МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электрические станции сети и системы

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Методы расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях

Специальность 5В071800 Электроэнергетика

Выполнил (а) Шек В. А. (Фамилия и инициалы) Эу-13(б) (группа)

Научный руководитель Соколов С. С. д.т.н., профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Жакупов А. А.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «23» 05 20 16 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Байзакова С. Ж. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «24» 05 20 16 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Тергеусизова М. А., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «30» 05 2016 г.
(подпись)

Рецензент: Ахарцева Н. С. ведущий инженер управления АО АЖК.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____» _____ 20___ г.
(подпись)

Алматы 2016 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетика
Специальность 5В071800 Электроэнергетика
Кафедра Электрические станции сети и системы

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Шик Андрей Павлович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Методы расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях

утверждена приказом ректора № 165 от «20» ноября 2015 г.
Срок сдачи законченной работы «30» мая 2016 г.
Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

1 Схема питания РП-38
2 Схема распределительного пункта № 38
3 Данные по существующей средним нагрузкам РП №38 на 2015 год за зимний и летний период

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

1 Сравнительный анализ методов расчета потерь электроэнергии
2 Состояние и анализ распределительных сетей РК-2 г. Алматы
3 Определение потерь на участке электрических сетей, питающегося от РП-38, фидер №14
4 Определение потерь при установке компенсирующих устройств в РП-38, фидер №14
5 Анализ полученных результатов и определение срока окупаемости ИКБ
6 Экономическая часть
7 Безопасность жизнедеятельности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1 Постановка задачи работы
2 Сравнительный анализ методов расчета потерь
3 Схема питания РП-38
4 Схема фидера №14 РП-38. Нагрузки
5 Схема замещения, параметры линий и трансформаторов
6 Расчет потери электрической энергии фидера №14 РП-38 при существующих нагрузках 2015г
7 Расчет потери электрической энергии фидера №14 РП-38 при перспективных нагрузках 2028г
8 Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств
9 Расчет потери участка электрической сети РП-38, фидера №14 с НБК
10 Анализ полученных результатов потерь и определение сроков окупаемости КУ

Рекомендуемая основная литература

1 Лыкин А.В. Электрические системы и сети. - Логос, 2008
2 Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат 1989.
3 С.С. Рокотян «Справочник по проектированию электрических систем» - Энергоатомиздат, 1985.
4 Бурбела М.С. Потери в сетях низкого напряжения. - М: Экономика, 2013.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Байзакова С.Н.	24.05.2016	
Экономическая часть	Какупов А.А.	23.05.2016	

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Сравнительный анализ методов расчета потерь электроэнергии	09.11.15 -	
2	Состояние и анализ распределительных сетей РЭС-2 г. Алматы	02.12.15	
3	Определение потерь на участке электрических сетей, питающегося от РП-38, фидер №14	21.12.15	
4	Определение потерь при установке компенсирующих устройств в РП-38 фидер №14	11.01.16.	
5	Анализ полученных результатов и определение срок окупаемости НКБ	08.02.16.	
6	Экономическая часть	11.04.16.	
7	Безопасность жизнедеятельности	05.05.16.	

Дата выдачи задания «30» 05 2016 г.

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

Руководитель _____ Алексов С
(подпись) (Фамилия и инициалы)

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

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада шығынды есептеу әдістері қарастырылған. Алматы қаласының №14 ТЭС-2 таратушы, 38 беріліс жолының сұлбасы талданған. Берілген телімнің электр энергия шығынын есептеп, электр тораптарының келешегі және қазіргі жүктемесі қарастырылған. Шығынды төмендету мақсатында Реттелмейтін конденсатор батереясын орнату орындарының қуаты таңдалған. Өтемдік құрылғыларды орнатуға дейінгі шығындар бағаланған. Сонымен қатар дипломдық жобада Экономика және Өмір тіршілік қауіпсіздігі бөлімі де қарастырылған.

Аннотация

В дипломной работе рассматриваются методы расчета потерь. Произведен анализ схемы и данных по распределительному пункту 38, фидера №14, РЭС-2, г. Алматы. Произведен расчет потерь электрической энергии на данном участке электрических сетей с учетом существующих и перспективных нагрузок. С целью снижения потерь произведен выбор мощности и места установки НКБ. Оценены потери до установки КУ и после. Выполнен анализ полученных результатов. Так же в работе рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

Te diploma work deals with methods of calculation of losses . The analysis of the scheme and data distribution point 38 , the feeder №14 , REF - 2 , Almaty . Calculation of electric power losses in this sector electricity networks , taking into account existing and future loads. In order to reduce the losses produced by the choice of the power and place of the NCU installation . Estimated losses to install KU and after . The analysis of the results. Also in the work questions of economy and life safety .

Содержание

Введение 7
1 Сравнительный анализ методов расчета потерь электроэнергии 8
1.1 Структура потерь электроэнергии 8
1.2 Методы расчета потерь 16
1.3 Мероприятия по снижению потерь 35
1.4 Постановка задачи работы 36
2 Состояние и анализ распределительных сетей РЭС-2 г. Алматы 37
2.1 Район распределительных сетей «РЭС-2» 37
2.2 Выбор фидера для оценки потерь энергии 38
2.3 Структура и анализ нагрузок 39
3 Определение потерь на участке электрических сетей, питающегося от РП-38, фидер №14 41
3.1 Подготовка данных для расчета 41
3.2 Определение потерь на участке электрических сетей РП-38 с учетом сующих нагрузок на 2015 г. 43
3.3 Определение потерь на участке электрических сетей РП-38 при перспективных нагрузках на 2028 г 48
4 Определение потерь при установке компенсирующих устройств в РП-38, фидер №14 52
4.1 Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств 52
4.2 Расчет потерь участка электрической сети РП-38, Фидера №14 с НКБ 57
5 Анализ полученных результатов и определение срока окупаемости НКБ 61
6 Экономическая часть 62
6.1 Оценка мероприятий по снижению потерь энергий в городских электрических районных сетях 6 - 10 кВ 62
6.2 Расчет потребности в ресурсах 64
6.3 Эффективность внедрения компенсирующих устройств 65
7 Безопасность жизнедеятельности 66
7.1 Анализ опасности поражения электрическим током 66
7.2 Технические мероприятия обеспечивающие безопасность работ на электроустановках 74
7.3 Расчет естественного и искусственного освещения диспетчерского пункта 76
Заключение 82
Список литературы 83

Введение

Неотъемлемой составляющей комплекса научно-технических проблем электроэнергетики является рациональная компенсация реактивной мощности (КРМ), поскольку более трети реактивной мощности генерируется компенсирующими устройствами поблизости от потребителей электроэнергии. В результате в электрической системе существенно уменьшаются потери активной мощности, электроэнергии и напряжения. Дополнительные и значительные преимущества в отношениях дает оптимизация КУ в электрических сетях.

Вопрос о компенсации реактивной мощности представляет собой комплекс важных народнохозяйственных проблем, правильное решение которых означает в масштабах страны большую экономию денежных и материальных ресурсов.

Наиболее эффективным способом снижения потерь активной мощности, электроэнергии и потерь напряжения в электрических сетях является установка КУ у потребителей. Оптимальное решение соответствующей проблемы не только создает возможность существования максимальных режимов работы электрических систем за счет обеспечения баланса реактивной мощности как по системе в целом, так и в отдельных ее узлах, но и существенно дополнительно уменьшает все перечисленные потери, а также приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию сетей. Компенсация реактивной мощности является самым дешевым и одновременно самым эффективным средством повышения технико-экономических показателей электрических систем, уменьшая все виды потерь и капиталовложения на сетевые объекты и электростанции. Выбор компенсирующих устройств (КУ) заключается в определении их вида, номинальной мощности и мест установки в электрической сети при одновременном оптимальном использовании уже имеющихся источников реактивной мощности. К последним относятся электростанции, синхронные компенсаторы, системные батареи силовых конденсаторов, линии электропередачи, синхронные двигатели (СД). К устанавливаемым КУ потребителей будем относить батареи статических конденсаторов, а также синхронные двигатели, оптимальная загрузка которых по реактивной мощности определяется в процессе комплексного расчета. Технико-экономический эффект от правильно принятых решений оказывается весьма значительным, и наоборот - ошибки сопряжены с большим ущербом, для устранения которого часто требуются дополнительные капитальные вложения.

Проблема КРМ - ярко выраженная системная проблема, предусматривающая и необходимый охват расчетом практически всех сетевых уровней энергосистем, и взаимосвязь процессов компенсации с целым рядом смежных проблем- регулированием напряжения, повышением качества электроэнергии, надежностью работы энергосистем.

1 Сравнительный анализ методов расчета потерь электроэнергии

1.1 Структура потерь электроэнергии

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениям и т. п. Для целей анализа и нормирования потерь целесообразно использовать *укрупненную структуру потерь электроэнергии,* в которой потери разделены на составляющие исходя из их физической природы и специфики методов определения их количественных значений [1].

На основе такого подхода фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) *технические потери электроэнергии*, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах сетей. Теоретически технические потери могут быть измерены при установке соответствующих приборов, фиксирующих поступление и отпуск электроэнергии на рассматриваемом объекте. Практически же оценить действительное их значение с приемлемой точностью с помощью средств измерения нельзя. Для отдельного элемента это объясняется сравнительно малым значением потерь, сопоставимым с погрешностью приборов учета. Например, измерение потерь в линии, фактические потери энергии в которой составляют 2 %, с помощью приборов, имеющих погрешность ±0,5 %, может привести к результату от 1,5 до 2,5 %. Для объектов, имеющих большое количество точек поступления и отпуска электроэнергии (электрическая сеть), установка специальных приборов во всех точках и обеспечение синхронного снятия их показаний практически нереальна (особенно для определения потерь мощности). Во всех этих точках счетчики электроэнергии и так установлены, однако мм не можем сказать, что разность их показаний и есть действительное значение технических потерь. Это связано с территориальной разбросанностью многочисленных приборов и невозможностью обеспечения полного контроля правильности их показаний и отсутствия случаев воздействия на них других лиц. Разность показаний этих приборов представляет собой *фактические потери,* из которых следует выделить искомую составляющую. Поэтому можно утверждать, что измерить технические потери на реальном сетевом объекте нельзя. Их значение можно получить только расчетным путем на основе известных законов электротехники;

2) *расход электроэнергии на СН подстанций,* необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала. Этот расход регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН подстанций;

3) *потери электроэнергии, обусловленные погрешностями ее измерения (недоучет электроэнергии, метрологические потери)*. Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы приборов, используемых для измерения энергии (ТТ, ТН и самих электросчетчиков). В расчет метрологических потерь включают все приборы учета отпуска электроэнергии из сети, в том числе и приборы учета расхода электроэнергии наСН подстанций;

4) *коммерческие потери,* обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и, как следствие, не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяют как разницу между фактическими потерями и суммой первых трех составляющих.

Три первые составляющие укрупненной структуры потерь обусловлены технологическими потребностями процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска. Сумма этих составляющих хорошо описывается термином *технологические потери.* Четвертая составляющая - коммерческие потери - представляет собой воздействие «человеческого фактора» и включаете себя все проявления такого воздействия: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, потребление энергии помимо счетчиков, неуплату или неполную оплату показаний счетчиков, определение поступления и отпуска электроэнергии по некоторым точкам учета расчетным путем (при несовпадении границ балансовой принадлежности сетей и мест установки приборов учета) и т. п.

Структура потерь, в которой укрупненные составляющие потерь сгруппированы по различным критериям:

Каждая составляющая потерь имеет свою более детальную структуру.

Нагрузочные потери включают в себя потери:

- в проводах линий передачи;
- в трансформаторах тока;
-в соединительных проводах и шинах распределительных устройств (РУ) подстанций.

Последние две составляющие в силу отсутствия практики их поэлементных расчетов и незначительной величины обычно определяют на основе удельных потерь, рассчитанных для средних условий, и включают в состав *условно-постоянных потерь.*

Потери холостого хода включают в себя постоянные (не зависящие от нагрузки) потери:

- в компенсирующих устройствах (синхронных и тиристорных компенсаторах, батареях конденсаторов и шунтирующих реакторах);
- в оборудовании системы учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках и соединительных проводах);

- в вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжения;
- в устройствах присоединения высокочастотной связи (ВЧ-связи);
изоляции кабелей.

Потери, обусловленные погодными условиями (климатические потери) включают в себя три составляющие:

потери оттоков утечки по изоляторам ВЛ; расход электроэнергии на плавку гололеда.

Расход электроэнергии на СН подстанций обусловлен режимами работы различных (до 23) типов ЭП. Этот расход можно разбить на шесть составляющих: на обогрев помещений; вентиляцию и освещение помещений:

- системы управления подстанцией и вспомогательные устройства синхронных компенсаторов;
- охлаждение и обогрев оборудования;
- работу компрессоров воздушных выключателей и пневматических приводов масляных выключателей;
- текущий ремонт оборудования, устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), дистилляторы,
- вентиляцию закрытого распределительного устройства (ЗРУ),
- обогрев и освещение проходной (прочий расход).

Погрешности учета электроэнергии включают составляющие, обусловленные погрешностями измерительных ТТ, ТН и электрических счетчиков. *Коммерческие потери* также могут быть разделены на многочисленные составляющие, отличающиеся причинами их возникновения.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть *физического* и *экономического* характера. Некоторые специалисты считают, что расход электроэнергии на СН подстанций надо относить к отпуску электроэнергии, а остальные составляющие - к потерям. Расход на СН подстанций по характеру использования электроэнергии действительно ничем не отличается от ее использования.

Погрешности в трансформаторах тока.

Допустимые погрешности в трансформаторах тока в соответствии с гост 7746 нормируются в 3х точках, соответствующих токовой загрузке ТТ на 100%, 20%, 5%. Одной из особенностей ТТ заключается в том, что при малых нагрузках погрешность может превышать класс точности в 1,5-3 раза.

Для оценки систематической погрешности ТТ и ТН используют 2 фактора, достоверно известных при проведении конкретного расчёта:

1. $cos\varphi$;
2. токовая нагрузка трансформатора.

Токовая нагрузка в ночные часы низкая, в дневные гораздо больше, поэтому в одном периоде погрешность будет положительная, в другом – отрицательная, в то время, как угловая погрешность положительна. При низких $\cos\varphi$ угловая погрешность может даже перекомпенсировать токовую,

приводя к переучёту. Зависимость погрешностей трансформаторов тока от нагрузки первичной цепи приведена на рисунке 1.2.

