МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрических станций, сетей и систем

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭСС и С
Умбеткулов Е.К к.т.н доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
(подпись) «16» 06 **2016 г.**

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Развитие электрических сетей 35 кВ района „Городская администрация" г. Капчагай

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Павлюченко В.Н.
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Михалкова Е.Г., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жайчибов А.А. к.э.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «03» 06. 2016 г.

по безопасности жизнедеятельности:
Байзекова С.М. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «25» 05 2016 г.

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

Рецензент: Ахадиева Н.С. Вед. инженер упр. АО „АНК"
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
(подпись) «_____» _____ 20__ г.

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетика
Специальность 5В071800 – Электроэнергетика
Кафедра ЭСС иС

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Павлюченко В.И.
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Развитие электрических сетей 35 кВ района „Городская администрация" г. Капчагай

утверждена приказом ректора № 49 от «8» апреля 2016 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта
Карта-схема городской администрации г. Капчагай
Принципиальная электрическая схема соединений ПС Параметра линий и трансформаторов ПС 35 кВ
Активные и реактивные нагрузки на летний и зимний сезоны

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:
1 Введение
2 Краткая характеристика потребителей и источников питан.
3 Предварительный расчет вариантов развития электр. сет
4 Анализ режимов работы принятого варианта развития эл. сети.
5. Б.Ж.Д
6 Экономика
7. Заключение

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1 Карта-схема городской администрации г. Кентагай

2 Принципиальная электрическая схема соединения ПС

3 Варианты схем конфигурации сети

4 Схема замещения электрической сети

5. Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сети

6 Результаты расчетов режимов работы электрических сетей 35 кВ

Рекомендуемая основная литература

1 Идельчик В.И. Электрические сети и системы

2 Крюков К.П., Новгородцев Б.Л. Конструкции и механический расчет линий электропередач

3 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций

4 Рокотян С.С., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Б.Ж.Д	Байзакова С.М.	до 20.05.2016	
Экономич. часть	Жакупов А.А.	03.06.16г.	
Экономика		до 27.05.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Теоретическая часть		
	Краткая характеристика потребителей и источников питания	30.02.2016	Выполнено
2	Предварительный расчет вариантов развития электр. сети	20.03.2016	Выполнено
3	Анализ режимов работы принятого варианта развития эл. сети	20.04.2016	Выполнено
4	Б.Ж.О.	27.05.2016	Выполнено
5.	Экономика	20.	Выполнено

Дата выдачи задания «8» 04 2016 г.

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

Руководитель _____ Михалкова Е.Г.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ Павлюченко В.Н.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада Қапшағай қаласындағы қалалық әкімшіліктің 35 кВ электр тораптарын дамыту келешегі қарастырылған. Торапты дамыту үшін электр тораптарының құрылымы таңдалған және құрастырылған. Электр тораптарының параметрлері және жұмыс режимдері RASTRWIN бағдарламасында есептелінген. Екі нұсқаның көрсеткіштеріне технико-экономикалық салыстыру жүргізілген.

Есептеу нәтижелері бойынша бір тізбекті орындалумен салыстырғанда инженерлі-технологиялық шешімдер мен экономикалық көрсеткіштер бойынша тораптың екі тізбекті нұсқасы тиімді болып табылады.

Аннотация

В данном дипломном проекте были рассмотрены перспектива развития электрических сетей 35 кВ Городской администрации г. Кашагай. Рассматривались на базе двух вариантов развития сети. Составлен и выбран конфигурации электрической сети для развития сетей. Расчитаны параметры электрической сети и режимы работы на программе RASTR WIN. Сделан технико-экономическое сравнение двух предложенных вариантов.

Результаты расчетов показали, что двухцепной вариант сети является более предпочтительным перед предложенным аналогом в одноцепном исполнении, как с точки зрения инженерно-технологических решений, так и по экономическим показателям.

Abstract

In this diploma project were considered prospect of development of electric networks 35 кВ to Municipal administration of Кашагай. Examined on the base of two variants of development of network. Made and chosen to electric network configuration for development of networks. Расчитаны parameters of electric network and office hours on the program RASTR WIN. Done технико-экономическое comparison of two offered variants.

The results of calculations showed that a twochain variant of network was more preferable before the offered analogue in onechain execution, both from the point of view of engineer-technological decisions and on economic indicators.

Содержание

	Введение……	7
1	Краткая характеристика потребителей и источников питания…….	8
1.1	Географическая характеристика рассматриваемого района……	8
1.2	Характеристика потребителей и источников питания…….	13
1.3	Тенденции основных направлений развития электрических сетей напряжением 35 кВ рассматриваемого региона…….	14
1.4	Постановка задачи работы……..	15
2	Предварительный расчет вариантов развитияэлектрической сети..	16
2.1	Составление и выбор конфигурации электрической сети……..	16
2.2	Предварительный расчет распределения мощностей……..	17
2.3	Расчет режимов существующей электрической сети на програм-ме RASTR Win……..	22
2.4	Расчет параметров сети для первого варианта схемы развития…...	25
2.5	Расчет параметров сети для второго варианта схемы развития…….	29
	Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети……..	31
3	Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сетей……..	40
3.1	Расчет максимального режима электрической сети……..	40
3.2	Расчет минимального режима электрической сети……..	42
3.3	Расчет послеаварийного режима электрической сети……..	43
4	Безопасность жизнедеятельности……..	45
4.1	Защита персонала подстанции от случайного прикосновения к токоведущим частям……	45
4.2	Разработка наружного освещения подстанции……..	48
4.3	Расчет зануления осветительной установки……..	51
5	Экономическая часть……..	55
5.1	Оценка экономической эффективности развития электрических сетей35 кВ Алматинской области……	55
5.2	Расчет технико-экономических показателей подстанции……	56
5.3	Определение ежегодных издержек производства……..	58
5.4	Услуги за передачу электроэнергии……..	60
5.5	Выручка от покупки и перепродажи электроэнергии……..	61
5.6	Определение NPV (чистой текущей стоимости)……	62
	Заключение……	65
	Список литературы……..	66

Введение

В настоящее время наблюдается рост потребления электроэнергии в нагрузочных узлах на всей территории Республики Казахстан и стран СНГ. Это связано с ростом предприятий на всей территории республики. Образуются новые энергоемкие производства.

В данном дипломном проекте принимаются возможные перспективные нагрузки потребителей на 2020 год и по ним рассматривается развитие электрических сетей 35 кВ г. Кашчагай, Илийского района. Развитие сети заключается в проектировании линий электропередач с помощью которых будет запитываться строящаяся подстанция 35 кВ – “Катерина”.

Первый вариант развития сети выбран - проектирование двухцепной линий питающей от ПС 110 кВ "Сарыбулак" к ПС 35 кВ "Катерина".

Вторым вариантом развития электрических сетей 35 кВ является проектирование и питание ПС 35 кВ "Катерина" от двух ПС 35 кВ (ПС "НС-7" и "НС-4") в одноцепном исполнении.

При выборе варианта схемы развития электрических сетей 35 кВ в г. Капчагай, решаются следующие задачи: варианты построения сети проверяются по надежности электроснабжения и качества электроэнергии в нормальных и послеаварийных режимах, выбираются марки проводов и трансформаторов для сооружаемого объекта (ЛЭП и подстанции) и реконструируемых элементов существующей сети.

Оптимальное решение выбора вариантов сети осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов развития электрических сетей энергосистемы. Наиболее экономичным следует считать вариант, имеющий наименьшие расчетные затраты.

Далее производим электрические расчеты установшихся режимов работы для выбранного варианта развития электрических сетей. Расчет производим на основе составленных схем замещения сетей, при помощи программы “RASTR”. Целью этого расчета является: расчет потерь мощности и энергии для оценки экономичности ее эксплуатации, выявление уровней напряжения в узлах сети и мероприятия по регулированию напряжения.

Для выбранного и расчитаного варианта сети произведем несколько типовых расчетов: экономический расчет для определения тарифов электроэнергии и срока окупаемости сооружаемых объектов (ЛЭП и подстанции); расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования на подстанции; для безопасности работы обслуживающего персонала рассчитываем взрывоопасность шкафов РУ и описываем для подстанции электро- и пожаробезопасность, также определяем санитарно-защитную зону и влияние электромагнитного излучения.

1 Краткая характеристика потребителей и источников питания

1.1 Географическая характеристика рассматриваемого района

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

В состав Илийского РЭС входят пять мастерских участков в г.Капшагай, с.Жетыген, п.Акши, п.Шенгельды, п.Заречный. Персонал мастерских участков занимается планово-предупредительными ремонтами, эксплуатационными и текущими ремонтами распределительных сетей.

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.

Основной задачей, стоящей перед районом, является бесперебойное и качественное обслуживание электроэнергией потребителей, занятых в сфере сельскохозяйственного направления, промышленных и коммунально-бытовых потребителей Капшагайского региона и населенных пунктов Илийского района. Для выполнения этой основной задачи, персонал решает ряд частных, а именно:

а) содержание сетей 10;6; 0,4; ПС-35/10, ПС-220/110/10, ТП, ЦРП и другого оборудования района в надлежащем состоянии, согласно требований ПУЭ, ТПЭ, ППБ и других директивных указаний;

в) выполнение капитального ремонт воздушных и кабельных линий 110,35, 6, 0,4 кВ, ТП-6/10 кВ и обслуживание ПС-220/110/10кВ, находящихся на балансе Илийского РЭС.

в) выполнение по снижению потерь в электросетях

г) выполнение мероприятий по надежности, по технике безопасности и пожарной безопасности.

Илийский район - административная единица на юге Алматинской области Казахстана. Административный центр - посёлок Отеген-Батыр.

Область расположена в центральной части Алматинской области и граничит на северо-востоке в области Балхаша, на Западе с областями Карасай и Жамбыл, на юго-востоке - городские земли Алматы, на востоке с Талгарским районом.

В пределе 82% региона расположено в пустынной и пустынно-степной зонах: пески Сартаукум и Плато Караой. Плато Караой используется под богарное земледелие. Пески Сартаукум - это зимние и весенне-осенние пастбища. Рельеф характеризуется наличием грядовых и грядо-бугристых песчаных образований.

Климат области резко континентальное. Средняя температура зимы -7-9 °С, лето 22-25 °С. Годовое количество атмосферных осадков составляет 200-3500 мм.

По территории этого региона протекают реки - Или, Каскелен, проложен Большой Алматинский канал, на севере к территории райо-на примыкает Капчагайское водохранилище.

Карта-схема городской администрации г. Капшагай и принципиальная электрическая схема представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

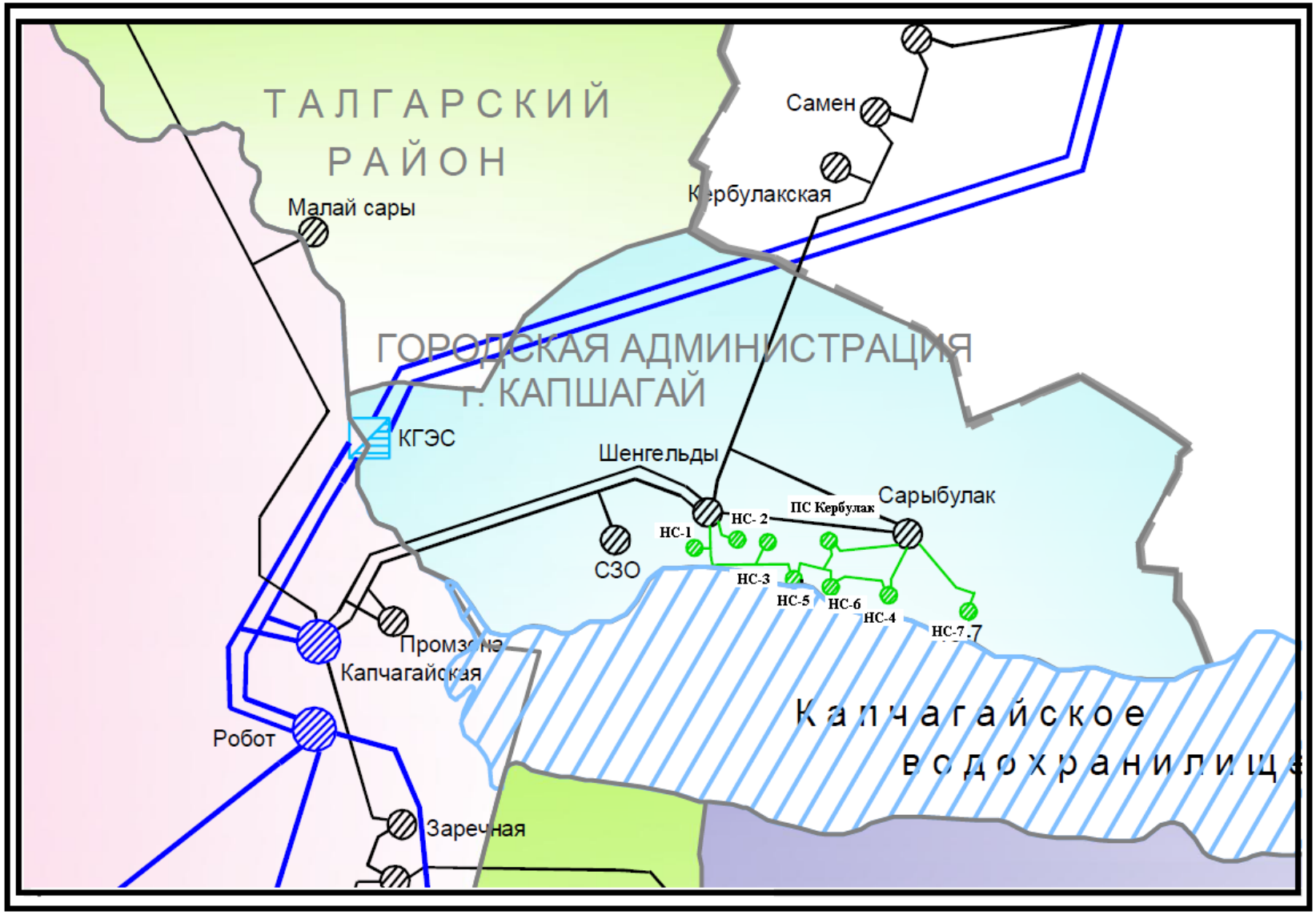


Рисунок 1.1 - Карта-схема городской администрации г. Капшагай

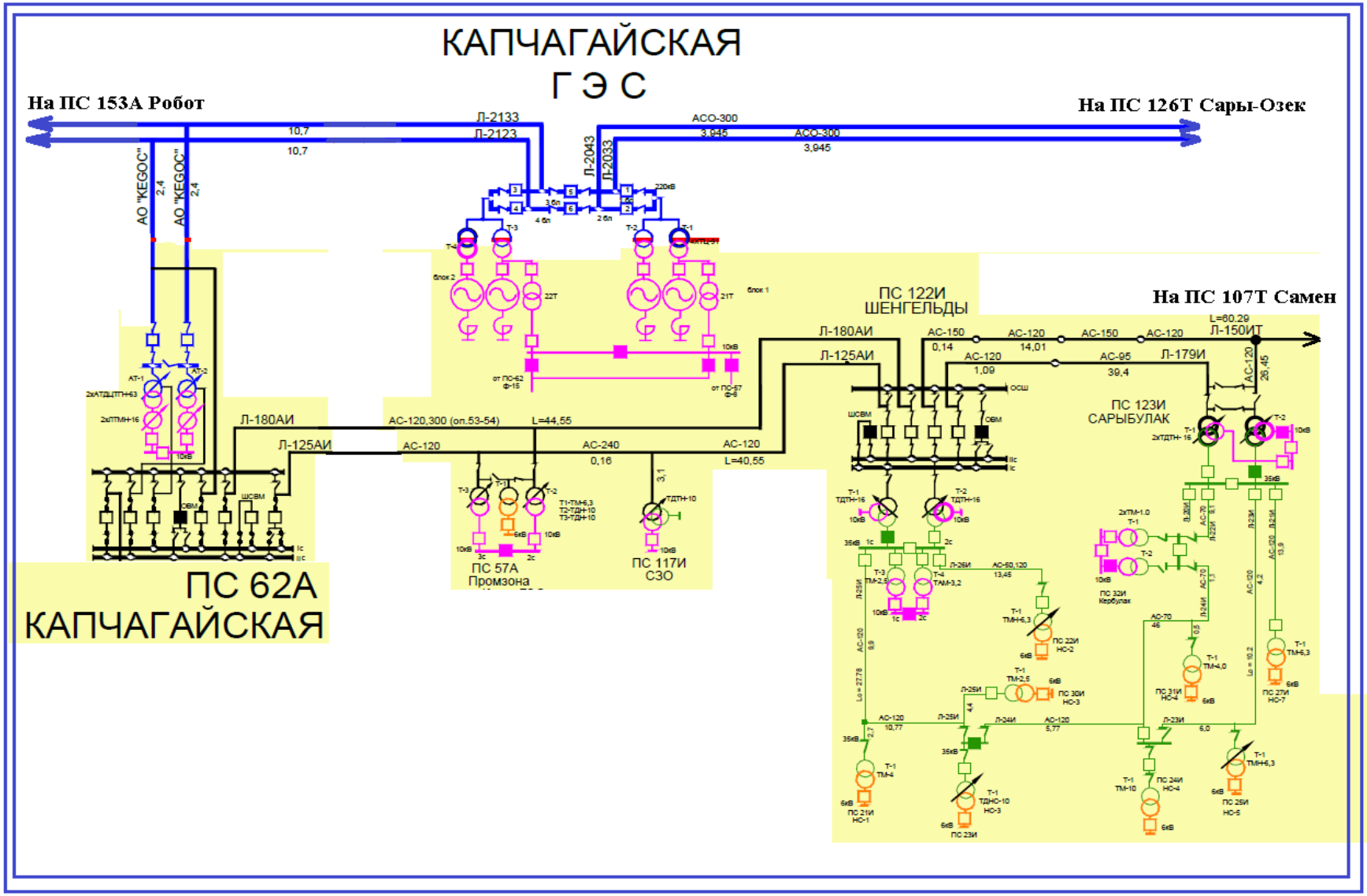


Рисунок 1.2 - Принципиальная электрическая схема

На севере области преобладают обыкновенные, южные и карбонитные черноземы с разнотравно-красноковыльной растительностью и березово-хвойными лесными массивами. На базе горных сосновых лесов созданы несколько курортов, санаториев, домов отдыха, где наряду с промыслами занимаются расселением и акклиматизацией различных видов животных и птиц. В южной преобладающей части области развиты темно-каштановые, каштановые, светло-каштановые почвы с разнотравно-типчаково-ковыльной растительностью.

Алматинская область является одной из ведущих зерновых областей в Казахстане. Основное место в сельском хозяйстве алматинской области занимают земледелие и мясо-молочное животноводство. Возделывается яровая пшеница, ячмень, овес, гречиха, зернобобовые и масляничные культуры. Область весьма на ресурсы полезных ископаемых, в ней добываются только строительный камень, гравий и глина.

В области 17 сельских районов и 10 небольших городов, 15 поселков, 227 сельских и аульных округов, численность городского населения составляет 346,3 тыс. человек или 46,3%, сельского - 401,9 тыс. человек или 53,7 процента.

В области функционирует 733 дневных общеобразовательных школ (в них 151,7 тыс. учащихся), 22 колледжа (9,1 тыс. человека учащихся). В области 48 больничных учреждений, в которых трудятся 2198 врачей всех специальностей.

Валовой региональный продукт по оперативным данным за 2014 год по области составил 117343,8 млн. тенге в фактически действующих ценах, стоимость основных фондов на 1 января 2014 года - 40158,4 млн. тенге. В области посевные площади сельскохозяйственных культур во всех категориях хозяйств в 2014 году составили 4107,7 тыс. гектаров, из них 87,1% приходится на зерновые культуры.

Производство в 2014 году зерновых и зернобобовых культур (в весе после доработки) составило 3233,6 тыс. тонн, картофеля - 202,6 тыс. тонн и овощей - 61,6 тыс. тонн. Реализовано на убой в живой массе 92,1 тыс. тонн мяса, надоено 400,0 тыс. тонн молока, получено 212478 тыс. штук яиц. Поголовье крупного рогатого скота в области на конец 2002 года составило 371,3 тыс. голов (182,4 тыс. голов - коровы); овец и коз -213,7 тыс. голов, свиней -195,1 тыс. голов, лошадей - 78,3 тыс. голов и птицы - 2536,9 тыс. голов.

В 2014 году промышленностью области по оперативным данным произведено продукции (включая малые предприятия, подсобные производства, индивидуальных предпринимателей, сектор домашних хозяйств) на 399289,2 млн. тенге, что составляет 106,6% к уровню производства 2013 года.

В области действовало 1628 предприятий (производств) промышленности. За 2014 год предприятиями и организациями всех форм собственности, индивидуальными застройщиками области введено в действие основных фондов на сумму 4062 млн. тенге. Построено 31,9 тыс. кв. метров общей площади жилых домов за счет средств населения области.

1.2 Характеристика потребителей и источников питания

Основными потребителями электроэнергии являются объекты сельского хозяйства, пищевой промышленности, железнодорожного транспорта и предприятия связанные с ними. Такие как колхозы, села, насосные станции, мукомольные, маслосыродельные и молочные заводы, кожевенные заводы, завод сельскохозяйственных удобрений и др.

Кроме того потребителями являются объекты строительной индустрии: завод железобетонных изделий, кирпичный и др.

Основным источником для рассматриваемой сети является Капчагайская ГЭС, из-за ее близости к потребителям электроэнергии.

Капшагайская ГЭС расположена вблизи города Капчагая в среднем течении реки Или**.** Створ электростанции расположен в узком месте русла между высокими скалистыми берегами. Первый промышленный ток дан в 1972 году. Установленная мощность 434 мВт. Кроме ГЭС, в составе гидроузла намывная и насыпная плотины, 4 турбинных и 2 строительно-эксплуатационных водосбросных туннеля плотин по гребню 470 и 270 м, высота 50 и 56 м, ширина 450 и 270 м. Мощность ГЭС при расчетном напоре 40 и 434 тыс. кВт, выработка 1163 млн. кВт.ч электроэнергии в год. Капчагайская. ГЭС входит в «Алмаатаэнерго» и осуществляет электроснабжение ггорода Капчагай, Алматы, Талды-Курган. С 1 января 1994 года мощность Капчагайской электростанции в результате перемаркировки гидроагрегатов была снижена с проектных 434 МВт до 364 МВт.

Гидроэлектростанция не может использовать свой потенциал по мощности и выработке электроэнергии в связи с экологическими и хозяйственными ограничениями, наложенными на объёмы сбросов воды в нижний бьеф. Капчагайская ГЭС построена по плотинному типу.
Состав сооружений Капчагайской ГЭС:

- русловая плотина длиной по гребню 470 м,
- высотой 50 м и шириной по основанию 450 м, намытая из эоловых песков;
- логовая плотина длиной по гребню 370 м,
- высотой 56 м и шириной по основанию 270 м из щебнистых и песчано-супесчаных грунтов;
- здание Капчагайской ГЭС с монтажной площадкой, состоящее из четырех агрегатных секций.

1.3 Тенденции основных направлений развития электрических сетей напряжением 35 кВ рассматриваемого региона

Появление новых и развитие существующих потребителей (объектов), расширение области применения электроэнергии, а также повышение требований к надежности и качеству энергоснабжения как новых, так и действующих потребителей предопределяет необходимость неуклонного развития электрических сетей на приоритетных началах [8].

Электрические сети должны обеспечивать:

нормативные уровни надежности электроснабжения присоединенных потребителей как при одиночных отказах в сети, так и в послеаварийных режимах;

нормированное качество отпускаемой электрической энергии;

электробезопасность и возможность обслуживания без снятия напряжения;

минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание;

адаптацию к растущим электрическим нагрузкам и поэтапной комплексной автоматизации.

Основные технические направления развития электрических сетей приняты в соответствии с «Программой развития Единой энергетической системы РК», в которой предусмотрено:

дальнейшее развитие электрических сетей производить при сложившейся системе напряжений 110, 35, 10, 6, 0.38 кВ;

использование глубоких вводов для уменьшения количества ступеней трансформации электроэнергии путем применения подстанций напряжением 110/10 и 35/0,4 кВ для сконцентрированных потребителей;

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

построение сетей напряжением 35 кВ таким образом, чтобы имелась возможность обеспечения резервного питания для любого потребителя;

широкое применение магистральной схемы «линия 110 кВ с двусторонним питанием» с чередованием подстанций, присоединенных к ней в рассечку или ответвлением;

применение при строительстве, расширении, реконструкции и техническом перевооружении подстанций напряжением 110/35/10, 110/10 и 35/10 кВ трансформаторов исключительно только с устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой;

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 источников резервного питания ответственных электроприемников;

использование возобновляемых источников электроэнергии;

внедрение устройств релейной защиты на микропроцессорной базе;

осуществление компенсации реактивной мощности путем установки батарей статических конденсаторов в сетях у потребителей с целью снижения потерь электроэнергии.

1.5 Постановка задачи работы

Из проведенного анализа, можно сказать, что в данном регионе бурно развиваются отрасли производства такие как стройматериалов, электротехнической, легкой и пищевой отрасли.

В области успешно развивается винодельческая отрасль пищевой промышленности. Развивается сельское хозяйство, малое предпринимательство, фермерские хозяйства, сельхозпредприятия и хозяйства населения.

Новые потребители и развитие уже действующих потребителей и объектов, расширение области применения электроэнергии, и конечно же повышение требований к надежности и качеству энергоснабжения как новых, так и действующих потребителей предопределяет необходимость неуклонного развития электрических сетей.

В связи с тем, что прогнозируется рост электропотребления и увеличения нагрузок данной области в работе предполагается проект развития электрических сетей 35 кВ и строительство подстанции «Катерина».

Для выполнения развития элтектрических сетей и строительства подстанции «Катерина» 35/10 кВ в работе следует:

- произвести анализ существующих сетей выбранного участка;
- наметить два возможных варианта конфигурации развития сетей 35 кВ;
- рассчитать и выбрать сечение и марку проводов линий 35 кВ и произвести расчет и выбор трансформаторов на подстанцию «Rfnthbyf».
- произвести электрический расчет намеченных вариантов развития сети;
- произвести технико-экономическое обоснование и выбрать наиболее целесообразный вариант подключения подстанции «Катерина»;
- произвести анализ режимов работы выбранного варианта сети;

2 Предварительный расчет вариантов электрической сети

2.1 Составление и выбор конфигурации электрической сети

Для подключения новой подстанции (к существующей сети), а также строительства новых воздушных ЛЭП выберем два варианта сети. Оба варианта выбираем по условиям целесообразности и уменьшения длины новых линий.

В работе принимаются возможные перспективные нагрузки потребителей на 2020 год и по ним рассматривается развитие электрических сетей 35 кВ г. Кашчагай, Илийского района. Развитие сети заключается в проектировании линий электропередач с помощью которых будет запитываться строящаяся подстанция 35 кВ – “Катерина”.

Первый вариант развития сети выбран - проектирование двухцепной линий питающей от ПС 110 кВ "Сарыбулак" к ПС 35 кВ "Катерина".

Вторым вариантом развития электрических сетей 35 кВ является проектирование и питание ПС 35 кВ "Катерина" от двух ПС 35 кВ (ПС "НС-7" и "НС-4") в одноцепном исполнении.

Намеченные варианты представлены на рисунках 2.1 и 2.2.

