0027									0.40786	-3.11
15			База	15	Рез. Ф.	10.5					1.8	0.1							10.5	

Рисунок 6.10 – Узлы и полученные напряжения для послеаварийного режима работы сети 10 кВ

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1		✗	ЛЭП	1	2			Фидер 29 - Ф - ТП N	0.59	0.15	-2			
2			Тр-р	2	3			Ф - ТП №1 - ТП №1	5.5	17.1		0.04	-0	-0
3			ЛЭП	2	4			Ф - ТП №1 - ТП №1	0.12	0.03	-0.4		0	0
4			Тр-р	4	5			ТП №1 - ТП №3 - ТП	5.5	17.2		0.04	-0	-0
5			Тр-р	4	6			ТП №1 - ТП №3 - ТП	5.5	17.2		0.04	-0	-0
6			ЛЭП	4	7			ТП №1 - ТП №3 - ТП	0.07	0.02	-0.2		1	0
7			Тр-р	7	8			ТП №3 - ТП №4 - ТП	5.5	17.1		0.04	-0	-0
8		✗	Тр-р	7	9			ТП №3 - ТП №4 - ТП	5.5	17.1		0.04		
9			ЛЭП	7	10			ТП №3 - ТП №4 - ТП	0.05	0.01	-0.2		1	0
10			Тр-р	10	11			ТП №4 - ТП №5 - ТП	5.5	17.1		0.04	-0	-0
11			ЛЭП	10	12			ТП №4 - ТП №5 - ТП	0.07	0.02	-0.3		1	0
12			Тр-р	12	13			ТП №5 - ТП №2 - ТП	9.5	30.6		0.04	-0	-0
13			Тр-р	12	14			ТП №5 - ТП №2 - ТП	9.5	30.6		0.04	-0	-0
14			ЛЭП	12	15			ТП №5 - ТП №2 - Ре	0.63	0.16	-2.1		1	0

Рисунок 6.11 – Ветви и полученные токи для послеаварийного режима работы сети 10 кВ

	Vр+	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				0.047427	0.016445	0.030982	0	0		

Рисунок 6.12 – Потери активной мощности для послеаварийного режима

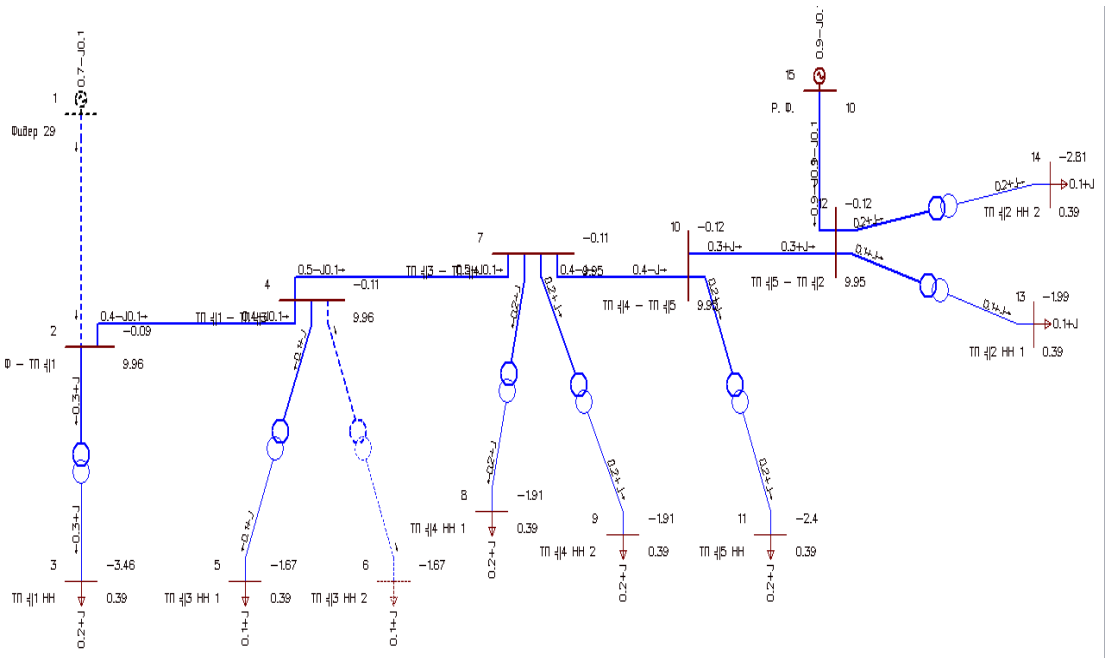


Рисунок 6.13 - Отключение питающего фидера №29 и одного трансформатора ТП №3. Графика

Из полученных данных для максимального режима (зима), минимального режима (лето) и послеаварийного режима работы сети 10 кВ на перспективу 2025 года, видно, что полученные напряжения питающей сети находятся в допустимых пределах, именно ± 5 % от номинального напряжения.