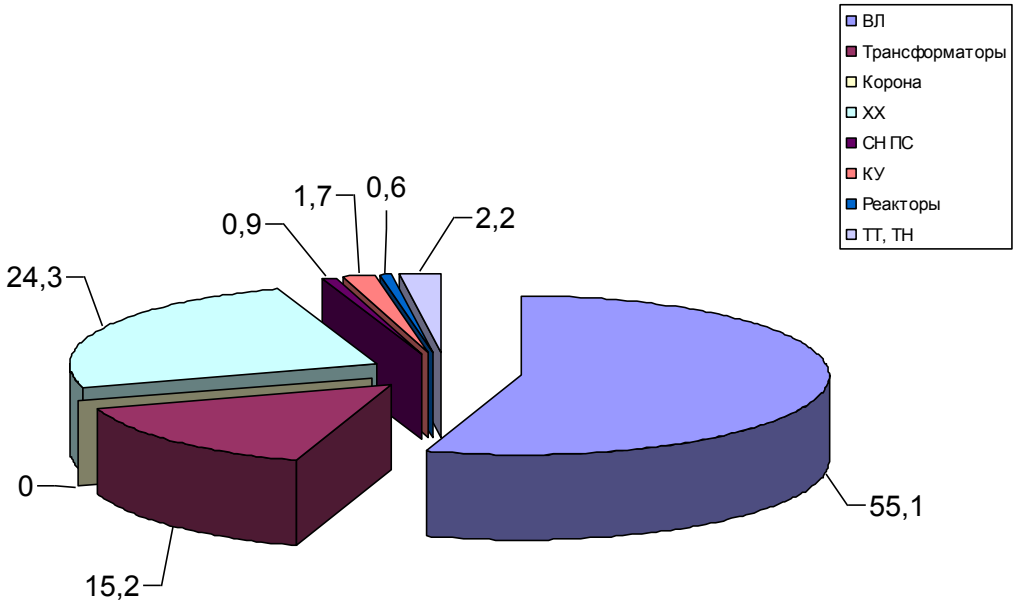


Рисунок 1.1 – Структура потерь электрической энергии РЭК, на напряжение 6-10кВ, %

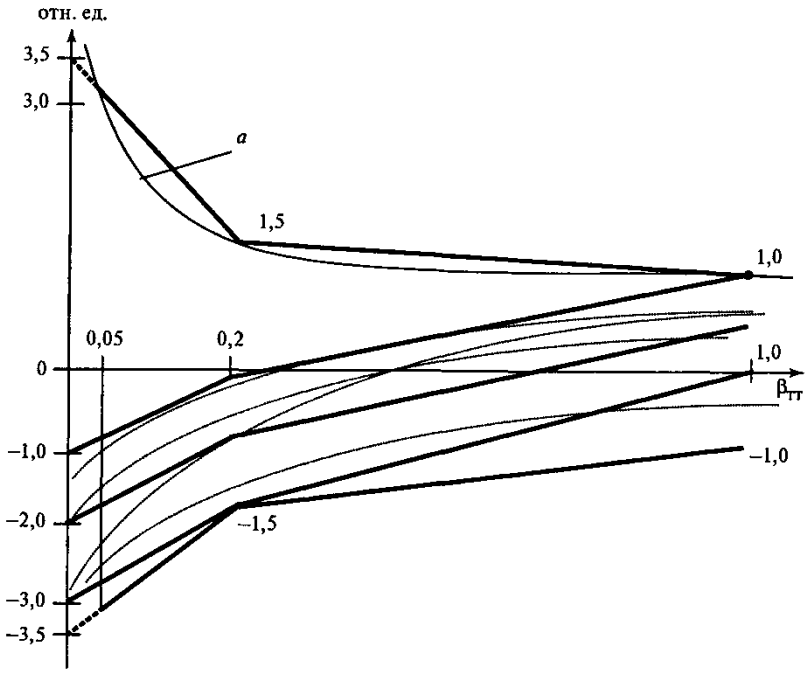


Рисунок 1.2 – Зависимость погрешностей трансформаторов тока от нагрузки первичной цепи

В отличии от трансформаторов тока, погрешности в трансформаторах напряжения имеют практически постоянную величину, не зависящую от параметров внешней цепи и определяющаяся следующими факторами:

1. Загрузка вторичной цепи

2. Потерями между соединительными проводами и счётчиком.

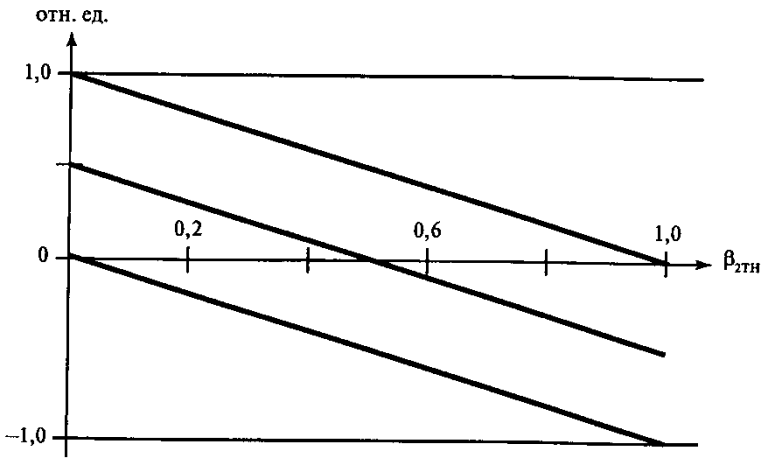


Рисунок 1.3 – Зависимость погрешностей трансформаторов напряжения от нагрузки вторичных цепей

Как видно из графика, перегрузка вторичных цепей, приводит к отрицательной систематической погрешности. Угол между током и напряжением во вторичных цепях (на счетчике) будет отличаться от угла в первичной цепи на разность сдвигов углов ТТ и ТН. Если ТТ типа ТПЛ-10 работает при токовых загрузках от 5 до 20 %, то, в соответствии с табл. 4.1, угол сдвига вектора тока составит в среднем 34 мин. Трансформатор напряжения сдвинет угол вектора напряжения в обратную сторону на 10 мин. В результате угол между векторами тока и напряжения на вторичной стороне будет на 24 мин меньше угла на первичной стороне. Чем меньше угол, тем больше активная составляющая тока и меньше реактивная, поэтому угловая погрешность приводит к некоторой компенсации токовой погрешности.

Погрешности в счётчиках.

Погрешности в счётчиках обуславливаются следующими факторами:

1. Увеличение отрицательной погрешности любого вида индукционного счётчика (вне зависимости от его возраста) с каждым годом на величину его класса точности. К примеру: у бытовых потребителей срок службы счётчика составляет 10 лет при классе точности 2,5 . Это означает, что суммарная отрицательная погрешность к десятому году службы составит 5%. По данным исследований, отрицательная погрешность в бытовом секторе составляет от 4,8% до 5,1%

2. Недоучёт энергии так же обуславливается свойством индукционных счётчиков обладать пороговой чувствительностью, т.е. диск счётчика начинает вращаться только ппри протекании по нему какого-либо минимального тока.

Потери от погрешности средств измерения составляют от -4,4 до 0,8 Млн. кВт ч./год, или в среднем -3,47% от общих потерь. Единственным

возможным мероприятием по снижению потерь в связи с недоучётом электроэнергии в сетях 6-10 кВ являются:

1. установка счётчиков повышенного класса точности бытовых потребителей

2. Замена старых счётчиков (чей срок службы превысил 10 лет) на новые, цифровые.

Расход на собственные нужды подстанций.

К собственным нуждам подстанции относится потребление энергии электроприёмниками на подстанции, обеспечивающими нормальную работу её оборудования. Приёмники данного типа питаются от сети 220/380 В, получаемого от трансформатора СН 6-10/0,4 кВ. Нормирование расхода электроэнергии на СН подстанции осуществляется с целью его контроля и выявления мест его нерационального использования. Численные значения норм зависят от климатических условий . Все расходы на СН делятся на 4 основные группы:

1.Для обогрева помещений

2. Для обогрева оборудования

3. Для освещения

4. Остальные электроприёмники.

К обогреву помещений относятся расходы на:

1. Обогрев оперативно – выездных бригад

2.Обогрев КРУ

3. Обогрев воздухосборников

К обогреву оборудования относятся:

1. Обогрев выключателей

2. Обогрев Приводов отделителей

3. Обогрев ячеек КРУН

4. Обогрев электродвигательных приводов разъединителей.

К освещению относятся:

1. Внутреннее освещение

2. Внешнее освещение

К остальным электроприёмникам относятся:

1. Общестанционный расход.

Годовой расход электроэнергии в сетях 6-10 кВ составляет 4,1 Млн. кВт ч./год, или 7,9% от общих потерь. Мероприятий по снижению расхода на СН подстанций 35 кВ на данный момент не существует.

Потери в трансформаторах тока.

Потери в трансформаторах тока относятся к нагрузочным потерям потому, что зависят от квадрата фактического тока. При токовой нагрузке ТТ, равной 50% номинального первичного тока, потери составляют 25% от номинальных. Мощность, потребляемая ТТ, определяется суммой шести составляющих:

1. Потери в первичной обмотке
2. Потери в магнитной системе
3. Потери во вторичной измерительной обмотке

4. Потери во вторичной защитной обмотке
5. Потери в нагрузке вторичной измерительной обмотки
6. Потери в нагрузке вторичной защитной обмотки.

Потери в высокочастотных заградителях

По проводам линии электропередач, кроме тока промышленной частоты также передают сигналы высокочастотной связи. Для ослабления сильного шунтирующего действия оборудования подстанции на сигналы ВЧ связи, перед шинами подстанций устанавливают высокочастотные заградители (ВЗ), запирающие сигналам ВЧ связи путь на шины подстанции. ВЗ представляет собой реакторы с небольшим сопротивлением. Наиболее правильным способом учёта потерь в ВЗ является включение его сопротивления в расчётную схему. Потери мощности в ВЗ разных типов составляют от 0,14 до 40 кВт.

Нагрузочные потери обусловлены потерями в сетевом оборудовании 6-10 кВ во время протекании нагрузки. К нагрузочным потерям относятся

- потери в конденсаторах ВЧ – связи;
- вентильных разрядниках(РВ), ограничителях перенапряжения (ОПН);
- трансформаторах тока (ТТ);
- трансформаторах напряжения (ТН).

Потери в конденсаторах ВЧ связи являются практически постоянными.

Потери в соединительных проводах и сборных шинах РУ

Потери в этом оборудовании определяются сечениями и длиной проводника на территории подстанции и их нагрузками.В таблице приведены значения для средних сечений и суммарных длин проводников на подстанциях 6-10кВпри условии работы 4000 ч/год. В нашем случае данные относятся только к распределительным пунктам, т.к. на обычных ТП протяженность соединительных проводов мала и потери в них принимаю равными нулю. В таблице 1.1 представлены расчетные потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах на подстанции.

Таблица 1.1 – Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций

Номинальное напряжение, кВ	Средняя продолжительность соединительных проводов и сборных шин на подстанции. М	Расчетные сечения, мм^2	Потери электроэнергии. тыс. кВт·ч в год
6-20	50	70	1,3

Потери в токоограничивающих реакторах

По своей конструкции токоограничивающие реакторы схожи с высокочастотными заградителями. В паспортных данных потери в реакторах приводятся в виде удельных потерь мощности на фазу при номинальном токе.

Потери в компенсирующих устройствах.

Для компенсации реактивной мощности в сетях 6-10 кВ могут использоваться следующие виды оборудования :

1. Батареи статических конденсаторов (БСК)
2. Статические тиристорные компенсаторы (СТК)
3. Синхронные компенсаторы (СК).

Синхронные компенсаторы не применяются в Алматинских распределительных сетях, ввиду их большой стоимости, следовательно далее рассматриваться не будут.

Таблица 1.2 – Расчетные потери электроэнергии в компенсирующих устройствах

Вид оборудования	Потери энергии, тыс.кВт в год, при номинальной мощности КУ, МВА								
	5	7	10	15	30	50	100	16	320
СК	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260
БСК	30	45	60	90	180	300	600	960	1920
СТК	120	180	240	360	720	1200	2400	3840	7680

В общем потери в компенсирующих устройствах составляют от 3,0 до 3,4 млн кВт ч в год, что составляет 6, 17 % от общих потерь.

Потери в изоляции кабельных линий

Величина потерь в кабельных линиях определяется формулой

Величина потерь в кабельных линиях распределительных сетей 6-10 кВ зависит от следующих факторов:

1. Длина кабеля
2. Год производства кабеля.
3. Возраст кабеля. Данный критерий основан на совершенствовании производства изоляционных материалов. В 1960 году тангенс угла диэлектрических потерь в новых кабельных линиях составлял 0,011. Для современных кабельных линий эта величина составляет 0,003. Для эксплуатируемых в наше время кабелей $tg\delta$ =0,008
4. Сечение кабеля В сети 6-10 кВ применяются следующие виды сечений кабельных линий: 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240. Чем больше сечение кабеля, тем большие потери возникают в нём в нагрзочном режиме, как это можно видиь из графиков зависимости потерь от удельного сечения кабеля :

В общем потери в кабельных линиях составляют от 0,1 млн кВт ч в год, что составляет 0,19 % от общих потерь

Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий.

Суммарные потери от токов утчечки по изоляторам зависят от следующих факторов:

1. СЗА (степень загрязнённости атомосферы, для Алматы принимается равным 5).
2. Количество изоляторов на опорах ВЛ (в сятях 6-10 кВ среднее количество изоляторов равно 1).
3. Минимальная длина пути тока утечки (выбирается по уровню СЗА и для сетей 6-10 кВ равна 1 о.е.).
4. Значения напряжения, приходящегося на один изолятор (для сетей 6 кВ -на один изолятор приходится напряжение в 1,8 кВ, для сетей 1- кВ оно равно 2,9 кВ).
5. Среднее число опор на 1 км линии (для сетей 6-10 В на 1 км линии в среднем приходится 13 опор).

Подытожив всё вышесказанное и сделав вычисления (таблица 1.3), можно прийти к выводу, что потери в кабельных линиях сетей 6-10 кВ составляют в среднем 0,3 млн кВт ч в год, что составляет 0,58 % от общих потерь.

Таблица 1.3 – Потери электроэнергии

Технические потери в сетях 6-10 кВ, в том числе:	51,9	
Нагрузочные	15,7	30,25%
Холостого хода	32,1	61,85%
Из-за токов утечки по изоляторам	0,3	0,58%
В Изоляции кабельных линий	0,1	0,19%
В Компенсирующих устройствах	3,2	6,17%
В измерительных трансформаторах 6-10 кВ, присоединённых к подстанциям 35 кВ и выше после счётчиков технического учёта на вводах 6-10 кВ и силовых трансформаторах	0,5	0,96%
Расход на СН	4,1	7,90%
Недоучёт	-1,8	-3,47%

1.2 Методы расчета потерь

1.2.1 Аналитические методы

Метод неопределенных множителей Лагранжа.

Решение задач условной оптимизации значительно сложнее решения задач безусловной оптимизации. Естественно стремление сведения задачи условной оптимизации (поиска относительного экстремума) к более простой задаче безусловной оптимизации (поиска абсолютного экстремума). Такая

процедура осуществляется в методе Лагранжа. Рассмотрим сущность этого метода.