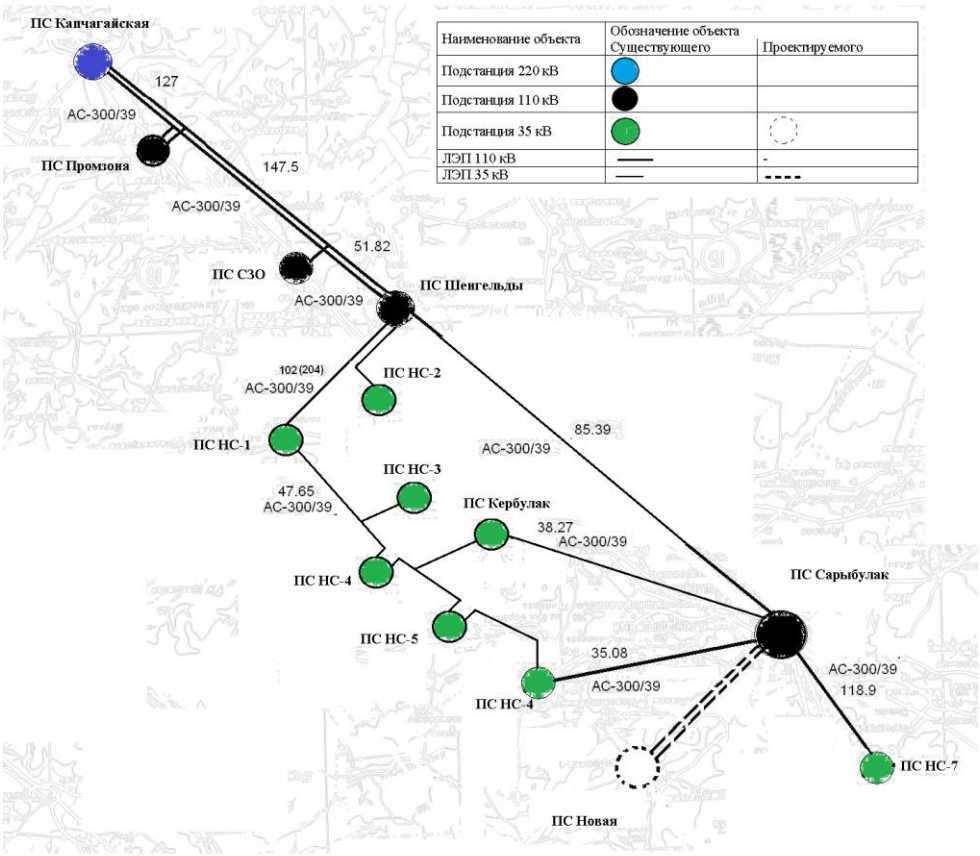


Рисунок 2.1 - Первый вариант конфигурации сети

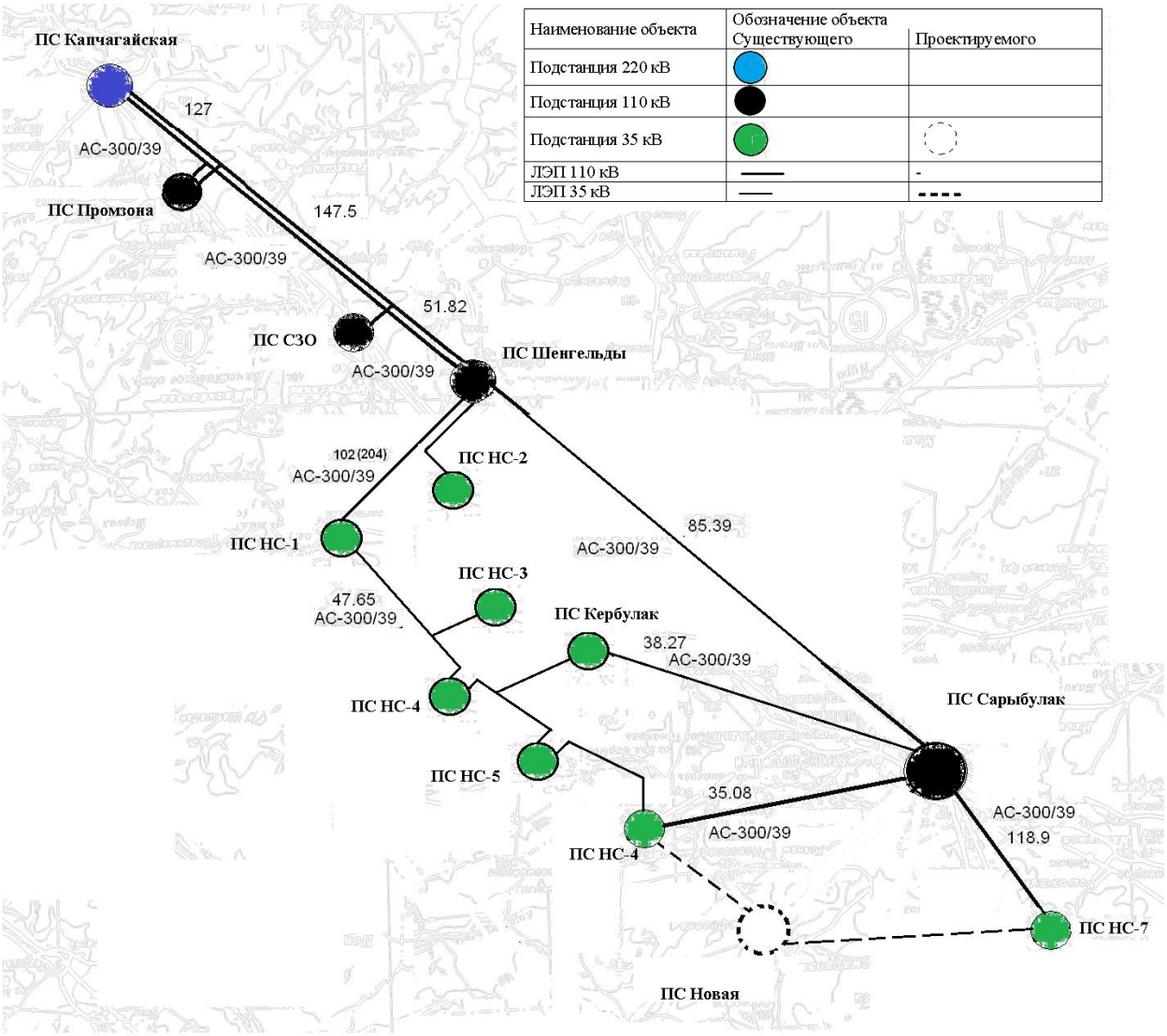


Рисунок 2.2 - Второй вариант конфигурации сети.

2.2 Расчет режимов работы существующей электрической сети

Для существующей принципиальной схемы рисуем схему замещения и производим расчет режимов электрической сети для зимнего и летнего сезонов. Схема замещения электрической сети представлена на рисунке 2.2.

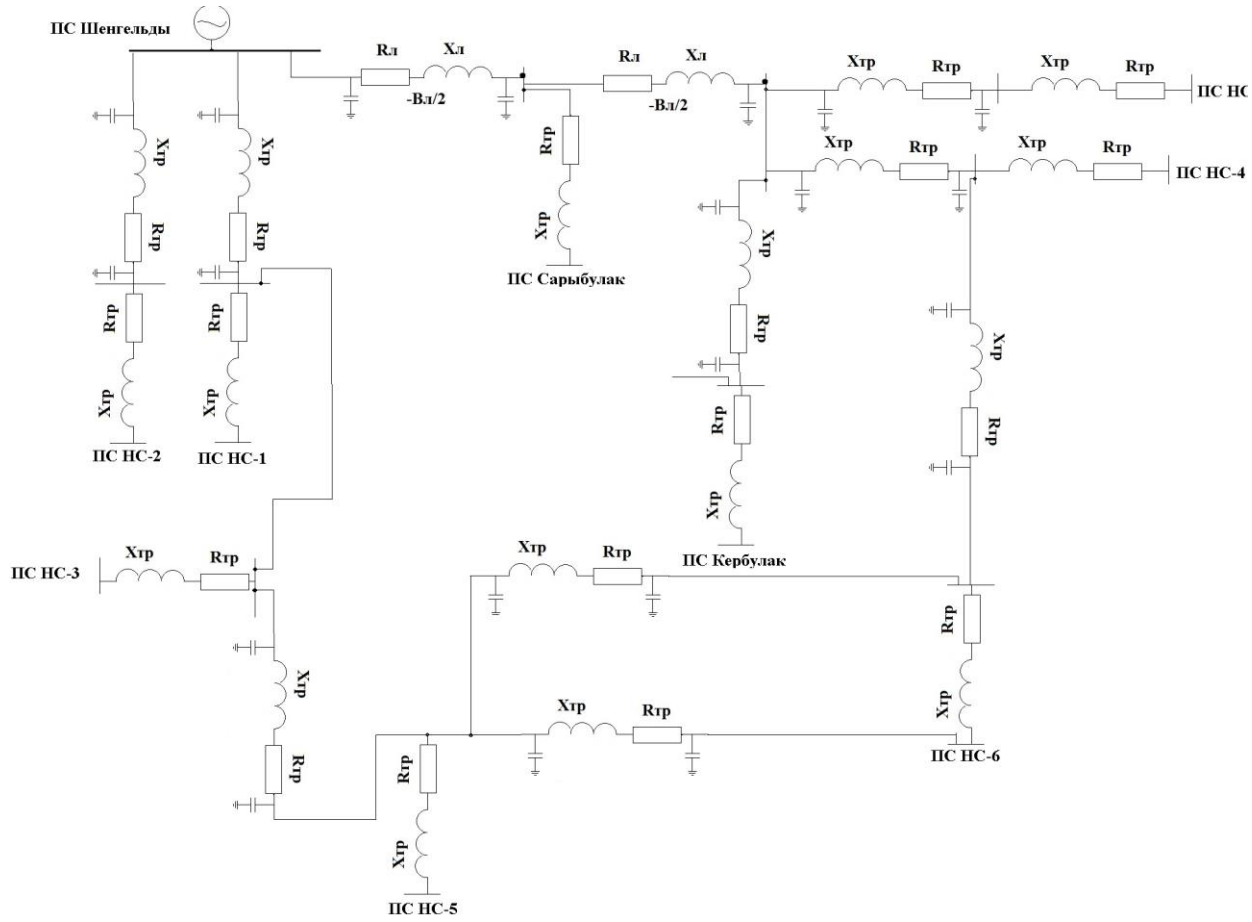


Рисунок 2.3 - Схема замещения электрической сети

В таблице 2.1 показана существующая нагрузка на ПС на летний и зимний сезоны.

Таблица 2.1 – Данные минимальных и максимальных нагрузок (лето и зима)

№ п/п	№ ТП	Тр-ры мощность, кВА	Нагрузка за лето, %	Нагрузка за зиму, %
1	ПС Шенгельды	ТДНТ-1600/110	1,1+j0,7	1,3+j0,9
2	ПС Сарыбулак	ТДНТ-1600/110	1,1+j0,7	1,3+j0,9
3	ПС Кербулак	ТМ-1000/35	0,6+j0,2	0,9+j0,5
4	ПС НС-1	ТМ-400/35	0,3+j0,1	0,6+j0,3
5	ПС НС-2	ТМ-630/35	0,6+j0,3	0,9+j0,5
6	ПС НС-3	ТМ-100/35	0,1+j0,08	0,3+j0,1
7	ПС НС-4	ТМ-630/35	0,6+j0,3	0,7+j0,4
8	ПС НС-5	ТМ-400/35	0,3+j0,1	0,5+j0,3
9	ПС НС-6	ТМ-100/35	0,1+j0,09	0,3+j0,1
10	ПС НС-7	ТМ-630/35	0,6+j0,3	0,8+j0,5

Активное сопротивление линии (Ом) определяется как:

$$R = r_o \cdot L, \quad (2.1)$$

где L – длина линии, км,

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Реактивное сопротивление (Ом) определяется как:

$$X = x_o \cdot L, \quad (2.2)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Все удельные величины $r_{0,}$ $x_{0,,}$ определяются по справочникам в зависимости от марки провода. В таблице 2.2 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети.

Таблица 2.2 - Параметры линий электропередачи

Название	Номер участка	Длина, км	Марка провода	r_o, Ом	x_o, Ом
ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	1-2	39,4	АС–70/11	0,428	0,432
ПС Сарыбулак - ПС НС- 7	1-6	10,9	АС–70/11	0,428	0,432
ПС Сарыбулак - ПС НС-4	2-3	9,3	АС–70/11	0,428	0,432
ПС НС-4 - ПС НС-5					
ПС Сарыбулак - ПС Кербулак	2-4	6	АС–70/11	0,428	0,432
ПС Кербулак - ПС НС6	4-5	13,5	АС-120	0,428	0,432
ПС НС-4 - ПС НС-5	5-6	26	АС-70/11	0,428	0,432
ПС НС-5 - ПС НС-6	6-7	17,4	АС-70/11	0,428	0,432
ПС НС-3 - ПС НС-6	7-8	10,3			
ПС НС-3 - ПС НС-1	8-10	8,7	АС-70/11	0,428	0,432
ПС НС-1 - ПС Шенгельды	10-12	15,8	АС-70/11	0,428	0,432
ПС НС-2 - ПС Шенгельды	12-14	13	АС-70/11	0,428	0,432
	14-18	9,5	АС-70/11	0,428	0,432

По формуле (2.1) рассчитаем активное сопротивление линии для участка 1-2, ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак:

$$R_{1-2} = r_O \cdot L_{1-2} = 0{,}428 \cdot 14{,}4 = 6{,}16, \text{ Ом/км;}$$

Для участка 2 – 3, ПС Сарыбулак - ПС НС 4:

$$R_{2-3} = r_O \cdot L_{2-3} = 0{,}428 \cdot 12{,}5 = 5{,}35, \text{ Ом/км;}$$

Далее, рассчитаем реактивное сопротовление по формуле (2.2) для участка 1 – 2, ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак:

$$X_{1-2} = x_O \cdot L_{1-2} = 0{,}432 \cdot 14{,}4 = 6{,}22 \text{ Ом/км.}$$

Для участка 2 – 3, ПС Сарыбулак - ПС НС 4:

$$X_{2-3} = x_O \cdot L_{2-3} = 0{,}432 \cdot 12{,}5 = 5{,}4 \text{ Ом/км.}$$

Параметры остальных участков сети расчитаны аналагично и приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры линий

№ п.п.	Тип кабеля	Длина, км	$R_Л$, Ом	$X_Л$, Ом
1-2	АС-70	39,4	6,16	6,22
2-3	АС-70	10,9	5,35	5,4
3-4	АС-120	9,3	5,2	4,1
4-5	АС-70	6	08,4	5,8
5-6	АС-70	13,5	2,3	0,9
6-7	АС-120	26	4,6	1,8
7-8	АС-120	17,4	4,7	1,8
8-9	АС-70	10,3	6,5	2,3
9-10	АС-120	8,7	3,2	1,8
10-11	АС-120	15,8	9,1	5,3
11-12	АС-70	13	2,2	2,7
12-13	АС-70	9,5	5,8	4,,8

Исходя из справочных данных, рассчитаем активные и реактивные сопротивления трансформаторов:

Активное сопротивление трансформатора, Ом

$$R_T = \frac{\Delta T \cdot U_{ном}^2}{S_T^2}, \qquad (2.3)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания;

$U_{ном}$ – напряжение со стороны высокого напряжения.

Параметры трансформаторов берем из справочных данных:

Таблица 2.4 – Справочные данные трансформаторов

№ ТП	Мощность тр-ра, кВА	Тип тр-ра	ΔРкз, кВт	ΔUк, %
ПС Шенгельды	1600	ТДНТ-1600/110	5,7	4,5
ПС Сарыбулак	1600	ТДНТ-1600/110	8,0	5,5
ПС Кербулак	1000	ТМ-1000/35	8,0	5,5
ПС НС-1	400	ТМ-400/35	8,0	5,5
ПС НС-2	630	ТМ-630/35	8,0	5,5
ПС НС-3	100	ТМ-100/35	8,0	5,5
ПС НС-4	630	ТМ-630/35	5,7	4,5
ПС НС-5	400	ТМ-400/35	5,7	4,5
ПС НС-6	100	ТМ-100/35	5,7	4,5
ПС НС-7	630	ТМ-630/35	8,0	5,5

Реактивное сопротивление трансформатора, Ом

$$X_T = \frac{U_{кз} \cdot U^2}{100 \cdot S_T}, \qquad (2.4)$$

где $U_{кз}$ – напряжение короткого замыкания;

$U_{ном}$ - напряжение со стороны высокого напряжения.

Далее рассмотрим ПС Шенгельды, активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{8000 \cdot 10000^2}{630000^2} = 2{,}016 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{5{,}5 \cdot 10000^2}{100 \cdot 630000} = 8{,}73 \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитаем активные и реактивные сопротивления остальных ПС и приведем полученные значения в следующей таблице 2.5:

Таблица 2.5 – Расчетные данные трансформаторов

№ ТП	Мощность тр-ра, кВА	Тип тр-ра	$R_Т$, Ом	$X_Т$, Ом
ПС Шенгельды	1600	ТДНТ-1600/110	1,436	7,143
ПС Сарыбулак	1600	ТДНТ-1600/110	1,436	7,143
ПС Кербулак	1000	ТМ-1000/35	2,016	8,730
ПС НС-1	400	ТМ-400/35	2,016	8,730
ПС НС-2	630	ТМ-630/35	2,016	8,730
ПС НС-3	100	ТМ-100/35	2,016	8,730
ПС НС-4	630	ТМ-630/35	2,016	8,730
ПС НС-5	400	ТМ-400/35	2,016	8,730
ПС НС-6	100	ТМ-100/35	2,016	8,730
ПС НС-7	630	ТМ-630/35	2,016	8,730

2.3 Расчет режимов существующей электрических сетей 35 кВ на программе RASTR Win

Программа «RASTR» предназначена для проведения расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭСС). Программа позволяет рассчитывать установившиеся режимы ЭСС, схемы замещения которых содержат общее число узлов N∑ до 20, в том числе узлов Nг до 10 (включая балансирующий узел), число ветвей Nв до 30, включая трансформаторные ветви. Комплекс программ RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, так же предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

В результате расчета установившегося режима ЭЭС программа «RASTR» определяет: модули и фазы напряжений в узлах ЭЭС, активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок в каждом узле, потери мощности и токи по концам каждой из ветвей (линии и трансформаторов) схемы замещения ЭЭС, суммарные потери активной мощности.

Суммарные потери, кВт

$$\Delta W=\sum \Delta P \cdot K_{И} \cdot 24 \cdot T \,, \qquad (2.5)$$

где P – активные потери, кВт/ч;

$K_И$ – коэффициент использования максимума;

T – количество дней лето или зимы;

24 – количество часов в сутках.

Суммируя потери за лето и зиму получим годовые потери, кВт

$$\Delta W = \Delta W_л + \Delta W_з . \qquad (2.6)$$

Для расчета сети учитывались мощности нагрузок и напряжение на шинах источника питания. Результаты полученных значений за летний сезон приведены на рисунках 2.3 – 2.5.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

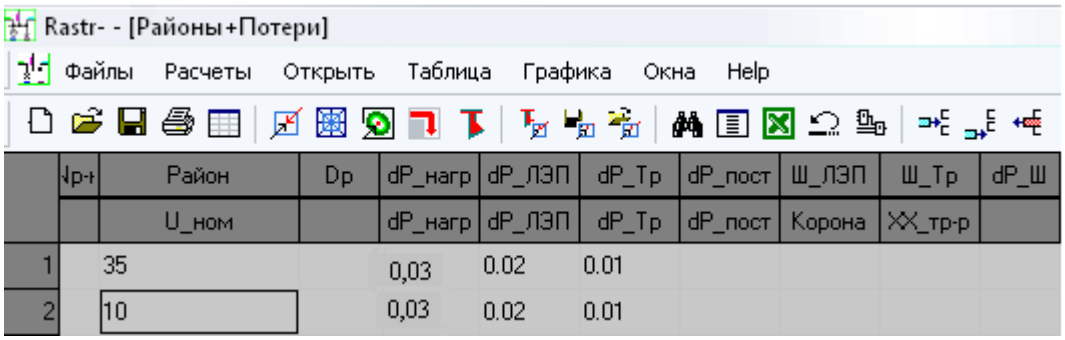
Рисунок 2.3 – Полученные расчетные значения «Узлы» лето

Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Шенгельды - ПС НС-4	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 2.4 – Полученные расчетные значения «Ветви» лето



	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		35		0,03	0.02	0.01				
2		10		0,03	0.02	0.01				

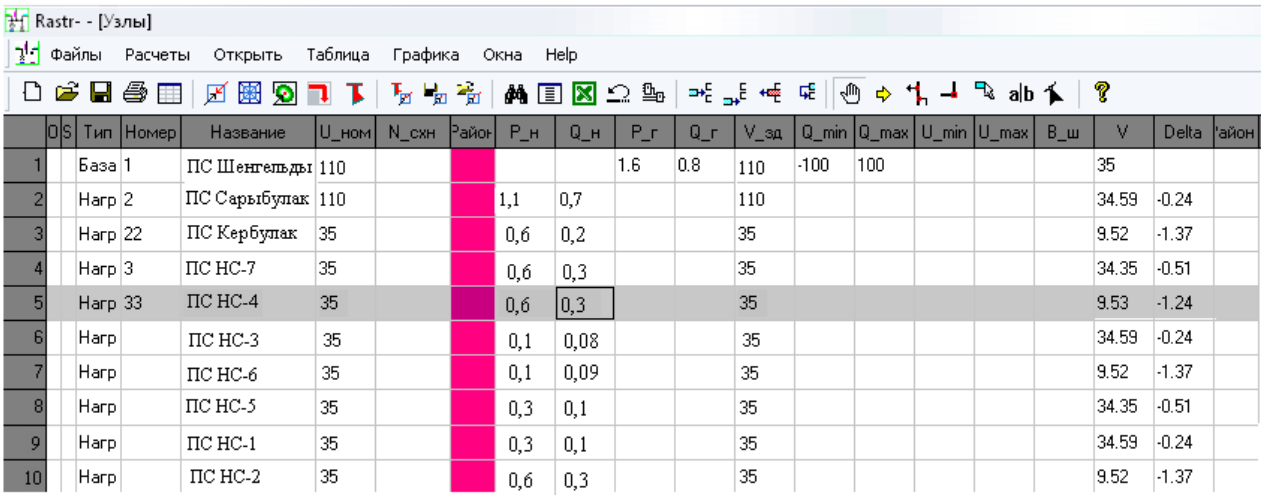
Рисунок 2.5 – Потери в электрической сети лето

Результаты показали, что электрических сетей по данному району в летний сезон потери активной мощности в линиях составили 20 МВт , в трансформаторах составили 10 МВт.

Суммарные потери за лето:

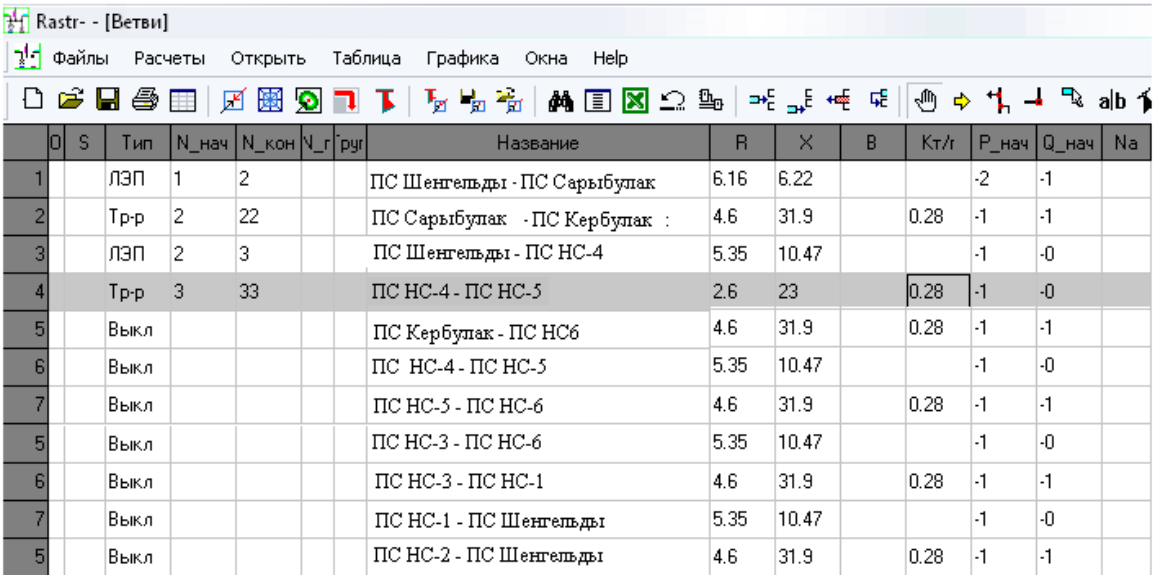
$$\Delta W_{л}=30\cdot 0{,}75\cdot 24\cdot 190=102{,}6 \text{ МВт ч.}$$

Результаты полученных значений за зимний сезон приведены на рисунках 2.6 – 2.8.



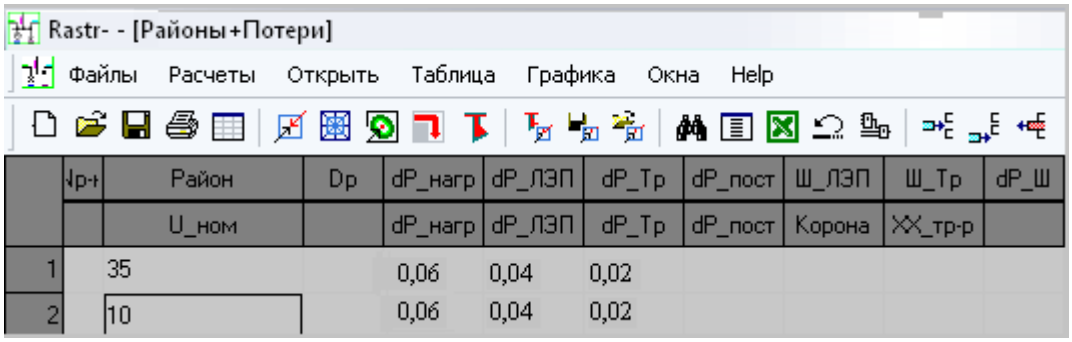
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

Рисунок 2.6 – Полученные расчетные значения «Узлы» зима



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Шенгельды - ПС НС-4	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 2.7 – Полученные расчетные значения «Ветви» зима



	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		35		0,06	0,04	0,02				
2		10		0,06	0,04	0,02				

Рисунок 2.8 – Потери в электрической сети зима

Результаты показали, что электрических сетей по данному району в зимний сезон потери активной мощности в линиях составили 0,04 МВт , в трансформаторах составили 0,02 МВт.

Суммарные потери за зиму составят:

$$\Delta W_з = 60 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 175 = 220{,}5 \text{ МВт ч.}$$

Годовые потери:

$$\Delta W_{год} = 220{,}5 + 102{,}6 = 323{,}1 \text{ МВт ч.}$$

2.4 Расчет параметров сети для первого варианта схемы развития

Как уже говорилось выше в первом варианте подстанция «Катерина» будет получать питание от двухцепной линий 35 кВ ПС Сарыбулак. Принимаем сечение и марку провода АС 70/11 для выполнения ВЛ 35 кВ Сарыбулак - Катерина.

Таблица 2.6 – Параметры схемы замещения участков сети

Участок сети	Марк провода	Длина линии, L, км	Удельные параметры, r_o+jx_o, Ом/км	Параметры R-jX, Ом
1-2	АС-70	14,4	0,428+j0,432	6,16+ j6,22

Для выполнения уточненного расчета существующего режима необходимо знать расчетные данные трансформаторов, установленных в узлах нагрузки.

Произведем выбор трансформаторов на подстанцию «Катерина».

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов.