Полученные данные для режимов работы электрической сети на 2016 и 2025 года сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Полученные результаты расчета потерь

Режим	Потери напряжения, кВ	Потери за период, МВт·ч	Годовые потери, МВт·ч
Нагрузки на 2016г.			
«максимальный» режим	0,12	121.9	319,9
«минимальный режим	0,11	116	
Нагрузки с перспективным увеличением 2025 г.			
«максимальный» режим	0,14	229	431
«минимальный режим	0,12	202	

Как видно из таблицы 6.3, при перспективном росте нагрузок потери увеличиваются на 111,1 МВт·ч. (6,5%) по сравнению с существующими

нагрузками. Поэтому в 2025 необходимо будет применить мероприятия для снижения потерь в электрической сети.

7 Экономическая часть строительства сети 10 кВ для электроснабжения нового микрорайона в городе Капшагай

7.1 Цели разработки проекта

Целью разработки проекта является проектирование электрических сетей 10 кВ для электроснабжения нового микрорайона в городе Капшагай. Целью технико-экономического обоснования является расчет эффективности строительства линий 10 кВ для питания трансформаторных подстанций 10/04 кВ, которые в свою очередь питают потребителей нового микрорайона, для организации надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей данного района.

Проектируемая сеть будет расположена на территории города Капшагай. Город Капшагай является курортным городом Алматинской области.

Целью данного раздела дипломного проекта является экономическое обоснование целесообразности внедрения спроектированной электрической сети. Для достижения этой цели в экономической части раздела рассчитывается технический уровень разработки, определяются затраты, связанные с сооружением и эксплуатацией спроектированной сети. Для определения экономической целесообразности рассчитывается годовой экономический эффект от производства и эксплуатации разработанной сети. Сеть является экономически целесообразной, если экономический эффект положительный, что говорит о снижении издержек при сооружении и эксплуатации спроектированной сети по сравнению с сетью без использования проекта.

В данном проекте, выбранный вариант сети 1 является более экономичным и надежным по сравнению с вариантом 2. (Раздел 4).

Исследуемый объект проектирования – выбранные ТП и кабельная линия электрических передач АСБ-3×95, питающиеся от подстанции 62А «Капчагайская».

7.2 Анализ рынка сбыта

Предполагается, что новая ветвь сети 10 кВ будет питать новый микрорайон с минимальными потерями, бесперебойной поставкой электроэнергии и полностью обеспечит микрорайон электроэнергией.

Расчетный период включает в себя время строительства сети, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до

окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования сети.

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

Общий прогноз спроса на электроэнергию по субъектам обосновывается с учетом выделения из общего прогноза спроса крупных потребителей электрической энергии, а также потребителей, использующих энергию сторонних источников. Прогноз спроса на электроэнергию осуществляется с помощью расчета потребности в энергии, который основан на анализе укрупненных удельных показателей потребления электроэнергии в сочетании с анализом влияния основных факторов, определяющих динамику этих показателей и формирующих спрос.

7.3 Определение капитальных вложений в строительство трансформаторных подстанций

Капитальные вложения — это реальные инвестиции (вложения) в основной капитал (основные фонды), в том числе затраты на новое строительство, на расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, проектно-изыскательские работы и другие затраты, а также затраты на жилищное и культурно-бытовое строительство. В статистическом учете и экономическом анализе их называют еще капитал образующими инвестициями.

Капитальные затраты определены в главе 4 дипломного проекта технико-экономического сравнения. В этой главе произведено сравнение двух вариантов между собой по капитальным затратам.

Суммарные капитальные вложения в линию электропередач в выбранном варианте 1 составят 15093 тыс. тенге. Капитальные вложения в КЛ состоят из:

- оборудования непосредственно для передачи электроэнергии, включая кабель, работа за рытье траншеи, концевые муфты. Цена рассчитана с помощью укрупнённой справочной стоимости линий данного напряжения по длине;

- оборудование для подключения линии электропередач к подстанции 62А 10 кВ города Капшагай.

Суммарные капитальные вложения в понижающие подстанции 10/0.4 кВ составят 116993 тыс. тенге. Капитальные вложения в подстанцию состоят из затрат на основное оборудование подстанции:

- силовые трансформаторы;
- распределительные устройства (РУ);
-устройства автоматического управления;
- устройства защиты;
- вспомогательные сооружения.

Протяженность сети имеет немаловажное значение. Чем меньше электрическая сеть по протяженности, тем она экономичнее, так как требуются меньшие затраты на проектирование, сооружение и эксплуатацию линии. Чем меньше потери активной мощности в сети, тем более надежной является сеть.

Выбранный вариант 1 сети является более экономичным, надежным и меньшим по протяженности, чем второй вариант.