Необходимо найти условный экстремум нелинейной функции

$$Z(x1, x2, \ldots xn) \rightarrow extr \qquad (1.1)$$

n переменных, при т ограничениях

$$f1(x1, x2, \ldots xn) \geq b1, \qquad (1.2)$$

$$f2(x1, x2, \ldots xn) = b2, \qquad (1.3)$$

$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$$

$$fm(x1, x2, \ldots xn) \leq bm.$$

Ограничения-неравенства преобразуются в равенства, а свободные члены переносятся в левые части ограничений, т.е. система приводится к виду

$$f1(x1, x2, \ldots xn, b1) = 0,$$
$$f2(x1, x2, \ldots xn, b2) = 0,$$
$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$$
$$fm(x1, x2, \ldots xn, bm) = 0. \qquad (1.4)$$

В соответствии с методом Лагранжа вместо относительного экстремума функции при ограничениях ищется абсолютный экстремум функции Лагранжа, которая имеет следующий вид:

$$L = Z(x1, x2, \ldots xn) + \lambda 1\, f1(x1, x2, \ldots xn, b1) + \lambda 2\, f2(x1, x2, \ldots$$

$$xn, b2) + \ldots + \lambda m fm(x1, x2, \ldots xn, bm) \rightarrow extr, \qquad (1.5)$$

где $\lambda 1, \lambda 2, \ldots \lambda m$- неопределенные множители Лагранжа, являющиеся, как и переменные $x1, x2, \ldots x\,n$, искомыми переменными.

Видно, что в функцию Лагранжа входит целевая функция плюс каждое ограничение, умноженное на множитель Лагранжа.

Доказано, что относительный экстремум целевой функции при ограничениях совпадает с абсолютным экстремумом функции Лагранжа.

Поиск абсолютного экстремумам функции выполняется известными методами. В частности, определяются и приравниваются к нулю частные производные функции Лагранжа:

$$
\begin{aligned}
&\partial L/\partial x_1 = \partial Z/\partial x_1 + \lambda_1 \partial f_1 / \partial x_1 + \lambda_2 \partial f_2 / \partial x_1 + ... \lambda_m \partial f_m / \partial x_1 = 0 \\
&\partial L/\partial x_2 = \partial Z/\partial x_2 + \lambda_1 \partial f_1 / \partial x_2 + \lambda_2 \partial f_2 / \partial x_2 + ... \lambda_m \partial f_m / \partial x_2 = 0 \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
&\partial L/\partial \lambda_1 = f_1(x_1, x_1 ..... x_n, b_1) = 0 \\
&\partial L/\partial \lambda_2 = f_1(x_1, x_1 ..... x_n, b_2) = 0 \\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\
&\partial L/\partial \lambda_m = f_1(x_1, x_1 ..... x_n, b_m) = 0
\end{aligned}
\qquad (1.6)
$$

Последние m уравнений представляют собой ограничения оптимизационной задачи.

Система содержит (m+n) уравнений и такое же количество неизвестных.

Решение системы даст координаты абсолютного минимума функции Лагранжа или относительного минимума целевой функции при ограничениях Решение системы выполняется известными методами вычислительной математики.

Если система линейная, используется, как правило, метод Гаусса. Если система нелинейная - метод Ньютона.

Матричный метод расчета потокораспределения мощности.

Рассмотрим методику разделения потерь в сети произвольной конфигурации, имеющей M ветвей и N независимых узлов ,использую теорию матричных методов расчета режима электрических сетей./6/

Токи в ветвях сети через токи в узлах определяется следующим матричным уравнением:

$$
\boldsymbol{I = Y_B \cdot M_t \cdot Z \cdot J_D \cdot n,} \qquad (1.7)
$$

где I столбцевая матрица токов в ветвях,

Yb Диагональная матрица проводимости ветвей

Z Матрица собственных и взаимных сопротивлений

Jd Диагональная матрица узловых токов

Mt Первая матрица инсценций(матрица соединения узлов).

Выражение (1.7) позволяет определить составляющие узловых токов в суммарных токах по ветвям схемы, или матрицу коэффициентов токораспределения. Через матрицу коэффициентов токораспределения потерь от задающих токов определяется выражением:

$$
\Delta P = RbC(I * I) \quad , \qquad (1.8)
$$

где С-матрица токораспределения, определяемая выражением

$$
C = YbMZ \qquad (1.9)
$$

Для распределительных сетей ,работающих по разомкнутой схеме .

$$C = M^{-1}, \tag{1.10}$$

Составляющие потери мощности в матричном виде:

$$\Delta p(ij) = Cij * Iij^2, \tag{1.11}$$

где Cij --- элементы матрицы коэффициентов распределения i - номер узла, j - номер ветви,.

Iij - составляющие токов в ветвях от узловых токов

Ri - диагональная матрица сопротивлений ветвей.

Просуммировав элементы матрицы (1.11) по строкам, получим значения потерь по ветвям, а по столбцам –значения потерь ,отнесенных на соответствующие узлы.

Следует отметить ,что данная задача значительно упрощается для распределительных сетей ,работающих в разомкнутом режиме. В этом случае составляющие токи в ветвях от протекания узловых активных и реактивных токов имеют одинаковые направления и при неизменных модулях практически не зависят от фазы между током и напряжением, что позволяет рассматривать две независимые матрицы распределения активных и реактивных токов.

$$\begin{aligned} I &= C \cdot J_D, \\ P &= C \cdot (P_H), \\ Q &= C \cdot (Q_H). \end{aligned} \tag{1.12}$$

С учетом вышеуказанного упрощения распределение активных и реактивных потерь мощностей в сети от узловых мощностей определяется выражениями:

Потери активной мощности от протекания активной мощности в сети определяются в матричном виде:

$$\Delta P = [C \cdot (P_н)] \cdot R_B \cdot [C \cdot (P_H)], \tag{1.13}$$

$P_н$- диагональная матрица значений реактивной нагрузки в узлах.

Потери активной мощности от протекания реактивной мошности в сети определяются в матричном уравнении.

$$\Delta P = [C \cdot (Q_н)] \cdot R_B \cdot [C \cdot (Q_H)], \tag{1.14}$$

где $Q_н$- диагональная матрица значений реактивной нагрузки в узлах

R_B- диагональная матрица значений сопротивлений ветвей.

Полученные распределения потерь активной мощности по узлам сети от реактивной мощности нагрузки в узлах позволяет найти те узлы, которые создают наибольшие потери. Установка компенсирующих устройств в этих узлах позволяет получить максимальное снижение потерь при принятой степени компенсации реактивной мощности для рассматриваемого участка сети.

С помощью метода градиентного спуска и метода множителей Лагранжа можно определить оптимизационные задачи по размещению конденсаторных установок в распределительной сети с ограничением по мощности установок, но во многих случаях из большой размерности и неоднородности уравнений установившихся режимов электрической сети получить строгое аналитическое решение не представляется возможным ,поэтому данные два метода для практических расчетов не применяются.

Нахождение узлов оптимальных по эффективности компенсации реактивной мощности можно найти применением матричного метода токораспределения по ветвям ,который позволит определить узлы создающте наибольшие потери мощности во всей сети.

1.2.2 Прямые методы расчета потерь

Метод характерных суточных режимов.

По этому методу намечают характерные сутки в пределах расчетного периода Т. Для каждых из выбранных суток составляют графики нагрузок, которые представляют в виде ступенчатых линий, причем на каждой ступени графика нагрузка остается неизменной. Тогда потери энергии за соответствующие характерные сутки можно определить по формуле:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i t_i = 3R \sum_{i=1}^{n} I_i^2 t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^{n} S_i^2 t_i , \qquad (1.15)$$

где I_i, S_i - ток и мощность на i-й ступени графика нагрузки;

t_i - продолжительность ступени;

n - число ступеней суточного графика.

Годовые потери электроэнергии составят:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^{m} \Delta W_{xj} n_{xj} , \qquad (1.16)$$

где m – число намеченных характерных суток;

n_{xj} – число j –х характерных суток.

В качестве характерных могут быть рабочие и выходные зимние, летние, весенние и осенние сутки, т. е. 8 суток. Тогда $m = 8$.

Для приближенных расчетов ориентируются лишь на характерные зимние и летние сутки. Тогда потери энергии

$$\Delta W = \Delta W_з n_з + \Delta W_л n_л, \qquad (1.17)$$

где $\Delta W_з$, $\Delta W_л$ - потери энергии за характерные зимние и летние сутки;

$n_з, n_л$ - число зимних и летних характерных суток, обычно принимается $n_з = 213$, $n_л = 152$.

В условиях эксплуатации графики нагрузки формируются на основе специальных замеров в характерные сутки года. При проектировании сетей расчетные нагрузки могут быть определены лишь приближенно, поэтому вычисленные потери также являются приближенными. К недостаткам метода относится то, что он предполагает использование графиков полной, а не активной мощности, которые являются менее точными. Кроме того, на результатах расчета отражается изменение схемы сети в течение года, динамика нагрузок, изменение нагрузок электростанций и др. Поэтому потери энергии, рассчитанные за характерные сутки, не остаются неизменными в течение всего характерного для этих суток периода. Те не менее, метод характерных режимов можно считать одним из наиболее точных. Он рекомендуется при расчете потерь в основных сетях энергосистемы, а также в качестве эталона для сравнения с другими методами. Для повышения точности расчета годовых потерь, рассчитанных по формулам (1.69) или (1.17), рекомендуется использовать коэффициент нерегулярности $k_{сх}$, учитывающий влияние вынужденных режимов из-за изменения схемы:

$$\Delta W_{сх} = \Delta W k_{сх}. \qquad (1.18)$$

Значение коэффициента $k_{сх}$ может быть принято равным 1,04 - 1,08.

В тех случаях, когда затруднительно определить потери электроэнергии ΔW_{xj} (формула (1.18) за характерные сутки, можно применить подход, основанный на расчете характерных режимов. Тогда годовые потери электроэнергии находятся по формуле:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^{k} \Delta P_j \Delta t_j, \qquad (1.19)$$

где ΔP_j - нагрузочные потери мощности j-ом режиме;

Δt_j - продолжительность j-го режима;

k - число выбранных характерных режимов.

Основной недостаток такого подхода заключается в трудности обоснования каждого характерного режима и особенно его продолжительности.

Метод средних нагрузок.

Нагрузочные потери электроэнергии за рассматриваемый период времени T находят по формуле:

$$\Delta W = \Delta P_{ср} T, \tag{1.20}$$

где $\Delta P_{ср}$ - потери активной мощности при средних нагрузках сети.

В условиях эксплуатации средние нагрузки находятся на основании измерений активного W_a и реактивного W_p электропотребления:

$$P_{ср} = \frac{W_a}{T}, \tag{1.21}$$

$$Q_{ср} = \frac{W_p}{T}. \tag{1.22}$$

Приближенно, а также при перспективных расчетах, когда измерить W_a и W_p невозможно, они могут быть определены по формулам:

$$P_{ср} = \frac{P_{нб} + P_{нм}}{2}, \tag{1.23}$$

$$Q_{ср} = \frac{Q_{нб} + Q_{нм}}{2}, \tag{1.24}$$

где $P_{нб}$, $Q_{нб}$ - мощности в режиме наибольших нагрузок;

$P_{нм}$, $Q_{нм}$ - мощности в режиме наименьших нагрузок за период времени T.

Таким образом, для определения потерь энергии необходимо составить схему сети со средними нагрузками, найти потокораспределение, а по нему — средние потери мощности.

Формула (1.24), однако, позволяет оценить базовую составляющую потерь электроэнергии. Вместе с тем, характер графиков нагрузки отдельных узлов может быть различным, что будет отражаться на потоках мощности по ветвям схемы в различных режимах и, соответственно, на потерях электроэнергии. Для учета этого обстоятельства в формулу потерь энергии вводят коэффициент формы графика нагрузки:

$$\Delta W = \Delta P_{ср} T k_{ф}^2. \quad (1.25)$$

Этот коэффициент связывают со временем использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$:

$$k_{ф} = \frac{1090}{T_{нб}} + 0{,}876. \quad (1.26)$$

Для участков разомкнутой сети $T_{нб}$ для активной или полной мощности может быть определено как средневзвешенное на основании известного времени наибольшей нагрузки каждого из n узлов $T_{i,нб}$, который питается по данному участку сети:

$$T_{ср.вз} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_i T_{iнн}}{\sum_{i=1}^{n} P_i}, \quad (1.27)$$

где P_i - нагрузка i-го узла.

В замкнутой сети $T_{ср.вз}$ приходится определять весьма грубо по P_i и $T_{i,нб}$ всех узлов. Другим способом в замкнутой сети коэффициент формы для каждого участка сети может быть найден по выражению:

$$k_{ф} = \sqrt{1 + \frac{3(1 - k_{мин})^2}{4(1 + k_{мин})^2}}, \quad (1.28)$$

где $k_{мин}$ представляет собой отношение наименьшей нагрузки к наибольшей на данном участке сети:

$$k_{мин} = \frac{P_{нм}}{P_{нб}} \quad (1.29)$$

или

$$k_{мин} = \frac{S_{нм}}{S_{нб}}. \quad (1.30)$$

По данным коэффициент формы $k_{ф}$ для реальных графиков нагрузки сетей 10 - 110 кВ находится в диапазоне 1,05 - 1,15.

Данный метод может быть использован для оценки потерь электроэнергии в замкнутых сетях напряжением 110 кВ и выше. Однако его применение ограничено в случаях оценки изменения потерь при рассмотрении различных путей по их снижению.

Метод среднеквадратичных параметров режима.

В данном методе используется искусственный прием, заключающийся в замене реальной нагрузки участка сети, изменяющейся во времени в течение периода T, некоторой среднеквадратичной нагрузкой, неизменной за период T и дающей те же самые потери электроэнергии. В качестве нагрузки может использоваться ток или полная мощность.

$$\Delta W = 3R\int_0^T I^2(t)dt = 3RI_{ск}^2 T \tag{1.31}$$

или

$$\Delta W = \frac{R}{U^2}\int_0^T S^2(t)dt = \frac{R}{U^2} S_{ск}^2 T, \tag{1.32}$$

где $I_{ск}$, $S_{ск}$ - среднеквадратичные ток и мощность.

Из формул (2.47) и (2.48) следует:

$$I_{ск} = \sqrt{\frac{\int_o^T I^2(t)dt}{T}} \tag{1.33}$$

или

$$S_{ск} = \sqrt{\frac{\int_o^T S^2(t)dt}{T}}, \tag{1.34}$$

т. е. среднеквадратичные параметры режима $I_{ск}$ и $S_{ск}$ зависят от характера графиков нагрузки $I(t)$ и $S(t)$.

Конечно, если известны графики нагрузки участка сети, то лучше использовать непосредственно метод расчета характерных режимов. Однако, если однажды заблаговременно провести исследования и установить связь между среднеквадратичными параметрами режима и параметрами графиков нагрузки, то в дальнейшем многочисленные расчеты потерь электроэнергии существенно упрощаются. Так, установлена эмпирическая зависимость вида:

$$I_{ск} = I_{нб}\left(0{,}12 + T_{нб} \cdot 10^{-4}\right), \qquad (1.35)$$

где $I_{нб}$ - наибольше значение тока из графика нагрузки, являющееся характерной величиной и используемое для других целей (выбора площади сечения проводов, проверки их по допустимому току нагрева и др.).