При установке двух трансформаторов и отсутствии резервирования по сетям среднего и низшего напряжений мощность каждого из них выбирается с учетом нагрузки трансформатора не более 70% от суммарной максимальной нагрузки подстанций в номинальном режиме, и из условия покрытия нагрузки потребителей при выходе из работы одного трансформатора с учетом допустимой перегрузки до 40%. Согласно ПУЭ трансформаторы в аварийных режимах допускают перегрузку до 140% на время максимума нагрузки не более 6 часов в течение 5 суток [10].

Таким образом, желаемая мощность трансформатора выбирается по формуле:

$$S_T = \frac{S_{нагр}}{1,4} \qquad (2.5)$$

После определения желаемой мощности трансформатора выбирается стандартный трансформатор большей номинальной мощности и проверяется его коэффициент загрузки по формуле :

$$K_з = \frac{S_{нагр}}{n \cdot S_{ном}} = 0,6 - 0,8 \qquad (2.6)$$

где n- число трансформаторов.

Рассчитывается желаемая мощность трансформатора, по формуле (2.5):

$$S_{ТР} = \frac{5,3}{1,4} = 3,79 \text{ МВА}$$

Выбираем стандартный трансформатор типа 2хТМН - 4000/35У1 большей номинальной мощности и проверяется его коэффициент загрузки по формуле (2.19):

$$K_{3.6300} = \frac{1,86}{2 \cdot 2,5} = 0,37$$

$$K_{з} = \frac{3,79}{2 \cdot 4} = 0,5$$

Трансформаторы принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Параметры трансформаторов приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры трансформаторов

N узла, название ПС	Марка и количество трансформаторов	$U_х$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, кВар
ПС Катерина	2×ТМН–4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40

Составим расчетную схему замещения, в которую входят линии электропередачи рассматриваемого участка сети ПС Сарыбулак - Катерина и трансформаторы, установленные на этих подстанциях (рисунок 2.9)

.

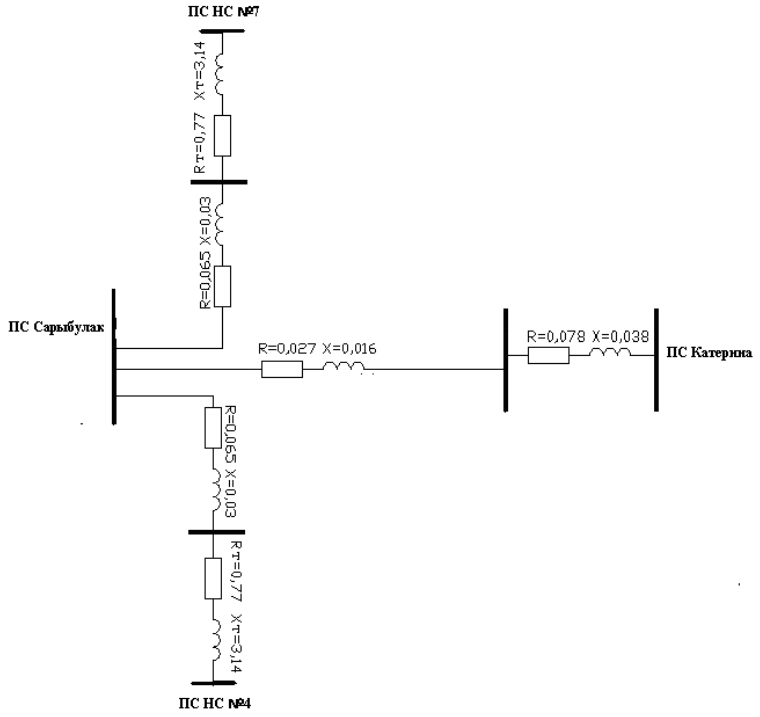


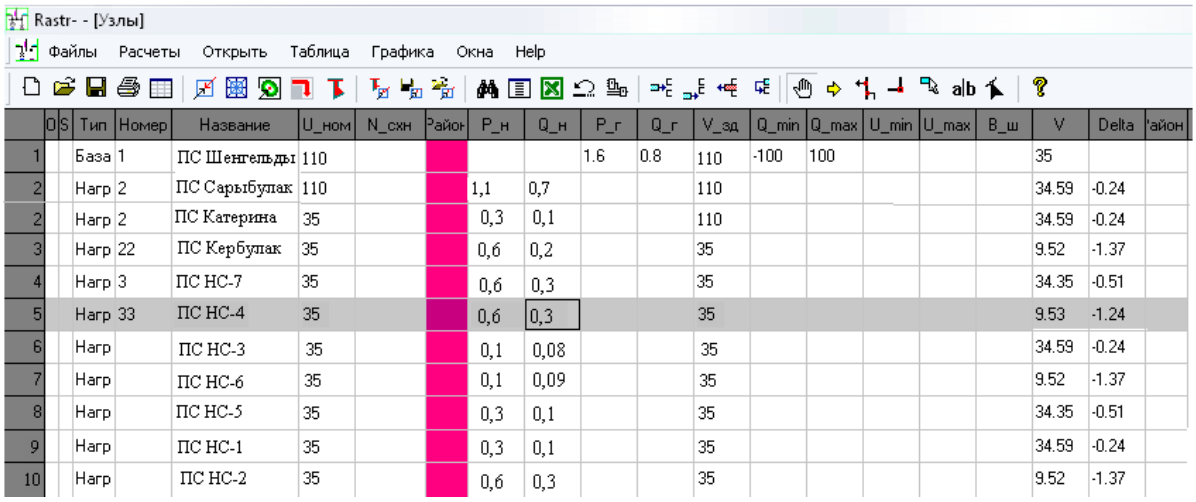
Рисунок 2.9 - Схема замещения данного участка сети

Программа «RASTR» предназначена для проведения расчетов установившихся режимов электроэнергетических систем (ЭСС). Программа позво-

ляет рассчитывать установившиеся режимы ЭСС, схемы замещения которых содержат общее число узлов N∑ до 20, в том числе узлов Nг до 10 (включая балансирующий узел), число ветвей Nв до 30, включая трансформаторные ветви. Комплекс программ RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с нею. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, так же предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами [15].

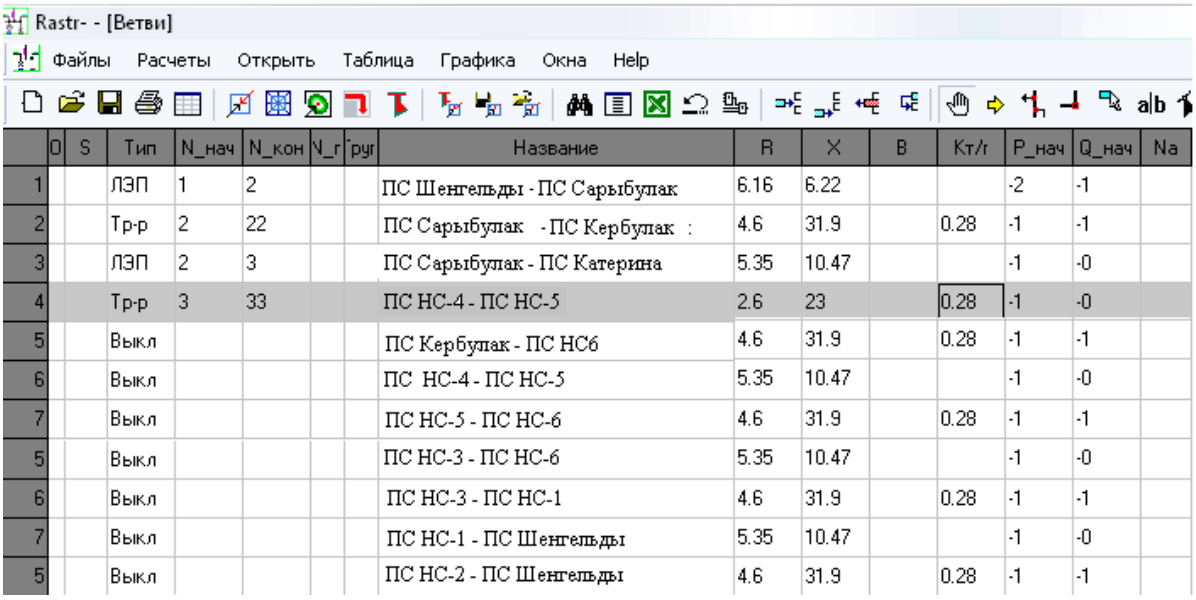
В результате расчета установившегося режима ЭЭС программа «RASTR» определяет: модули и фазы напряжений в узлах ЭЭС, активные и реактивные мощности генераторов и нагрузок в каждом узле, потери мощности и токи по концам каждой из ветвей (линии и трансформаторов) схемы замещения ЭЭС, суммарные потери активной мощности.

Для расчета сети учитывались мощности нагрузок и напряжение на шинах источника питания для нормального режима. Результаты полученных значений приведены на рисунках 2.10 – 2.13.



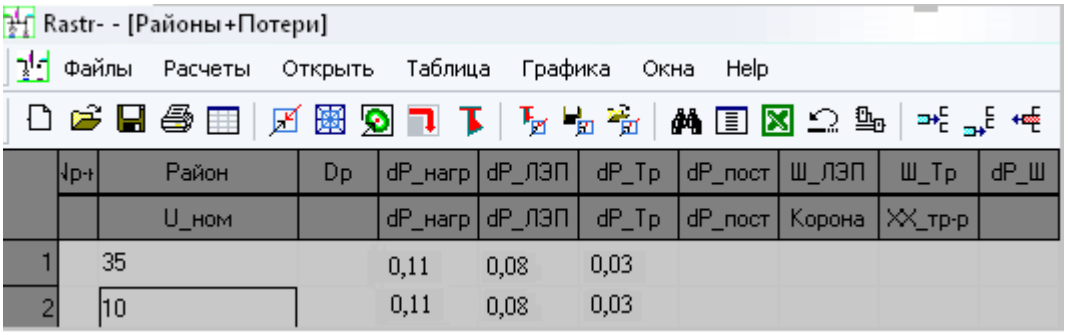
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
2			Нагр	2	ПС Катерина	35			0,3	0,1			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

Рисунок 2.10 – Полученные расчетные значения «Узлы»



	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Сарыбулак - ПС Катерина	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 2.11 – Полученные расчетные значения «Ветви»



	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		35		0,11	0,08	0,03				
2		10		0,11	0,08	0,03				

Рисунок 2.12 – Потери в электрической сети

Результаты показали, что при I варианте потери активной мощности в линиях составили 0,03 МВт , в трансформаторах составили 0,08 МВт.

Суммарные годовые потери составят:

$$\Delta W_{год}=110\cdot0,75\cdot24\cdot175=446,5 \text{ МВт ч.}$$

2.5 Расчет параметров сети для второго варианта схемы развития

Во втором рассматриваемом варианте конфигурации электрической сети подстанция «Катерина» будет получать питание от линий 35 кВ ПС НС-7 и от ПС НС-4.

Расчет производим по методике приведенной выше.

В таблице 2.8 приведены справочные данные проводов линий электропередачи данного участка сети.

Таблица 2.8 - Параметры линий электропередачи

Название	Номер участка	Длина, км	Марка провода	r_O , Ом	x_O , Ом
ПС «Катерина» - ПС НС-4	1-2	14,4	АС–70/11	0,428	0,432
ПС «Катерина» - ПС НС-7	2-3	12,5	АС–70/11	0,428	0,432

По формулам (2.1), (2.2) и (2.3) рассчитаем значения активных, реактивных сопротивлений и проводимостей линий. Расчет сведем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Параметры схемы замещения участков сети

Участок сети	Марк провода	Длина линии, L, км	Удельные параметры, r_o+jx_o, Ом/км	Параметры R-jX, Ом
1-2	АС-70	14,4	0,428+j0,432	6,16+ j6,22
2-3	АС-70	12,5	0,428+j0,432	5,35+j10,47

В таблице 2.10 представлены данные по установленным трансформаторам на подстанциях.

Таблица 2.10 – Каталожные данные трансформаторов

N узла, название ПС	Марка и количество трансформаторов	U_x, %	$\Delta P_к$, кВт	ΔP_x, кВт	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	ΔQ_x, кВар
ПС Катерина	2×ТМН–4000/35/10	7,5	33,5	6,7	2,6	23	40

Составим расчетную схему замещения, в которую входят линии электропередачи рассматриваемого участка сети ПС Шенгельды–ПС Сарыбулак-ПС Катерина - ПС НС-4-ПС НС-7 (рисунок 2.13)

.

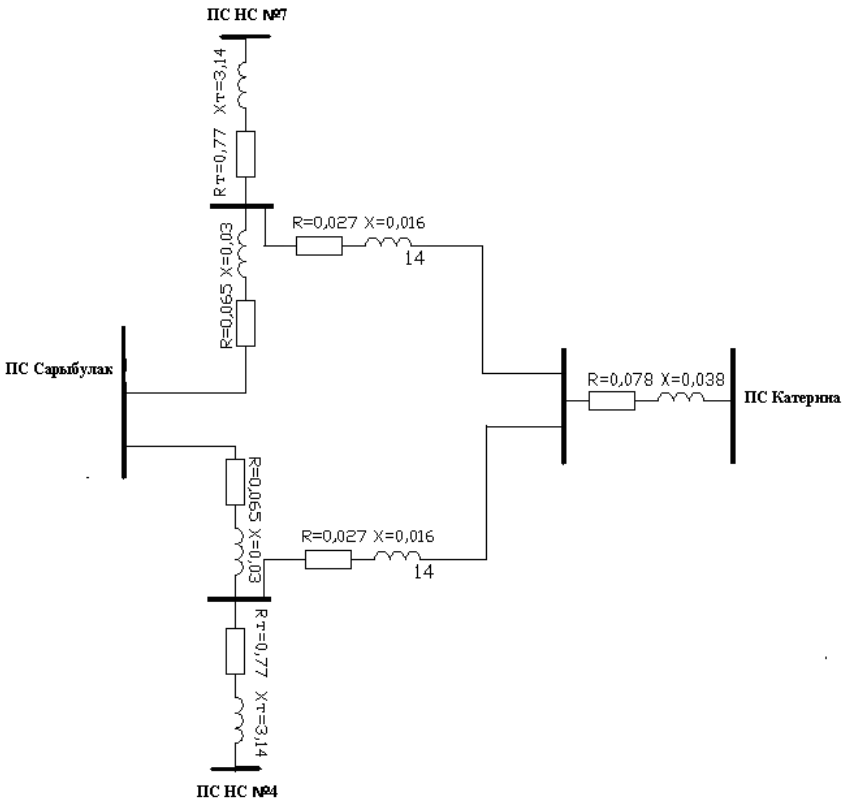


Рисунок 2.13 - Схема замещения данного участка сети

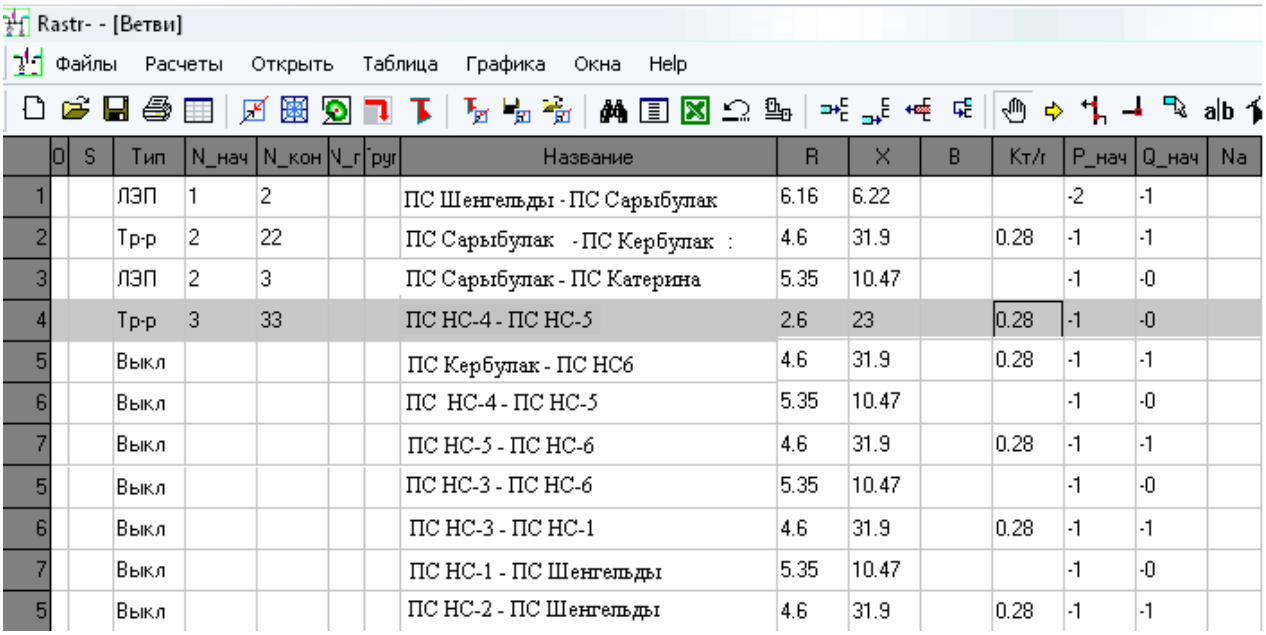
Электрический расчет сети так же осуществляем с помощью программы RASTR. Результаты расчета приведены на рисунках 2.14 – 2.16.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

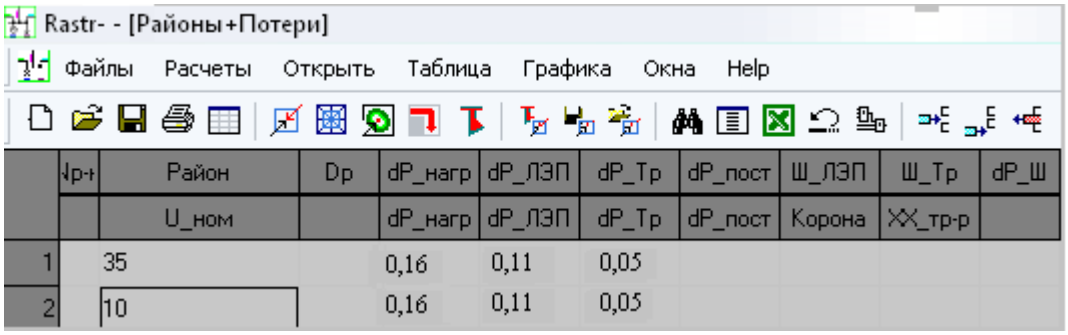
	0	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
2			Нагр	2	ПС Катерина	35			0,3	0,1			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

Рисунок 2.14 – Полученные расчетные значения «Узлы»



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Сарыбулак - ПС Катерина	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 2.15 – Полученные расчетные значения «Ветви»



	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		35		0,16	0,11	0,05				
2		10		0,16	0,11	0,05				

Рисунок 2.16 – Потери в электрической сети

Результаты показали, что при II варианте потери активной мощности в линиях составили 0,11 МВт , в трансформаторах составили 0,05 МВт

Суммарные годовые потери составят:

$$\Delta W_{год}=160\cdot0,75\cdot24\cdot175=504 \text{ МВт ч.}$$

2.6 Технико-экономическое сравнение вариантов схемы сети

При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты. Это вариант, в котором потребитель получит нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности и доступной стоимости.

Сопоставление вариантов схемы сети осуществляются путем сравнения расчетов экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием определяется наивыгоднийший вариант с минимальными

приведенными затратами. Схема электрической сети может быть определен путем применения номинальных напряжений, числом ступеней трансформации, схемой соединения подстанций и схемами электрических соединений понижающих подстанций. Сравниваемые варианты развития сети должны обеспечивать равноценный полезной отпуск электроэнергии по потребителям при заданном режиме потребления, мощности нагрузки.

Выбор номинального напряжения электрической сети существенно влияет на ее технико-экономические показатели и на технические характеристики.

электропривод является основным видом привода производственных машин. По простоте, надежности и экономичности при непрерывных перемещениях или больших периодических ходах рабочих органов машин электропривод превосходит все другие типы приводов. Электрическая энергия сети в нем непосредственно преобразуется в механическую. Процессы преобразования энергии в электроприводе отличаются более высокой экономичностью (более высоким к. п. д.), чем в других типах приводов. Кроме того, для пневматического и особенно гидравлического приводов характерно многократное преобразование энергии, причем для первичного преобразования энергии в компрессорных и насосных станциях используется опять-таки электропривод. Поэтому к. п. д. электропривода выше, чем пневматического и гидравлического приводов. Легкость управления и гибкость электропривода позволяют решать самые разнообразные технологические задачи.

При относительно небольших возвратно-поступательных перемещениях рабочих органов, что характерно для значительной группы литейных машин, электропривод теряет свои преимущества, так как в этом случае требуются сложные, дорогие и малонадежные промежуточные механизмы.

По структуре электропривод можно разделить на силовые элементы и устройства (систему) управления. Основным силовым элементом электропривода является электродвигатель. С рабочими органами машины электродвигатели соединяются непосредственно или через промежуточные механизмы при необходимости согласования параметров движения. Разновидностью силовых элементов электропривода можно считать тяговые электромагниты и устройства с непосредственным воздействием электромагнитным полем на перемещаемый объект (например: насосы, дозаторы, желоба для транспортировки расплавленного металла, электромагнитные сепараторы для извлечения металлических включений из отработанной формовочной смеси и т. д.). В соответствии с заданными скоростным и силовым режимами работы машины система управления электроприводом осуществляет управление двигателем или промежуточным механизмом, обеспечивает необходимую последовательность работы приводов отдельных механизмов, защиту двигателей, различные блокировки и выполняет другие вспомогательные функции, например, сигнализирует о ходе технологического процесса. Аппаратура управления двигателем включает, отключает и реверсирует двигатель и формирует

его характеристики, максимально приближая их к технологически необходимым.

В литейных машинах электропривод используется для выполнения основных технологических, транспортных и вспомогательных операций. Например, метательная головка пескомета, выполняющая основные технологические операции: заполнение и уплотнение формовочной смеси в опоке, имеет электропривод. Формовочные смеси обычно транспортируются ленточными конвейерами с электроприводом. Все основные механизмы крупных машин литья под давлением имеют гидропривод, а вспомогательные механизмы регулирования расстояния между плитами машины – электропривод. В очистных барабанах непрерывного действия электроприводы имеют почти все механизмы: дробеметные головки, вращающиеся барабаны и подвижные поды, сита и сепараторы для очистки дроби, механизмы регулирования угла наклона барабанов и т. д. На одной из современных автоматических формовочных линиях вместе с системами обеспечения формовочной смесью установлено до 40 электродвигателей общей мощностью свыше 400 кВт.

По характеру выполняемых технологических операций и скоростного и силового режимов работы литейные машины и их механизмы можно разделить па несколько групп. Большую группу составляют машины и механизмы с непрерывным или периодическим перемещением рабочих органов, скорость движения которых не регулируется: это смесители, полигональные сита, станки для заточки отливок, очистные барабаны, столы и камеры, вентиляторы и дымососы, элеваторы и транспортеры для сыпучих и кусковых материалов, выбивные решетки, вертикальные и горизонтальные конвейерные сушила и т. д. Эти машины имеют наиболее простой привод, состоящий из электродвигателя, простейшего промежуточного механизма (обычно редуктора) и аппаратуры для включения, отключения и защиты электродвигателя. Лишь иногда в них требуются специальные устройства для торможения.

К другой группе относятся машины и механизмы с возвратно-поступательными перемещениями рабочих органов, к стабильности параметров движения которых также не предъявляется жестких требований: это – транспортные (трансбордерные) тележки поточных линий пескометной формовки крупных отливок, кантователи крупных форм и стержней, весовые тележки для набора шихты, скиповые подъемники, тележки желобов центробежных машин для отливки труб и т. д. Электропривод этих машин уже сложнее. Кроме изменения направления вращения электродвигателя к нему могут предъявляться специальные требования по разгону, торможению и точной остановке.

три фиксированных положения: I. $s = 0$ – исходное положение; II. $s = s_1$ – сжатый воздух подан в полость *B*; III. $s = s_1 + s_2$ – сжатый воздух подан в полости *C* и *B*. Поршень возвращается в исходное положение при соединении полостей *B* и *C* с атмосферой, а полостей *A* и *D* – с сетью. При $s_1 \neq s_2$ можно получить четыре фиксированных положения чередованием подачи воздуха в полости *B* и *C*.

Отдельные элементы пневмопривода соединяют жесткими и гибкими трубами, неподвижные элементы – оцинкованными стальными газовыми трубами (ГОСТ 3262 – 62). При небольших сечениях трубопровода употребляют медные и латунные трубы, допускающие сложные изгибы. В последнее время начинают использовать трубы из искусственных материалов.

Для соединения подвижных элементов пневмопривода используют резиновые шланги с многослойным кордовым плетением. На рис. 81 показан пример присоединения гибкого шланга. На ниппель 4 надевают резиновый шланг 6, стягиваемый хомутиком 5. На конце ниппеля находится свободно вращающаяся накидная гайка 2. Ниппель стягивается через прокладку 3 со штуцером 1 (угольником или тройником) гайкой 2. Резиновые шланги не рекомендуется применять в литейных машинах в случаях, когда возможно попадание на них брызг металла.

Стальные трубы соединяют при помощи газовой арматуры. Неразъемные соединения выполняют сваркой.

Основной характеристикой трубопровода является его условный проход Dy, т. е. номинальный внутренний диаметр. В табл. 1 приведены значения внутреннего диаметра условных проходов с соответствующими присоединительными резьбами и рекомендуемыми расходами воздуха.

Рекомендуемые расходы получены при скорости движения воздуха в трубах и пневмоаппаратуре 17 м/сек. При такой скорости движения воздуха не возникает значительных потерь давления.

Разводку трубопроводов выполняют внутри станин машины и выводят наружу только в местах, удобных для присоединения к исполнительным устройствам. Такое расположение труб не загромождает машину и снижает вероятность их повреждений при эксплуатации.

Таблица.1. Характеристики трубопроводов

Условный диаметр в мм	Наружный диаметр	Расход воздуха при p=4·105Н/м2 в м3/с	Условный диаметр в мм	Наружный диаметр	Расход воздуха при p=4·105Н/м2 в м3/с
4	1/8”	0,0006	25	1”	0,042
8	1/4”	0,004	40	11/2”	0,107
10	3/8”	0,007	50	2”	0,167
15	1/2”	0,015	70	21/2”	0,325
20	3/4”	0,027			

В современных пневмоприводах отработанный воздух непосредственно из пневмоцилиндров не выпускается в атмосферу цеха, так как выходящий воздух создает шум и поднимает пыль, которая, смешиваясь с маслом, образует грязь и ускоряет износ машин. Отработанный воздух собирается специаль-

ной системой трубопроводов, по ней отводится за пределы цеха и выпускается и атмосферу через глушители

К устройствам для подготовки воздуха относят холодильники, влагоотделители и маслораспылители. Эти устройства очищают воздух от влаги и твердых частиц, насыщают его маслом.

С целью обезвоживания воздуха перед ресивером устанавливают холодильник, который охлаждает поступающий от компрессора нагретый воздух. Холодильник состоит из двух, вставленных друг в друга труб. По внутренней трубе проходит воздух, а между ними (в противоположном направлении) холодная вода. При охлаждении из воздуха выделяется вода. Холодильник должен иметь небольшой наклон по направлению движения воздуха, чтобы выделившаяся вода могла стекать в ресивер, откуда ее периодически удаляют через донный дренаж.