Таблица 7.1Капитальные вложения в объект

Элемент	Капитальные вложения, тыс. тенге
КЛ 110 кВ	15093
Строительство 5 ТП	116893
Итого	131986

7.4 Определение ежегодных издержек подстанции и КЛ

Предоставление товаров и услуг связано с вложением труда, капитала или природных ресурсов, которые представляют факторы или ресурсы производства. Для каждого продукта или услуги существует свой набор факторов производства. Осуществление передачи электроэнергии возможно в результате использования различных факторов в разнообразных сочетаниях и пропорциях. Эти факторы обладают свойством взаимозаменяемости, обусловленной как спецификой продукта или услуги, так и ограниченностью самих ресурсов производства и необходимостью их эффективного использования. Независимо от взаимозаменяемости и разнообразия сочетания факторов производства стоимость их использования для изготовления продукта или создания услуги представляет издержки производства.

Издержки производства в условиях данного дипломного проектирования связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Передача и распределение электрической энергии связаны с частичной потерей при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Так как такие потери связаны с процессом передачи, их стоимость включается в состав ежегодных издержек на передачу электроэнергии.

$$И = И_{экс} + И_{пот}, \quad (7.1)$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на эксплуатацию сетей, тенге/год;

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

Расчет затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей и подстанции производится по укрупненным показателям. Издержки на

эксплуатацию сетей включают в себя издержки на амортизацию и издержки на обслуживание и ремонт.

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}\ , \qquad (7.2)$$

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

Иоб/рем - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год.

Ежегодные издержки на амортизацию в свою очередь определяются:

$$И_{ам} = \frac{а_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС} \qquad (7.3)$$

где $а_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$К_{ЭС}$-общие капитальные вложения в строительство энергообъекта.

Ежегодные амортизационные отчисления включаются в издержки производства. Поэтому ЭСО в принципе заинтересованы в увеличении списаний в амортизационный фонд, так как эти средства более выгодно, чем прибыль, использовать для финансирования инвестиций: с них не надо платить налогов.

Амортизация энергообъектов определяется как оценка износа основного капитала за определенный период времени. На основе этой оценки происходит ежегодное списание части стоимости основных фондов, так называемыеамортизационные отчисления.Они поступают вамортизационный фонд,который служит для возмещения износа основного капитала. Амортизационные отчислениязачисляются по нормам амортизации ипо балансовой стоимости основных фондов.

Издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие) определяются так же как и издержки на амортизацию:

$$И_{об/рем} = \frac{а_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС} \qquad (7.4)$$

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

Необходимые нормы отчислений на амортизацию рассчитаны, и являются справочными данными. Нормы отчислений на амортизацию подстанции данного типа принимаются 15 % в год.

Таким образом, годовые издержки на эксплуатацию электрической сети 10/0.4 кВ определяются:

$$И_{ам} = \frac{15}{100} \cdot 116893 = 17533 \text{ тыс. тенге/год;}$$

$$И_{об/рем} = \frac{5}{100} \cdot 116893 = 5844 \text{ тыс. тенге/год.}$$

По формуле (7.2) издержки на эксплуатацию подстанции:

$$И_{экс.п} = 17533+5844 = 23377 \text{ тыс. тенге/год}$$

Определение амортизационных отчислений, расходов на обслуживание и полные годовые отчисления на передачу электроэнергии (КЛ) производится аналогичным образом. Здесь разделения издержек на амортизацию и на обслуживание и ремонты нет. Полные годовые отчисления для кабельных линий электропередач напряжением 10 кВ 10 %/год.

$$И_{ам} = \frac{10}{100} \cdot 15093 = 1509,3 \text{ тыс. тенге/год;}$$

Суммарные амортизационные издержки на линию и подстанции:

$$\sum И_{ам} = 1509,3 + 17533 = 19042 \text{ тыс. тенге/год}$$

Тогда суммарные эксплуатационные издержки на линию и подстанции по (7.2):

$$\sum И_{экс} = 19042+5844 = 24886,3 \text{ тыс. тенге/год}$$

7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются простые показатели:

- простая норма прибыли
- простой срок окупаемости капитальных вложений;
- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости дисконтированных затрат;
- чистый приведенный доход (NetPresentValue, NPV)

Простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной

величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

Простой срок окупаемости капитальных вложений представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

Расчет чистого дисконтированного дохода производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $Э_д > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

Срок окупаемости дисконтированных затрат характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $Т_{ок} < Т_р$.

Показатель чистого приведенного дохода (NetPresentValue, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (InvestedCapital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r. Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

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

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_C}{CF}, \qquad (7.5)$$

где I_c - инвестиции;

CF– денежный поток, млн.тенге.