Известна также зависимость среднеквадратичного тока от среднего тока и коэффициента формы графика нагрузки:

$$I_{ск} = k_ф I_{ср}, \qquad (1.36)$$

где значение $I_{ср}$ за время T равно

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}{\sqrt{3}UT}. \qquad (1.37)$$

Таким образом, по методу среднеквадратичных параметров нагрузочные потери электроэнергии находятся по формулам:

$$\Delta W = 3I_{ск}^2 RT \qquad (1.38)$$

или

$$\Delta W = \frac{S_{ск}^2}{U^2} RT. \qquad (1.39)$$

На практике метод среднеквадратичных параметров может быть использован при определении нагрузочных потерь электроэнергии в разомкнутых распределительных сетях напряжением 6 - 35 кВ. Что касается замкнутых сетей напряжением 110 кВ и выше, то его вряд ли можно рекомендовать, т.к. в них нет тесной корреляционной связи между $T_{нб}$, $k_ф$ и параметрами графиков нагрузки в узлах электрической сети.

Метод времени наибольших потерь.

Метод основан на определении так называемого времени наибольших потерь τ, в течение которого при пропускании по сети наибольшей неизменной нагрузки получаются те же потери электроэнергии, что и при переменной нагрузке в соответствии с действительным графиком нагрузки за рассматриваемый период Т. Такая замена действительного режима нагрузки сети на искусственный с неизменной наибольшей нагрузкой позволяет с использованием формулы (1.39) записать следующие уравнения:

$$\Delta W = 3R\int_0^T I^2(t)dt = 3RI_{нб}^2\tau \qquad (1.40)$$

или

$$\Delta W = \frac{R}{U^2}\int_0^T S^2(t)dt = \frac{R}{U^2}S_{нб}^2\tau, \qquad (1.41)$$

где $I_{нб}$, $S_{нб}$ - наибольшие ток и мощность.

Отсюда время наибольших потерь

$$\tau = \frac{\int_0^T I^2(t)dt}{I_{нб}^2} \qquad (1.42)$$

или

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t)dt}{S_{нб}^2}. \qquad (1.43)$$

Из формул (1.42) и (1.43) следует, что время наибольших потерь связано с характером графиков нагрузки $I(t)$ или $S(t)$. Поэтому, очевидно, что можно установить связь между временем наибольших потерь и различными характерными параметрами графиков нагрузки, такими как время использования наибольшей нагрузки, коэффициент мощности, отношение наименьшей нагрузки к наибольшей и др. Для установления такой связи необходимо провести специальные исследования, задаваясь различными графиками нагрузки, описывающими наиболее характерные режимы работы потребителей. На основании таких исследований предложены различные эмпирические соотношения.

Так, связь между временем наибольших потерь и временем использования наибольшей нагрузки устанавливает формула

$$\tau = \left(0{,}124 + T_{нба}\cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760. \qquad (1.44)$$

Недостатком данной формулы является то, что в нее входит время использования наибольшей полной мощности, нахождение которого связано с определенными трудностями и допущениями.

Учет коэффициентов мощности cosφ произведен в зависимостях $\tau = f(T_{нб})$, приведенных на рисунке 1.4, которые, однако, предполагают $cos\varphi = const$ в течение всего расчетного периода, т. е. идентичность суточных графиков активной и реактивной мощности. Эти зависимости, как и зависимость, дают меньшие погрешности при расчете потерь энергии в разомкнутых электрических сетях.

Для проектных расчетов как в распределительных сетях, так и в питающих сетях 110 кВ и выше рекомендуется формула:

$$\tau = 2T_{нба} - 8760 + \frac{8760 - T_{нба}}{1 + \frac{T_{нба}}{8760} - 2\frac{P_{нм}}{P_{нб}}}\left(1 - \frac{P_{нм}}{P_{нб}}\right)^2. \qquad (1.45)$$

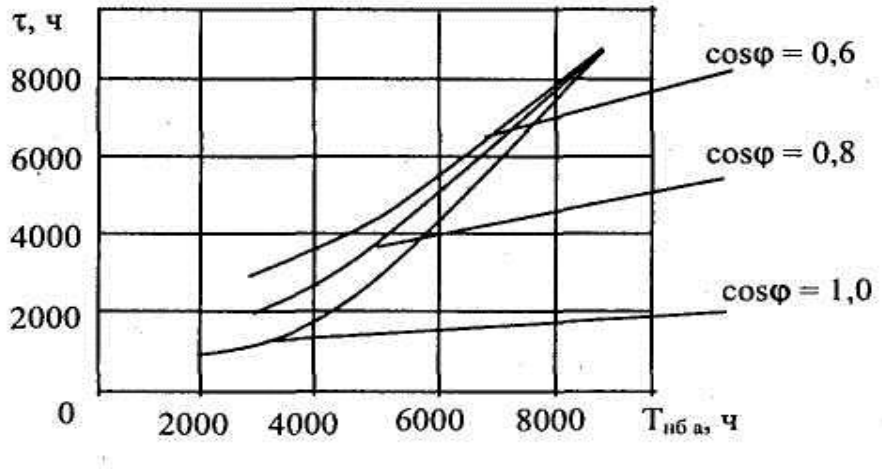


Рисунок 1.4 Зависимости времени наибольших потерь от времени использования наибольшей нагрузки

$T_{нба}$ здесь, как и на рисунке 1.4 и формуле (1.45) - время использования наибольшей активной мощности; $P_{нб}$, $P_{нм}$ - наибольшая и наименьшая активная мощность за рассматриваемый период.

Параметры $T_{нба}$, $P_{нб}$, $P_{нм}$ при проектировании сети могут быть определены достаточно легко. Однако и эта формула не учитывает изменений cosφ во времени, а также зависимости времени наибольших потерь от формы графика нагрузки.

Таким образом, по данному методу расчет потерь электроэнергии ведут по формулам:

$$\Delta W = 3I_{нб}^2 R\tau \qquad (1.46)$$

или

$$\Delta W = \frac{S_{нб}^2}{U^2} R\tau = \frac{P_{нб}^2 + Q_{нб}^2}{U^2} R\tau. \qquad (1.47)$$

Несмотря на отмеченные недостатки, данный метод широко используется на практике из-за его простоты, особенно в проектных расчетах.

Метод раздельного времени наибольших потерь.

В общем случае коэффициент мощности участка сети в течение расчетного периода не остается постоянным, а максимумы активной, реактивной и полной мощности могут не совпадать во времени в пределах суток и года. Чтобы учесть эти факторы, можно расчет потерь электроэнергии осуществлять раздельно от передачи активной и реактивной мощностей. В этом случае формулу (1.44) можно записать в виде

$$\tau = \frac{\int_0^T S^2(t)dt}{S_{нб}^2} = \frac{\int_0^T P^2(t)dt}{S_{нб}^2} + \frac{\int_0^T Q^2(t)dt}{S_{нб}^2}. \qquad (1.48)$$

Умножив и разделив первое слагаемое данного выражения на $P_{нб}^2$, а второе на $Q_{нб}^2$, получим:

$$\tau = \tau_a \frac{P_{нб}^2}{S_{нб}^2} + \tau_p \frac{Q_{нб}^2}{S_{нб}^2}, \qquad (1.49)$$

где τ_a и τ_p - время наибольших потерь от передачи активной и реактивной мощности соответственно.

Их значения определяются выражениями:

$$\tau_a = \frac{\int_0^T P^2(t)dt}{P_{нб}^2} \qquad (1.50)$$

и

$$\tau_p = \frac{\int_o^T Q^2(t)dt}{Q_{нб}^2}. \qquad (1.51)$$

Эти выражения идентичны формуле (1.45), только отражают характер графика нагрузки не полной мощности, а раздельно активной и реактивной мощности.

Если максимумы активной, реактивной и полной мощностей совпадают во времени, формула принимает вид:

$$\tau = \tau_a \cos^2 \varphi_{нб} + \tau_p \sin^2 \varphi_{нб}. \quad (1.52)$$

Подставив выражение (1.51) в формулу (1.52), получим следующую зависимость для нагрузочных потерь электроэнергии:

$$\Delta W = \frac{P_{нб}^2}{U^2} R\tau_a + \frac{Q_{нб}^2}{U^2} R\tau_p = \Delta P_{нба}\tau_a + \Delta P_{нбр}\tau_p, \quad (1.53)$$

где $\Delta P_{нб,а}$, $\Delta P_{нб,р}$ – потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок от передачи активной и реактивной мощностей соответственно.

Если нагрузка задана в виде тока, то выражение (1.53) принимает вид:

$$\Delta W = 3I_{нб}^2 R\left(\tau_a \cos^2 \varphi_{нб} + \tau_p \sin^2 \varphi_{нб}\right). \quad (1.54)$$

Трудность использования выражений (1.53) и (1.54) заключается в том, что необходимо определять время наибольших потерь τ_p от передачи реактивной мощности, для нахождения, которого в соответствии с и требуется знание графика реактивной нагрузки.

Специальные статистические исследований графиков позволили установить следующие соотношения:

$$\tau_{*a} = \left(0{,}7T_{*нба} + 0{,}3\right)T_{*нба}, \quad (1.55)$$

$$\tau_{*p} = \left(0{,}7T_{*нба}^b + 0{,}3\right)T_{*нба}^b, \quad (1.56)$$

где $\tau_{*a} = \frac{\tau}{8760}$, $\tau_* = \frac{T}{8760}$.

Здесь $T_{нба}$ - время использования наибольшей активной нагрузки, которое достаточно хорошо известно для различных потребителей и их групп. Для электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже, питающих коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей, получен коэффициент b = 0,75, а для сетей 110 кВ, непосредственно примыкающих к основной сети энергосистемы, b = 0,5. Характер зависимостей (1.55) и (1.56) при b = 0,75 приведен на рисунке 1.5.

Метод раздельного времени наибольших потерь рекомендуется для определения нагрузочных потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях.

Метод эквивалентного сопротивления.

Распределительные электрические сети напряжением 6 - 20 кВ, а также 35 кВ, характеризуются большим числом элементов (участков линий,

трансформаторов) и меньшей полнотой и достоверностью информации по сравнению с основными замкнутыми сетями энергосистем. Они работают, как правило, в разомкнутом режиме. В этих условиях затруднительно определять потери электроэнергии поэлементно, и целесообразно использовать упрощенные подходы, основанные на эквивалентировании сети по критерию

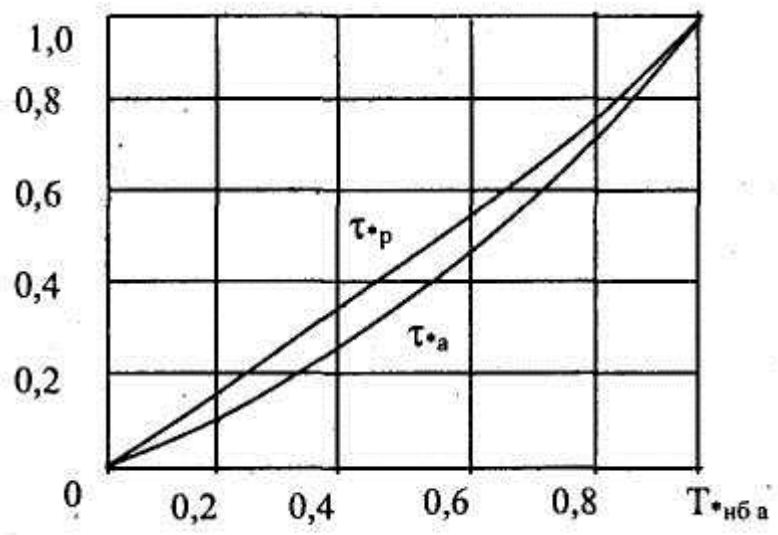
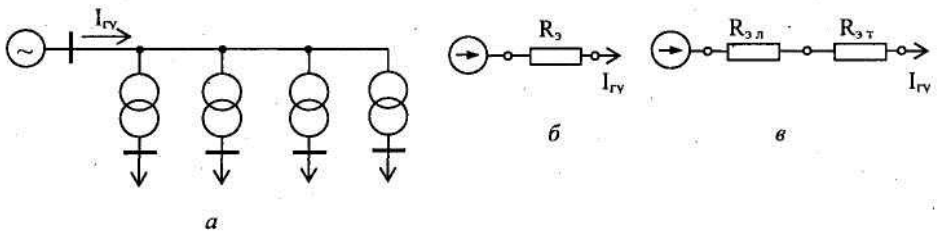


Рисунок 1.5 - Зависимости между параметрами графиков нагрузки

равенства потерь энергии. Один из таких подходов реализуется в методе эквивалентного сопротивления. Его сущность заключается в том, что реальная распределительная сеть (рисунок 1.6, а) заменяется одним элементом с эквивалентным сопротивлением $R_э$ и нагрузкой (током, полной мощностью), равной нагрузке головного участка $I_{ГУ}$ в режиме наибольших нагрузок (рисунок 1.6, б), причем значение эквивалентного сопротивления должно быть таково, что потери электроэнергии в нем равны нагрузочным потерям в реальной сети. Эквивалентное сопротивление может быть также представлено в виде двух последовательных эквивалентных сопротивлений (рисунок 1.6, в), отражающих потери энергии в линиях $(R_{ЭЛ})$ и трансформаторах $(R_{ЭТ})$.



а - реальная схема; б - схема замещения с общим эквивалентным сопротивлением; в - с раздельными эквивалентными сопротивлениями для линий и трансформаторов

Рисунок 1.6 - Эквивалентирование распределительной сети

Имея в виду, что структура потребителей за трансформаторами в какой-то одной распределительной сети примерно идентична, на каждом участке сети время использования наибольшей нагрузки и, соответственно, время наибольших потерь можно считать одинаковым. Тогда потери электроэнергии в сети можно представить в виде:

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{т} = 3\tau\sum_{i=1}^{n} I_{лi}^{2} R_{лi} + 3\tau\sum_{j=1}^{m} I_{тj}^{2} R_{тj} = 3I_{ГУ}^{2} R_{эл}\tau + 3I_{ГУ}^{2} R_{эт}\tau,$$

где $\Delta W_{л}$, $\Delta W_{т}$ – потери энергии в линиях и трансформаторах соответственно;

$I_{лi}$, $R_{лi}$ – ток и сопротивление i-го участка линии;

$I_{тj}$, $R_{тj}$ – ток и сопротивление j-го трансформатора;

n, m – количество участков линии и трансформаторов соответственно.

Отсюда можно найти эквивалентные сопротивления линий и трансформаторов:

$$R_{эл} = \frac{\sum_{i=1}^{n} I_{лi}^{2} R_{лi}}{I_{ГУ}^{2}}, \qquad (1.57)$$

$$R_{эт} = \frac{\sum_{i=1}^{m} I_{тj}^{2} R_{тj}}{I_{ГУ}^{2}}, \qquad (1.58)$$

причем $R_{эл} + R_{эт} = R_{э}$.