Холодильник не полностью удаляет воду из воздуха. Поэтому для последующего удаления ее из разводящей сети необходимо предусмотреть наклон трубопроводов по движению воздуха и установку дренажей в низших точках. Отводы к потребителям следует присоединять к основному трубопроводу сверху. Перед исполнительным механизмом необходимо устанавливать фильтр – влагоотделитель (рис. 82, а). Воздух с механическими включениями и влагой проходит через отверстие П и расположенные наклонно к потоку лопасти 1, которые приводят поток во вращение. Под действием центробежных сил крупные твердые частицы и влага отбрасываются к стенкам корпуса 2 и по ним спускаются в сборник. Затем воздух проходит через керамический фильтр 4, который задерживает мелкие твердые частицы. Сборник отделен от остальной части фильтра – влагоотделителя перегородкой 3. Вода периодически сливается через дренажное устройство 5. При непрерывной автоматической работе оборудования целесообразно применять влагоотделители с автоматическим конденсатоотводчиком, у которых дренажная система открывается при помощи поплавка по мере накопления воды в сборнике.

Маслораспылители предназначены для распыления масла в потоке воздуха, что необходимо для автоматической смазки под-вижных элементов привода. В распылителе (рис. 82, б) воздушный поток раздваивается. Основная часть потока направляется к выходному отверстию О через боковые каналы в корпусе 1 вокруг распылительного устройства 2 и небольшая часть – через каналы 4, 5 и 6. При прохождении потока в полости В создается местное понижение давления и воздух подсасывается в нее из полости Б через отверстие малого сечения. Давление в полости Б также снижается, масло по трубке 3 поднимается в полость Б, оттуда по узкому каналу распылительного устройства 2 поступает в поток и распыляется в нем. Попадая через каналы 5 и 6 в основной поток, масло подвергается вторичному распылению. Расход масла, подаваемого в воздух, можно регулировать изменением сечения дополнительного канала, соединяющего полости Б и Г, который на схеме не показан.

Для смазки пневмосистемы распылением рекомендуется применять отфильтрованное и предварительно выпаренное масло индустриальное 20 (ГОСТ 1707—51).

В группу контрольно-регулирующей аппаратуры входят регуляторы давления, реле давления и другие устройства, обеспечивающие необходимое давление в пневмосистеме и защиту пневмопривода от падения давления.

Регуляторы давления предназначены для регулирования и поддержания заданного давления в пневмоустройствах. На рис. 83, а приведена конструкция регулятора давления без сброса воздуха.

Этот регулятор иногда называют редукционным клапаном. Сжатый воздух подводится к отверстию П. Пружина 6 через диафрагму 4 и толкатель 5 отжимает клапан 3 от седла 2, образуя кольцевую щель для прохода воздуха в отверстие О. Усилие пружины 6 уравновешивается давлением воздуха, поступающего в полость В через небольшое отверстие. Если давление в сети, присоединенной к отверстию О, понизится, то уменьшится давление и в полости В под диафрагмой. При этом нарушается равновесие, пружина прогибает диафрагму и через толкатель 5 отжимает клапан от седла 2, в результате чего давление на выходе регулятора повышается до заданного. Регулятор настраивают на необходимое давление затяжкой пружины 6 винтом 1.

У регулятора давления для больших расходов воздуха пружина должна иметь значительные размеры, поэтому в таких регуляторах пружину заменяют диафрагмой 1 (рис. 83, б). Через отверстие 2 в полость Б подается воздух под давлением, на которое необходимо настроить основной регулятор. Это давление может быть получено от вспомогательного регулятора, например от такого, как на рис. 83, в. Вспомогательный регулятор соединяют с основным регулятором трубопроводом небольшого сечения и устанавливают на пульте, что обеспечивает дистанционное управление работой основного регулятора.

Защита пневмосистем от падения давления имеет большое значение для безопасности обслуживающего персонала. Кроме этого, при понижении давления в сети резко изменяются скорости движения механизмов, приводимых в действие пневмоцилиндрами, что может вызвать нарушение заданного режима работы механизмов и серьезные аварии. К падению давления в сети наиболее чувствительны автоматические формовочные линии.

Величину давления в системе контролируют с помощью реле давления (рис. 84, а). Сжатый воздух из системы подается через отверстие П в полость В. При этом диафрагма 5 прогибается, сжимая пружину 2, и через шток 4 замыкает контакты микропереключателя 1. В случае падения контролируемого давления ниже допустимого диафрагма под действием сжатой пружины выпрямляется, шток, опускаясь, размыкает контакты переклю-чателя; подается сигнал об опасности или выключается машина. Величину давления срабатывания реле регулируют гайкой 3.

Если в сети, вследствие аварии или разрыва трубы, резко снизится давление, то все поднятые пневмоцилиндрами узлы и грузы начнут быстро опускаться, что может привести к травмам пли поломкам. Поэтому на подводящем

трубопроводе до воздухораспределителя устанавливают обратные клапаны (рис. 84,б), которые свободно пропускают воздух в одном направлении и не пропускают в противоположном.

Воздух при движении от отверстия П к отверстию О легко отодвигает клапан 2 от седла 1 и проходит через образовавшуюся кольцевую щель; при обратном движении воздуха клапан плотно прижимается к седлу и не пропускает воздух. В исходном положении клапан прижат к седлу слабой пружиной

Для защиты пневмосистемы от падения давления устанавливают обратные клапаны на всех подводящих трубопроводах (рис. 84, б). Например, при разрыве трубопровода на участке цилиндра Ц1 в подводящем трубопроводе цилиндра Ц2 резкого понижения давления не произойдет. Поднятый цилиндром Ц2 груз не опустится сразу, так как выходу воздуха из штоковой полости цилиндра будет препятствовать обратный клапан ОК2.

Снижение давления в сети может быть зарегистрировано реле давления РД, в результате чего будет подан световой или звуковой сигнал. Последовательность расположения в системе фильтра Ф, регулятора давления Р и маслораспылителя М должна быть такой, как показана на рис. 84, в.

Можно выделить группу машин, для которых необходимо ступенчатое регулирование скоростного или силового режимов работы с относительно невысокой точностью. Это регулирование может проводиться как при переналадке, так и в течение цикла работы машины. Изменять скорость движения рабочих органов необходимо, например, в пескометных головках, центробежных машинах, устройствах для транспортировки заливочных ковшей с жидким металлом и т. д. Электроприводы этого оборудования требуют устройств для формирования искусственных характеристик двигателя с целью получения необходимой скорости вращения; они могут содержать все элементы приводов машин первых двух групп.

Наконец, существуют литейные машины с непрерывным регулированием скорости или силового режима работы по ходу процесса, например, машины для непрерывного литья, «жидкой» прокатки и других современных технологических процессов. Такие машины имеют наиболее сложные электроприводы с автоматическими системами регулирования.

В перечисленных группах литейных машин в качестве силового элемента электропривода применяются асинхронные двигатели и двигатели постоянного тока с параллельным возбуждением. Двигатели постоянного тока способны обеспечить все необходимые технологией характеристики. Однако они имеют коммутационные ограничения по скорости, относительно дороги и требуют квалифицированного обслуживания. Асинхронные двигатели, кроме простоты, обладают существенными экономическими преимуществами: они дешевы, надежны и не требуют дорогих преобразовательных установок. Поэтому в машинах первых трех групп используются почти исключительно асинхронные двигатели. В машинах с регулированием скоростного и силового режимов применяются двигатели постоянного тока. Вообще тип двигателя определяется не только свойствами самого двигателя, но и аппаратурой, не-

обходимой для формирования его характеристик. Для двигателей постоянного тока эта аппаратура пока проще и дешевле, чем и объясняется их широкое применение в системах регулируемого привода.

Управление электродвигателями литейных машин осуществляется с помощью релейно-контакторной аппаратуры. В системах регулируемого привода используются электромашинные преобразователи и усилители. В настоящее время успешно внедряются тиристорные преобразователи для управления двигателями постоянного тока. Ведутся разработки преобразователей для частотного регулирования асинхронных двигателей. В литейном производстве тиристорные преобразователи уже успешно заменяют электромашинные преобразователи и ламповые генераторы высокочастотных индукционных плавильных печей.

При автоматизации литейных машин особое значение имеет внедрение бесконтактных систем управления, так как в условиях повышенной запыленности в литейных цехах релейно-контакторная аппаратура недостаточно надежна. Однако бесконтактная аппаратура, в том числе и тиристорная, пока еще дорога и требует высококвалифицированного обслуживания.

Характерным для развития электропривода литейных машин является совершенствование не только систем управления, но и двигателей и их приближение к рабочим органам, что упрощает или вообще исключает механические передачи. Разнообразные фланцевые, встроенные, многоскоростные двигатели позволяют создавать компактные высокопроизводительные машины. Разработка силовых устройств с непосредственным электромагнитным воздействием на перемещаемый объект вообще изменяет машину, исключая подвижные элементы в ней.

Основными энергетическими показателями работы электропривода являются цикловой к. п. д. и коэффициент использования установленных мощностей. Для повышения показателей работы электроприводов литейных машин необходим тщательный выбор мощности электродвигателей с учетом их фактической загрузки. Недогрузка асинхронных двигателей, кроме плохого использования установленных мощностей (капитальных вложений) и понижения к. п. д., приводит к уменьшению коэффициента мощности cos φ, т. е. неполному использованию трансформаторов и генераторов, увеличению потерь электроэнергии, а также к повышению стоимости единицы электроэнергии. В литейных машинах не получили распространения существующие технические средства повышения к. п. д. асинхронных двигателей (например, асинхронный вентильный каскад) и коэффициента мощности cos φ (установка статических конденсаторов, замена асинхронных двигателей синхронными и т. д.). Компенсация реактивной мощности обычно осуществляется в общецеховом или общезаводском масштабе.

Ниже рассмотрены электромеханические свойства силовых элементов привода, выбор двигателей литейных машин, элементы и построение систем управления приводами и примеры проектирования электроприводов литейных машин.

Так при повышении номинального напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются сечения проводов и затраты металла на сооружение линий, растут предельные мощности, передаваемые по линиям, облегчается будущее развитие сети, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети. Сеть меньшего номинального напряжения требует, наоборот, меньших капитальных затрат, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии и, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью. В связи с этим становится очевидным важность правильность выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от ряда факторов: мощности нагрузок, удаленность от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения.

Итак, сравниваются два варианта выполнения электропередачи:

Первый вариант выполнения электропередачи:

а) строительство двух ВЛ 35 кВ «Сарыбулак - Катерина» протяженностью 12,5 км;

г) строительство ПС 35/10 кВ «Катерина».

Второй вариант выполнения:

а) строительство ВЛ 35 кВ «НС-4 - Катерина» протяженностью 12,5 км;

б) строительство ВЛ 35 кВ «НС-7- Катерина» протяженностью 18 км;

в) строительство ПС 35/10 кВ «Катерина».;

Для расчетов введем следующие допущения:

- примем, что варианты равноценны по надежности,
- капиталовложения в сеть считаются единовременными, а годовые издержки - постоянными. В этом случае оценка вариантов производится по расчетным затратам, которые определяются по выражению:

$$З_i = Е_н К_i + И_{ai} + И_{эi} \qquad (2.7)$$

где i - номера сравниваемых вариантов,

$Е_н$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, равный 0,12,

K_i - капиталовложения в объекты сети,

$И_{ai}$ - полные годовые отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживания электрической сети,

$И_{эi}$ - затраты на компенсацию потерь электроэнергии в сети.

Полные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание сети могут быть найдены по выражению:

$$И_а = \Sigma P_i \cdot K_i, \quad (2.8)$$

где K_i - капиталовложения в i-ый элемент сети,

P_i - нормы амортизационных отчислений на i-ый элемент.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии для каждого варианта определяем по формуле (2.3):

$$И_э = \Delta P' \cdot \tau' \cdot З' + \Delta P'' \cdot \tau'' \cdot З'', \quad (2.9)$$

где $\Delta P'$ - переменные потери мощности, зависящие от нагрузки,

$\Delta P''$ - постоянные потери мощности, независящие от нагрузки,

$З'$ и $З''$ – удельные затраты на компенсацию соответственно переменных и постоянных потерь, тенге/кВт-час,

и τ'' τ'' – время максимальных потерь соответственно для переменных и постоянных потерь мощности (τ' принимаем по кривой зависимости времени максимальных потерь от времени использования максимума мощности, $\tau'' = 8760$ часов – это время работы оборудования).

По приведенным выражениям определяем расчетные затраты по каждому из сравниваемых вариантов. Оптимальным по экономическим показателям является вариант, характеризующийся меньшими расчетными затратами.

Для сравнения необходимо рассчитать капитальные вложения на строительство электрических сетей и подстанций, которые определяются по укрупненным показателям стоимости электрооборудования.

Определим капитальные вложения в первом варианте сети. Найдем капитальные затраты на две воздушные линий напряжением 35 кВ, включаемых в рассечку ВЛ 35 ПС Сарыбулак - Катерина, на стальных опорах, в районе по гололедности III. Капитальные затраты рассчитываются по формуле

$$К = К_0 \cdot L \cdot k, \quad (2.10)$$

где $К_0$ - удельные капитальные затраты на строительство линии, млн.тенге.,

L - длина линии, км,

k - поправочный коэффициент, показывающий зависимость затрат от района строительства линии, $k = 1{,}0$.

Рассчитаем капитальные вложения на строительство ЛЭП.

Вариант 1: «Сарыбулак - Катерина»

$К_Л$=22,236 млн. тенге

Вариант 2: «НС-7 – Катерина - НС-4»

$К_Л$=42,249 млн. тенге

Капиталовложения в подстанцию соответствует средним условиям строительства и учитывает все затраты производственного назначения. В стоимость ПС включены затраты на внешние инженерные сети в объемах, предусмотренных в «Рекомендациях по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 110-750 кВ». Также в эту сумму заложена стоимость постоянного отвода земли.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$К_П=(\sum_{Ki} \cdot n_i + К_{пост}) \cdot \alpha_р, \quad (2.11)$$

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

ni - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$К_{пост}$ - постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

$a_р$ - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Определяем капиталовложения для варианта №1 ПС 35/10 кВ «Катерина»:

$К_П$=250 млн. тенге.

Определяем капиталовложения для варианта №2 ПС 35/10 кВ «Катерина»:

$К_П$=250 млн. тенге.

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта рассчитываются по формуле:

$$К=К_Л+К_П \quad (2.12)$$

Определяем капиталовложения в строительство энергообъекта, для варианта №1:

К=250+22,226=272 млн. тенге.

Определяем капиталовложения в строительство энергообъекта, для варианта №2:

К=250+42,249=292,2, млн. тенге.

Проводим технико-экономическое сравнение вариантов. Сравнение производим по приведенным затратам. Определим нормы ежегодных отчислений на амортизацию $И_a$, ремонт и обслуживание $И_{.р.о.}$:

$$И_а = К \cdot Р_а, \quad (2.13)$$

$$И_{р.о.} = К \cdot (Р_р + Р_0), \quad (2.14)$$

$$И_\Sigma = И_а + И_{р.о.} \quad (2.15)$$

где $Р_а$ - норма ежегодных отчислений на амортизацию,

$Р_р + Р_0$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт и обслуживание.

Нормы ежегодных отчислений показаны в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Нормы ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание, в относительных единицах

Наименование оборудования	Амортизация	Ремонт и обслуживание	Суммарные отчисления
Воздушные линии 35 кВ на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,005	0,029
Силовое, электротехническое оборудование 35 кВ	0,064	0,02	0,084

Находим издержки по первому варианту по ЛЭП (2.7):

$$И_a = 22{,}236 \cdot 0{,}024 = 533{,}664 \quad \text{тыс.тенге.},$$

$$И_{р.о.} = 22{,}236 \cdot 0{,}005 = 111{,}2 \quad \text{тыс.тенге},$$

$$И_\Sigma = 533{,}664 + 111{,}3 = 650 \quad \text{тыс.енге}$$

Находим издержки по первому варианту по ПС:

$$И_a = 101{,}3 \cdot 0{,}064 = 648{,}3 \quad \text{тыс.тенге},$$
$$И_{р.о.} = 101{,}3 \cdot 0{,}02 = 2{,}026 \quad \text{млн. ттенг},$$
$$И_{\Sigma} = 648{,}3 + 2{,}026 = 2{,}648 \quad \text{млн. ттенге}$$

Находим издержки по второму варианту по ЛЭП

$$И_a = 42{,}249 \cdot 0{,}024 = 1{,}014 \quad \text{млн.тенге}$$

$$И_{р.о.} = 42{,}249 \cdot 0{,}005 = 211{,}245 \quad \text{тыс.тенге},$$

$$И_{\Sigma} = 1{,}014 + 0{,}211245 = 1{,}225 \quad \text{млн.тенге}$$

Находим издержки по второму варианту по ПС

$$И_a = 42{,}249 \cdot 0{,}064 = 2{,}704 \quad \text{млн.тенге},$$
$$И_{р.о.} = 311{,}3 \cdot 0{,}02 = 6{,}226 \quad \text{млн. ттенг},$$
$$И_{\Sigma} = 2{,}704 + 6{,}226 = 8{,}9 \quad \text{млн. ттенге}$$

Находим издержки на компенсацию потерь электроэнергии. По заданному значению $T_{max} = 7000$ часов, найдем время максимальных потерь $\tau = 5500$ часов.

Стоимость переменных и постоянных потерь электроэнергии соответственно составляют $З' = 0{,}15$ тенге/кВт-час, $З'' = 0{,}2$ тенге/кВт-час.

Определяем переменные $\Delta P'$ и постоянные потери мощности $\Delta P''$. Потери в ЛЭП рассчитаны в программе “RASTR” рисунок 2.2, 2.8. Постоянные мощности находим по формуле

$$\Delta P' = \Delta P_л + \Delta P_{тр}, \tag{2.16}$$

где $\Delta P_л$ - переменные потери в линии, МВт,

$\Delta P_{тр}$ - переменные потери в трансформаторе, МВт.

(2.17)

$$\Delta P'' = \Delta P_{кор} + \Delta P_{х.х.},$$

где $\Delta P_{кор}$ - потери на корону в ЛЭП, МВт,

$\Delta P_{х.х.}$ - потери холостого хода в трансформаторе, МВт.

Находим потери на корону $\Delta P_{кор}$

$$\Delta P_{кор} = \Delta p_{уд} \cdot L, \qquad (2.18)$$

где $\Delta p_{уд}$ - потери на корону на 1 км линии.

Для первого варианта сети:

$$\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 68 = 0{,}163 \quad \text{МВт}$$

Для второго варианта сети:

$$\Delta P_{кор} = 2 \cdot 0{,}0012 \cdot 135 = 0{,}324 \quad \text{МВт}$$

Потери холостого хода в трансформаторе $\Delta P_{х.х.}$ для трансформатора находим из каталожных данных $\Delta P_{х.х.} = 0{,}145$ МВт. Найдем переменные потери в ЛЭП $\Delta P_{л}$. В программе “RASTR” из таблицы “Узлы” получаем для первого варианта $\Delta P_{л} = 2{,}4$ МВт, для второго варианта $\Delta P_{л} = 1{,}2$ МВт.

Рассмотрим потери в трансформаторе при одинаковом времени загрузки обмоток трансформатора. Тогда переменные потери мощности вычисляем по формуле

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{вн-сн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_т}\right)^2 + \Delta P_{сн-нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_т}\right)^2 + \Delta P_{вн-нн} \cdot \left(\frac{S_{наг}}{S_т}\right)^2 \qquad (2.19)$$

Так как у трансформатора обмотки низкого напряжения не загружены, то переменные потери в ней будут равны $\Delta P_{вн-нн} = 0$

Для первого варианта:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}430 \cdot \left(\frac{203{,}2}{2 \cdot 250}\right)^2 + 320 \cdot \left(\frac{203{,}2}{2 \cdot 250}\right)^2 = 3{,}753 \quad \text{МВт}$$

Для второго варианта:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}430 \cdot \left(\frac{208}{2 \cdot 250}\right)^2 + 320 \cdot \left(\frac{208}{2 \cdot 250}\right)^2 = 4{,}121 \quad \text{МВт}$$

Находим ежегодные издержки на компенсацию потерь электроэнергии в элементах сети по формуле (2.2).

Таблица 2.11 - Переменные и постоянные потери мощности в двух вариантах

Потери	$\Delta P_{л}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	$\Delta P_{кор}$, МВт	$\Delta P_{х.х.}$, МВт
Вариант I	1,2	0,28	0,163	0,145
Вариант II	2,4	0,28	0,324	0,145

Для первого варианта:

$$И_{э} = (1{,}2 + 0{,}28) \cdot 2{,}6 \cdot 5500 + (0{,}163 + 0{,}145) \cdot 2{,}3 \cdot 8760 = 1{,}069 \quad \text{млн. тенге}$$

$$И_{э} = \frac{1{,}069 \cdot 10^6}{130} = 8{,}223 \quad \text{тыс. у.е.}$$

Для второго варианта:

$$И_{э} = (2{,}2 + 0{,}28) \cdot 0{,}26 \cdot 5500 + (0{,}324 + 0{,}145) \cdot 0{,}23 \cdot 8760 = 2{,}234 \quad \text{млн. тенге}$$

$$И_{э} = \frac{4{,}491 \cdot 10^6}{130} = 34{,}546 \quad \text{тыс. у.е.}$$

Определим приведенные затраты для первого варианта:

$$З'' = (22{,}236 + 101)0{,}12 + 0{,}65 + 8.223 + 2{,}648 = 263{,}345 \text{ тыс. у.е.}$$

Для второго варианта:

$$З'' = (42{,}249 + 211.3э)0{,}12 + 262{,}8 + 32{,}546 + 8{,}9 = 334{,}7 \text{ тыс. у.е}$$

Найдем разницу двух вариантов $\Delta З$

$$\Delta З \frac{З' - З''}{З''} 100 = \frac{334,7 - 263,345}{334,7} 100 = 21\% \qquad (2.20)$$

Из расчета следует, что первый вариант, т.е. строительство двухцепной линии «Сарыбулак - Катерина»» является экономически целесообразным. Дальнейшие расчеты будем производить только для этого варианта схемы сети.

3 Анализ режимов работы принятого варианта развития электрической сетей

Расчеты электрических режимов в сетях района проведены с целью проверки загрузки элементов сетей, уточнения уровней напряжения на шинах ПС 35/10 кВ в нормальном, максимальном, минимальном и послеаварийных режимах для выбранного варианта развития электрической сети.

Расчеты режимов электрических сетей выполняются для определения:

а) загрузки элементов сети, соответствия пропускной способности сети ожидаемым потоком мощности;

б) уровня напряжения в узлах и элементах сети и мероприятий, обеспечивающих поддержание в допустимых пределах; потерь мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;

в) пропускной способности по условиям устойчивости;

г) интегральных показателей условий работы сети в целом за длительный период (например, год) – передаваемой энергии, средних значений отдельных параметров режима (напряжения в узлах, загрузки трансформаторов и т.п.).

При выполнении дипломной работы электрической сети необходимо оценивать условия, в которых будут работать потребители и оборудование сети. Такие оценки дают возможность предусмотреть меры обеспечения требуемого качества электроэнергии, а так же установить допустимость предполагаемого режима сети для ее оборудования. Определние параметров режима составляет задачу расчета режима электрической сети.

В работе предлогается произвести расчет режимов электрической сети с учетом перспективы роста узловых нарузок на рассматриваемом участке и определить режимы работы сети с учетом принятых марок и сечений проводов и типов трансформаторов.

3.1 Расчет максимального режима электрической сети

За максимальных режимом электрической сети (с учетом ПС Катерина по 1 варианту развития электрической сети) берем нагрузку всех ПС на 30% больше нормального.

Параметры элементов элекрической сети ранее были расчитаны.

Расчет максимального режима. Результаты расчета представлены на рисунка 3.1 - 3.3.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
2			Нагр	2	ПС Катерина	35			0,3	0,1			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

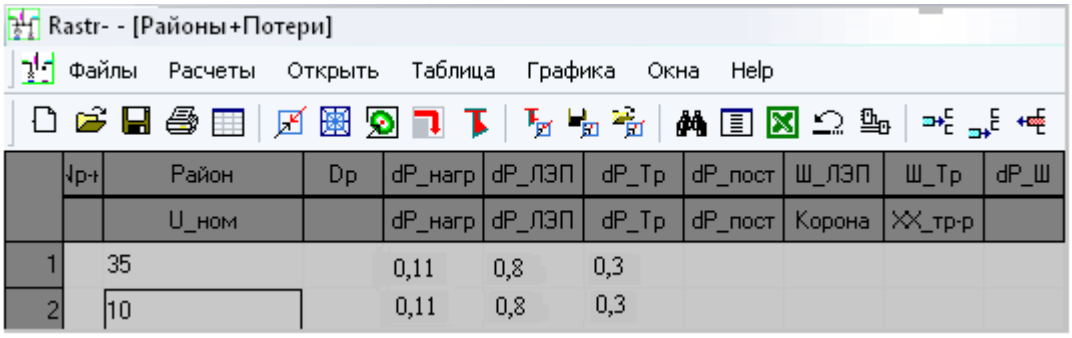
Рисунок 3.1 – Полученные расчетные значения «Узлы» зима

Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	pyr	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Сарыбулак - ПС Катерина	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 3.2 – Полученные расчетные значения «Ветви» зима



	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	35		0,11	0,8	0,3				
2	10		0,11	0,8	0,3				

Рисунок 3.3 – Потери в электрической сети зима

Результаты показали, что при максимальном режиме потери активной мощности в линиях составили 30 МВт, в трансформаторах составили 80 МВт. А суммарные годовые потери составляют 110 МВт.

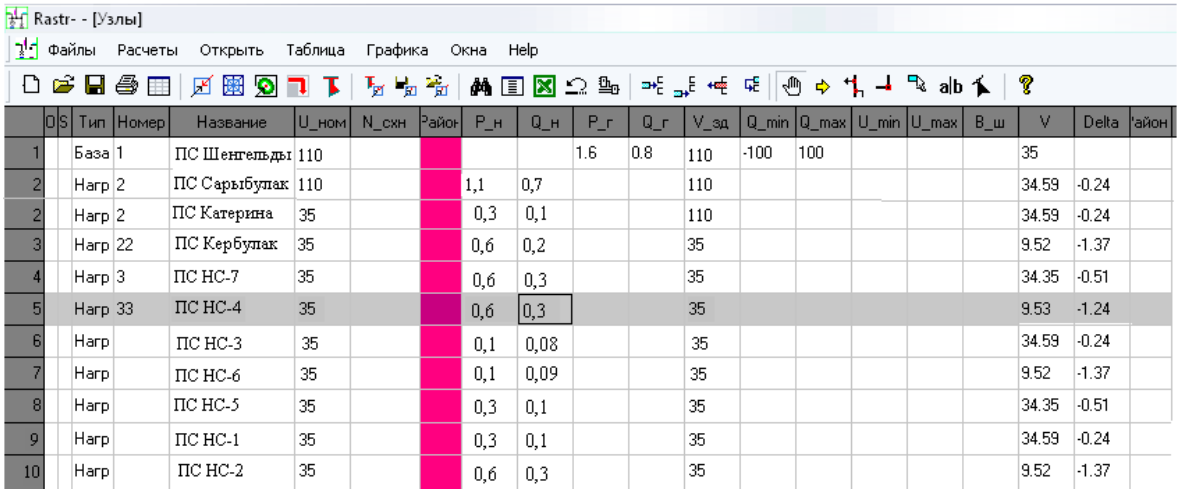
Суммарные потери за зиму:

$$\Delta W_з = 110 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 190 = 276{,}2 \text{ МВт ч.}$$

Напряжения в узловых точках рассмотренного режима находятся в пределах допустимых значений ±5%;

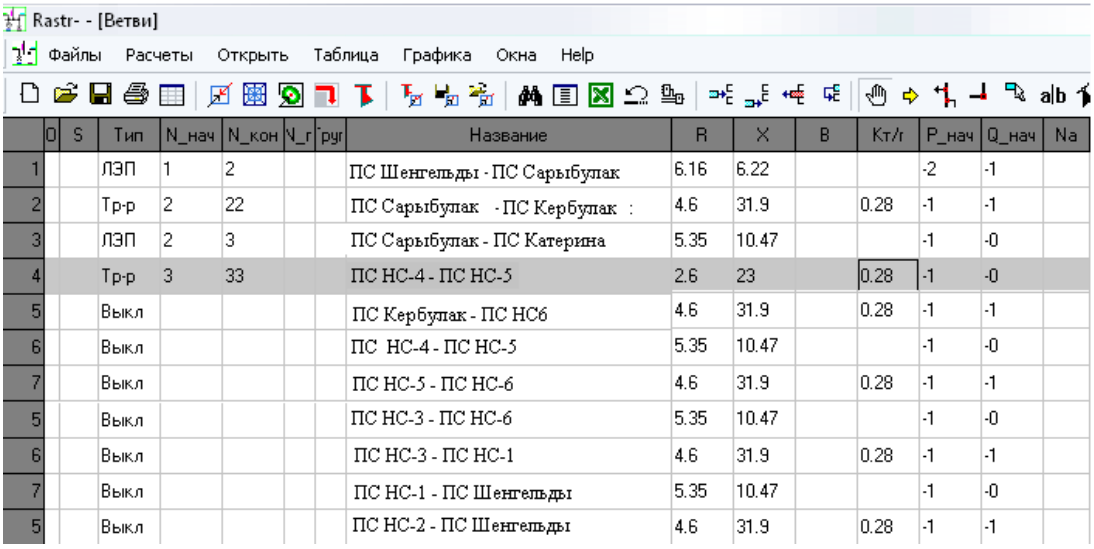
3.2 Расчет минимального режима электрической сети

Рассчитаем минимальный режим. Все нагрузки берем на 30 % ниже нормального режима. Результаты расчета приведены на рисунках 3.4 – 3.6.