Для расчёта простого срока окупаемости находим денежный поток, который состоит из чистой прибыли и издержек на амортизацию. Ежегодные амортизационные отчисления в свою очередь состоят из отчислений на линию электропередач и отчислений на подстанцию и составляют 19042 млн. тенге. Тогда:

$F = И_{ам} = 19042$ тыс.тенге

Рассчитываем простой срок окупаемости по формуле (7.6):

$$PP = \frac{131986}{19042} = 6.9 \text{ лет}$$

Таким образом, срок окупаемости подстанции составит 6.9 лет, что является хорошим показателем подстанций данного типа. Но у данного метода есть недостатки, среди которых то, что в данном методе:

1) не учитывается влияние денежных притоков последних лет;

2) не учитываются различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;

3) метод не обладает свойством аддитивности.

Также есть и некоторые преимущества данного метода:

1) простота для расчетов;

2) метод способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;

3) метод показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.

Метод простого срока окупаемости показал, что инвестиции, вложенные в данный проект, окупятся за 2-3 года. Данный метод является недостаточно точным, поэтому целесообразно рассчитать показатели по NPV.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \qquad (7.7)$$

где I_o – инвестиции в данный проект, млн. тг.,

CF_t – поток наличности, млн. тг.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток используется тот же, что и для расчета срока окупаемости без дисконтирования и составляет 19.042 млн. тенге.

По методике расчет NPV ведется до его первого положительного значения. Если NPV больше нуля, то при данной ставке дисконтирования

проект является выгодным для предприятия, так как генерируемый им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (InternalRateofReturn, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r, при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow при \rightarrow IRR = r \qquad (7.8)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

1) не зависит от вида денежного потока;
2) нелинейная форма зависимости;
3) представляет собой убывающую функцию;
4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для $r = 7\%$, который принимается с учётом средней инфляции денег.

PV = 19.042·0,93 = 17.8 млн. тенге;

NPV = (-131.986) + 17.8 = - 114.186 млн. тенге.

Остальные значения вычислены аналогичным образом и сведены в таблицу 7.6.

Таблица 7.2 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	PV	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-131,986			- 131,986
1	19,042	0,93	17,800	- 114,186
2	19,042	0,87	16,600	- 97,48
3	19,042	0,82	15,714	- 81,766
4	19,042	0,76	14,472	- 67,028
5	19,042	0,71	13,520	- 53,508
6	19,042	0,66	12,587	- 40,940
7	19,042	0,60	11,425	- 28,575
8	19,042	0,55	10,473	- 17,527
9	19,042	0,52	9,901	- 7,099
10	19,042	0,48	9,140	2,041

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит 9 лет, что выше, чем нормативный срок окупаемости (6.7 лет).

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{PV_t}{(1+r)^t})/K_0 \qquad (6.9)$$

Если: PI> 1, то проект следует принять, PI < 1, то проект следует отвергнуть, PI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPVположительный.

$$PI = (\sum_{t=1}^{n} \frac{122.492}{0,52})/131.986 = 1,78$$

Так как PI>1 (1.78>1), при том срок окупаемости 9 лет, считаем что проект можно считать экономически целесообразным.

Технико – экономическое обоснование строительства пяти трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и КЛ 10 кВ показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 131,986 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 122,492 млн. тенге окупятся за 9 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Общие положения

Проектируемая линия, номинальным напряжением 10 кВ присоединяется через подстанцию Капшагайская 62А. Длина ВЛ составляет 5 км.

Проектируемая сеть имеет 5 трансформаторных подстанций для электроснабжения нового микрорайона в городе Капшагай.

8.2 Перечень оборудования

Основное оборудование понижающей подстанций 10 кВ:

- силовые трансформаторы ТМ–400/10;
- разъединитель обходной системы шин;
- трансформаторы тока;
- выключатели;
- сборные шины;
- ячейки ввода, КРУ и т.д.;

При эксплуатации объекта возможны следующие опасные факторы:

- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям;
- поражение электрическим током при прикосновении к токоведущим частям нормально не находящихся под напряжением;
- влияние электромагнитного поля на организм;
- поражение электрическим током при работе с неисправным инструментом и средств индивидуальной и коллективной защиты;
- поражение обслуживающего персонала, находящегося в зоне растекания электрического потенциала при замыкании на землю;
- возможность падения персонала с высоты.

8.3 Причины аварий и отказов на подстанциях и электрических сетях.

Важнейшей обязанностью работников эксплуатации подстанций является обеспечение надежной работы электрического оборудования и бесперебойного электроснабжения потребителей. Все случаи нарушении нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при коротких замыканиях, ошибочные действия персонала, перерывы в электроснабжении потребителей и др.) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости ох их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий, к которым они привели.

Аварии на подстанциях могут произойти в результате неожиданных повреждений оборудования, нарушений в работе оборудования от возможных перенапряжений и воздействий электрической дуги, отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратов вторичной коммутации, ошибочных действий персонала (оперативного, ремонтного, производственных служб).