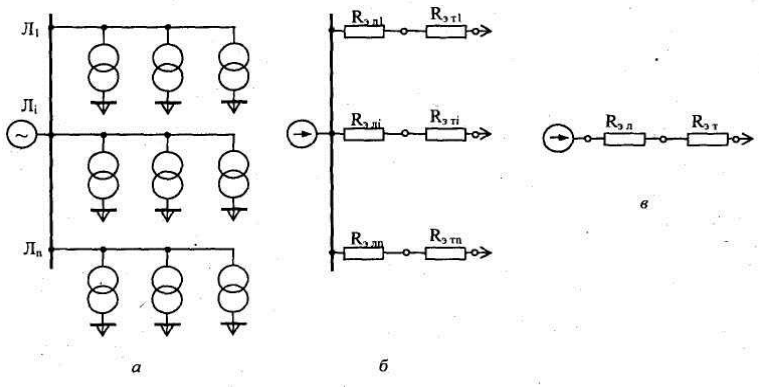
Выполнив однажды расчет токораспределения (потокораспределения) для заданной сети и найдя по формулам (1.57) и (1.58) эквивалентные сопротивления, можно вычислять потери электроэнергии многократно при изменяющейся нагрузке головного участка в режиме наибольших нагрузок:

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{т} = 3I_{ГУ}^{2}\left(R_{эл} + R_{эт}\right)\tau = 3I_{ГУ}^{2} R_{э}\tau. \qquad (1.59)$$

Как уже отмечалось, для распределительных электрических сетей характерна недостаточная и недостоверная информация, касающаяся нагрузок распределительных трансформаторов, подключенных к ним. Поэтому, как правило, известную нагрузку головного участка распределяют пропорционально установленным мощностям распределительных трансформаторов, т. е. полагают одинаковыми коэффициенты загрузки этих трансформаторов. При этом, как показали специальные исследования,

погрешности при вычислении эквивалентных сопротивлений оказываются приемлемыми.

Описанные принципы нахождения эквивалентных сопротивлений одной распределительной линии могут быть распространены на совокупность распределительных сетей одного номинального напряжения целого электросетевого района. С этой целью шины, от которых питаются отдельные линии, объединяют в эквивалентные шины (рисунок 1.7, а). Для каждой линии и трансформаторов, подключенных к ней, находят эквивалентные сопротивления $R_{элi}$ и $R_{эmi}$ (рисунок 1.7, б). Затем находят эквивалентные сопротивления $R_{эл}$ и $R_{эт}$ всей совокупности линий (рисунок 1.7, в).



а - исходная схема; б - схема замещения с эквивалентными сопротивлениями линий; в - схема замещения с эквивалентными сопоставлениями совокупности линий

Рисунок 1.7 - Эквивалентирование совокупности распределительных линий

Эти сопротивления находятся по формулам:

$$R_{эл} = \frac{\sum_{i=1}^{n} R_{элi} k_{злi}^2 S_{mi}^2}{\left(\sum_{i=1}^{n} k_{злi} S_{mi}\right)^2}, \qquad (1.60)$$

$$R_{эт} = \frac{\sum_{i=1}^{m} R_{эmi} k_{злi}^2 S_{mi}^2}{\left(\sum_{i=1}^{m} k_{злi} S_{mi}\right)^2}, \qquad (1.61)$$

где n - количество эквивалентируемых линий;

S_{mi} - установленная мощность трансформаторов, подключенных к i-й линии;

$k_{злi}$ - коэффициент загрузки i-й линии, равный отношению мощности нагрузки головного участка $S_{ГУi}$ к мощности S_{mi}, $k_{злi} = S_{ГУi} / S_{mi}$.

Вероятностно-статистический метод.

Особенность метода заключается в том, что он не предполагает расчетов токораспределения в сети. Потери электроэнергии рассчитывают на основе таких обобщенных статистических характеристик сети как отпуск электроэнергии в распределительную сеть, количество распределительных линий, протяженность линий, установленная мощность трансформаторов и др. При этом зависимости потерь электроэнергии от обобщенных статистических характеристик сети находят на основе обработки результатов определенного количества заранее выполняемых электрических расчетов для статистически представительной (репрезентативной) выборки распределительных линий. В результате получают соответствующие регрессионные зависимости.

Например, для использования метода эквивалентных сопротивлений при большом числе эквивалентируемых линий их можно находить не по результатам расчетов потокораспределения в каждой конкретной сети, а на основании регрессионных зависимостей. Так, для линий 6 - 10 кВ при их количестве $80 \le n \le 100$ рекомендуется зависимость:

$$R_э = R_{эл} + R_{эт} = 19{,}1 \cdot S_{m\Sigma}^{-2} \sum_{i=1}^{n} L_i^{0{,}735} S_{mi}^{1{,}45}, \qquad (1.62)$$

где L_i - длина i-й линии;

S_{mi} - установленная мощность трансформаторов, подключенных к i-й линии;

$S_{m\Sigma}$ - суммарная установленная мощность всех трансформаторов сети.

Для линий 35 кВ при их количестве $85 \le n \le 15$

$$R_э = R_{эл} + R_{эт} = S_{m\Sigma}^{-2} \sum_{i=1}^{n} S_{ni}^2 \left(1{,}07 + 7{,}64 \cdot 10^{-2} L_i - 7{,}93 \cdot 10^{-2} S_{mi} + 0{,}855 R_{ГУi}\right), \qquad (1.63)$$

где $R_{ГУi}$ - сопротивление головного участка.

В другом варианте данного метода нагрузочные потери электроэнергии и потери холостого хода в сети 10 кВ вычисляются непосредственно по одной из регрессионных зависимостей:

$$\Delta W = 31{,}46 W_{ГУ}^{0{,}62} L_м^{0{,}3}, \text{ тыс.кВт·ч}, \qquad (1.64)$$

или

$$\Delta W = 18{,}93 W_{ГУ} + 2{,}32 L_м + 3{,}66 L_0 - 4{,}21, \text{ тыс.кВт·ч}, \qquad (1.65)$$

где $W_{ГУ}$ - активная энергия, отпущенная потребителям данной распределительной линии, МВт·ч·10^{-3};

$L_м$ - длина магистрали распределительной сети, в качестве которой принято расстояние от шин питающей подстанции до наиболее удаленного распределительного трансформатора, км;

L_0 - суммарная длина ответвлений распределительной линии, км.

Аналогичные зависимости рекомендуются и для определения потерь энергии в процентах от переданной энергии:

$$\Delta W = 3{,}13 S_{m\Sigma}^{0,2} L_м^{0,22} n_m^{0,12}, \% \qquad (1.66)$$

или

$$\Delta W = 1{,}23 S_{m\Sigma} + 0{,}1 L_м + 0{,}04 L_0 + 0{,}02 n_m + 3{,}68, \%, \qquad (1.67)$$

где $S_{m\Sigma}$ - суммарная установленная мощность трансформаторов, присоединенных к распределительной линии, МВ·А;

n_m - количество присоединенных трансформаторов, шт.

В заключение заметим, что вероятностно-статистический метод позволяет оценить суммарные потери в сети без проведения большого числа электрических расчетов. В то же время он не дает возможности выявить места повышенных потерь в сети и, соответственно, наметить пути по их снижению. Все рассмотренные выше методы представлены на рисунке 1.8.

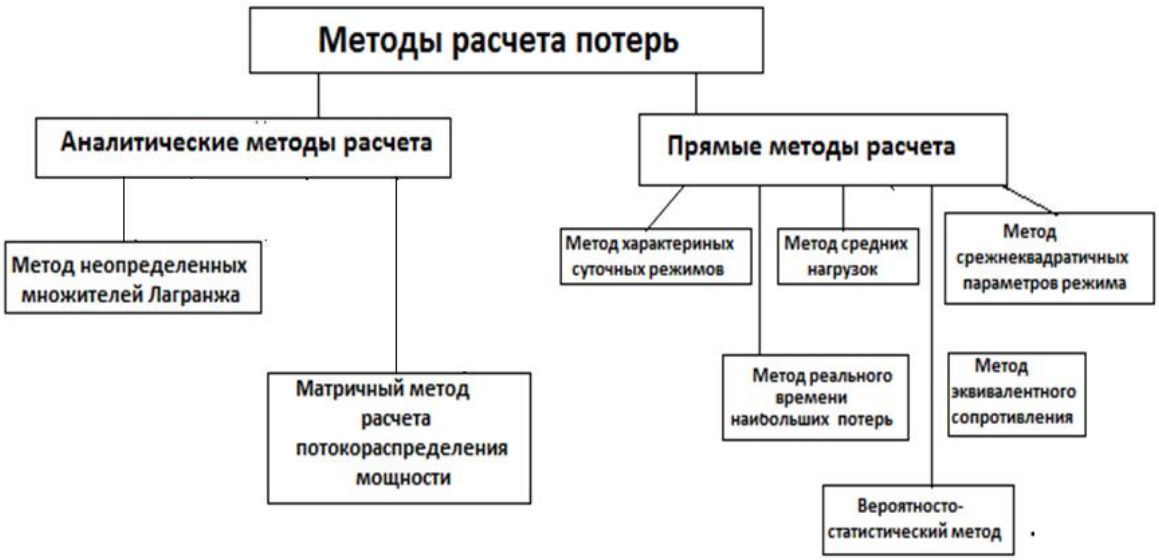


Рисунок 1.8 – Методы расчета потерь

Распределители предназначены для изменения направления потока жидкости в силовой сети или цепи управления. Основным органом распределителя является цилиндрический золотник, при своем перемещении соединяющий или разъединяющий отдельные каналы гидросистемы. По типу управления золотником распределители можно разделить на распределители с управлением: ручным, гидравлическим, электромагнитным, механическим.

В реверсивном золотнике с ручным управлением (рис. 173, а) жидкость от насоса подается к отверстию 3 и сливается в бак через отверстие 6. В среднем положении золотника все камеры корпуса соединяются между собой, поэтому жидкость, нагнетаемая насосом, свободно сливается в бак и не поступает ни в одну из полостей цилиндра. При смещении золотника 5 влево полость 4 соединяется с напорной, а полость 2 – со сливной линией.

Если золотник находится в другом крайнем положении, то происходит реверсирование потока жидкости. Золотник фиксируется в крайних и нейтральном положениях шариковым фиксатором 1. Жидкость, попавшая в камеру фиксатора, отводится в сливную линию через отверстие 7.

Золотник 3 распределителя с гидроуправлением (рис. 173,6) из одного положения в другое перемещается под давлением жидкости, подводимой в полости управления 2 и 4. Жидкость от цепи управления (как правило, от основного насоса) подается через отверстия 6 в крышках 1 и 5 золотника. При малых диаметрах золотника и высокой производительности насоса возможны большие скорости перемещения золотника и сильные удары в крышки. Для управления скоростью перемещения золотника 3 в крышках 1 и 5 установлены регуляторы скорости с дросселем 8 и обратным клапаном 7.

В распределителях с электромагнитным управлением (рис. 173, в) при включении электромагнита / якорь 2 действует на шток золотника 5, который при движении вниз соединяет каналы 3 и 4. Перемещение золотников требует значительного усилия, поэтому для переключения золотников с большими расходами применяют электрогидравлическое управление. Электромагнит переключает вспомогательный распределитель малой мощности, который управляет потоком жидкости, поступающим в полости управления основного распределителя.

Двухпозиционный распределительный золотник (рис. 174) с электрогидравлическим управлением состоит из главного распределителя 6 с гидравлическим управлением и распределителя 1 электрическим управлением.

Жидкость от насоса поступает одновременно к главному золотнику 7 и по каналам 8 и 2 к вспомогательному золотнику 3, и от него в правую полость управления главного золотника 7. При включении электромагнита 5 вспомогательный золотник 3 толкателем 4 перемещается влево и соединяет левую полость управления главного золотника 7 с насосом, а правую – с баком. Главный золотник перемещается вправо и переключает каналы.

В распределителях с механическим управлением перемещение золотника осуществляется копиром, установленным на подвижных частях механизма.

Описанные выше распределители предназначены для расходов жидкости от 0,13 до 9,3 дм3/с (8….560 л/мин). В гидроприводах литейных машин широко применяют распределители с электрогидравлическим управлением, причем наибольшую надежность имеют распределители с электромагнитами на постоянном токе.

Контрольно-регулирующая аппаратура поддерживает требуемое давление в гидросистеме, обеспечивает рациональные режимы работы гидропривода, используется в схемах автоматического управления гидроприводом.

Обратный клапан (рис. 175) предназначен для управления потоком жидкости в гидросистемах и пропуска жидкости только в одном направлении. Клапан 2, перемещающийся в корпусе 4, усилием слабой пружины 1 прижимается к седлу 3, Поток жидкости может быть пропущен только в направлении, указанном стрелками; если направление потока изменится, то клапан под давлением жидкости плотно прижимается к седлу.

Конструкция клапана проста и обеспечивает надежное уплотнение между конусом клапана 2 и седлом 3. Пружина 1 рассчитана только на преодоление силы трения в клапане.

Способы подключения клапана приведены в схемах подключения напорного золотника и других аппаратов.

Обратные клапаны устанавливают в гидросистемах на трубопроводе, допускается монтаж клапана в горизонтальном, вертикальном, а также наклонном положениях.

Напорные золотники предназначены для предохранения системы от перегрузки, поддержания определенного постоянного

давления, блокировок от самопроизвольного опускания поршня при вертикальном расположении гидроцилиндра и для дистанционного управления потоком жидкости.

Принцип действия напорного золотника (рис. 176, а) основан на уравновешивании усилием пружины давления жидкости, действующей на золотник. Когда давление жидкости превысит усилие предварительной затяжки пружины, золотник переместится и откроется проход для жидкости из полости, в которой она находится под большим давлением, в полость меньшего давления жидкости.

Жидкость от насоса поступает в полость 8 и одновременно через систему отверстий 9 – к торцовой полости 10 золотника 2.

На золотник, таким образом, со стороны полости 10 давит жидкость, а с противоположной стороны – пружина 7. Если усилие, создаваемое давлением жидкости, меньше усилия, на которое отрегулирована пружина, то золотник 2 прижмется к крышке I и полость 4 разъединится с полостью 8. С увеличением

давления в системе усилие, действующее со стороны полости 10, возрастет и, превысив усилие пружины, переместит золотник 2 вверх.

Полость 8 соединится с полостью 4, и жидкость из напорной магистрали будет отводиться в бак. При этом в гидросистеме сохраняется давление, установленное натяжением пружины 7.

Для настройки золотника предусмотрено специальное винтовое устройство. Из полости 6 через отверстия в верхней крышке 5 и корпусе 3 жидкость сливается в бак.