	0	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
2			Нагр	2	ПС Катерина	35			0,3	0,1			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

Рисунок 3.4 – Полученные расчетные значения «Узлы» лето

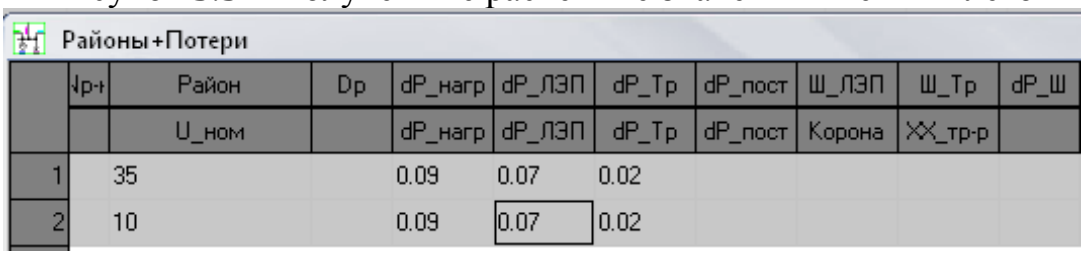


Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	0	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Сарыбулак - ПС Катерина	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 3.5 – Полученные расчетные значения «Ветви» лето



Районы+Потери

	Np-r	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		35		0.09	0.07	0.02				
2		10		0.09	0.07	0.02				

Рисунок 3.6 – Потери в электрической сети лето

Результаты показали, что при минимальном режиме потери активной мощности в линиях составили 0,07 МВт , в трансформаторах составили 0,02 МВт. А суммарные годовые потери составляют 0,09 МВт.

Суммарные потери за лето составят:

$$\Delta W_л = 90 \cdot 0{,}75 \cdot 24 \cdot 175 = 183{,}5 \text{ МВт ч.}$$

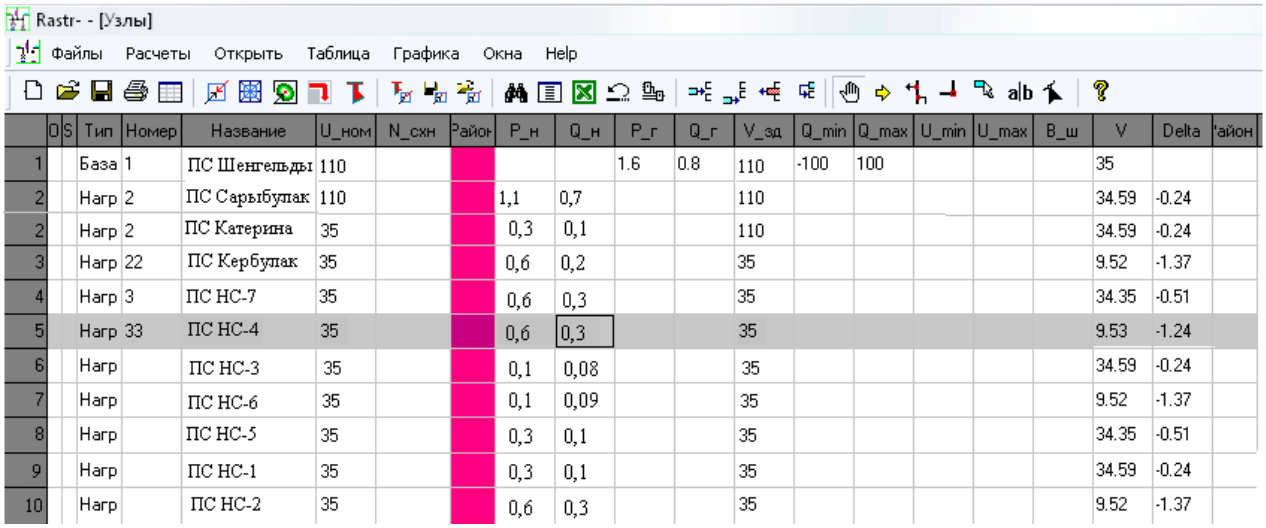
Годовые потери:

$$\Delta W_{год} = 276{,}2 + 183{,}5 = 459{,}7 \text{ МВт ч.}$$

Напряжения в узловых точках рассмотренного режима находятся в пределах допустимых значений ±5%;

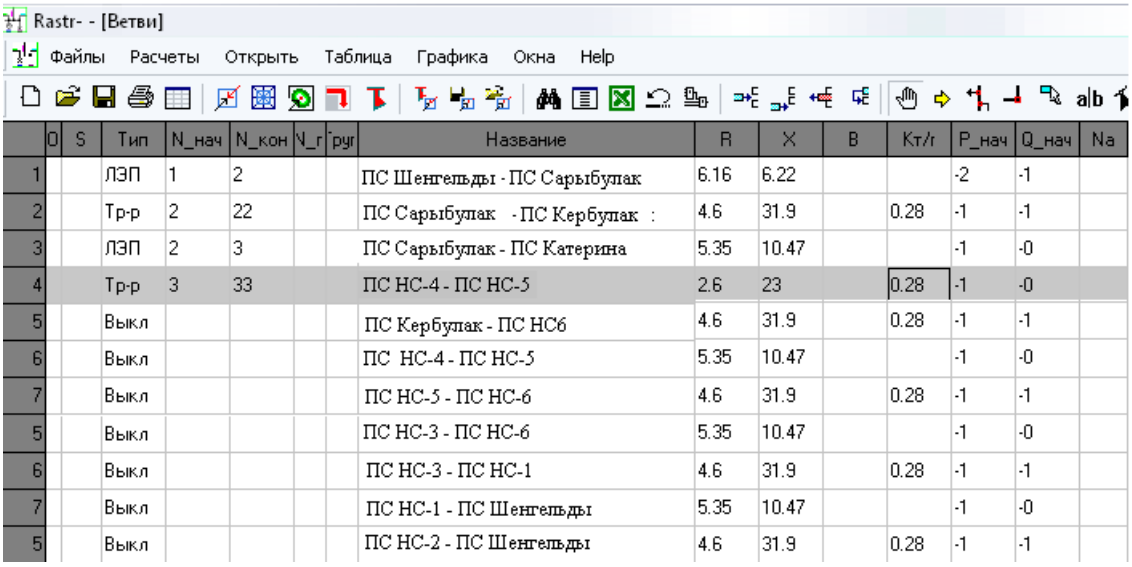
3.3 Расчет послеаварийного режима электрической сети

Рассчитаем послеаварийный режим (ПАР). Послеавайный режим создается с помощью отключения одной из линий двухцепной линий 35 кВ Сарыбулак-Катерина. Результаты расчета приведены на рисунках 3.7 – 3.10.



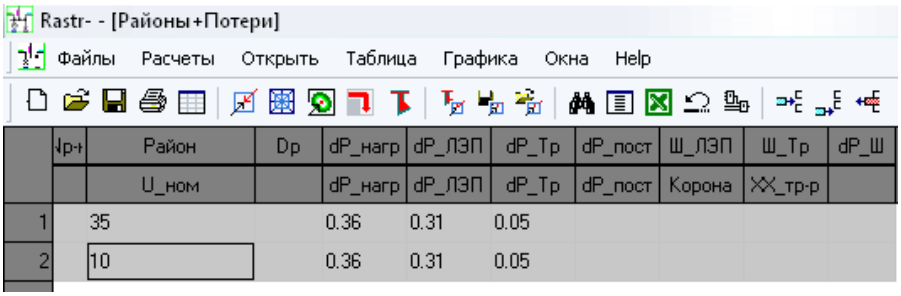
	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_схн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	Район
1			База	1	ПС Шенгельды	110					1.6	0.8	110	-100	100				35		
2			Нагр	2	ПС Сарыбулак	110			1,1	0,7			110						34.59	-0.24	
2			Нагр	2	ПС Катерина	35			0,3	0,1			110						34.59	-0.24	
3			Нагр	22	ПС Кербулак	35			0,6	0,2			35						9.52	-1.37	
4			Нагр	3	ПС НС-7	35			0,6	0,3			35						34.35	-0.51	
5			Нагр	33	ПС НС-4	35			0,6	0,3			35						9.53	-1.24	
6			Нагр		ПС НС-3	35			0,1	0,08			35						34.59	-0.24	
7			Нагр		ПС НС-6	35			0,1	0,09			35						9.52	-1.37	
8			Нагр		ПС НС-5	35			0,3	0,1			35						34.35	-0.51	
9			Нагр		ПС НС-1	35			0,3	0,1			35						34.59	-0.24	
10			Нагр		ПС НС-2	35			0,6	0,3			35						9.52	-1.37	

Рисунок 3.7 – Полученные расчетные значения «Узлы» аварийный режим



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	Груг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			ПС Шенгельды - ПС Сарыбулак	6.16	6.22			-2	-1	
2			Тр-р	2	22			ПС Сарыбулак - ПС Кербулак :	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
3			ЛЭП	2	3			ПС Сарыбулак - ПС Катерина	5.35	10.47			-1	-0	
4			Тр-р	3	33			ПС НС-4 - ПС НС-5	2.6	23		0.28	-1	-0	
5			Выкл					ПС Кербулак - ПС НС6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
6			Выкл					ПС НС-4 - ПС НС-5	5.35	10.47			-1	-0	
7			Выкл					ПС НС-5 - ПС НС-6	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
5			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-6	5.35	10.47			-1	-0	
6			Выкл					ПС НС-3 - ПС НС-1	4.6	31.9		0.28	-1	-1	
7			Выкл					ПС НС-1 - ПС Шенгельды	5.35	10.47			-1	-0	
5			Выкл					ПС НС-2 - ПС Шенгельды	4.6	31.9		0.28	-1	-1	

Рисунок 3.8 – Полученные расчетные значения «Ветви» аварийный режим



	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		35		0.36	0.31	0.05				
2		10		0.36	0.31	0.05				

Рисунок 3.9 – Потери в сети для аварийного режима



Напряжения

	S	Номер	Название	U_ном	V	dV
1		3	ПС Сарыбулак	110	104,5	-5.44
2		7	ПС НС-3	35	30,1	-6.88
3		11	ПС НС-6	35	30,1	-9.27
4		17	ПС НС-5	35	32,2	-8.28
5		19	ПС НС-1	35	31,5	-9.53
6		21	ПС НС-2	35	32,2	-8.92

Рисунок 3.10 - Отклонения напряжения в узлах

Результаты показали, что при аварийном режиме потери активной мощности в линиях составили 0,31 МВт , в трансформаторах составили 0,05 МВт.

Суммарные годовые потери составят:

$$\Delta W_{год}=31\cdot 0,75\cdot 24\cdot 365=636,5 \text{ МВт ч.}$$

Результаты потерь напряжения показывает что, на ПС НС-3, НС-6, НС-5, НС-1, НС-2 отклонения напряжения превышает допустимых значений.

Таким образом анализируя все результаты проведенных расчетов приводим в таблице 3.1 сравнительные данные по годовым потерям активной мощности для существующих электрических сетей 35 кВ и для двух вариантов развития электрических сетей 35 кВ района "Городская администрация" г. Капчагай.

Таблица 3.1 - Результаты расчетов режимов работыэлектрических сетей 35 кВ

№ п/п	Существующая электрическая сеть 35 кВ/ варианты развития электрических сетей 35 кВ	Годовые потери автив-ной мощности, МВт
1	Существующие электрические сети 35 кВ района "Городская администрация" г. Капчагай	323,1
2	Развитие электрических сетей 35 кВ района "Городская администрация" г. Капчагай по I варианту	459,7
3	Развитие электрических сетей 35 кВ района "Городская администрация" г. Капчагай по II варианту	504.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Защита персонала подстанции от случайного прикосновения к токоведущим частям

4.1.1 Ограждение токоведущих частей и расположение их на недоступной высоте

Помимо токоведущих частей, имеющих электрическую изоляцию по всей длине, в электроустановках применяют неизолированные токоведущие части, которые закрепляют на изоляторах в отдельных точках. Для предотвращения случайного прикосновения их закрывают сплошными ограждениями в виде крышек (например, присоединительные зажимы электродвигателей), кожухов (у электрических аппаратов, шинопроводов) или сетчатыми ограждениями (в распределительных устройствах) либо располагают на определенной высоте (провода линий электропередачи и др.).

Ограждения делают из диэлектрика или из металла. Они должны располагаться на определенном расстоянии от неизолированных токоведущих частей, зависящем от напряжения электроустановки и конструкции ограждения. В закрытых РУ это расстояние для сплошных ограждений должно составлять при напряжении 35 кВ — 320 мм, а для сетчатых —390 мм.

Наряду со стационарными применяют временные ограждения, назначение которых при работах в электроустановках состоит в предупреждении опасного случайного прикосновения к находящимся под напряжением токоведущим частям, расположенным вблизи места работы. Они предназначаются также для закрытия проходов в помещения, куда вход работающим запрещен. Такими ограждениями могут быть специальные сплошные или решетчатые деревянные щиты, ширмы и т. п.; резиновые или пластмассовые колпаки, надеваемые на ножи однополюсных разъединителей для предотвращения их ошибочного включения; изолирующие накладки – пластины из резины, текстолита и им подобных материалов, используемые для покрытия ножей отключенного рубильника или разъединителя и препятствующие их ошибочному включению.

Ограждения в виде щитов, ширм применяются в электроустановках всех напряжений. Их устанавливают так, чтобы расстояние от них до токоведущих частей было не меньше 0,35 м.

Случайное прикосновение к находящимся под напряжением токоведущим частям исключено в получивших широкое применение аппаратах закрытых конструкций: выключателях и переключателях, рубильниках и переключателях с рычажным приводом (у которых открытый рубильник располагается за панелью распределительного щита, а рукоятка управления – на его лицевой стороне), магнитных пускателях серии П, установочных автоматических выключателях типов АП-50, А-3000 и др.

В тех случаях, когда изоляция или ограждение токоведущих частей нецелесообразны или невозможны, их размещают на недоступной высоте. При-

мером могут служить неизолированные провода воздушных линий электропередачи, прокладываемых вне зданий, которые действительно невозможно оградить. На воздушных линиях расстояние от земли до низшей точки провеса проводов (габарит) нормируется таким образом: на линиях напряжением до 1 кВ габарит должен быть не менее 6 м; на воздушных линиях выше 1 кВ и до 110 кВ расстояние от проводов до земли должно составлять 7 м (населенная местность), в ненаселенной местности - 6 м, в труднодоступной - 5 м. В местах пересечения автомобильных и железных дорог при напряжении до 110 кВ габарит линии должен быть соответственно не менее 7 и 7,5 м. Габарит до изоляторов выводов напряжением 6-10 кВ на трансформаторных подстанциях - не менее 4 м.

Внутри производственных зданий (в цехах, мастерских, гаражах и т. п.) неогражденные токоведущие шины должны прокладываться на высоте не менее 3,5 м от пола.

4.1.2 Блокировки безопасности

Надежным средством защиты персонала от прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, является блокировка. В общем случае блокировками называют устройства, исключающие возможность опасных ошибок в работе. Блокировки могут быть электромагнитными и механическими. Примером электромагнитной блокировки может служить блокировка двери ячейки РУ выше 1 кВ с выключателем и разъединителем, которая позволяет открыть дверь ячейки только при отключенных выключателе и разъединителе, через которые в ячейку подается напряжение. На комплексных трансформаторных подстанциях 35 кВ предусмотрены замковые блокировки, обеспечивающие правильную последовательность коммутационных операций, а электромагнитные, необходимы для взаимодействия модулей высокого и низкого напряжения между собой, а также питанием потребителя. При механической блокировке на комплексных трансформаторных подстанциях 35/6(10) кВ, например, блокировка, препятствующая перемещению выдвижного элемента при включенном заземлителе; блокировка, препятствующая изменению положения контактов заземлителя при внешних воздействиях (вибрации) или препятствующая открытию дверцы отсека присоединений при разомкнутом заземлителе, а также блокировка, препятствующая вкатыванию в шкаф выдвижного элемента, не соответствующего назначению шкафа или выдвижного элемента с другим номинальным током;

Особая роль при эксплуатации электроустановок отводится оперативной блокировке, исключающей ошибочные операции коммутационной аппаратуры, в результате которых может произойти не только авария, но и несчастный случай. Такими операциями могут быть: отключение и включение разъединителями тока нагрузки при включенном выключателе; включение коммутационной аппаратуры на заземляющие ножи; включение заземляющих ножей на ошиновку, находящуюся под напряжением.

4.1.3 Плакаты и знаки безопасности

Одним из средств предупреждения случайных прикосновений к токоведущим частям, находящимся под напряжением, являются плакаты и знаки безопасности, а также надписи. Они предостерегают посторонних или позволяют персоналу, обслуживающему электроустановки, избежать опасных ошибок, в результате которых на место работ может быть подано напряжение. Плакаты и знаки делятся на предупреждающие, запрещающие, предписывающие и указательные.

Предупреждающими служат плакаты «Стой – напряжение», «Испытание – опасно для жизни», «Не влезай – убьет!» и знак, назначение которого состоит в предупреждении об опасности поражения электрическим током («Осторожно! Электрическое напряжение»).

Запрещающими плакатами, применяемыми в электросетях, являются: «Не включать – работают люди», «Не включать – работа на линии», «Не открывать – работают люди».

Предписывающие плакаты: «Работать здесь» и «Влезать здесь».

Указательный плакат – «Заземлено».

По характеру применения плакаты и знаки могут быть постоянными и переносными. Например, для предупреждения об опасности поражения электрическим током при проведении испытаний повышенным напряжением на оборудовании и ограждениях токоведущих частей при подготовке рабочего места вывешивается переносный плакат «Испытание - опасно для жизни».

Практически во всех электроустановках до 1 кВ и выше на внешних сторонах дверей РУ, щитов и сборок, ограждений в настоящее время укрепляется постоянный знак «Осторожно! Электрическое напряжение». Знак представляет собой вычерченный на желтом фоне черной каймой треугольник с черной стрелой внутри. Буквенных надписей нет. Такой знак укрепляется также на деревянных и металлических опорах ВЛ напряжением выше 1 кВ на высоте 2,5-3 м от земли. На железобетонных опорах ВЛ несмываемой черной краской с помощью трафарета наносят рамку и стрелу.

4.1.4 Средства защиты

К средствам защиты, применяемым в электроустановках, относятся:

- изолирующие штанги (оперативные, для наложения заземления, измерительные), клещи изолирующие для операций с предохранителями и электроизмерительные, указатели напряжения, указатели напряжения для фазировки и т. д.;

- изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением выше 1 кВ и слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками для работы в электроустановках до 1 кВ;

- диэлектрические перчатки, боты, галоши, коврики, изолирующие накладки и подставки; переносные заземления; оградительные устройства и диэлектрические колпаки; плакаты и знаки безопасности (эта группа защитных средств рассмотрена выше);

- защитные очки, каски, противогазы, рукавицы, предохранительные монтерские пояса и страховочные канаты.

Средства защиты по степени надежности делятся на основные и дополнительные. При этом основными нельзя пользоваться без применения дополнительных. Основными считаются защитные средства, которые допускают непосредственное прикосновение ими к токоведущим частям под напряжением. Дополнительные защитные средства служат только дополнительной гарантией на случай повреждения основных или появления напряжения на частях установки, нормально не находящихся под напряжением.

К основным электрозащитным средствам для работы в электроустановках выше 1 кВ относятся: изолирующие штанги; изолирующие и токоизмерительные клещи; указатели напряжения и указатели напряжения для фазировки; изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ: изолирующие лестницы, площадки, тяги, непосредственно касающиеся проводов, канаты, корзины телескопических вышек и т. д.

К дополнительным средствам электрозащиты, применяемым в электроустановках напряжением выше 1 кВ, относятся: диэлектрические перчатки, боты и коврики; диэлектрические колпаки и изолирующие подставки и накладки; переносные заземления; оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

Возможность использования электродвигателя в приводе машины с заданными скоростным и силовым режимами работы определяется его механическими характеристиками. Механической характеристикой двигателя называется зависимость скорости его вращения n или ω от вращающего момента M:

$n = f(M)$ или $\omega = f(M)$.

Степень изменения скорости вращения двигателя с изменением момента на его валу определяется жесткостью механической характеристики. Различают три вида механических характеристик: абсолютно жесткую, жесткую и мягкую. При абсолютно жесткой механической характеристике скорость вращения двигателя постоянна и не зависит от момента на валу. Такими механическими характеристиками обладают синхронные двигатели. При жесткой механической характеристике скорость вращения двигателя с изменением момента изменяется незначительно. Эти характеристики имеют двигатели постоянного тока с параллельным возбуждением. Жесткой можно считать и рабочую часть механической характеристики асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Мягкая характеристика отличается значительным изменением скорости вращения с изменением момента на валу. Такие характеристики свойственны двигателям постоянного тока с последовательным возбуждением.

Колебания нагрузки на валу двигателя с жесткой механической характеристикой вызывают колебания тока, потребляемого из сети, что при мощности двигателя, соизмеримой с мощностью питающего трансформатора, может

привести к колебаниям напряжения сети и неблагоприятно сказаться на работе других машин.

Жесткость механической характеристики определяет неравномерность хода машин. К неравномерности хода большинства литейных машин особых требований не предъявляется. Незначительные колебания скорости двигателей дробеметных и галтовочных барабанов, смесителей, метательных головок пескометов и т. д. практически не влияют на качественные показатели их работы и производительность. Колебания скорости движения конвейеров, каруселей, ленточных и тарельчатых питателей могут изменить производительность и нарушить ритм работы поточных и автоматических линий. В некоторых машинах (щековых дробилках, прессах для отрезки литников) резко выраженные колебания нагрузки вызывают необходимость использовать двигатели с мягкими характеристиками и принимать специальные меры для выравнивания нагрузки.

Механические характеристики определяют возможности пуска, торможения и регулирования скорости двигателя.

Скорость вращения асинхронных двигателей связана со скольжением

$$s = \frac{\omega_0 - \omega}{\omega_0} = \frac{n_0 - n}{n_0} \qquad (2)$$

где ω0 и п0 – скорость вращения магнитного поля двигателя (синхронная скорость вращения двигателя) в 1/сек или обІмин;

ω и п – скорость вращения ротора двигателя соответственно в 1/с или об/мин.

Момент асинхронного двигателя приближенно можно определить по формуле:

$$M = \frac{2 \cdot M_K}{\frac{s}{s_K} + \frac{s_K}{s}} \qquad (3)$$

где s – скольжение, соответствующее моменту М;

МК и sК – критический момент и критическое скольжение двигателя.

Пользуясь формулой (3) и переходя от скольжения к скорости вращения по формуле (2), можно построить механическую характеристику асинхронного двигателя (рис. 2).

В точке А механической характеристики скорость вращения ротора двигателя равна скорости вращения магнитного поля (п = п0, s = 0), а момент, развиваемый двигателем, равен нулю. Этот случай синхронного вращения называют идеальным холостым ходом машины. В точке В двигатель развивает максимальный (критический) момент МК, которому соответствует критическое скольжение sk. Точкой В механическая характеристика двигателя в первой четверти делится на две части. Участок АВ является зоной устойчивой работы электродвигателя. Режим работы двигателя на участке ВС неустойчив. Момент, развиваемый двигателем на этом участке, возрастает с увеличением

скорости вращения, что в зависимости от величины момента сопротивления неизбежно приводит к разгону двигателя и переходу на устойчивую часть механической характеристики или к его остановке. Точка С соответствует началу пуска двигателя (п = 0, s = 1) и определяет пусковой момент двигателя МП.

Механическая характеристика двигателя строится при нормальном напряжении питания. Но напряжение цеховой сети подвержено колебаниям, а критический момент двигателя пропорционален квадрату напряжения. Поэтому максимальный момент Mmax, с которым двигатель может еще работать на устойчивой части механической характеристики при колебаниях напряжения сети, выбирают меньше критического МК при нормальном напряжении питания, т. е. рабочую часть механической характеристики ограничивают точкой Д (участок АД). Максимальный момент асинхронного двигателя принимают равным 0,85 МК.

Точка Е на рабочей части характеристики соответствует номинальному режиму работы асинхронного двигателя. В этом режиме двигатель развивает номинальный момент МН при номинальной скорости пН (и номинальную мощность NH) и не перегревается выше допустимых пределов при длительной работе.

В каталогах приведены следующие технические данные асинхронных двигателей: номинальная мощность на валу NH в кВт; номинальная скорость вращения пН в об/мин; синхронная скорость вращения n0 в об/мин; отношения МК /МН и МП /МН определяющие критический и пусковой моменты двигателя. Зная номинальную мощность и номинальную скорость вращения, номинальный момент двигателя можно определить из соотношения

$$M = 9550\frac{N}{n} \approx 10^4 \frac{N}{n} \qquad (4)$$

Отношение

$$\lambda = \frac{M_K}{M_H} \qquad (5)$$

характеризует перегрузочную способность двигателя. Для отечественных асинхронных двигателей нормального исполнения λ = 1,7… 1,2, sh = (2…5) %, МП /МН= 0,8…2, причем большее значение λ относится к быстроходным двигателям. Для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором с повышенным скольжением sh = (8…12) %, МП /МН = 2,5…3,5.

Часть характеристики, расположенная в четвертой четверти системы координат М – п, соответствует тормозному режиму работы асинхронного двигателя. В этом случае ротор принудительно вращается против направления вращения магнитного поля. Аналогичный тормозной режим противовключения можно получить переключением (например, в точке Е, рис. 2) двух фаз обмотки статора работающего двигателя (характеристика для данного случая на рис. 2 изображена штриховой линией). При таком переключении возникает тормозной момент, величина которого в первый момент определяется отрезком FH.

Часть механической характеристики двигателя, лежащая во второй четверти (при s<0), соответствует работе асинхронной машины в режиме генератора. Этот режим можно получить принудительным вращением ротора двигателя в направлении, совпадающем с направлением вращения магнитного поля, со скоростью выше синхронной. Режим также является тормозным. При генераторном торможении двигатель отдает энергию в сеть (рекуперативное торможение). В литейных машинах такой режим работы двигателей возникает, например, в скиповых подъемниках при ходе вниз, если передаточный механизм (от двигателя к канатному барабану) выполнен не самотормозящим.