Причинами неожиданных повреждений оборудования. как правило являются некачественный монтаж и ремонт оборудования (например, отказы выключателей из-за плохой регулировки переда точных механизмов и приводов), неудовлетворительная эксплуатация оборудования, неудовлетворительный уход, например, за контактными соединениями, что приводит к их перегреву с последующим разрывом цепи рабочего тока и возникновению короткого замыкания, дефекты конструкций и технологии изготовления оборудования (заводские дефекты), естественное старение и форсированные износы изоляции. Например, систематическое превышение

температуры обмоток трансформатора сверх допустимой на 6 оС сокращает срок возможного использования его изоляции вдвое.

Причинами нарушений в работе электроустановок могут быть грозовые и коммутационные перенапряжении, при этом повреждается изоляция трансформаторов, выключателей, разъеденителей и другого оборудования. Чрезмерное загрязнение и увлажнение изоляции способствуют ее перекрытию и пробою.

Однофазные замыкания на землю в сетях 6 - 35 кВ, сопровождающиеся горением заземляющих дуг (вследствие недостаточной компенсации емкостных токов), приводят к перенапряжениям, пробоям изоляции электрическнх машин и аппаратов, а непосредственное воздействие заземляющих дуг к разрушению изоляторов, расплавлению шин, выгоранию цепей вторичной коммутации в ячейках КРУ и др.

Причины отказов и работе устройств релейной зашиты, автоматики и аппаратуры вторичной коммутации следующие: неисправности электрических и механических частей реле, нарушения контактных соединений, обрывы жил контрольных кабелей, цепей управления и т.д., неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок и характеристик реле, ошибки монтажа и дефекты в схемах релейной защиты и автоматики, неправильные действия персонала при обслуживании устройств релейной защиты и автоматики.

Каждая причина может привести к отказу в отключении или неселективному отключению оборудования во время короткого замыкания и иметь тяжелые последствия вплоть до развития местных аварий в системные.

Причинами ошибочных действий персонала при выполнении переключений в большинстве случаев являются нарушения оперативной дисциплины, пренебрежительное отношение к требованиям правил технической эксплуатации, недостаточное знание инструкций, невнимательность, отсутствие контроля за собственными действиями и др.

Выше названы лишь основные, наиболее часто повторяющиеся причины аварий и не указаны многие другие, имеющие место при эксплуатации электрооборудования подстанций и электрических сетей. И хотя причины аварий кажутся порой случайными, вероятность повторения их все же достаточно велика. Поэтому все случаи аварки самым тщательным обратом расследуются, изучаются, и принимаются меры к тому, чтобы исключить их повторение.

Аварии на подстанциях события сравнительно редкие, но чрезвычайно значительные по своим последствиям. Они устраняются по основном действием специальных автоматических устройств, в иных же случаях ликвидируются действиями оперативного персонала.

Ликвидация аварий оперативным персоналом заключается: в выполнении переключений, необходимых для отделения поврежденного оборудования и предупреждения развития аварии, в устранении опасности для персонала, в локализации и ликвидации очагов возгораний в случае их возникновения, в восстановлении в кратчайший срок электроснабжения

потребителей, в выяснении состояния отключившегося от сети оборудования и принятии мер по включению его в работу или выводу в ремонт.

Трудность решения усугубляется сознанием личной ответственности за правильность принимаемых решений в неожиданно возникшей и подчас сложной аварийной ситуации, когда персонал, испытывая эмоциональное напряжение, должен действовать безошибочно, четко и быстро. В этих условиях выдержка персонала, самообладание, сосредоточенность и концентрация внимания на главном являются залогом успешной ликвидации аварии.

Исходя из анализа аварий, можно сделать вывод, что причиной всех последствий аварий являлось перенапряжение.

8.4 Выбор комплектных трансформаторных подстанций и распределительных устройств высокого и низкого напряжения

8.4.1 Выбираем для установки следующие КТП

Принимаем две параллельно работающих КТП – 400/10 для внутренней установки на напряжение 10/0.4 кВ, тип трансформатора ТМ, Sном.т. = 400 кВА.

Тип коммутационного аппарата:

- на стороне 10 кВ, укомплектована вакуумными выключателями с прямоходным электромагнитным приводом;
- на отходящих линиях 0.4 кВ – ВА-51, ВА-51Г.

Некоторые элементы шкафа можно заменять по просьбе заказчика.

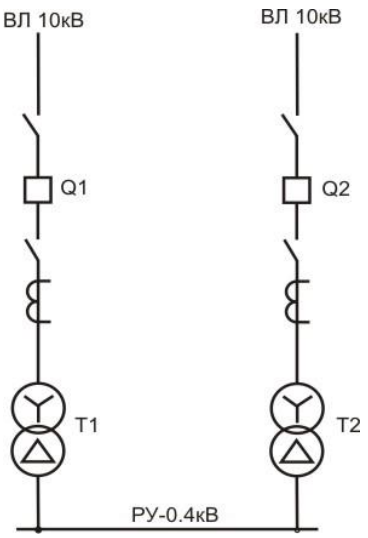


Рис 7.1 Однолинейная схема ПС – 10/0.4 кВ

Принимаем две КТПБ – 400/10 на напряжение 10/0,4 кВ, тип трансформатора ТМ, Sном.т. = 400 кВА.