Условное обозначение золотника (рис. 176, б) в определенной мере отражает принцип его действия. Внутренний канал 1 золотника как бы сдвинут сжатой пружиной 4 и разъединяет подводящую трубу 5 от отводящей 2. Полость управления напорного золотника соединена с трубой 5 каналом 6. При повышении давления в трубе 5 повышается и давление в управляющей полости напорного золотника. При этом внутренний канал 1 как бы перемещается этим давлением, сжимает пружину и соединяет трубы 5 и 2. Утечки в клапане сливаются через трубу 3 в бак.

В предохранительном клапане (рис. 177, а) с переливным золотником для управления золотником применяется шариковый клапан. Жидкость подводится от насоса в полость 4, сообщающуюся с полостями 14 и 12. Если давление в полости 4 мало, то давление на золотник 3 уравновешивается пружиной 5 и он прижимается к корпусу 2. На шарик клапана 9 с одной стороны давит жидкость, находящаяся в полости 11, с другой – пружина 10. Если давление жидкости на шарик со стороны полости 11 не превышает давления настройки пружины 10, то шарик прижимается к седлу. Но если давление жидкости больше усилия пружины, то шарик отходит от седла 6 и жидкость из полости 11 через шариковый клапан и отверстия в крышке 8 и корпусе 2 проходит в полость слива 13, подключенную к баку. Полость 11 заполняется жидкостью из полости 14 через демпфер 1. Вследствие малого сечения отверстия в демпфере 1 возникает значительное сопротивление и создается перепад давления между полостями 14 и 114. С уменьшением давления в полости 11 увеличиваются силы, действующие на золотник снизу вверх, в результате чего он приподнимается и соединяет полости 4 и 13. Через образовавшуюся кольцевую щель между кромкой золотника 3 и корпусом 2 жидкость поступает на слив.

Золотник 3 поднимается до тех пор, пока давление в полостях 14 и 12 не уравновесит давление в полости 11 и усилие пружины 5, после чего давление в полости 4 автоматически будет поддерживаться постоянным.

Если давление в полости 4 почему-либо начинает увеличиваться, то равновесие сил, действующих на золотник 5, нарушается, так как повышается давление на золотник со стороны полостей 14 и 12. При подъеме золотника увеличивается кольцевая щель между корпусом и кромкой золотника, в результате чего увеличивается проток жидкости из полости 4 в полость 13 и давление в полости 4 уменьшается. Давление падает до тех пор, пока не установится равновесие.

В случае снижения давления в полости 4 ниже давления настройки пружины 10 шариковый клапан 9 прижимается к седлу 6, и слив жидкости из полости 11 в бак прекращается, после чего давление в полостях 14, 12 и 11 выравнивается, и пружина 5 перемещает золотник вниз. Полости 4 и 13 разъединяются, и слив жидкости в бак прекращается.

Для отвода жидкости при малых давлениях (около 0,1 МПа) через клапан в бак необходимо полость 11 соединить с баком через отверстие 7. Давление в ней становится значительно ниже давления в полостях 14 и 12, золотник 3 приподнимается, в результате полости 4 и 13 соединяются, и жидкость из системы под небольшим давлением поступает в бак.

Предохранительный клапан с переливным золотником на необходимое давление настраивают регулированием пружины 10. Условное обозначение клапана приведено на рис. 177, б с указанием позиций, соответствующих реальной конструкции. На рис. 178 показано, как включаются напорные золотники для выполнения функции поддержания в системе заданного давления и для блокировки от самопроизвольного опускания поршня. При достижении насосом 1 в системе заданного давления, на которое настроен напорный золотник 2, открывается проход жидкости на слив.

Если в системе нет давления, то поршень цилиндра 4 не сможет опуститься под действием сил тяжести. Этому препятствует золотник 5. Для того чтобы поршень начал перемещаться вниз, необходимо повысить до определенной величины давление в нештоковой полости цилиндра 4. Повышенное давление через канал 7 будет передано полости управления золотника 5, и он, преодолевая затяжку пружины, начнет пропускать жидкость из штоковой полости на слив, и поршень опустится. Г-образная форма внутреннего канала на условном обозначении клапана показывает, что этот канал постоянно соединен с подводящей трубой 8. Обратный клапан 6 предназначен для свободного прохода жидкости через золотник 5 при подъеме поршня. Обратный клапан 6 и золотник 5 устанавливают в одном корпусе.

Редукционный клапан. Редукционные клапаны (рис. 179) предназначены для понижения давления на отдельных участках гидросистемы, в которой используется высокое давление. В исходном положении давление жидкости на золотник клапана уравновешивается слабой пружиной 5 и золотник 1 прижимается к корпусу 2. При повышении давления в полости 7 равновесие нарушается, так как увеличивается давление со стороны полостей 10 и 6 на золотник, который приподнимается, уменьшая кольцевую щель для прохода жидкости из полости 8 в полость 7. Благодаря этому давление в полости 7 будет снижаться до тех пор, пока давление в полости 4 (перед шариковым клапаном) не достигнет величины настройки пружины 3. Снижение давления происходит без сброса жидкости в бак.

Если давление жидкости в полости 7 окажется несколько ниже давления настройки пружины 3, то золотник под действием пружины 5 опустится. Кольцевая щель между полостями 8 и 7 увеличится, и давление в полости 7

возрастет до давления настройки пружины шарикового клапана. Таким образом, в полости 7, а следовательно, и в сети, с которой она соединена, поддерживается постоянное давление, соответствующее настройке пружины 3 шарикового клапана. Редукционный клапан работает без шума и вибраций, так как демпфирующее отверстие в пробке 9 тормозит движение золотника 1.

Реле давления (рис. 180) предназначено для контроля давления в гидросистеме и в обычном исполнении используется при давлении 0,5—6,4 МПа.

Отверстие 6 реле давления соединяют с контролируемой сетью. Когда давление в системе превышает давление настройки пружины 3 или когда давление уменьшается до определенного значения, диафрагма 1, деформируясь, сообщает движение рычагу 2. При повороте рычага укрепленный на нем винт 5 нажимает на штифт электрического микровыключателя 4, встроенного в корпус реле давления. Срабатывая, микровыключатель подает соответствующий сигнал в электрическую схему управления.

Обычно при давлениях ниже допустимых электрическая цепь разрывается. Реле давления используется и для контроля высокого давления. В последнем случае оно может выполнять роль предохранительного устройства.

Описанные контрольно-регулирующие устройства имеют большое число тонких каналов и узких щелей. Поэтому их надежная работа во многом зависит от чистоты жидкости, от имеющихся в ней различных механических включений. Для очистки жидкости в гидроприводах используют различные фильтры, резервуары, отстойники и сетки. Баки для жидкости сообщаются с атмосферой литейного цеха через воздушные фильтры.

Каждый цикл работы гидрофицированных литейных машин имеет интервалы времени, в течение которых поршни гидроцилиндров не должны перемещаться. В эти интервалы давление в гидросистеме можно значительно снизить или снять вообще. В гидроприводах, оснащенных насосом с индивидуальным электродвигателем, можно было бы в эти моменты выключить приводной электродвигатель. Однако большинство гидрофицированных литейных машин работает с непродолжительным циклом (порядка 20…180 с, а агрегаты автоматических линий – 7…20 с). В этих случаях отключение электродвигателя экономически невыгодно, так как частые остановки и пуски вызывают интенсивный износ вращающихся частей двигателей и насоса и, кроме того, частые включения электродвигателя сопровождаются большими пусковыми токами, в результате двигатель перегревается и сокращается срок его службы.

Гидросистемы с насосом постоянной производительности, как правило, имеют переливной клапан. В моменты, когда гидродвигатель неподвижен, поток жидкости от насоса отводится в бак через переливной клапан. Таким образом, если в моменты пауз не выключать насос, то вся подводимая механическая энергия затрачивается непроизводительно на нагрев жидкости.

После остановки механизмов, когда насос работает на слив, его можно разгрузить, уменьшая до минимального давление жидкости или снижая ее расход. Разгрузка гидросистем экономически эффективна, так как повышается к. п. д. гидропривода и срок службы его элементов.

Разгрузка гидросистем от давления. Рассмотрим работу сталкивателя опок с индивидуальным гидроприводом. Работа толкателя для совершения прямого и обратного хода исчисляется несколькими секундами, а остальное время, в несколько раз превышающее рабочее, он остается в покое.

На рис. 181 показана схема гидропривода толкателя с разгрузкой в исходном положении при помощи трехпозиционного распределителя 2. В этом положении насос 1 свободно перекачивает жидкость через распределитель в бак. Электродвигатель и насос практически полностью разгружены.

Для предотвращения самопроизвольного движения поршня 3 на сливной линии устанавливают нерегулируемый дроссель 4 в виде диафрагмы. Дроссель повышает давление в системе до 0,25 МПа (2,5 кгс/см2), которого достаточно для удержания поршня в исходном положении. Золотник 5 предохраняет систему от перегрузок.

Если опасность самопроизвольного движения поршня возрастает, то применяют трехпозиционные распределители, которые в нейтральном положении соединяют насос со сливом и перекрывают обе полости цилиндра.

Для совершения прямого хода толкателя необходимо включить правый электромагнит распределителя, а для совершения обратного хода – левый.

Описанная схема может обеспечить разгрузку гидросистемы от давления в любом из двух крайних положений поршня цилиндра.

Разгрузка гидросистем при сохранении давления в рабочей полости цилиндра. В ряде литейных машин в одном из конечных положений гидроцилиндра необходимо поддерживать высокое давление. Например, при заливке кокилей и пресс-форм машин литья под давлением части металлоформ должны прижиматься друг к другу со значительной силой. Общим для всех случаев является наличие высокого давления в одной из полостей гидроцилиндра и отсутствие расхода жидкости, так как поршень не двигается.

Разгрузку основного насоса 17 (рис. 182) высокой производительности при остановке поршня можно осуществить с помощью разделительной панели. При переключении насоса 17 на свободный слив в бак высокое давление в системе поддерживается насосом 1 низкой производительности. Насос 1 должен только компенсировать имеющиеся в системе утечки.

При движении поршня цилиндра 4 жидкость от насоса 1 высокого давления поступает по трубопроводу 2 в полость 3 цилиндра. Одновременно жидкость от насоса 17 по трубопроводу 16 направляется в проточки 20 и 19 обратного клапана 21, отжимая последний вверх (по схеме), и жидкость через проточку 18 поступает в трубопровод 2, сливаясь с потоком жидкости, нагнетаемой насосом высокого давления 1. Максимальное давление в системе

нагнетания насоса 17 ограничивают настройкой пружины 10 клапана низкого давления 11. Золотник 14 клапана имеет ступенчатую конструкцию, образующую камеру 12, которая каналами соединена с трубопроводом 2 и полостью 3 цилиндра 4. Когда по окончании хода давление в полости 3 цилиндра (и, следовательно, в камере 12) будет выше давления настройки пружины 10 клапана 11, жидкость от насоса 1 высокого давления, действуя на буртик золотника 14, поднимает последний (по схеме), соединяя насос 17 через проточку 15 и полость 13 с баком. Вся жидкость, нагнетаемая насосом 17, свободно, без давления сливается в бак (насос разгружается). При этом обратный клапан 21 под давлением жидкости в полости 9 и силы пружины запирается, не допуская слива в бак жидкости, нагнетаемой насосом 1.

Величину максимального давления в полости 3 цилиндра 4 регулируют настройкой пружины 6 предохранительного клапана высокого давления 5. Жидкость от насоса 1 поступает по трубопроводу 2 в проточки 26, 23 и 28 золотника 24. Из проточки 23 через пробку 22 с малым отверстием (демпфер) жидкость может попасть в камеру 29.

При давлении в системе нагнетания насоса 1 меньшем, чем давление, соответствующее настройке пружины 6, шарик 7 прижат к седлу. Давление в камере 29 и в проточках 23 и 28 одинаково, поэтому пружина 27 держит золотник 24 в нижнем (по схеме) положении, при котором проточка 26 заперта.

В случае повышения давления в системе нагнетания насоса 1 до значения, соответствующего давлению настройки пружины 6, шарик 7 отжимается, соединяя камеру 29 через канал 8 с баком. Небольшое количество жидкости из полости 23 сливается в бак через демпфер 22 и камеру 29. При протекании жидкости через демпфер 22 между проточками 23 и 28, с одной стороны, и полостью 29, с другой стороны, создается перепад давлений, который, действуя на всю рабочую площадь золотника 24 (в проточках 23 и 28), отжимает его вверх (по схеме), преодолевая усилие пружины 27. При этом проточка 26 соединяется с проточкой 25 и каналом 8. Через канал 8 основной поток жидкости, нагнетаемой насосом 1, сливается в бак. В системе нагнетания насоса 1 сохраняется давление, на которое настроена пружина 6.

Схема панели позволяет, в случае необходимости, разгружать оба насоса путем соединения камеры 29 с помощью специального крана или золотника с баком. В этом случае давление в системе нагнетания насоса 1 определяется только усилием пружины 27. Пружина 10 переместит золотник 14 в положение, показанное на схеме. Жидкость, нагнетаемая насосом 17, будет свободно сливаться в бак через обратный клапан 21 и полости 26 и 25 золотника.

В подобных системах применяют насосы в сдвоенном исполнении. В качестве привода механизма прессования машин литья под давлением используют аккумуляторный гидропривод. Схема разгрузки насоса 1 аккумуляторного гидропривода приведена на рис. 183, а. Если в аккумуляторе 4 при работе насоса устанавливается заданное давление, на которое настроено

реле 5 давления, то последнее включает электромагнит вспомогательного распределителя 6. Весь поток жидкости от насоса направляется свободно на слив. Проходу жидкости под высоким давлением от аккумулятора на слив препятствует обратный клапан 7. Клапан 8 предохраняет систему от чрезмерных перегрузок.

Если в аккумуляторе 4 давление вследствие расхода жидкости или утечек понизится, то реле давления 5 отключит электромагнит распределителя 6, и насос начнет нагнетать жидкость в аккумулятор, повышая в нем давление до заданного.

Наиболее экономичной схемой разгрузки системы является привод с насосом регулируемой производительности по давлению (рис. 183, б). Эту схему широко применяют в современных машинах литья под давлением. Когда поршень цилиндра 3 доходит до упора, расход жидкости прекращается, и давление в системе резко возрастает. При этом повышается давление в полости а управляющего цилиндра насоса 1. Поршень управляющего цилиндра преодолевает усилие затяжки пружины в, и эксцентриситет насоса уменьшается. Настройкой пружины можно добиться, что при достижении заданного давления эксцентриситет насоса станет близким нулю. Давление в системе будет поддерживаться на заданном уровне, а небольшой расход будет компенсировать только утечки в системе. В этот момент насос практически полностью разгружается.

В крупных регулируемых насосах вместо пружины в полости в устанавливают дополнительный поршень и создают давление от вспомогательного насоса малой производительности, который, как правило, монтируют в корпусе основного насоса. В этих насосах при преобладании сил со стороны полости а эксцентриситет уменьшается до нуля скачком, что повышает эффективность разгрузки и увеличивает к. п. д. насоса.

Системы разгрузки с регулируемым насосом можно успешно применять и в приводах с аккумулятором. Регулировкой упора с можно изменять максимальную производительность насоса.