Величина критического скольжения sk асинхронного двигателя прямо пропорциональна активному сопротивлению цепи ротора и обратно пропорциональна сумме индуктивных сопротивлений ротора и статора в схеме замещения. Поэтому при изменении активного сопротивления цепи ротора изменится критическое скольжение и угол наклона рабочей части механической характеристики двигателя (рис. 3), т. е. ее жесткость. Активное сопротивление цепи ротора можно изменять у асинхронного двигателя с фазовым ротором. Величина критического момента МК не зависит от активного сопротивления цепи ротора.

Механическая характеристика, соответствующая работе машины без дополнительных сопротивлений в схеме при нормальных параметрах питания, называется естественной (рис. 3, кривая 1). Механические характеристики, соответствующие работе машины с дополнительными сопротивлениями в схеме, называются искусственными (рис. 3, кривые 2…4).

Для литейных машин в большинстве случаев применяют асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором нормального исполнения как наиболее дешевые и надежные. Жесткая механическая характеристика таких двигателей обеспечивает достаточную стабильность работы большинства литейных машин. В случае работы с резко выраженной переменной нагрузкой и при частых пусках (например, в дробилках, скиповых подъемниках, бегунах периодического действия, пульсирующих конвейерах и т. д.) могут быть использованы двигатели с повышенными скольжением и пусковым моментом или двигатели с фазовым ротором.

Пуск и торможение асинхронных двигателей

При пуске асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором пусковой ток превышает номинальный в 4…8 раз. Большой пусковой ток вызывает падение напряжения сети. Обычно это падение напряжения невелико, но при пуске двигателя большой мощности понижение напряжения может быть весьма значительным, и тогда двигатели других машин, работающие в это время с перегрузкой, могут перейти за критическую точку механической характеристики и остановиться. Поэтому прямой пуск асинхронного двигателя допускается, когда его номинальная мощность не превышает 25% мощности трансформатора, питающего сеть. Если к тому же трансформатору подключена осветительная сеть цеха, то при частых прямых пусках мощность двигателя не должна превышать 5% мощности трансформатора.

Для уменьшения пусковых токов асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором обмотку статора на время пуска подключают к сети через добавочные сопротивления, дроссели или пусковой автотрансформатор, отключаемые после пуска. Можно также на время пуска обмотку статора двигателя включить на звезду, а по окончании пуска переключить на треугольник.

В указанных способах снижение пусковых токов асинхронных двигателей достигается за счет уменьшения напряжения, подводимого к обмотке статора, а, следовательно, связано с уменьшением пускового момента. При пуске через добавочные сопротивления и дроссели пусковой момент уменьшается примерно пропорционально квадрату отношения пускового тока в сети к пусковому току двигателя при нормальном напряжении питания. При пуске через автотрансформатор и переключении обмоток статора на звезду пусковой момент двигателя уменьшается пропорционально только первой степени этого отношения. Пуск асинхронных двигателей с фазовым ротором производится с помощью реостата, включенного в цепь ротора. При введении сопротивления в цепь ротора изменяется механическая характеристика двигателя (рис. 3, кривые 2…4). Пусковой момент двигателя возрастает и при определенной величине добавочных сопротивлений становится равным критическому. Введение сопротивления в цепь ротора уменьшает и ток, потребляемый двигателем из сети (рис. 4), в том числе пусковой. Величину добавочных сопротивлений в цепи ротора рассчитывают так, чтобы пусковой ток превышал номинальный не более чем в 1,5…2,5 раза.

Дополнительные сопротивления в цепи ротора разбивают на несколько ступеней, которые последовательно выводят при пуске. В первый момент пуска на первой ступени пускового устройства двигатель потребляет максимальный ток I2. По мере разгона двигателя потребляемый им ток уменьшается по кривой 4 до значения I1 близкого к IH. В это время выводят часть сопротивлений пускового реостата, общее сопротивление в цепи ротора уменьшается. В результате этого ток, потребляемый двигателем, снова скачком возрастает до величины I2, а разгон двигателя происходит согласно характеристике 3. Затем выводят следующую ступень (характеристика 2) и так далее, пока не перейдут на естественную характеристику 1, где разгон двигателя заканчивается (точка А).

Расчет сопротивлений ступеней пускового реостата производят из условия, что максимальный (I2) и минимальный (I) пусковые токи на всех ступенях остаются одинаковыми. При этом рабочую часть механической характеристики приближенно считают линейной, а момент – пропорциональным току.

Число ступеней i пускового реостата выбирается из соотношения:

$$i = \frac{\lg \frac{1}{s_H} \cdot \frac{I_H}{I_2}}{\lg \frac{I_2}{I_1}}$$

Общее сопротивление цепи ротора на каждой ступени пускового реостата находится из выражений:

$$R_1 = R_P; R_2 = R_2 = R_P\lambda; ...; R_i = R_P\lambda^{i-1}; R_{i+1} = R_P\lambda^i,$$

$\lambda = \frac{I_1}{I_2}$ - отношение максимального и минимального пусковых токов;

r1 ,r2, ..., Ri+1 – суммарное сопротивление ротора двигателя и реостата на каждой ступени;

Rp – сопротивление ротора двигателя.

В каталогах приводятся пусковые реостаты для двигателей определенной мощности, рассчитанные на средний пусковой ток Ic = (1,3…1,5)Iн. Если пуск двигателя производится при другой нагрузке, то пусковой реостат должен быть выбран по условию нагрева с учетом среднего пускового тока, продолжительности пуска, количества пусков подряд и частоты пусков.

В сложных многодвигательных машинах и установках общий пусковой ток может быть значительно снижен при применении раздельного (последовательного) пуска двигателей.

Мероприятия по снижению пусковых токов целесообразно проводить для литейных машин с тяжелыми условиями пуска и при частых пусках (для литейных конвейеров, заливочных каруселей, питателей для сыпучих и кусковых материалов, очистных барабанов, смесителей непрерывного действия, пуск которых обычно производится при полной загрузке), а также машин с большими маховыми моментами. Для облегчения условий пуска литейных машин иногда приходится прибегать к специальным технологическим мероприятиям. Так, смешивающие бегуны с вертикальными катками периодического действия пускают вхолостую, а компоненты смеси (песок, глину и т. д.) загружают только после разгона двигателя.

С целью повышения производительности литейных машин, а также для точной остановки и удержания механизмов машин иногда приходится прибегать к специальным мероприятиям по сокращению времени остановки машин и их механизмов, в том числе к торможению самим электрическим двигателем. Электрическое торможение в ряде случаев позволяет упростить конструкцию машины и повысить ее экономичность.

Одним из способов электрического торможения является торможение противовключением. Двигатель переходит с работы по характеристике 1 (рис. 5, точка А) на работу по характеристике 5 (точка С), развивая значительный тормозной момент.

Для осуществления торможения без перехода в реверс требуется специальное устройство, отключающее двигатель при низких скоростях вращения (точка D).

Если вращающийся асинхронный двигатель отключить от сети трехфазного тока и к двум его фазовым выводам обмоток подать напряжение постоянного тока, то возникнет так называемое динамическое торможение. Электромагнитное поле двигателя в этом случае становится неподвижным, а в об-

мотке ротора, вращающегося по инерции, индуктируется ток. Двигатель превращается в генератор. Вырабатываемая им электроэнергия переходит в тепло в обмотках ротора.

Тормозной момент двигателя по мере снижения скорости сначала увеличивается, а затем уменьшается до нуля при остановке (характеристика 2).

Характеристика асинхронного двигателя с фазовым ротором, работающего в режиме динамического торможения, может быть изменена увеличением сопротивления в цепи ротора (характеристика 4). Аналогичный вид имеет характеристика двигателей с повышенным скольжением. Интенсивность торможения может быть повышена увеличением тока возбуждения (характеристика 3).

Для торможения асинхронных двигателей к обмотке статора можно подключить конденсаторы, соединенные, например, треугольником. При отключении питающего напряжения конденсаторы обеспечивают протекание тока в обмотке статора под действием э. д. с., индуктированной остаточным полем ротора. В результате этого асинхронная машина самовозбуждается и работает как генератор. Ротор вращается быстрее поля, созданного токами, возбужденными в статоре. Поэтому двигатель развивает тормозной момент. Тормозной момент двигателя при конденсаторном торможении уменьшается с уменьшением скорости вращения ротора (характеристика 7) и при скорости (1/2…1/3) равен нулю.

Следует иметь в виду, что во всех рассмотренных способах электрического торможения кинетическая энергия движущихся масс при торможении превращается в тепловую, выделяющуюся в обмотках двигателя, вследствие чего его температура повышается (см. гл. III, § 2, 3).

Рекуперативный режим работы двигателя может быть использован для торможения многоскоростных двигателей. Если двигатель, работающий с высокой скоростью, например в точке E механической характеристики 6, переключить на меньшую скорость, то он перейдет в режим рекуперативного торможения и будет развивать тормозной момент, величина которого в начальный момент определится точкой F механической характеристики 1. При синхронной скорости вращения п0 тормозной момент двигателя равен пулю. В этот момент двигатель должен быть отключен от сети. При необходимости торможения до полной остановки двигателя следует использовать торможение другого вида.

Выбор способа торможения зависит от типа литейных машин и характера выполняемых ими технологических операций. При этом основными критериями являются допустимая величина ускорений, возникающих в механизмах машины и в обрабатываемом изделии, и влияние времени торможения на производительность машины. Большая группа литейных машин, как, например, конвейеры, питатели для сыпучих и кусковых материалов, галтовочные очистные барабаны, пускаются в работу и останавливаются под нагрузкой. Поэтому время их остановки очень мало, и, как правило, специальных средств торможения не требуется. Время остановки ряда других машин и механизмов,

таких, как метательные головки пескометов, вентиляторы, шлифовальные станки для зачистки отливок, выбивные решетки и т. д., не влияет на их производительность. Следовательно, в их торможении нет необходимости.

Для литейных машин, выполняющих операции по подъему и транспортировке грузов и расплавленного металла, применяют механическое торможение с помощью электромагнитных тормозных устройств или используют самотормозящие передаточные механизмы (например, винтовые подвески с электрическим приводом для заливочных ковшей).

При работе центробежных машин время остановки может существенно сказаться на их производительности. Поэтому в данном случае целесообразно применять одни из видов электрического торможения. То же самое относится и к транспортным механизмам на машинах и линиях циклического действия.

Под регулированием скорости двигателя понимается изменение скорости его вращения, производимое вручную или автоматически. Регулирование скорости вращения двигателя вызывается необходимостью изменения режимов работы литейных машин. Например, скорость вращения изложницы машины для центробежного литья необходимо изменять при переходе к новому изделию или даже при изготовлении одного изделия, если технологически требуется спокойное заполнение изложницы при небольшой скорости ее вращения и повышенное давление в металле (высокая скорость вращения изложницы) при кристаллизации. С целью измельчения зерна иногда во время кристаллизации периодически резко изменяют скорость вращения изложницы.

При пескометной формовке для уменьшения износа модели первый слой формовочной смеси желательно наносить при невысокой скорости вращения ротора метательной головки, а заполнять и уплотнять форму необходимо при другой, более высокой скорости и т. д.

В литейных машинах скорости их рабочих органов регулируются как специальными передаточными механизмами (вариаторами и др.), так и электрическим способом, т. е. изменением скорости вращения двигателя. Электрическое регулирование, как правило, позволяет упростить конструкцию машины и уменьшить ее стоимость.

Скорость вращения асинхронного двигателя определяется соотношением:

$$n = \frac{60 f}{p}(1 - s) \qquad (6)$$

где f – частота тока;

p – число пар полюсов обмотки статора.

Из соотношения (6) следует, что скорость вращения асинхронного двигателя можно регулировать тремя способами: изменением частоты тока, скольжения или числа пар полюсов.

Регулирование скорости вращения асинхронных двигателей путем изменения частоты тока с энергетической точки зрения достаточно экономично и может быть бесступенчатым. Однако ввиду сложности и дороговизны аппа-

ратуры для изменения частоты тока в литейных машинах этот способ регулирования распространения не получил.

Регулировать скорость вращения изменением скольжения можно только у асинхронных двигателей с фазовым ротором, например, с помощью дополнительного реостата в цепи ротора (см. рис. 3). Энергетически этот способ регулирования неэкономичен, так как часть электроэнергии, потребляемой двигателем из сети, бесполезно рассеивается на реостате. Кроме того, вследствие использования мягких характеристик при таком регулировании скорость вращения двигателя резко изменяется при колебаниях нагрузки, а при холостом ходе или малых нагрузках регулирование становится вообще невозможным. Этот способ регулирования целесообразно применять для небольших двигателей, работающих с постоянной или маломеняющейся нагрузкой, особенно если их пуск производится под нагрузкой (питатели, конвейеры, транспортные системы и т. д.).

В машиностроении наибольшее распространение получило регулирование скорости вращения асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором изменением числа пар полюсов. Это регулирование грубоступенчатое. Для такого регулирования требуются двигатели специальной конструкции: с особой обмоткой статора и нормальным короткозамкнутым ротором.

В наиболее простом случае у многоскоростного двигателя на статоре уложены две независимые обмотки, каждая из которых создает разное число полюсов. Необходимую скорость вращения двигателя получают включением соответствующей обмотки. Существуют схемы переключения обмоток статора, при которых одна и та же обмотка, выполненная секционированной, может создавать различное число полюсов. Например, при последовательном включении секций фазовой обмотки статора образуются две пары полюсов (рис. 6, а). Те же секции обмотки, включенные параллельно, образуют одну пару полюсов (рис. 6, б).

Фазовые обмотки двигателя могут быть включены в трехфазную сеть звездой или треугольником (рис. 7). Наиболее широко применяются схемы, показанные на рис. 7, а и б.

Для получения меньшей скорости обмотка статора двигателя включается треугольником с последовательным соединением секций фазовых обмоток (рис. 7, а), а для получения большей скорости – звездой с параллельным соединением секций фазовых обмоток (так называемой двойной звездой – рис. 7,6). Путем специальных переключений при одной обмотке статора можно получить три или четыре скорости вращения.

Однообмоточные двигатели имеют меньшие размеры по сравнению с двухобмоточными; их энергетические показатели выше, а трудоемкость изготовления ниже. Недостаток многоскоростных однообмоточных двигателей заключается в большом числе выводов и относительно сложном переключении.

Отечественная промышленность выпускает двухскоростные однообмоточные и двух-, трех- и четырехскоростные двухобмо-точные двигатели с

синхронными скоростями вращения 500…3000 об/мин мощностью от 0,6 до 65 кВт.

При выборе способа регулирования скорости двигателя необходимо учитывать, что с изменением скорости вращения двигателя изменяются также и развиваемые им момент или мощность (или оба параметра одновременно). Вращающий момент асинхронного двигателя можно выразить через ток ротора I2 и магнитный поток Ф:

$$M = kI_2 \Phi \cos\psi \qquad (7)$$

где ψ – угол между векторами тока и э. д. с. ротора;

k – коэффициент пропорциональности.

Наибольший продолжительно допустимый ток ротора определяется условиями нагрева и поэтому при изменении скорости вращения двигателя остается неизменным. Если регулирование скорости двигателя ведется при постоянном магнитном потоке, то и развиваемый двигателем момент согласно выражению (7) будет величиной постоянной. Такое регулирование скорости называется регулированием с постоянным моментом. Регулирование скорости изменением сопротивления цепи ротора относится, к регулированию с постоянным моментом, так как магнитный поток машины не изменяется.

При переключении обмоток статора для изменения числа пар полюсов может измениться магнитный поток двигателя и, следовательно, момент, развиваемый им. Предельно допустимая мощность на валу двигателя определяется по формуле

$$N = 3I_\phi U_\phi \eta \cos\varphi \qquad (8)$$

где IФ – фазовый ток, предельно допустимый по условиям нагрева;

UФ – фазовое напряжение статора;

η – к. п. д. двигателя.

При переключении обмотки статора двигателя с треугольника с последовательным соединением секций фазовой обмотки (рис. 7, а) на двойную звезду (рис. 7, б) предельно допустимый фазовый ток статора IФ увеличивается вдвое, а фазовое напряжение UФ уменьшается в 3 раза. Принимая приближенно ηcosφ = const, из формулы (8) получим, что предельно допустимая мощность увеличится в 1,15 раза. Ввиду малого различия предельно допустимых мощностей на обеих скоростях вращения рассмотренный случай условно относят к регулированию с постоянной мощностью.

При переключении обмотки статора двигателя со звезды с последовательным соединением секций фазовых обмоток (рис. 7, в) на двойную звезду (рис. 7, б) предельно допустимая .мощность двигателя согласно формуле (8) увеличивается вдвое. Но так как скорость двигателя также возрастает в 2 раза, то предельно допустимый момент двигателя остается неизменным, т. е. регулирование осуществляется с постоянным моментом.

Для работы литейных машин требуется регулирование скорости электродвигателей как с постоянным моментом, так и с постоянной мощностью. Например, регулирование скорости вращения двигателей обдирочных станков

с целью компенсации износа шлифовальных кругов должно производиться с постоянной мощностью. При изменении скорости движения конвейеров, вращающихся столов и других машин и механизмов, где основной нагрузкой двигателя являются силы трения в механизмах, остается постоянным момент на валу двигателя.

При изменении скорости вращения ротора пескометной головки одновременно изменяются мощность и момент на валу двигателя, так как мощность, потребляемая головкой, примерно пропорциональна квадрату скорости вращения ротора. Оба вида регулирования оказываются недостаточно удовлетворительными. В этом случае применяют регулирование с постоянным моментом, как более экономичное. Такое регулирование, например, применено в пескомете модели 2А96С1.

Конструктивное исполнение асинхронных двигателей

Конструктивное исполнение асинхронных двигателей определяется способом их крепления и видом защиты от воздействия окружающей среды.

Наиболее часто в литейных машинах применяют двигатели нормального исполнения с креплением на лапках (рис. 8, а, в). По техническим условиям такие двигатели устанавливают только с горизонтальным расположением вала. С машиной эти двигатели, как правило, соединяют упругими муфтами.

Выпускаемые отечественной промышленностью фланцевые двигатели (рис. 8, б) могут быть установлены как горизонтально, так и вертикально. Двигатели присоединяют к машине с помощью фланца на подшипниковом щите по переходной посадке, что позволяет применять жесткие муфты. Выпускаются также двигатели со станиной на лапках и дополнительным фланцевым щитом (рис. 8, г) и встроенные двигатели, не имеющие ни вала, ни станины, ни подшипниковых щитов. Последние монтируют в корпусах производственных машин, например в шлифовальных станках для заточки отливок, в приводных барабанах ленточных транспортеров, в ручном электрическом инструменте и т. д.

В зависимости от вида защиты от воздействия окружающей среды различают защищенные, закрытые, закрытые обдуваемые и взрывобезопасные двигатели. Наибольшее применение в литейных машинах находят закрытые обдуваемые двигатели (рис. 8, в). Подшипниковые щиты такого двигателя вентиляционных отверстий не имеют. Для улучшения условий охлаждения двигатель снабжен наружным вентилятором, закрытым кожухом. Иногда для приводов литейных машин (в отделениях окраски отливок) применяют герметически закрытые взрывобезопасные двигатели с корпусом повышенной прочности.

Двигатели рассчитаны на стандартные напряжения 127, 220, 380, 500 в. Единой серией асинхронных двигателей А2, АО2 предусмотрены двигатели с короткозамкнутым ротором девяти габаритов мощностью 0,6…100 кВт на синхронные скорости вращения 600, 750, 1000, 1500 и 3000 об/мин. Размеры асинхронных двигателей определяются значениями тока и магнитного потока, а, следовательно, согласно выражению (7) номинальным моментом двигателя.

При одинаковой мощности тихоходные двигатели имеют большие размеры и соответственно большую стоимость.

Применение встроенных двигателей позволяет уменьшить габаритные размеры и массу машины и сделать ее весьма компактной. Недостатком встроенных двигателей является сложность их ремонта и замены. В качестве примера на рис. 9 приведена схема получившей распространение конструкции приводного барабана ленточного транспортера со встроенным двигателем.

Статор 1 через корпус 3 и фланец жестко связан с неподвижной цапфой 4 барабана. Вал короткозамкнутого ротора 2 имеет эксцентрик и одновременно является водилом планетарного редуктора с большим передаточным отношением. Фланец цапфы 5 вместе с ведомым зубчатым колесом 6 редуктора составляют муфту, передающую движение корпусу барабана 7. Подвод проводов питающей сети к обмотке статора осуществляется через неподвижную цапфу 4.

Асинхронные двигатели дешевы, просты, надежны и удобны в эксплуатации. Поэтому необходимость применения двигателя иного типа должна быть достаточно обоснована технически и экономически. Технико-экономическое обоснование по существу необходимо и при выборе скорости вращения двигателя, чтобы общая стоимость машины была минимальной. Однако механические передачи литейных машин, изготовляемые в мелкосерийном и единичном производстве, дороже, чем тихоходные электродвигатели, изготовляемые в массовом и крупносерийном производстве.

Момент, развиваемый двигателем постоянного тока, пропорционален току якоря и магнитному потоку Ф:

$$M = k_M \Phi I_Я \qquad (9)$$

где kM – коэффициент, зависящий от конструкции машины.

Для двигателей с параллельным возбуждением ток, протекающий в обмотке возбуждения, мал по сравнению с током якоря. Поэтому приближенно принимают, что общий ток, потребляемый двигателем из сети, пропорционален моменту на его. валу.

Скорость вращения двигателя постоянного тока определяется формулой

$$n = \frac{U - I_Я r_Я}{k_e \Phi} \qquad (10)$$

где U – напряжение питания двигателя в В;

rя – сопротивление цепи обмотки якоря в Ом;

ke – коэффициент, зависящий от конструкции двигателя.

Определив из выражения (9) ток якоря 1Я и подставив его в формулу (10), получим уравнение механической характеристики двигателя постоянного тока

$$n = \frac{U}{k_e \Phi} - \frac{r_Я}{k_e k_M \Phi^2} M \qquad (11)$$

При M = 0 получим формулу скорости вращения для идеального холостого хода

$$n_0 = \frac{U}{k_e \Phi} \qquad (12)$$

Если пренебречь незначительным размагничивающим действием потока реакции якоря, то магнитный поток двигателя с параллельным возбуждением можно считать постоянным. При этом условии уравнение механической характеристики двигателя с параллельным возбуждением оказывается линейным

$$n = n_0 - bM \qquad (13)$$

где b – угловой коэффициент:

$$b = \frac{r_я}{k_e k_M \Phi^2} \qquad (14)$$

У двигателей постоянного тока с последовательным и смешанным возбуждением магнитный поток изменяется с изменением тока якоря, что делает их механические характеристики нелинейными и мягкими. Такие двигатели редко используют в приводах литейных машин.

Естественная характеристика 1 двигателя постоянного тока с параллельным возбуждением (рис. 10) вполне определяется точками М = 0, п= п0 и М = МН , п = пН. Значение скорости вращения для идеального холостого хода устанавливается по номинальным (каталожным) величинам п, U, 1Я и rя без добавочных сопротивлений из формул (10) и (12).

Как для асинхронных двигателей, при п > п0 момент на валу двигателя постоянного тока с параллельным возбуждением становится отрицательным; двигатель переходит в режим рекуперативного торможения с отдачей энергии в сеть (части механических характеристик, лежащие во второй четверти).

Если сопротивление rя цепи якоря увеличить с помощью реостата R1 (рис. 10), то согласно формуле (14) увеличится угловой коэффициент b и, следовательно, наклон механической характеристики. Таким образом, можно получить ряд искусственных характеристик 2…4. При введении сопротивления в цепь обмотки возбуждения двигателя его магнитный поток уменьшится, а скорость вращения возрастет (искусственные механические характеристики 5…8). Если изменить полярность подводимого к якорю двигателя напряжения, то изменится направление вращающего момента двигателя. Часть характеристики 9, лежащая в третьей четверти, соответствует двигательному режиму работы машины с измененным направлением вращения.

Величина допустимой кратковременной перегрузки двигателей постоянного тока ограничивается из-за значительного искрения под щетками. Коэффициент допустимой перегрузки двигателей постоянного тока общепромышленного назначения

$$\lambda = \frac{M_{max}}{M_H} = 2 \div 2,5 \,.$$

Двигатели постоянного тока тяжелее и примерно втрое дороже асинхронных, их эксплуатация более сложная, а коэффициент полезного действия ниже. Кроме того, получение постоянного тока на машиностроительных заво-

дах связано с определенными трудностями. В литейном производстве двигатели постоянного тока находят применение для приводов центробежных машин, так как позволяют бесступенчато регулировать их скорости вращения и производить разгон больших масс.

Пуск и торможение двигателей постоянного тока

с параллельным возбуждением

Пуск двигателей постоянного тока с параллельным возбуждением имеет некоторые особенности по сравнению с пуском асинхронных двигателей. При прямом пуске согласно естественной механической характеристике 1 (рис. 10) пусковой ток и пусковой момент были бы недопустимо большими. Поэтому пуск осуществляют с помощью пускового секционированного реостата R1 (рис. 10). Сопротивления секций пускового реостата выбирают так, чтобы двигатель при включении развивал заданный пусковой момент М2 (М2 = 2МН). Минимальный момент М1 двигателя при пуске выбирают равным 1,1МН.

При включении в цепь якоря всех ступеней пускового реостата двигатель работает на механической характеристике 4 (рис. 10). При достижении минимального пускового момента М1 одну секцию реостата отключают и двигатель переходит на работу по характеристике 3. Затем отключают следующую секцию пускового реостата, пока двигатель не перейдет на работу по естественной механической характеристике.

Пуск двигателей постоянного тока обычно производится автоматически. Реостаты с ручным управлением почти не применяются, так как их обслуживание связано со значительными затратами времени. Кроме того, вручную трудно обеспечить заданный режим пуска и при неумелом обслуживании могут возникнуть недопустимые перегрузки.

Для двигателей постоянного тока с параллельным возбуждением применяют электрическое торможение трех видов: противовключением, динамическое и рекуперативное.

При торможении противовключением естественную механическую характеристику 2 обратного хода (рис. 11) использовать нельзя, так как тормозной момент двигателя и ток якоря были бы недопустимо большими.

Поэтому в режиме торможения противовключением используют только искусственные (реостатные) характеристики двигателя. Возникающий при переходе на искусственную характеристику 3 (из точки А на естественной характеристике 1 в точку В) тормозной момент по мере снижения скорости вращения якоря уменьшается. По окончании торможения (точка С) двигатель следует отключить от сети, так как иначе он перейдет в реверс.

Режим динамического торможения двигателя постоянного тока с параллельным возбуждением можно получить, отключив якорь двигателя от сети и замкнув его на реостат (рис. 11). Двигатель при этом начинает работать как генератор. Так как в этом случае напряжение к цепи якоря не подводится (U = 0), то уравнение механической характеристики (11) для режима динамического торможения принимает вид

$$n = -\frac{r_я}{k_e k_M \Phi^2} M = -bM \qquad (15)$$

Это уравнение прямой, проходящей через начало координат. В зависимости от величины сопротивления в цепи якоря изменяется наклон характеристики (прямые 4…7) и величина тормозного момента (положение точки D). Для повышения интенсивности торможения сопротивление в цепи якоря можно изменять, и процессе торможения, переходя с одной характеристики на другую, как это делалось при пуске двигателя. Средний тормозной момент при этом увеличится, а время торможения сократился.

Как и при торможении асинхронных двигателей, в обоих рассмотренных случаях торможения двигателей постоянного тока с параллельным возбуждением кинетическая энергия движущихся масс превращается в тепло, выделяющееся в якоре двигателя.

Рекуперативный тормозной режим можно получить увеличением магнитного потока работающего двигателя. В этом случае двигатель с искусственной механической характеристики 8 переходит на работу по генераторной части механической характеристики, соответствующей большему магнитному потоку двигателя (например, из точки F в точку G). При скачкообразном увеличении магнитного потока двигателя э. д. с. якоря превышает напряжение сети, вследствие чего изменяется направление тока якоря и момента двигателя. Двигатель развивает тормозной момент, отдавая энергию в сеть. При снижении скорости якоря до скорости идеального холостого хода тормозной момент уменьшается до нуля.