8.4.2 Выбор автоматического выключателя для защиты электродвигателя

Номинальный ток двигателя: Iном.дв. = 74.173 А.

Выбор автоматического выключателя производим из условия:

Iн.р. ≥ Iном.дв.

Uн.а. ≥ Uсети

К установке принимаем трехполюсный автоматический выключатель ВА51Г31 с номинальным током выключателя 100 А и с номинальным током расцепителя 80А на напряжение 380В. [10] Буква «Г» говорит о том, что выключатель предназначен для защиты электродвигателей.

$$k_{с.от._т} = I_{с.о.}/I_{н.расц.} = 14$$

$$k_{с.п._т} = I_{с.п.}/I_{н.расц.} = 1.2$$

ПКС = 6 кА

ОПКС = 6 кА

kно = 2.1; kнп = 1.2; kв = 1 [10]

1) Определяем ток уставки теплового расцепителя, с учетом диапазона регулирования:

$$I_{нн.расц.} = k_д \cdot I_{нн.расц} = (0.8...1) \cdot 80 = 64...80 \text{ А}$$

Т.к. расчетный ток двигателя вписывается в кратность диапазона регулирования теплового расцепителя, то защита будет наиболее эффективной и оптимальной.

2) Расчет защиты потребителей от перегрузки:

$$I_{сс.пер.р} = \frac{К_{нп}}{К_в} \cdot I_{нн.д} = \frac{1,2}{1} \cdot 74.173 = 89.008 \text{ А}$$

Кнп = 1.2- коэффициент надежности от перегрузки [10];

Кв = 1 - коэффициент возврата [10].

3) Расчет тока срабатывания от перегрузки с учетом диапазона регулирования:

$$I_{сс.пер.д} = k_{ссп.} \cdot I_{нн.расц.} = 1.2 \cdot (64...80) = 76.8...96 \text{ А}$$

Т.к. ток срабатывания с учетом диапазона регулирования вписывается в диапазон регулирования, то защита от перегрузки удовлетворяет условиям выбора автомата и является наилучшей.

4) Выбор автомата из условия отстройки от пусковых токов:

$$I_{сс.о.р} = k_{нн} \cdot I_{пуск} = 2.1 \cdot (7 \cdot 74.173) = 1090.343 \text{ А}$$

5) Расчет тока срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечки) с учетом диапазона регулирования теплового расцепителя:

$$Iсс.о. = kссо. \cdot Iнн.расц. = 14 \cdot (64....80) = 896...1120 \text{ А}$$

Проверяем автоматический выключатель по чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{кз}^{(2)}}{Iсс.о} = \frac{10037}{1090.343} = 9.205 \geq 1.5$$

т.к. $k_ч > 1.5$, следовательно автомат по чувствительности проходит.

8.4.3 Выбор автоматического выключателя для защиты линии 0.4 кВ

Т.к. линия загружена на 80% от допустимого тока линии, то определяем ток проходящий по линии 0,4 кВ.

$$I_{вл\ 0.4} = Iд \cdot 0,8 = 215 \cdot 0,8 = 172 \text{ А}$$

Для А-50, Iдоп = 215 А

Выбор автоматического выключателя производим из условия:

$$Iн.р. \geq Iвл0.4$$
$$Uн.а. \geq Uсети$$

К установке принимаем трехполюсный автоматический выключатель ВА51-35 с номинальным током выключателя 250 А и с номинальным током расцепителя 200 А на напряжение 380В.

$$k_{с.от.т} = I_{с.о.}/Iн.расц. = 12$$
$$k_{с.п.т} = Iс.п./Iн.расц. = 1,25$$

ПКС = 18/15 кА (в числителе – в цикле О-ВО, в знаменателе – в цикле О-ВО-ВО)

ОПКС = 22 кА

$k_{но} = 1,5;$

$k_{нп} = 1,3;$

$k_в = 0,97$

1) Определяем ток уставки теплового расцепителя, с учетом диапазона регулирования:

$$Iнн.расц. = kд \cdot Iнн.расц = (0.8...1) \cdot 200 = 160...200 \ А$$

Т.к. расчетный ток двигателя вписывается в кратность диапазона регулирования теплового расцепителя, то защита будет наиболее эффективной и оптимальной.

2) Расчет защиты потребителей от перегрузки:

$$Iсс.пер.р = \frac{Кнп}{Кв} \cdot Iнн.д = \frac{1,3}{0,975} \cdot 172 = 229,3 \ А$$

Кнп = 1.3- коэффициент надежности от перегрузки [10];

Кв = 0.975 - коэффициент возврата [10].