Рациональную структуру гидропривода необходимо выбирать с учетом характерных особенностей рабочего процесса приводимого в действие механизма. Выбранный гидропривод должен обладать минимальной установленной мощностью и минимальными потерями.

Основные методы повышения эффективности гидропривода разобраны ниже на примере привода механизма запирания машины литья под давлением.

Механизм запирания должен обеспечивать быструю сборку формы, т. е. высокую скорость движения плиты при закрывании пресс-формы и высокое запирающее усилие при заполнении пресс-

формы металлом и последующей допрессовке, когда форма находится в закрытом состоянии.

При перемещении плиты в процессе сборки привод преодолевает только силы трения, которые в десятки раз меньше сил прижима частей формы. В

простом гидроприводе параметры насосной установки определяются по максимальному расходу и максимальному давлению.

При движении плиты расход жидкости будет использован полностью, но давление в системе вследствие малого сопротивления будет небольшим. После сборки формы насос должен развивать высокое давление и всю жидкость сливать при этом в бак. Подобные явления будут происходить и при обратном ходе механизма.

Таким образом, ни на одном этапе рабочего и холостого хода привод полностью не используется.

Привод подвижной плиты (рис. 184) включает регулируемый по давлению насос РН, сложный цилиндр Ц, состоящий из одного цилиндра двустороннего действия площадью F\, предназначенный для передвижения плиты с прессформой, и нескольких прижимных плунжеров F2, обеспечивающих высокое усилие запиания.

При переключении распределителя Р жидкость от насоса поступает в полость а цилиндра. Для перемещения плиты необходимо малое усилие, поэтому площадь поршня этого цилиндра небольшая, и в системе развивается некоторое давление, но меньше того, на которое настроена пружина регулируемого насоса РН и напорный золотник Н32. При движении плиты в полости б плунжеров через обратный клапан ОК из бака Б засасывается жидкость. После сборки пресс-формы движение плиты прекращается и давление в системе повышается. Напорный золотник Н32 открывается и пропускает жидкость при высоком давлении в полости б плунжеров, что и обеспечивает заданное усилие запирания. В этот период высокое давление действует на поршень управления регулируемого насоса, и последний разгружается за счет уменьшения расхода.

При возврате плиты золотник распределителя Р переводится в исходное положение, и жидкость под давлением поступает в штоковую полость цилиндра перемещения. Из нештоковой полости а жидкость на слив поступает через распределитель Р, а из полостей б в бак Б – через открытый напорный золотник Н31. В конце перемещения плиты давление возрастает и насос разгружается.

Для исключения подсоса воздуха в полости плунжеров при сборке формы необходимо, чтобы жидкость поступала при избыточном давлении. Это обеспечивается при установке бака Б выше плунжеров или при подаче в бак сжатого воздуха.

По методу компоновки гидроприводы литейных машин можно разделить на два типа:

1) индивидуальный (децентрализованный) гидропривод – от насосной станции приводится в действие один или небольшая группа цилиндров одной машины или агрегата;

2) групповой (централизованный) гидропривод – от насосной станции приводится в действие большое число цилиндров одной машины, группы машин или автоматической линии.

Индивидуальный гидропривод представляет собой независимую гидросистему, состоящую из насосной станции и одного гидроцилиндра с соответствующей системой управления. В ряде случаев от одной насосной установки можно приводить в действие и небольшое число других механизмов машины. Однако в этом случае один из механизмов и его гидроцилиндр являются основными и по ним определяют параметры и устройство гидропривода. Остальные механизмы работают в интервалах между работой основного механизма и, в некоторой степени, догружают насосную станцию.

Преимущества индивидуального гидропривода – простота гидропривода и системы управления, малая длина трубопроводов (гидропривод следует устанавливать рядом с рабочим механизмом), отсутствие дроссельных систем регулирования скорости, так как можно подобрать производительность насоса, соответствующую требуемой скорости, или вообще установить насос с регулируемой производительностью. Работа привода не зависит от работы смежных машин.

Индивидуальный привод имеет большинство универсальных литейных машин, например машины литья под давлением: кокильные станки, прессовые формовочные машины и другие агрегаты.

Индивидуальный гидропривод прессовой формовочной машины с нижним прессованием (рис. 185) состоит из двух спаренных насосов 1 и 2 разной производительности, автоматической системы переключения насосов, включающей клапаны высокого 3 и низкого 9 давления, и обратного клапана 4, а также распределителя 8 с гидравлическим управлением, крана 7 с ручным управлением и клапана 5.

В начальный период прессования, когда сопротивление смеси уплотнению мало и, следовательно, давление в системе невысокое, в гидроцилиндр 10 подают жидкость насосы низкой 1 и высокой 2 производительности. По мере увеличения степени уплотнения давление возрастает, насос 2 автоматически переключается на слив и окончательное прессование осуществляется насосом 1.

Клапан 9 низкого давления настраивается на давление p_1 , при котором необходимо отключить насос 2 высокой производительности. Клапан 3 имеет двойное управление. С помощью клапана 6 он настраивается на максимальное давление в гидросистеме p_2, и внешнего клапана 5 – на давление $p_з$, несколько большее, чем p_1 .

В исходном положении насосом 1 поддерживается в системе давление $p_з$, необходимое для переключения распределителя 8. Это давление обеспечивается клапаном 3, который управляется клапаном 5.

Так как расхода жидкости в исходном положении нет, то вся жидкость от насоса 1 малой производительности при давлении $p_з$ поступает на слив. Клапан 9 настроен на давление $p_1 < p_з$, и по-

этому жидкость от насоса 2 свободно проходит на слив. Поскольку производительность насоса 1 небольшая, то при низком давлении $p_з$ не

требуется больших затрат мощности. Обратный клапан 4 не пропускает на слив жидкость из остальной части системы, где поддерживается давление p3 .

При переключении вручную крана 7 жидкость под давлением pз поступает в нижнюю полость управления распределителя 8. Последний переключается и соединяет полость прессового цилиндра 10 с насосной станцией. Поскольку в начальный период движения стола давление в системе мало, то клапан 9 закрывается и оба насоса подают жидкость в полость цилиндра, обеспечивая быстрый подъем стола. При достижении в системе давления p1 клапан 9 переключает насос на слив и дальнейшее прессование осуществляется насосом 1. Когда в системе в конце прессования будет достигнуто заданное давление p2, клапан 3, управляемый клапаном 6, открывается и сбрасывает избыток жидкости на слив. При рабочем ходе прессового цилиндра клапан 5 не пропускает жидкость под давлением, большем, чем p3, так как он заперт давлением в рабочей полости и усилием пружины.

Прессовый стол в исходное положение возвращается при переводе крана 7 в положение, показанное на рис. 185. Жидкость подается в верхнюю полость управления распределителя 8, который, переключаясь, соединяет полость прессового цилиндра со сливом. Прессовый стол под действием веса поднятых частей опускается, вытесняя жидкость из полости цилиндра в бак. Клапан 5 соединяется со сливом и начинает функционировать, обеспечивая настройку клапана 5 на давление в системе p3.

Гидропривод прессовой формовочной машины (рис. 186) включает, кроме основного цилиндра 1, еще цилиндры 2 вытяжного механизма и цилиндр 3 привода прессовой плиты. В основу гидропривода этой машины положена схема, показанная на рис. 185 и дополненная элементами приводов механизмов вытяжки и перемещения прессовой плиты, подключенными к насосам параллельно главному распределителю Р3. Дополнительные механизмы работают, когда прессовый стол отключен от насосной станции. Большого расхода и высокого давления эти механизмы не требуют и работают, практически, от насоса Н1 при давлении, на которое настроен клапан КВ с помощью клапана дистанционной настройки КД. Гидроцилиндры механизмов вытяжки и перемещения прессовой плиты управляются непосредственно от кранов Р2 и 11.

Дополнительные механизмы не изменили принципиальную схему основного привода прессового стола, а только загрузили его в периоды между прессованием и тем самым повысили эффективность работы насосов, которая у большинства индивидуальных гидроприводов остается низкой.

В групповом гидроприводе от одной общей насосной станции работает несколько самостоятельных или взаимосвязанных механизмов и машин. В этом случае параметры гидропривода выбирают таким образом, чтобы в любой момент работа подключенных к гидроприводу механизмов протекала в заданных режимах. Преимущества группового привода – более полная загрузка, уменьшение числа насосных установок, компактность.

Групповой гидропривод (рис. 187) для независимо действующих трех кокильных станков М1, М2 и М3 включает насосы низкой Н1 и высокой Н2 производительности. Для разгрузки системы разделительная панель РП обеспечивает переключение на слив насоса Н2 в момент прекращения потребления жидкости рабочими цилиндрами кокильных станков. Это достигается настройкой клапана КН на давление, несколько меньшее, чем давление срабатывания клапана КВ. Гидроцилиндры индивидуальных станков управляются золотниками Р1, Р2 и Р3.

В моменты заливки кокиля усилие прижима должно быть максимальным и, следовательно, давление в системе также максимальным.

Однако если в этот момент на другом станке будет осуществляться операция закрытия или раскрытия кокиля, то в системе может резко снизиться давление. Для уменьшения влияния работы одного гидроцилиндра на другие на входе цилиндров устанавливают дроссели Д1, Д2 и Д3, которые увеличивают перепад давления и тем самым не допускают резкого снижения давления в основной сети.

Кокильные станки имеют ручное управление и, как правило, обслуживаются одним рабочим, а это значит, что одновременного срабатывания нескольких гидроцилиндров произойти не может. Если же станки обслуживают несколько рабочих, то производительность общего насоса или насосной установки необходимо выбирать из расчета, что одновременно могут работать два гидроцилиндра.

На рис. 188, а приведена принципиальная гидравлическая схема выбивного агрегата автоматической формовочной линии, четыре цилиндра которой питаются от общей насосной станции.

Цилиндр Ц1 (рис. 188, б) сталкивает форму на позицию выбивки форм, цилиндр Ц3 выдавливает ком с отливкой из опок, цилиндр Ц4 проталкивает пустые опоки на позицию удаления остатков смеси, а цилиндр Ц2 сталкивает опоки на литейный конвейер. Последовательность работы цилиндров показана на циклограмме (рис. 188, в).

Насосная установка состоит из насосов высокой Hl и низкой Н2 производительности. Давление настройки напорного золотника Н31 меньше на 0,5…1 МПа2 рабочего давления в системе, на которое настроен напорный золотник Н32. Комплекс, состоящий из насосов Hl и Н2, напорных золотников Н31 и Н32 и обратного клапана ОК, работает подобно насосной станции на рис. 187, т. е. при перемещении цилиндров работают оба насоса.

Если расхода жидкости в системе нет или расход незначителен, то насос высокой производительности переключается напорным золотником Н31 на слив.

Для управления цилиндрами в схеме установлены распределители Р1, Р2 и Р3 с электрогидравлическим управлением, золотники которых питаются от цепи низкого давления.

Цепь управления также питается от общей насосной станции. Давление понижается редукционным клапаном РК Жидкость, поступающая к золотникам распределителей, очищается в фильтре Ф.

Кран К предназначен для откачки жидкости из бака при ее замене. Скорости поршней регулируют дросселями Д1, Д2 и ДЗ.

Одним из требований к гидроприводу данной установки является синхронность прямых ходов поршней цилиндров Ц1

и Ц2. Несинхронность в их движении может возникнуть в результате того, что цилиндр Ц1 сталкивает тяжелую залитую форму, а цилиндр Ц2 – только пустые опоки. Для того чтобы скорость поршня цилиндра Ц2 не была очень большой, повышают давление в полости противодавления этого цилиндра установкой дросселя с обратным клапаном ДО.

Напорный золотник с обратным клапаном НЗО не допускает самопроизвольного опускания поршня гидроцилиндра ЦЗ механизма продавливания.

Основным требованием ко всем установкам автоматической линии является выполнение операций в интервалы времени, отведенные по циклограмме. Это требование соблюдается, если производительность насосной установки будет не менее максимального значения мгновенного расхода по диаграмме расхода (рис. 188, г). В рассматриваемой схеме установлен сдвоенный лопастной насос Q1 = 100 л/мин и Q2 = 35 л/мин, т. е. их совместный расход 135 л/мин превышает максимальный расход по диаграмме 125 л/мин. Кроме того, цилиндр ЦЗ работает при отключенном насосе Н2.

Последовательность выполнения операций обеспечивается электрической схемой управления соответствующим включением электромагнитов управляющих золотников распределителей.

Недостаток группового гидропривода – большая сложность его гидросистемы и, как следствие этого, относительная трудность настройки системы, а также обнаружения и устранения неисправностей.

Выбор типа привода для отдельной машины, группы машин или автоматической линии должен быть сделан в каждом конкретном случае на основе анализа работы механизмов и компоновки привода с учетом особенностей гидроприводов каждого типа.

Следящий привод обеспечивает перемещение рабочего органа литейной машины в соответствии с перемещением задающего устройства, которое осуществляет оператор.

Следящий гидропривод, как правило, работает с усилением по мощности. Именно эта его особенность и используется при управлении стволом гидромонитора установки для выбивки стержней. Для поворота ствола гидромонитора рабочему приходится преодолевать значительное сопротивление, вызываемое реактивным действием струи жидкости, проходящей по стволу с большей скоростью. Гидравлический следящий

привод с усилением по мощности позволяет легким поворотом рукоятки управлять мощным гидромонитором.

Следящая система гидромонитора (рис. 189) обеспечивает строгое соблюдение параллельности осей рукоятки 4 управления и оси ствола 1. Ствол, закрепленный в направляющей трубе 2, поворачивается в горизонтальной плоскости в подшипнике 3 гидроцилиндром 8. Все указанные выше узлы располагаются на плите 11, которая гидроцилиндром 10 поворачивается в цапфах 9, обеспечивая поворот гидромонитора в вертикальной плоскости. Рукоятка 4, закрепленная в шарнире 5, может занимать различное положение. Четырехгранным концом она упирается в пилот 6 управления поворотом в горизонтальной плоскости и в пилот 7 управления в вертикальной плоскости.

Рассмотрим действие следящей системы привода поворота в горизонтальной плоскости. Корпус пилота 6 закреплен на направляющей трубе 2, а золотник упирается в конец рукоятки. Если ось рукоятки параллельна направлению оси гидромонитора, то золотник располагается в корпусе так, что жидкость под давлением не поступает ни в одну из полостей цилиндра 8 поворота.

При повороте рукоятки на некоторый угол против часовой стрелки конец рукоятки начинает отходить от золотника влево, но последний под действием пружины будет двигаться также влево, все время упираясь в конец рукоятки. В это время жидкость под давлением начинает поступать в штоковую полость цилиндра 10, а из нештоковой она выходит на слив. Гидроцилиндр поворачивает гидромонитор против часовой стрелки до тех пор, пока оси рукоятки и гидромонитора не будут параллельны. В этот момент движущийся вместе с гидромонитором корпус пилота также переместится влево и перекроет доступ жидкости в полости цилиндра. Гидромонитор остановится.