Во всех рассмотренных случаях тормозные характеристики необходимо выбирать так, чтобы ток якоря во время торможения не превышал допустимые пределы.

Регулирование скорости вращения двигателей постоянного тока с параллельным возбуждением

Из уравнения механической характеристики (11) и рис. 10 следует, что скорость вращения двигателя постоянного тока можно регулировать, изменяя один из параметров: сопротивление цепи якоря rя, магнитный поток двигателя Ф или напряжение питания U.

Регулирование скорости двигателя постоянного тока с параллельным возбуждением изменением сопротивления цепи якоря применяется редко, так как оно неэкономично и обладает теми же недостатками, что и реостатное регулирование скорости асинхронных двигателей с фазовым ротором. Как и у асинхронных двигателей регулирование по этому способу производится с постоянным моментом. Обычный диапазон регулирования: nmax/nmin=2:1.

Широкое распространение получило регулирование скорости изменением магнитного потока двигателя, осуществляемое с помощью реостата R2 (рис. 10), включенного в цепь обмотки возбуждения. Согласно формулам (12) и (14) каждому значению магнитного потока Ф соответствуют определенные

значения п0 и b. Поэтому при изменении магнитного потока двигателя его механические характеристики изображаются прямыми 5…8, не параллельными естественной механической характеристике 7, (рис. 10). Регулирование скорости изменения магнитного потока двигателя осуществляется просто и достаточно экономично, так как ток возбуждения мал по сравнению с током якоря.

С учетом выражений (4), (9) и (10)

$$N = Mn10^{-4} = \frac{k_M I_Я (U - I_Я r_Я)}{k_e} 10^{-4} \qquad (16)$$

Предельно допустимый ток якоря Iя определяется условиями нагрева и поэтому при регулировании скорости двигателя не изменяется. Тогда согласно формуле (16) мощность двигателя при изменении магнитного потока остается постоянной. Следовательно, регулирование скорости двигателя изменением магнитного потока является регулированием с постоянной мощностью. Диапазон регулирования скорости двигателей постоянного тока с параллельным возбуждением изменением магнитного потока лежит в пределах nmax/nmin = (2:1)…(4:1).

Регулирование скорости изменением магнитного потока используется в комплектных регулируемых приводах серии ПКВ. В этих приводах двигатель подключается к сети переменного тока через трансформатор и трехфазный выпрямительный мост на кремниевых вентилях. Номинальная мощность приводов серии ПКВ 6 –25 кВт, обеспечиваемый диапазон бесступенчатого регулирования 2:1.

Регулирование скорости вращения двигателя постоянного тока изменением напряжения питания осуществляется при постоянном магнитном потоке двигателя. В этом случае к обмотке возбуждения двигателя подводится постоянное напряжение, а якорь двигателя подключают к источнику регулируемого напряжения, т. е. по существу используется двигатель с независимым возбуждением. Регулирование скорости изменением напряжения достаточно экономично, так как оно не связано с дополнительными потерями в двигателе. Однако для такого регулирования требуются специальные источники регулируемого напряжения, вследствие чего общий к. п. д. системы уменьшается.

Из выражения (9) следует, что регулирование изменением напряжения является регулированием с постоянным моментом, так как магнитный поток двигателя Ф и предельно допустимый ток якоря Iя остаются неизменными. Согласно уравнению (11) линейные механические характеристики двигателя, соответствующие различным значениям напряжения питания U, расположены одна под другой и параллельны естественной. Диапазон регулирования скорости вращения двигателя изменением напряжения обычно не превышает 5:1. Регулирование скорости двигателей изменением напряжения широко используется в системах автоматического управления и регулирования.

Регулируемое напряжение для питания двигателя постоянного тока можно получить, например, с помощью электромашинного преобразователя. Такой преобразователь вместе с двигателем привода машины называют системой генератор – двигатель (сокращенно Г – Д).

Система Г – Д (рис. 12) состоит из первичного асинхронного (или любого другого) двигателя М1, генератора постоянного тока Г, возбудителя Г В и исполнительного двигателя постоянного тока М2, используемого для непосредственного привода машины. Двигатель М1 приводит во вращение генератор Г с независимым возбуждением и возбудитель Г В – небольшой генератор с самовозбуждением (параллельным или смешанным). От возбудителя ГВ питаются обмотки возбуждения генератора ОВГ и двигателя ОВМ. Цепь якоря двигателя М2 подключена к генератору Г.

Изменяя сопротивление реостата R1 в цепи возбуждения генератора Г, можно изменить напряжение на его зажимах и, следовательно, скорость вращения двигателя М2. С помощью реостата R2 можно изменять магнитный поток двигателя М2. Таким образом, система Г – Д позволяет регулировать скорость вращения двигателя изменением как напряжения, так и магнитного потока. Общий диапазон регулирования равен произведению диапазонов регулирования обоими способами и обычно составляет (10: 1)…(15: 1), но может достигать (20: 1)…(30: 1).

Механические характеристики двигателя в системе Г – Д приведены на рис. 13. Пуск двигателя осуществляется при полном магнитном потоке подключением обмотки возбуждения генератора ОВГ переключателем В1 (рис. 12)

Ввиду большого индуктивного сопротивления обмотки ОВГ ток в ней нарастает медленно, а напряжение, подводимое к двигателю, повышается постепенно. Пуск двигателя можно форсировать, закорачивая на время пуска сопротивление R3 выключателем В2.

Сопротивление R4 является разрядным. Замедляя уменьшение магнитного потока и снижая тем самым э. д. с. самоиндукции, оно предохраняет изоляцию обмотки возбуждения от пробоя в случае обрыва или отключения цепи возбуждения.

Реверс электродвигателя М2 осуществляется изменением направления тока в обмотке возбуждения генератора ОВГ с помощью переключателя В1 (или другого аналогичного устройства). Основными недостатками системы ГД являются относительно низкий к. п. д. (0,6…0,7), высокая стоимость, превышающая стоимость асинхронного двигателя в 8…10 раз, и значительные размеры. Поэтому в современных литейных машинах система Г – Д применяется редко (например, в центробежных машинах).

Иногда в качестве источника регулируемого напряжения для питания двигателей постоянного тока используются электромашинные усилители (ЭМУ) с поперечным магнитным потоком, например, в приводе электродов дуговой печи (рис. 14).

Экспериментально установлено, что наиболее экономичный режим плавки происходит при определенной мощности дуги. Система управления автоматически стабилизирует эту мощность путем изменения дугового промежутка. Напряжение дуги Uд и ток Iд подаются через выпрямители Вп1 и Вп2 на сравнивающее устройство. Если мощность дуги соответствует задан-

ному значению, то напряжение Uy на потенциометре R и на обмотке управления ОУ1 равно нулю. ЭМУ не возбуждается, и якорь двигателя М находится в покое (не вращается).

При отклонении в режиме плавки изменяется соотношение напряжения и тока дуги, вследствие чего на обмотке ОУ1 появляется управляющее напряжение Uy. ЭМУ возбуждается, на его выходных клеммах появляется напряжение, и двигатель М начинает перемещать электрод Э, устраняя появившееся отклонение от заданного режима, устанавливаемого потенциометром R. Для компенсации неравномерности нагрузки при опускании и подъеме электрода на вторую обмотку управления ОУ2 подается напряжение, компенсирующее вес электрода.

В последние годы все шире применяются приводы с полупроводниковыми управляемыми вентилями – тиристорами (рис.15). Тиристор имеет четырехслойную структуру типа р-п-р-п. Вывод от внутренней базовой области (р-области) служит управляющим электродом. При отсутствии сигнала на управляющем электроде тиристор остается в запертом состоянии при напряжении питания прямой полярности, меньшем определенного предела (напряжения включения).

При поступлении сигнала на управляющий электрод тиристор переходит в открытое состояние при напряжении питания, меньшем напряжения включения. После открывания тиристора управляющий электрод теряет свои управляющие свойства, а запирание тиристора возможно уменьшением силового тока до определенного предела, называемого током выключения. Падение напряжения на тиристоре в открытом состоянии не превышает 1 В.

Тиристоры отличаются высокой экономичностью, надежностью в работе, безынерционностью, малыми размерами и массой. При работе они не создают радиопомех и имеют практически неограниченный срок службы. Отечественной промышленностью серийно выпускаются кремниевые управляемые вентили серий ВКУ и ВКУВ, рассчитанные на номинальный ток до 100 а. Начато производство тиристоров на ток до 250 а.

При использовании тиристоров в выпрямителях становится возможным получить регулируемое напряжение для двигателей постоянного тока. Так, в схеме нереверсивного электропривода, разработанной для двигателя мощностью 15 кВт (рис. 15), регулируемое напряжение к якорю двигателя М подводится от трехфазного несимметричного мостового выпрямителя на неуправляемых кремниевых вентилях Д1…ДЗ и тиристорах ДУ1…ДУЗ.

Обмотка возбуждения ОВМ подключена к неуправляемому мостовому выпрямителю на вентилях Д…Д6.

Управление тиристорами осуществляется при помощи зарядных цепей R – С. Например, при положительной полуволне напряжения конденсатор С2 заряжается через вентиль Д1 или ДЗ, сопротивление R7 и диод Д8. С конденсаторов С1…СЗ напряжение подается на управляющие электроды тиристоров через токоограничивающие сопротивления R4…R6. При зарядке конденсатора открывается соответствующий ему тиристор. Время зарядки конденсатора

и, следовательно, момент открывания (угол открывания) тиристора определяются постоянной времени ϑ = RC зарядного контура и могут регулироваться сопротивлением R7. В зависимости от угла открывания тиристора изменяется длительность протекания тока через него в течение положительной полуволны напряжения и, следовательно, среднее значение выпрямленного напряжения.

Сопротивления R…R3 служат для разрядки конденсаторов С1…СЗ во время отрицательной полуволны напряжения.

Диапазон регулирования скорости двигателя в рассмотренной схеме равен 1…10. Для управления тиристорами в более сложных схемах используются насыщенные дроссели или устройства на транзисторах и маломощных тиристорах. Примером такого привода может служить привод типа ПКВУ с обратной связью по скорости и промежуточным полупроводниковым усилителем. Мощность привода 8 кВт. В диапазоне скоростей 15… 1500 об/мин колебание скорости вращения двигателя не превышает 5% при М = (0,25…1)МН.

Основным недостатком приводов, в которых регулирование напряжения осуществляется изменением угла открывания тиристоров, является значительное снижение cosφ при уменьшении скорости вращения двигателя. С целью повышения cosφ используют схемы, в которых регулируемое напряжение тиристорного выпрямителя алгебраически суммируется (складывается или вычитается) с постоянным нерегулируемым напряжением.

Тяговые электромагниты широко применяют для дистанционного управления вентилями, кранами и задвижками в пневмо-и гидроцепях, в зажимных и тормозных устройствах и в других случаях, когда требуется быстрое перемещение рабочих органов машин на небольшое, строго определенное расстояние.

Промышленность выпускает тяговые электромагниты постоянного и переменного тока. В литейном производстве применяются преимущественно однофазные электромагниты переменного тока с тяговым усилием 15…250 (1,5—25) кгс с максимальным ходом якоря 25…50 мм.

При протекании тока по катушке 1 (рис. 16, а) возникает магнитный поток, замыкающийся через сердечник 2 и якорь 3, набранные из листовой электротехнической стали. Якорь при этом втягивается в катушку, так что в конце хода магнитный поток полностью замыкается через сталь сердечника и якоря. При изменении воздушного зазора х меняется магнитное сопротивление магнитопровода, что ведет к изменению индуктивности катушки, и, следовательно, тока в ней. Поэтому при втягивании якоря ток в катушке уменьшается (рис. 16,б). Тяговое усилие Р электромагнита по мере уменьшения зазора х увеличивается.

Магнитный поток и, следовательно, усилие, действующее на якорь, при однофазном токе пульсируют с двойной частотой, принимая через каждый полупериод нулевое значение, что приводит к сильной вибрации и гудению якоря. Для устранения этого явления на торце якоря устанавливают демпферный виток 4, представляющий собой короткозамкнутый виток или медную

рамку. Магнитный поток наводит в демпферном витке э. д. с., под действием которой в нем, как во вторичной обмотке трансформатора, возникает ток. Созданный им магнитный поток не совпадает по фазе с основным. Поэтому суммарный магнитный поток ни в один момент времени не равен нулю, что исключает вибрацию якоря.

Однофазные тяговые электромагниты допускают 1000…4000 включений в час. Время срабатывания около 0,01 с. В каталогах приводятся номинальный ход хн и номинальное усилие рн , соответствующее моменту трогания (рис. 16,б), по которым подбирается электромагнит для конкретного механизма.

Недостатком тяговых электромагнитов является непостоянство тягового усилия при перемещении якоря (рис. 16,6). Возрастание тягового усилия Р в конце хода якоря приводит к увеличению скорости якоря и сильному удару, что ограничивает их применение в ряде машин.

Примером применения тяговых электромагнитов (тянущего, а чаще толкающего типа) могут служить электромеханические тормозные устройства (рис. 17). Обмотка электромагнита Эм включается параллельно двигателю. Когда двигатель подсоединяется к сети контактором К1 (см. гл. IV, § 1), втягивается якорь электромагнита, растягивая пружину 1 и отводя колодку 2 от тормозного шкива 3. При выключении двигателя электромагнит отключается, его якорь отпадает, а пружина прижимает колодку к тормозному шкиву, обеспечивая механическое торможение машины.

Своеобразной разновидностью тяговых электромагнитов переменного тока являются электромагнитные вибраторы, применяемые в литейном производстве для привода вибрационных транспортеров, питателей, дозаторов, сит и т. д. Сердечник 1 электромагнитного вибратора (рис. 18, а) демпферных витков не имеет. Поэтому при питании обмотки 2 вибратора переменным током на якорь 3 действует пульсирующая электромагнитная сила.

Якорь вибратора закреплен на лотке 4 питателя, соединенном с основанием 6 через пластинчатые пружины (рессоры) 5, благодаря чему может вместе с лотком совершать вынужденные колебания. Сердечник вибратора вместе с обмоткой закреплен на основании 6. Весь питатель монтируется на упругих амортизаторах 7. Для него не требуется массивный фундамент. Питатель можно подвешивать непосредственно к бункеру для сыпучих материалов. Питание обмотки вибратора осуществляется по схеме, приведенной на рис. 18, б. При нижнем по схеме положении переключателя В напряжение от автотрансформатора непосредственно подается к обмотке вибратора 0В. Частота электромагнитной силы, воздействующей на якорь вибратора, равна удвоенной частоте сети. При верхнем по схеме положении переключателя В обмотка вибратора питается пульсирующим напряжением через вентиль Д. Частота возмущающей силы равна частоте сети. Преимуществом рассмотренного вибратора является возможность плавного регулирования амплитуды колебаний, а, следовательно, и производительности машины путем изменения напряжения, подводимого к его обмотке.

Электромагнитные прессовые формовочные машины

В последние годы все большее внимание уделяется использованию электромагнитного привода для уплотнения формовочной смеси в прессовых формовочных машинах.

По сравнению с пневматическим и гидравлическим электромагнитный привод имеет ряд преимуществ: быстродействие, надежность, простота обслуживания, улучшение санитарно-гигиенических условий труда, экономичность.

Устройство электромагнитного привода прессовой формовочной машины (рис. 19, а) аналогично устройству тяговых электромагнитов. В корпусе 1 электромагнита размещена катушка 2. Магнитопроводом служит корпус 1, крышка 3 и якорь 4. Детали магнитопровода выполнены из мягкой стали, например, 15Л, 25Л. Катушка электромагнита питается постоянным током от полупроводникового выпрямителя.

Вид тяговой характеристики зависит от формы якоря и выступа сердечника, в который упирается якорь (рис. 19,6). При выборе тяговой характеристики электромагнита для прессовой формовочной машины необходимо учитывать, что на зависимость усилия прессования Р от пути влияют многие технологические факторы, например, количество, влажность и другие свойства формовочной смеси в опоке (кривые 1…3 на рис. 20).

Привод прессовой формовочной машины должен обеспечивать технологически необходимое усилие прессования Рр во всем диапазоне колебаний технологических параметров. Поэтому, например, электромагнит с тяговой характеристикой 4 (рис. 20) неприемлем, а электромагнит с тяговой характеристикой 5, имеющей «технологическую площадку», может быть использован в прессовой формовочной машине. Такую характеристику обеспечивают надлежащим выбором формы якоря и сердечника (рис. 19, б).

Для прессовых формовочных машин могут быть использованы электромагниты как постоянного, так и переменного однофазного и трехфазного тока. При одинаковых конструктивных размерах и одинаковом эффективном значении тока тяговые усилия, развиваемые электромагнитами постоянного, однофазного и трехфазного переменного тока, относятся как 2 : 1 : 1,5. С точки зрения уменьшения габаритных размеров машины следовало бы применять постоянный ток. Однако из-за наличия выпрямителей стоимость машины значительно возрастает. Поэтому чаще используются электромагниты трехфазного тока.

В современных прессовых формовочных машинах используется повышенное давление прессования 1,0…1,5 МН/м2 (10…15 кгс/см2). Получить такие давления на электромагнитных прессовых машинах затруднительно. Повышение тягового усилия электромагнита связано с увеличением диаметра якоря и размеров машины. Поэтому электромагнитные прессовые машины широкого распространения не получили.

Электромагнитные насосы и желоба

Движение металла в электромагнитных насосах и желобах основано на взаимодействии магнитного поля с проводником, по которому проходит электрический ток. Роль проводника в данном случае выполняет расплавленный металл. В результате взаимодействия магнитного поля и тока возникает электродинамическая сила, направление которой определяется правилом левой руки, а величина зависит от магнитной индукции поля, тока в расплавленном металле и угла между векторами тока и магнитного потока.

Различают два метода воздействия магнитного поля на расплавленный металл. Первый метод – кондукционный. Ток через специальные электроды подводится непосредственно к металлу. Этот метод не нашел в литейном производстве применения, так как электроды сильно окисляются и быстро выходят из строя. Второй метод – индукционный. Ток индуктируется в расплавленном металле. Этот метод более надежен. Он широко применяется в электромагнитных насосах, дозаторах, желобах.

Однофазный электромагнитный насос (рис. 21) представляет собой трансформатор с первичной обмоткой 1 и вторичной в виде короткозамкнутого витка жидкого металла 2.

При включении первичной обмотки в жидком металле индуктируются токи, взаимодействующие с магнитным полем первичной обмотки, в результате чего возникает электромагнитная сила, стремящаяся поднять металл относительно первичной обмотки. Уровень металла в полости 3 поднимается, и он сливается через трубопровод. Насос может работать в двух режимах: а) безнапорном, в данном случае насос работает при небольших токах в первичной обмотке и выполняет роль индукционного нагревателя; б) транспортном, рассмотренном выше.

В электромагнитном дозаторе для машин литья под давлением (рис. 22) под действием электромагнитного поля, создаваемого переменным током в обмотке дозатора, в каналах 2 начинает циркулировать расплавленный металл.

Направление движения металла показано стрелками. В центральном канале поток направлен вверх.

Образовавшегося напора достаточно, чтобы металл поднялся по трубе 1 выше основного уровня и сливался в металлоприемник или форму. Изменяя силу тока в обмотке, можно менять скоростной режим заливки.

Электромагнитный желоб – разновидность индукционного насоса. Отличие его состоит в том, что металл подвергается воздействию бегущего магнитного поля в открытом лотке, по которому он движется в виде безнапорного потока со свободной поверхностью. При этом индуктор расположен снизу, сверху или по сторонам лотка по всей его длине.

Электромагнитный привод имеет большие преимущества по сравнению с электрическими приводами других типов, так как позволяет непосредственно, без различных механических устройств действовать на перемещаемый объект, например, транспортировать и дозировать расплавленный металл.

В мелкосерийном производстве отливок широкое применение находят электромагнитные подмодельные плиты постоянного тока. На моделях (в том числе деревянных) в этом случае устанавливаются стальные пластины, которые, притягиваясь к плите, удерживают модели. Электромагнитные плиты позволяют быстро менять модели, что является одной из предпосылок изготовления небольших партий отливок на современных автоматических формовочных линиях.

4.2 Разработка наружного освещения подстанции

Для освещения территорий подстанции применяются прожекторные установки.

Расчет осветительной установки сводится к определению: числа прожекторов, необходимых для создания на освещаемой поверхности нормируемой освещенности; мест установки прожекторных мачт и прожекторов, углов наклона и поворота прожекторов в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Как правило, прожекторы устанавливаются сосредоточенными группами на мачтах. Размещение мачт выбирается в процессе расчета, причем расстояние между мачтами лежит обычно в пределах от 6 до 15-кратной их высоты.

Расположение прожекторов на мачтах задается наклоном их осей к горизонту θ и углами β между проекциями их осей и условным направлением начала отсчета углов. При освещении веером прожекторов указываются углы β для крайних прожекторов и углы τ между проекциями осей соседних прожекторов веера.

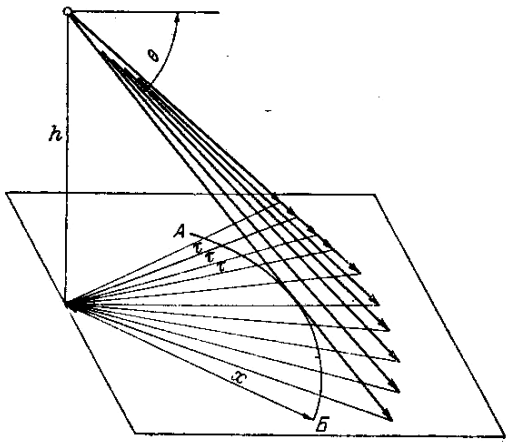


Рисунок 4.1 – Веер прожекторов

К основанию мачты примыкает «мертвое пространство», ограниченное для большинства прожекторов радиусом примерно $h \cdot \mathrm{tg}\,(45 - \theta)°$.

Расчет прожекторного освещения часто производится на горизонтальную освещенность и сводится к компоновке изолюкс. Заполнив весь план освещаемой поверхности изолюксами

$$e = Ek:2, \tag{4.1}$$

где E – нормированная освещенность, получаем в точках касания или пересечения изолюкс освещенность;

$$2e = Ek, \tag{4.2}$$

а внутри изолюкс – большую освещенность.

Площадь, охватываемая изолюксой, обычно имеет максимум при определенном θ, и желательно принимать этот угол близким к оптимальным значениям. Эти значения могут быть определены с помощью таблицы «Значения eh^2, при которых различные θ являются наивыгоднейшими».

При $\tau \leq 20°$ освещенность в пределах дуг $АБ$ любого радиуса x почти равномерна и при всех заданных других параметрах установки является функцией только $x:h$.

Основанием для расчета в этом случае являются графики освещенности ε от каждого веера, находится $\Sigma\varepsilon$ и рассчитывается по формуле:

$$\tau = \frac{\Sigma\varepsilon}{E_н k h^2}, \tag{4.3}$$

Установки, освещаемые веерами прожекторов, как правило, крупные и ответственные, и здесь оправдано рассмотрение ряда вариантов, например: на мачте может быть установлено несколько вееров с разными θ и τ, веера разных мачт могут иметь разные параметры.

В современном машиностроении индивидуальный электропривод является основным видом привода производственных машин. По простоте, надежности и экономичности при непрерывных перемещениях или больших периодических ходах рабочих органов машин электропривод превосходит все другие типы приводов. Электрическая энергия сети в нем непосредственно преобразуется в механическую. Процессы преобразования энергии в электроприводе отличаются более высокой экономичностью (более высоким к. п. д.), чем в других типах приводов. Кроме того, для пневматического и особенно гидравлического приводов характерно многократное преобразование энергии, причем для первичного преобразования энергии в компрессорных и насосных станциях используется опять-таки электропривод. Поэтому к. п. д. электропривода выше, чем пневматического и гидравлического приводов. Легкость управления и гибкость электропривода позволяют решать самые разнообразные технологические задачи.

При относительно небольших возвратно-поступательных перемещениях рабочих органов, что характерно для значительной группы литейных машин, электропривод теряет свои преимущества, так как в этом случае требуются сложные, дорогие и малонадежные промежуточные механизмы.

По структуре электропривод можно разделить на силовые элементы и устройства (систему) управления. Основным силовым элементом электропривода является электродвигатель. С рабочими органами машины электродвигатели соединяются непосредственно или через промежуточные механизмы при необходимости согласования параметров движения. Разновидностью силовых элементов электропривода можно считать тяговые электромагниты и устройства с непосредственным воздействием электромагнитным полем на перемещаемый объект (например: насосы, дозаторы, желоба для транспортировки расплавленного металла, электромагнитные сепараторы для извлечения металлических включений из отработанной формовочной смеси и т. д.). В соответствии с заданными скоростным и силовым режимами работы машины система управления электроприводом осуществляет управление двигателем или промежуточным механизмом, обеспечивает необходимую последовательность работы приводов отдельных механизмов, защиту двигателей, различные блокировки и выполняет другие вспомогательные функции, например, сигнализирует о ходе технологического процесса. Аппаратура управления двигателем включает, отключает и реверсирует двигатель и формирует его характеристики, максимально приближая их к технологически необходимым.

В литейных машинах электропривод используется для выполнения основных технологических, транспортных и вспомогательных операций. Например, метательная головка пескомета, выполняющая основные технологические операции: заполнение и уплотнение формовочной смеси в опоке, имеет электропривод. Формовочные смеси обычно транспортируются ленточными конвейерами с электроприводом. Все основные механизмы крупных машин литья под давлением имеют гидропривод, а вспомогательные механизмы регулирования расстояния между плитами машины – электропривод. В очистных барабанах непрерывного действия электроприводы имеют почти все механизмы: дробеметные головки, вращающиеся барабаны и подвижные поды, сита и сепараторы для очистки дроби, механизмы регулирования угла наклона барабанов и т. д. На одной из современных автоматических формовочных линиях вместе с системами обеспечения формовочной смесью установлено до 40 электродвигателей общей мощностью свыше 400 кВт.

По характеру выполняемых технологических операций и скоростного и силового режимов работы литейные машины и их механизмы можно разделить па несколько групп. Большую группу составляют машины и механизмы с непрерывным или периодическим перемещением рабочих органов, скорость движения которых не регулируется: это смесители, полигональные сита, станки для заточки отливок, очистные барабаны, столы и камеры, вентиляторы и дымососы, элеваторы и транспортеры для сыпучих и кусковых материалов, выбивные решетки, вертикальные и горизонтальные конвейерные сушила

и т. д. Эти машины имеют наиболее простой привод, состоящий из электродвигателя, простейшего промежуточного механизма (обычно редуктора) и аппаратуры для включения, отключения и защиты электродвигателя. Лишь иногда в них требуются специальные устройства для торможения.

К другой группе относятся машины и механизмы с возвратно-поступательными перемещениями рабочих органов, к стабильности параметров движения которых также не предъявляется жестких требований: это – транспортные (трансбордерные) тележки поточных линий пескометной формовки крупных отливок, кантователи крупных форм и стержней, весовые тележки для набора шихты, скиповые подъемники, тележки желобов центробежных машин для отливки труб и т. д. Электропривод этих машин уже сложнее. Кроме изменения направления вращения электродвигателя к нему могут предъявляться специальные требования по разгону, торможению и точной остановке.

Можно выделить группу машин, для которых необходимо ступенчатое регулирование скоростного или силового режимов работы с относительно невысокой точностью. Это регулирование может проводиться как при переналадке, так и в течение цикла работы машины. Изменять скорость движения рабочих органов необходимо, например, в пескометных головках, центробежных машинах, устройствах для транспортировки заливочных ковшей с жидким металлом и т. д. Электроприводы этого оборудования требуют устройств для формирования искусственных характеристик двигателя с целью получения необходимой скорости вращения; они могут содержать все элементы приводов машин первых двух групп.