3) Расчет тока срабатывания от перегрузки с учетом диапазона регулирования:

$$Iсс.пер.д = kссп. \cdot Iнн.расц. = 1,25 \cdot (160...200) = 200...250 \ А$$

Т.к. ток срабатывания с учетом диапазона регулирования вписывается в диапазон регулирования, то защита от перегрузки удовлетворяет условиям выбора автомата и является наилучшей.

4) Проверим работу автоматического выключателя при коротком замыкании в конце линии:

$$Iсс.о. = Кно \cdot I^{(3)}к.7 = 1,5 \cdot 1367 = 2050.5 \ А$$

Iс.отс – ток срабатывания отсечки расчётный;

5) Расчет тока срабатывания электромагнитного расцепителя (отсечки) с учетом диапазона регулирования теплового расцепителя:

$$Iсс.о. = kсco. \cdot Iнн.расц. = 12 \cdot (160....200) = 1920...2400 \ А$$

Проверяем автоматический выключатель по чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{кз}^{(2)}}{Iсс.о} = \frac{10037}{2050.5} = 4.895 \geq 1.5$$

т.к. $k_ч > 1.5$, следовательно автомат по чувствительности проходит.[10]

8.5 Выбор вводного выключателя на стороне НН

Номинальный ток трансформатора на стороне 0.4 кВ определяем по

формуле:

$$I_{ном.тр.0.4} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{0,4}}$$

$$I_{ном.тр.0.4} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 2309.4 \text{ А}$$

Так как трансформатор может быть перегружен не более чем на 40 % от своей номинальной мощности, то автоматический выключатель выбираем из условия:

$$Iн.мтз \geq 1,4\ I_{н.тр.0,4}$$
$$Iн.мтз \geq 3232,6 \text{ А}$$
$$Iн.мтз = 4000 \text{ А}$$

К установке принимаем автоматический выключатель «Электрон» с полупроводниковым реле МТЗ – 1 на напряжение до 660 кВ.[10]

Таблица 8.1 - Технические данные автоматического выключателя марки «Электрон» с полупроводниковым реле МТЗ, на напряжение до 660 В:

Тип	Исполнение	Iном. выкл. Iн.в. А	Ном. ток МТЗ Iн.мтз. А	Установки п/п реле			Iс.п. Iн.мтз	tс.о. с	ПКС в цепи 380 ВкА
				Регул. на шкалах РМТ значения					
				Iс.о. Iн.мтз	$t_{с.п}$, с при токе				
					Iн.мтз	6Iн.мтз			
Э40	Стационарное Т Т	5000	2500; 3200; 4000; 5000;	3; 5	100; 150; 200;	4; 8; 16;	1.25	0.2 50.45 0,7;	230/105

Определяем номинальный ток расцепителя с учетом кратности регулировки:

$$I_{нрд} = К_д \cdot I_{нр}\ К_д = (0.8 \div 1,25)\ [10]$$
$$I_{нрд} = (0.8—1.25) \cdot 4000 = (3200–5000)\ A$$

Проверим работу автоматического выключателя в режиме перегрузки:

$$I_{спр} = \frac{K_{нп}}{K_B} \cdot Iраб\ Iспр = \frac{1.3}{0,75} \cdot 3232,6 = 5603.2\ A$$

Кнп = 1.3- коэффициент надежности от перегрузки [10]

Кв = 0.75 - коэффициент возврата [10]

Определим ток срабатывания перегрузки с учетом диапазона регулирования:

$$Iспд = Ксп \cdot Iнрд = 1.25 * (3200\text{-}5000) = 4000\text{-}6250 \text{ А}$$

Ксп=1.25 - коэффициент срабатывания от перегрузки. [10]

Определяем ток срабатывания отсечки расчетный:

$$Iсор = Кно \cdot Iраб = 1{,}6 \cdot 3232.6 = 5172.16 \text{ А}$$

Кно = 1,6 – коэффициент надежности отсечки [10]

Определяем диапазон уставок тока отсечек автомата:

$$Iсод = Ксо \cdot Iнрд = 7 \cdot (3200\text{-}5000) = 22400\text{-}35000 \text{ А}$$

Ксо = 7 – кратность срабатывания отсечки [10]

Проверяем автоматический выключатель по чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{кз}^{(2)}}{Iсс.}$$

где: $I_{кз}^{(2)}$ – минимальный ток короткого замыкания в месте установки автоматического выключателя.

$$k_ч = \frac{10037}{5172.6} = 1.9$$

т.к. $k_ч > 1{,}5$, следовательно автомат по чувствительности проходит.[10]

8.6 Выбор и описание работы схемы АВР секционного выключателя на подстанции

Рассмотрим принцип действия схем АВР на примере двухтрансформаторной подстанции. Нормально оба трансформатора Т1 и Т2 включены и осуществляют питание потребителей секций шин низшего напряжения.