Наконец, существуют литейные машины с непрерывным регулированием скорости или силового режима работы по ходу процесса, например, машины для непрерывного литья, «жидкой» прокатки и других современных технологических процессов. Такие машины имеют наиболее сложные электроприводы с автоматическими системами регулирования.

В перечисленных группах литейных машин в качестве силового элемента электропривода применяются асинхронные двигатели и двигатели постоянного тока с параллельным возбуждением. Двигатели постоянного тока способны обеспечить все необходимые технологией характеристики. Однако они имеют коммутационные ограничения по скорости, относительно дороги и требуют квалифицированного обслуживания. Асинхронные двигатели, кроме простоты, обладают существенными экономическими преимуществами: они дешевы, надежны и не требуют дорогих преобразовательных установок. Поэтому в машинах первых трех групп используются почти исключительно асинхронные двигатели. В машинах с регулированием скоростного и силового режимов применяются двигатели постоянного тока. Вообще тип двигателя определяется не только свойствами самого двигателя, но и аппаратурой, необходимой для формирования его характеристик. Для двигателей постоянного тока эта аппаратура пока проще и дешевле, чем и объясняется их широкое применение в системах регулируемого привода.

Управление электродвигателями литейных машин осуществляется с помощью релейно-контакторной аппаратуры. В системах регулируемого привода используются электромашинные преобразователи и усилители. В настоящее время успешно внедряются тиристорные преобразователи для управления двигателями постоянного тока. Ведутся разработки преобразователей для частотного регулирования асинхронных двигателей. В литейном производстве тиристорные преобразователи уже успешно заменяют электромашинные преобразователи и ламповые генераторы высокочастотных индукционных плавильных печей.

При автоматизации литейных машин особое значение имеет внедрение бесконтактных систем управления, так как в условиях повышенной запыленности в литейных цехах релейно-контакторная аппаратура недостаточно надежна. Однако бесконтактная аппаратура, в том числе и тиристорная, пока еще дорога и требует высококвалифицированного обслуживания.

Характерным для развития электропривода литейных машин является совершенствование не только систем управления, но и двигателей и их приближение к рабочим органам, что упрощает или вообще исключает механические передачи. Разнообразные фланцевые, встроенные, многоскоростные двигатели позволяют создавать компактные высокопроизводительные машины. Разработка силовых устройств с непосредственным электромагнитным воздействием на перемещаемый объект вообще изменяет машину, исключая подвижные элементы в ней.

Основными энергетическими показателями работы электропривода являются цикловой к. п. д. и коэффициент использования установленных мощностей. Для повышения показателей работы электроприводов литейных машин необходим тщательный выбор мощности электродвигателей с учетом их фактической загрузки. Недогрузка асинхронных двигателей, кроме плохого использования установленных мощностей (капитальных вложений) и понижения к. п. д., приводит к уменьшению коэффициента мощности cos φ, т. е. неполному использованию трансформаторов и генераторов, увеличению потерь электроэнергии, а также к повышению стоимости единицы электроэнергии.

В литейных машинах не получили распространения существующие технические средства повышения к. п. д. асинхронных двигателей (например, асинхронный вентильный каскад) и коэффициента мощности cos φ (установка статических конденсаторов, замена асинхронных двигателей синхронными и т. д.). Компенсация реактивной мощности обычно осуществляется в общецеховом или общезаводском масштабе.

Ниже рассмотрены электромеханические свойства силовых элементов привода, выбор двигателей литейных машин, элементы и построение систем управления приводами и примеры проектирования электроприводов литейных машин.

На подстанции с размером 60х65м, проектируем по возможности равномерную освещенность, нормированную по СНиП, равную 4 лк.

Для расчета освещения заданной площадки принимаем тип прожектора ПЗС - 45; тип и мощность источника света Г220 - 1000; принимаем рекомендуемую высоту установки прожекторов 10 м и размещаем прожекторы на площадке.

Для светотехнического расчета необходимо наметить несколько контрольных точек (А, Б, В, Г – рисунок 4.2), из них одну – в зоне ожидаемого минимума освещенности. В рассматриваемом случае такая зона находится в центре освещаемого поля на пересечении диагоналей (точка А).

Определим по плану расстояния от расчетных точек до каждой из прожекторных мачт и внести данные в расчетную таблицу.

Определим угол наклона прожекторов θ, при котором площадь, охватываемая изолюксой, имеет максимум.

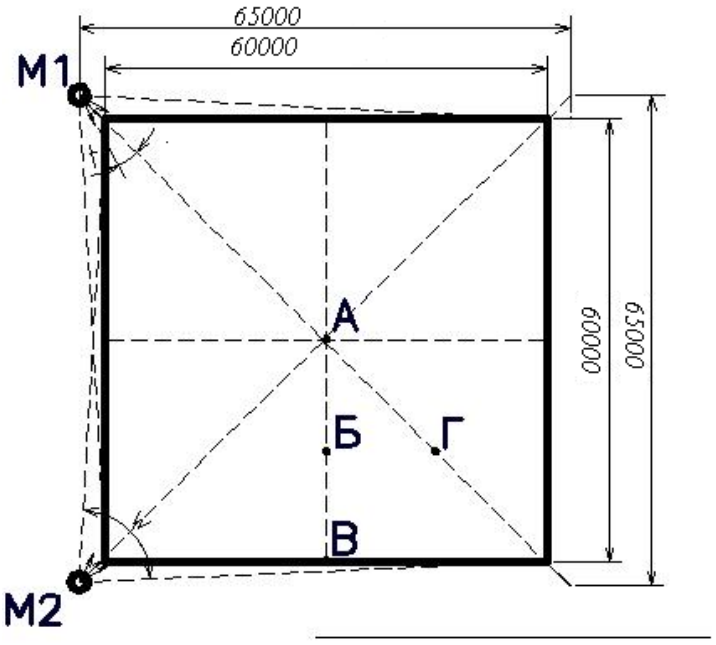


Рисунок 4.2 – Освещение площадки

Для окончательного выбора угла наклона прожекторов принимаем еще два значения θ и рассчитываем освещенность во всех намеченных контрольных точках от каждой группы прожекторов при $\tau = 1°$.

Результаты расчета вносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Расчет суммарной освещенности в точках А,Б,В,Г

Прожекторная мачта	Расстояние от мачты до расчетных точек, м				Освещенность, лк, при угле наклона											
					$\theta1=10^o$				$\theta2=12^o$				$\theta3=15^o$			
					А	Б	В	Г	А	Б	В	Г	А	Б	В	Г
М1	42	54	67	127	20000	10000	5000	1000	25000	10000	5000	1000	25000	7000	3000	1000

М2	42	34	30	46	20000	24000	23000	17000	25000	32000	35000	20000	25000	42000	50000	17000
Суммарная освещенность в точках $\Sigma\varepsilon$					40000	25000	28000	18000	50000	33000	40000	21000	50000	490000	53000	18000

4.3 Расчет зануления осветительной установки

Зануление служит для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции проводов электроустановки.

Цель зануления – быстро отключить электроустановку от сети при замыкании одной (или двух) фазы на корпус, обеспечить безопасность прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийный период.

К частям, подлежащим занулению, относятся корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, выключателей светильников и т.п.; приводы электрических аппаратов: вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, контрольных и наладочных стендов, корпуса передвижных и переносных электроприемников, а также электрооборудование, размещенное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана такой, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток короткого замыкания, превышающий не менее чем в три раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя, а для автоматического выключателя с номинальным током более 100А – не менее 1,25.

Цель - зануление осветительной установки от сети, при замыкании одной (двух) фаз на корпусе.

Зануление произведено алюминиевым проводом, длиной l = 50 м.

Упрощенная схема зануления приведена на рисунке 4.3.

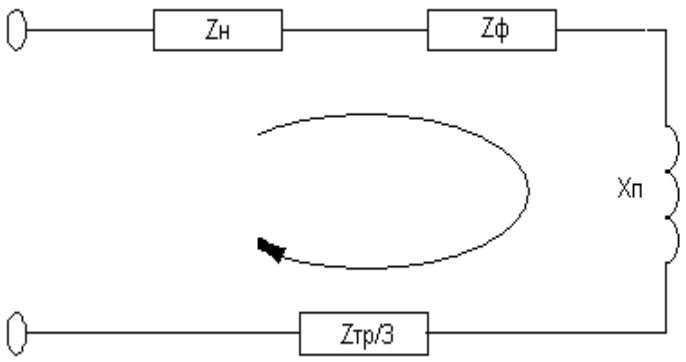


Рисунок 4.3 – Схема зануления

На схеме видно, что ток короткого замыкания Iкз в фазном проводе зависит от фазного напряжения сети Uф и полного сопротивления цепи, складывающего из полных сопротивлений обмотки трансформатора Zтр/3, и фазного проводника Zф, нулевого защитного проводника Zп, внешнего индуктивного сопротивления − нулевой защитный проводник Xп.

Выражение для тока кз в комплексной форме определяется по формуле:

$$I_{кз} = \frac{U_ф}{Z_{тр}/3 + Z_{н,з} + Z_ф + jX_п} \quad (4.5)$$

где $U_ф$ − фазное напряжение сети, В;

$Z_{тр}$ − полное комплексное сопротивление обмоток трансформатора;

$Z_ф$ − полное комплексное сопротивление фазового провода, Ом;

$Z_н$ − полное комплексное сопротивление нулевого защитного проводника, Ом;

$Z_п$ − полное комплексное сопротивление петли фаза − нуль, Ом;

$X_п$ − внешнее индуктивное сопротивление петли контура − фазный проводник − нулевой внешний проводник, Ом.

В связи учетом последнего формула (4.5) примет вид:

$$I_{кз} = \frac{U_ф}{Z_{тр}/3 + X_п} \quad (4.6)$$

полное сопротивление петли фаза − нуль в действительной определяется из выражения:

$$X_п = (R_ф + R_н)^2 + (X_ф + X_и + X_п)^2 \quad (4.7)$$

учитывая, что зануление производится многожильным проводом, то $X_ф + X_и + X_п = 0$, то последнее выражение имеет вид:

$$X_п = (R_ф + R_н)^2 \quad (4.7.1)$$

В качестве устройства защиты от короткого замыкания применены автоматические выключатели, включенные в цепи электропитания.

В итоге для выражение тока КЗ, выглядит следующем образом

$$I_{кз} = \frac{U_ф}{Z_{тр}/3 + \sqrt{(R_ф + R_н)^2}} \qquad (4.7.2)$$

Значение активных сопротивление алюминиевых проводников определяется по формуле:

$$R = \frac{\rho \times l}{S} \qquad (4.8)$$

Выбираем провод АПВ (3х2.5);

$I_{доп}$= 19А

ρ – 0,028 Ом*мм^2/м – удельное сопротивление алюминия;

l – 50 мм – длина проводника;

Определим значение активных сопротивлений алюминиевых проводников $R_ф$ и $R_н$

$$R_ф = R_н = \frac{0{,}028 \times 50}{2{,}5} = 0{,}56 \text{ Ом}$$

Определим минимальный ток осветительной установки:

$$I_{min} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_ф \times \cos\alpha} = \frac{2}{1{,}73 \text{ x } 220 \text{ x } 0.9} = 5.8 \text{ А} \qquad (4.9)$$

где P – мощность осветительной установки – 2 кВт.

Определим ток короткого замыкания по формуле:

$$I_{кз} = \frac{220}{1{,}273/3 + \sqrt{(0{,}56 + 0{,}55^2)}} = \frac{220}{1{,}35} = 163 \text{ А}$$

Определив ток нагрузки выберем автомат с рабочим током равным 20 А. марка автомата С20.

После этого определим кратность по формуле:

$$\frac{I_{кз}}{I_{ном}} = K \qquad (4.9.1)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток автомата.

$$K = \frac{163}{20} = 8,15$$

Условие $\frac{I_{кз}}{I_{ном}} = K > 3$, выражение выполняется.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования определяется по формуле:

$$U_к = I_{кз} \times (R_н + R_ф) = 163 \text{ x } (0,56 + 0,56) = 182 \text{ В} \quad (4.9.2)$$

Ток проходящий через тело человека определяется по формуле:

$$I_h = \frac{U_h}{R} = \frac{182}{1000} = 0,182 \text{ А} \quad (4.9.3)$$

где − R сопротивление человека равное 1000 Ом.

Такая величина тока является допустимой при времени воздействия 0,2 с, необходимый коэффициент безопасности обеспечивается − зануляющий проводник выбран верно.

5 Экономическая часть

5.1 Оценка экономической эффективности развития электрических сетей35 кВ Алматинской области

Целью данной работы является оценка экономической эффективности развития электрических сетей 35 кВ. Развитие сети заключается в проектировании линии электропередачи и подстанции, которые нужны для развития данного района.

Основной задачей является определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Анализ рынка сбыта.

Потребителем электроэнергии будет кирпичный завод, потребление электроэнергии характеризуется определённым объёмом, с начала ввода в эксплуатацию, без дальнейшего изменения.

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

Тарифы на электроэнергию.

По данным на май 2013 тариф по Алматинской области составляет 13,65 тенге за 1 кВт ч энергии. ТОО «Пауэртранзит» устанавливает тариф 13,25 с целью привлечения новых потребителей. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии.

План производства.

В соответствии со строительными нормами срок строительства п/ст, установленной мощности 2х40МВА, и ВЛ 35кВ принят равным одному году. Поступление энергии в сеть: 104,356 млн.кВт.ч

Организационно-юридический план.

ТОО «Пауертранзит» оказывает услуги по передачи электроэнергии. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением компаний подрядчиков.

Кредит для строительства п/ст. берется в «Темірбанк» с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 10% годовых, срок кредитования 15 лет.

Экологическая информация.

Монтаж электрооборудования производится согласно требованиям и стандартам.

Строительство подстанции и воздушной линии не повлияет негативно на экологическую обстановку в районе.

5.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определим капиталовложения на строительство подстанции

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

- РУ 35кВ;
- трансформаторы 2×ТМН–4000/35/10;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования и включают в себя капиталовложения в РУ 35 кВ; капиталовложения в трансформаторы; капиталовложения на постоянные затраты.

$$К_{П/СТ} = (\sum К_i \cdot n_i + К_{пост}) \cdot \alpha_р, \qquad (5.1)$$

где Ki - расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i - соответственно число единиц перечисленного оборудования;

Кпост - постоянная часть затрат по подстанции, малозависящая от мощности подстанции;

$\alpha_р$ - коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ и А, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

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

Таблица 5.1- Капиталовложения в объект

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, млн.тенге.	Общая стоимость, млн.тенге.
РУ 35 кВ	1	36,240	36,240
Трансформаторы	2	43,760	87,520
Постоянные затраты			90,78
Итого:			123850,78

Определение капитальных вложений в строительство ЛЭП

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

$$К_{ЛЭП} = k_{уд} \cdot L \cdot \alpha_{нв} \cdot \alpha_р + \Delta К_{р.пр.} + \Delta К_{д.гр.} + n_{р.б.} \cdot К_{р.б.} + К_{св}. \qquad (5.2)$$

где Куд.i - удельные показатели стоимости 1 км линии, соответствующие уровню напряжения и количеству цепей, а также учитывающий определенные условия прохождения трассы (по равнине, лес - не более 10% от длины трассы, доставка грузов до трассы - не более 20 км и развозка оборудования по трассе - не более 10 км);

L - длина линии;

$\alpha_{нв}$ - поправочный коэффициент, учитывающий скоростной напор ветра;

$a_р$ - коэффициент, учитывающий район прохождения трассы;

ΔКр.пр - затраты, учитывающие рубку просеки в лесу, если лес составляет более 10% длины трассы;

$\Delta К_{ДТ}р.$ - затраты, учитывающие доставку грузов к линии, если условия доставки отличаются от вышеуказанных;

$n_{р.б}.$ - количество ремонтных баз вдоль линии;

Кр.б. - затраты на создание и оснащение одной ремонтной базы;

Ксв. - затраты на создание линий связи вдоль ЛЭП.

В расчете затраты на создание и оснащение ремонтных баз, а также на создание линий связи принимаются в размере 10%.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 5.2

Таблица 5.2 - Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км. длины линии, млн.тенге.	Общая стоимость линии, млн.тенге. (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ 35 кВ	9,5	7,239	68,770
Итого:			68,770

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составят:

$$К_{ЭС} = К_{П/СТ} + К_{ЛЭП}.$$

$$К_{ЭС} = 123850,78+68,770=123,920 \text{ млн. тенге}$$

5.3 Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансфор-

мации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$И_{перед} = И_{экс} + И_{пот} \quad (5.3)$$

где $И_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

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

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{об/рем}. \quad (5.4)$$

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

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К_{ЭС} \quad (5.5)$$

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

$И_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год:

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К_{ЭС} \quad (5.6)$$

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

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблиц 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4- Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об}$,%	$И_{ам}$, млн. тенге/год	$И_{обсл}$, млн. тенге/год	$И_{экспл}$, млн. тенге/год
РУ 35 кВ	36,240	4	3	1,449	1,087	2,536
Трансформаторы	87,520	4	3	3,500	2,625	6,125
Итого:				4,949	3,712	8,661

Таблица 5.5- Эксплуатационные издержки передачи энергии.

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об}$,%	$И_{ам}$,млн. тенге/год	$И_{обсл}$, млн. тенге/год	$И_{экспл}$, млн. тенге/год
ВЛ 35кВ	68,770	4	3	2,75	2,063	4,813
Итого:	68,770			2,75	2,063	4,813

Стоимость электроэнергии.

Т = 13,25 тенге/кВт – тариф на электроэнергию

ТОО «Пауертранзит» заключает договора по поставке электроэнергии со следующими организациями:

$Т_{гор.сети\ (РЭК)}$= 3,5 тенге/кВт – тариф за передачу электроэнергии по городским сетям или РЭК

$Т_{эпо}$= 6,5 тенге/кВт – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией АО «Алматинские электрические станции»;

$Т_{НЭС}$= 2 тенге/кВт – тариф на передачу электроэнергии по Национальным электрическим сетям АО «KEGOC»

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж и прочие расходы подстанции:

$К_{п/ст}$=123850,78 млн. тенге

Капитальные вложения на оборудование, строительство, монтаж ЛЭП:

$К_{ЛЭП}$=68,770 млн. тенге

Суммарные капитальные вложения подстанции и ЛЭП:

$\sum К_{п/ст,ЛЭП}$=123850,78 +68,770 =123,920 млн. тенге

ТОО «Пауертранзит» может получить прибыль по двум составляющим:

1. Трансформация;
2. Покупка электроэнергии с целью перепродажи через торговые системы энергорынка.

5.4 Услуги за передачу электроэнергии

Затраты на амортизацию оборудования:

$$Z_{ам} = \sum К_{п/ст,ЛЭП} \times Н_{\%} = 123,920 \times 0,04 = 4,956 \text{ млн. тенге}$$

где $Н_{\%}$ = 2÷4% - норма амортизации

Другие затраты составят:

$$Z_{другие} = Z_{з/п} + Z_{обсл.} + Z_{ам} + Z_{с/э} + Z_{админ.} + Z_{прочие} = 100\ \%$$

где $Z_{з/п}$ – затраты на заработную плату персонала

$Z_{обсл.}$ – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП

$Z_{ам}$ – затраты на амортизацию

$Z_{с/э}$ – затраты на строительство, эксплуатацию

$Z_{админ.}$ – административные затраты

$Z_{прочие}$ – прочие затраты

Затраты на амортизацию могут достигать до 18%, а 82% составят другие затраты.

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят

$$Z_{передача}= (4,956/18)*82=22,577 \text{ млн. тенге}$$

$$\sum Z_{передача}=22,557+4,956=27,513 \text{млн.тг.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S = \frac{\sum Z_{передача}}{Э_{год}} = \frac{27,513}{104,356} = 0,26 \text{ тенге/кВт ч}$$

где $Э_{год}$=26089×4000=104,356 млн. кВт ч – годовое энергопотребление предприятия

Выручка ТОО «Пауертранзит» составит (0,26+0,026)×104356=29,845 млн. тенге

Тариф ТОО «Пауертранзит» за услуги по передаче электроэнергии с учетом рентабельности составит 10% за 1кВт ч.

Отсюда вычитываем 10% прибыли 29,845×0,1=2,984 млн.тенге

Уплата налога 20% и получаем чистую прибыль от передачи электрической энергии 2,984×0,8=2,387 млн. тенге

5.5 Выручка от покупки и перепродажи электроэнергии

ТОО «Пауертранзит» отпускает электроэнергию по тарифу ниже существующего в регионе. Он составляет 13,25 тг.

Выручка от объема передачи электроэнергии ТОО «Пауертранзит»

$V_{тоо «АЭС»} = Т \times Э_{год} = 13,25 \times 104,356 = 1,382717$ млрд. тенге

Из прогнозируемой выручки ТОО «Пауертранзит» произведет следующие выплаты:

- Выплаты городским сетям (РЭК) за передачу электроэнергии составят:

$$3,5 \times 104,356 = 365,246 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям (KEGOC) составят:

$$2,0 \times 104,356 = 208,712 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты электрогенерирующим предприятиям (АО «Алматинские электрические станции») составят:

$$6,5 \times 104,356 = 678314 \text{ млн. тенге}$$

- Выплаты по предоставление услуг по сбыту электрической энергии ТОО «Пауертранзит» составят:

$$13,25\text{-}3,5\text{-}2,0\text{-}6,5\text{-}0,286 = 0,96 \text{ тенге/кВт·ч}$$

$$0,96 \times 104,356 = 100,181 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$1382,717 – 365,246 – 208,712 – 678,314 – 29,845 = 100,6 \text{ млн. тенге}$$

Чистая прибыль за вычетом налога 20% составит:

$Ч_{Пр}$=Пр(1-0,2) = 100,6 × 0,8 = 80,48 млн. тенге

Общая полученная прибыль составит: 80,48+2,387 =82,867 млн. тенге

Полученная прибыль будет направлена на погашения по займу с банка, это составит 40% от чистой прибыли.

$$Пр = 82,867 \times 0,6 = 49,720 \text{ млн. тенге}$$

Расчеты эффективности обычно базируются на нулевом или первом году реализации инвестиционного проекта. Величины инвестиций и денежных потоков рассматриваются как годовые величины.

Система оценок делится на две группы:

Дисконтированные оценки или временные оценки.

Они включают в себя:

1. ЧПС (NPV) - чистая приведенная стоимость (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая приведенная прибыль);
- ИРИ (PI) - индекс рентабельности инвестиций;
- ВНП(IRR) - внутренняя норма прибыли(внутренняя норма доходности. Норма окупаемости);
- МВНП (MIRR) - модифицированная норма прибыли
- ДСОИ(DPP) - дисконтированный срок окупаемости инвестиций;

1. Простые оценки:

- СОИ(PP) - срок окупаемости инвестиций;
- КЭИ(ARR) - коэффициент эффективности инвестиций.

Необходимость использования всех методов оценки вызвана тем, что оценки по различным методам могут иметь противоречивый характер. Сравнивая оцени инвестиций по различным методам мы можем сделать выводы о приемлемости того или иного проекта.

Срок окупаемости сооружаемой подстанции и ЛЭП для ТОО «Пауертранзит» составит:

$$PP = \frac{\sum K_{n/cm,ЛЭП}}{Пр} = \frac{123{,}920}{49{,}720} = 2{,}5 \text{ лет.}$$

5.6 Определение NPV (чистой текущей стоимости)

Для определения NPV, необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю, для сравнения во времени. То есть NPV – это разница между суммой денежных поступлений порождаемых реализацией проекта и дисконтированных текущих стоимостей и всех затрат необходимых для реализации этого проекта.

Чистая приведенная стоимость определяется:

$$NPV = \sum_{1}^{n} \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \tag{6.7}$$

где CF – ежегодные денежные поступления;
n - годы реализации проекта;
I_o - полные суммарные инвестиции;
r – процентная ставка.

Результаты расчета чистой текущей стоимости сведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6- Результаты расчета чистой текущей стоимости

Годы	CF, млн. тенге	r (10%)	Текущая стоимость
0	-123,920	1	-123,920
1	49,720	0,909	45,195
2	49,720	0,826	41,068
3	49,720	0,751	37,339
4	49,720	0,683	33,958
			Σ=157,562
			NPV=16,758

Если $NPV > 0$, проект следует принять, если $NPV < 0$, проект должен быть отвергнут.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 4 лет.

Проектируемый энергообъект можем охарактеризовать следующими технико-экономическими показателями:

В таблице 5.7 сведены все техническо-экономические показатели энергообекта.

Таблица 5.7 - Технико-экономические показатели энергообъекта

установленная мощность	25 МВА
число часов использования максимальной нагрузки	4000 ч
годовой объем переданной электроэнергии	104,356 млн.кВт.ч
суммарные капиталовложения	123,920 млн. тенге
полная себестоимость передачи электроэнергии	0,96 тенге.
срок окупаемости	4 года

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции 35кВ и ЛЭП показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 123,920 млн. тенге и дисконтированной стоимости, составляющей 157,562 млн. тенге окупятся за 4 года, т.е. строительство можно считать экономически целесообразным.

Заключение

В данном дипломном проекте были рассмотрены перспектива развития электрических сетей 35 кВ Городской администрации г. Кашагай. Рассматривались на базе двух вариантов развития сети. Составлен и выбран конфигурации электрической сети для развития сетей. Расчитаны параметры электрической сети и режимы работы на программе RASTR WIN. Сделан технико-экономическое сравнение двух предложенных вариантов.

Результаты расчетов плказали, что двухцепной вариант сети является более предпочтительным перед предложенным аналогом в одноцепном исполнении, как с точки зрения инженерно-технологических решений, так и по экономическим показателям.

В разделе БЖД рассмотрена защита персонала подстанции от случайного прикосновения к токоведущим частям и разработана наружное освещения подстанции.

В экономическом разделе дипломной работы производится ряд расчетов, связанных с экономическими показателями рентабельности выбранного варианта сети.

Список литературы

1. Веников В.А. Переходные элекромеханические процессы в электрических системах. М: Высшая школа, 1985.
2. Волонской Н.В. и др. Освещение открытых пространств. Л. : Энергоатом издат,1981.
3. Георгиев Ю.Ф. , Яхъяев Э.А. Единные правила графического оформления студенческих работ. Методические указания к выполнению семестровых заданий, курсовых и дипломных проектов. Часть 1 и 2.А.,1993.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат,1985.
5. Гурьянов А.К. и др. Определение прибыли и рентабельности в энергосистеме. Методические указания к курсовому проектированию.А.-А.,1978.
6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети.М.: Энергоатомиздат,1989
7. Кнорринг Г.М. Осветительные установки. Л.: Энергоатомиздат,1981
8. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. Л. : Энергия,1979.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций : Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат,1989
10. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35÷750 кВ М: Минэнерго СССР,1979
11. Околович М.Н. Проектирование электрических станций М : Энергия,1982
12. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических вузов / Под ред. В.М.Блок. М.: Высшая школа,1990.
13. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. -6-е изд. , перераб. И доб. М.: Энергоатомиздат, 1986г.
14. Проектирование линий электропередач сверхвысокого напряжения / Г.Н. Александров,В.В. Ершевич, С.В. Крылов и др. ; Под ред. Г.Н. Александрова и Л.Л. Петерсона. Л : Энергоатомиздат 1983г.
15. Расчеты и анализ режимов работы сетей / Под ред.В.А Веникова. М : Энергия,1974
16. Рожкова Л.Д.,Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987
17. Сажин В.Н., Кожамкулов Э.К. Строительство и монтаж воздушных линий электропередачи. Методические указания к курсовому проектированию.А.-А., 1978
18. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред.С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро, М.: Энергоатомиздат, 1985г.