При отключении по любой причине выключателя Q1 трансформатора Т1 его вспомогательный SQ1.2 размыкает цепь обмотки промежуточного реле KL1. В результате якорь реле KL1, подтянутый при включенном положении выключателя, при снятии напряжения отпадает с некоторой выдержкой времени и размыкает контакты.

Второй вспомогательный контакт SQ1.3 выключателя Q1, замкнувшись, подает плюс через еще замкнутый контакт KL1.1 на обмотку промежуточного реле KL2, которое своими контактами производит включение секционного выключателя Q5, воздействуя на контактор включения YAC5. По истечении установленной выдержки времени реле KL1 размыкает контакты и разрывает цепь обмотки промежуточного реле KL2. Если секционный выключатель Q5 включится действием схемы АВР на неустранившееся КЗ и отключится релейной защитой, то его повторного включения не произойдет. Таким образом, реле KL1 обеспечивает однократность АВР и поэтому называется реле однократности включения. Реле KL1 вновь замкнет свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания подстанции и включен выключатель Q1. Выдержка времени на размыкание контакта KL1 должна быть больше времени включения выключателя Q5, для того чтобы они успели надежно включиться.

С целью обеспечения АВР при отключении выключателя Q2 от его вспомогательного контакта SQ2.2 подается команда на катушку отключения YAT1 выключателя Q1. После отключения Q1 схема АВР запускается и действует, как рассмотрено выше.

Аналогично рассмотренному выше АВР секционного выключателя будет действовать и при отключении трансформатора Т2.

Кроме рассмотренных случаев отключения одного их трансформаторов потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины высшего напряжения Б (или А). Схема АВР при этом не подействует, так как оба выключателя Т1 (Q1 и Q2) или Т2 (Q3 и Q4) останутся включенными. Для того чтобы обеспечить действие схемы АВР и в этом случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, в состав которого входят реле KV1, KV2 и KV3. При исчезновении напряжения на шинах подстанции Б, а следовательно, и на шинах. Реле КТ при этом запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст плюс на обмотку выходного промежуточного реле KL3, которое произведет отключение выключателей Q1 и Q2 трансформатора Т1. После отключения выключателя Q1 схема АВР подействует, как рассмотрено выше.

Реле напряжения KV3 предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение трансформатора Т1 от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия напряжения на шинах высшего напряжения А резервного трансформатора, когда действие схемы АВР будет заведомо бесполезным. Реле KV3, подключенное к трансформатору напряжения TV2 шин А, при отсутствии напряжения размыкает контакт KV3.1 и разрывает цепь от контактов KV1.1 и KV2.1 к обмотке реле времени КТ.

Аналогичный пусковой орган минимального напряжения предусматривается для отключения трансформатора Т2 в случае исчезновения напряжения на шинах А.

Заключение

В дипломной работе на тему: «Проектирование сетей 10 кВ для электроснабжения нового микрорайона в г. Капшагай», был произведен анализ состояния электрических сетей г. Капшагай. Обосновано развитие электрических сетей 10/0,4 кВ в связи со строительством нового микрорайона «Восточный». Произведен анализ и расчет нагрузок потребителей микрорайона. Намечены и обоснованы два варианта электроснабжения микрорайона.

Далее в работе был произведено технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей. На основании, которого, был принят наиболее экономически целесообразный вариант.

С помощью программного комплекса RASTR бал произведен анализ режимов работы выбранного варианта развития сетей с нагрузками 2015 г.

По результатам расчета можно сделать вывод, что уровни напряжений во всех узлах сети в минимальном и максимальном режимах не выходят за рамки технически допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения». Годовые потери составили 319,9 МВт·ч.

Затем в работе был произведен расчет режимов работы выбранного варианта развития с перспективными нагрузками 2025 г.

В результате было выяснено, что уровни напряжений так же как и в режиме с нагрузками 2015 во всех узлах сети в максимальном и минимальных режимах не выходят за рамки технически допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97. Годовые потери составили 431 МВт·ч.

Следовательно, при перспективном росте нагрузок потери увеличиваются на 111,1 МВт·ч. (6,5%) по сравнению с существующими нагрузками. Поэтому в дальнейшем необходимо будет применить мероприятия для снижения потерь на данном участке электрических сетей 10/0,4 кВ г. Капшагай.

Список литературы

1.http://forexaw.com/TERMs/Industry/Technology/l2299

2.Справочник по проектированию электрических сетей/ под редакцией Д.Л.Файбисовича (разд. 1 – 3, п.5.2, разд. 7), И.М. Шапиро (разд.4)

3.Правила устройства электроустановок/ – 7 издание, переработанное и дополненное.2004, – 656 с.

4.Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ, том 1/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 1999 -608с.299

5.Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 и 110-1150 кВ, том 2/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2003 -640с.

6.Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 110-1150 кВ том 3/ Под редакцией Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2004 -677с.

7.Справочник по строительству электросетей 0,38-35 кВ./ Под редакцией Д.Т. Комарова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 448 с.