Если повернуть рукоятку вправо, то золотник пилота переместится также вправо относительно неподвижного корпуса, и жидкость под давлением будет поступать в нештоковую полость, в результате гидромонитор начнет поворачиваться вправо до тех пор, пока его ось не станет параллельной оси рукоятки. Если рукоятку наклонить, то под действием пилота 7 цилиндр 10 наклонит и гидромонитор.

Гидромониторы со следящим гидроприводом облегчают работу оператора и повышают его производительность за счет своевременного и точного направления струи в нужное место па отливке.

1.3 Мероприятия по снижению потерь

Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях достаточно хорошо известен и включен в отраслевую инструкцию [2].

Как показывают расчеты, основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий.

Основными из этих мероприятий, помимо включенных для системообразующих электрических сетей 10 *кВ* и выше являются:

- широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств (управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности) для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;
- строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от «запертых» электростанций для ликвидации дефицитных узлов и завышенных транзитных перетоков;
- развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики (малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т.п.) для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т.п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4-35 *кВ* относятся:

- использование 10 *кВ* в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 *кВ*;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,4 *кВ* в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 *кВ*;
- использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях 0,4-10 *кВ* с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;
- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;
- применение столбовых трансформаторов малой мощности 6-10/0,4 *кВ* для сокращения протяженности сетей 0,4 *кВ* и потерь электроэнергии в них;

- более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;
- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.
- Анализ этих мероприятий, показывает, что основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т. е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий. Все эти мероприятия достаточно сложны для быстрой реализации и внедрения.

Таким образом, одним из эффективных способов снижения потерь электрической энергии является использование конденсаторных батарей.

1.4 Постановка задачи работы

В работе преследуется цель определения снижения потерь электрической энергии за счет размещения компенсирующих устройств на одном из фидеров РП-38.

Для этого предполагается выполнить следующее:

1. Произвести анализ сетей г. Алматы, РЭС-2 и выбрать фидер на РП-38 для оценки состояния режимов работы;

2. Произвести анализ существующих и перспективных нагрузок данного участка;

3. Произвести расчет режимов работы одного из фидеров, РП-38 с учетом существующих и перспективных нагрузок:

- выбрать способ расчета режимов работы;
- составить схему замещения для расчета;
- подготовить данные для расчета, определить параметры кабельных линий и параметры силовых трансформаторов;
- проанализировать полученные результаты расчета;

3. Выбрать мощность, тип, количество и оптимальные места размещения КУ;

4. Произвести расчет потерь электрической энергии при установке НКБ;

5. Дать анализ полученных результатов расчета потерь.

2 Состояние и анализ распределительных сетей РЭС-2 г. Алматы

2.1 Район распределительных сетей «РЭС-2»

РЭС-2 основан в 1962 году. Район электрических сетей города № 2(далее РЭС) является производственным структурным подразделением Управления Городских электрических сетей АО «Алатау Жарык Компаниясы» (АЖК). РЭС-2 охватывает центр города, площадь района составляет около 18 000 квадратных метров Алмалинский район и 6000 Бостандыкский район от юг ул. Гоголя до север ул.Жандосова , восточнее М.Алматинки до западнее ул.Фурманова, от ул.Розыбакиева до южнее пр.Раиымбека. Основную часть занимает Алмалинский район и часть Бостандыкского района города Алматы. Обслуживает 77 846 потребителей из них 3 212 составляют юридические лица, 74 7634 составляют физические лица.

Основное оборудование и техническое состояние действующего оборудования РЭС-2 по состоянию на 01.01. 2015г. составляет:

-трансформаторные подстанции (10-6-0,4кВ) в количестве 399шт. из них 10% или 40 ш.т соответствуют требованиям эксплуатации, а не соответствуют 159 штт.е 40%, проработавшие 25 и более лет 200 шт. или 50%.

-ВЛ-0,4 кВ протяженностью 85,86 км.из них 53,98 км. или 62,9% соответствуют требованиям эксплуатации, 31,9 км или 37,1% не соответствуют требованиям эксплуатации.

-КЛ (10-6-0,4кВ) общей протяженностью 831,691 км. из них 104,207 км. или13% соответствуют требованиям эксплуатации, 727,484 км. или 87% не соответствуют требованиям эксплуатации.

Приоритетные направления РЭС - 2 считает и использует обеспечение населения надежными услугами. В компании используется богатый опыт работы проверенный годами и общими усилиями, накопленный разными департаментами и подразделениями, что позволяет решать самые сложные задачи, РЭС - 2 всегда стремится к тому, чтобы ее деятельность гармонично сочеталась с окружающей средой и обществом, где она представлена проектами сокращение коммерческих и технических потерь в электрических сетях улучшение технических показателей работы основного оборудования подстанций соблюдение необходимых мер безопасности труда соблюдение правил охраны окружающей среды.

2.2 Выбор фидера для оценки потерь энергии

Для проведения расчетов выбрали РП-38, фидер № 14.Все данные и по РП-38 были получены в РЭС-2. РП 38 получает питание от ПС №1 АЗТМ, по линиям 6 кВ от отходящих от нее фидеров № 34, 36, 27, 28. Схема питания РП-38 представлена на рисунке 2.1. От фидера отходят ТП-2155, ТП-2193,

ТП-2011, ТП-2014, ТП-2328, ТП-2327. Схема РП-38, фидера №14 представлена на рисунке 2.2

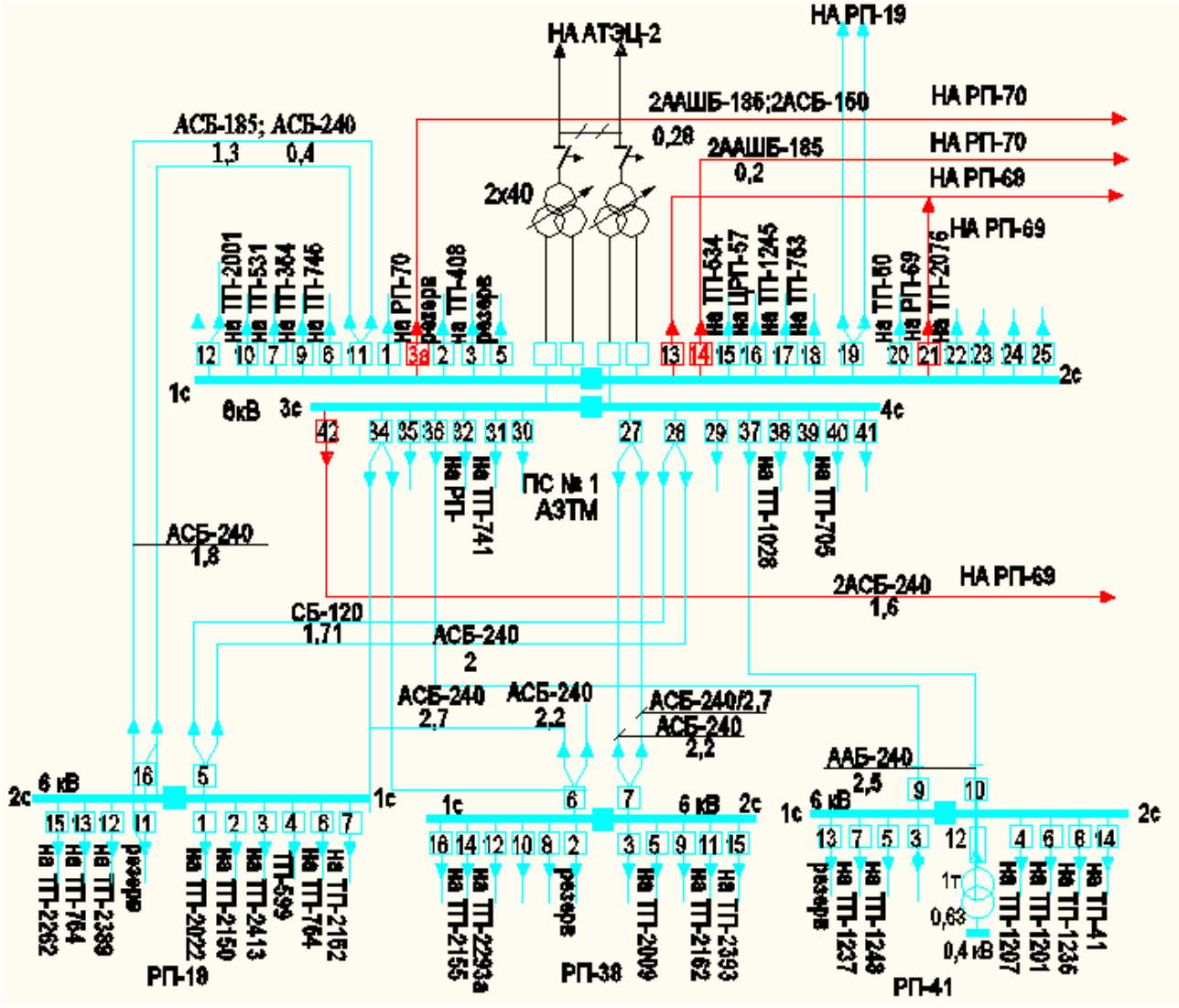


Рисунок 2.1 – Схема питания РП-38

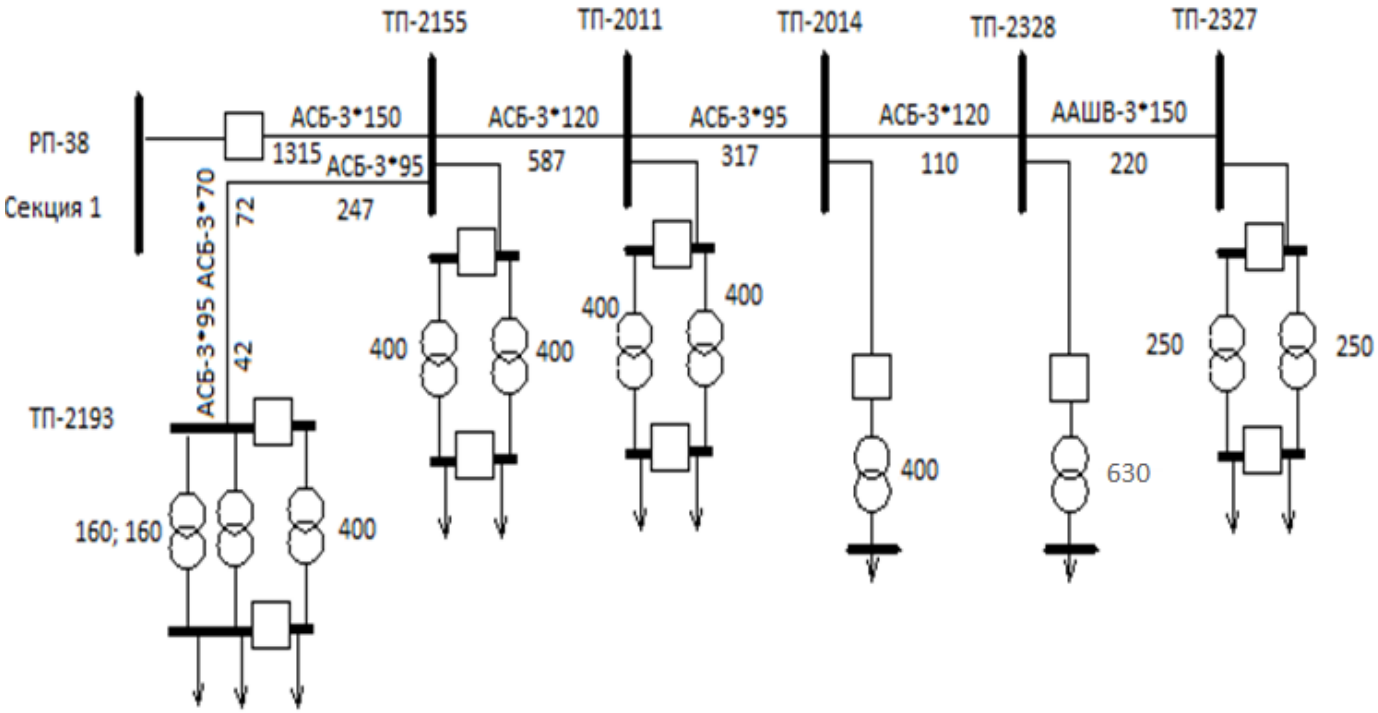


Рисунок 2.2 – Схема распределительного пункта №38

2.3 Структура и анализ нагрузок

В РЭС-2 были получены данные по нагрузкам за 2015 г.

От распределительного пункта 38, фидера №14 питаются : колбасные цеха 1,2; склады, Казпочта, мебельный салон, жилые дома, насосная, стройка, уличное освещение, оптика, кафе «Жазира», магазин «Гулянда», техникум.

Таким образом, нагрузки имеют разный характер, ТП загружены не равномерно, трансформаторы на ТП загружены от 4,8% до 58%.

По данным, полученным в РЭС-2, определим среднюю нагрузку на зимний и летний период года.

Для расчета сетей используют условное понятие полной мощности S, кВА.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = U \cdot I, \qquad (2.1)$$

где - P активная мощность, кВт;

Q реактивная мощность, кВАр.

Реактивная мощность, единица измерения кВАр.

$$Q = S \cdot sin\varphi. \qquad (2.2)$$

Активная мощность, единица измерения кВт

$$P = S \cdot cos\varphi. \quad (2.3)$$

Полученные данные сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 –Данные по существующим средним нагрузкам РП №38 на 2015 г. за зимний и летний период

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	Сезон	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр
2155	2х400	«зима»	480	408	252,9
		«лето»	336	286	177
2011	2х400	«зима»	470	399,5	247,6
		«лето»	329	279,7	173
2193	2х160; 400	«зима»	432	367,2	227,6
		«лето»	302,4	257	159,3
2014	320	«зима»	240	204	126,4
		«лето»	168	142,8	88,48
2328	400	«зима»	378	321,3	199,12
		«лето»	264,6	224,91	139,4
2327	250; 400	«зима»	300	255	158
		«лето»	210	178,5	110,6

Электропотребление в г. Алматы и по области ежегодно возрастает в связи с расширением города, насыщения жилых помещений электробытовыми приборами, развитием малого и среднего бизнеса. Расчетные средние нагрузки на 2028 год представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Перспективные средние нагрузки РП 38, Фидера №14 на 2028 год за зимний и летний период

№ ТП	$S_{ном.тр}$, кВА	Сезон	S, кВА	P, кВт	Q,кВАр
2155	2х400	«зима»	560	476	295,12
		«лето»	392	333	206,6
2011	2х400	«зима»	560	476	295,12
		«лето»	392	333	206,6
2193	2х160; 400	«зима»	518	440	273
		«лето»	362	308	191
2014	320	«зима»	224	190,4	118
		«лето»	157	133	82,6
2328	400	«зима»	280	238	147,5
		«лето»	199	167	103
2327	250; 400	«зима»	455	386,75	239,78
		«лето»	318	270,7	169

3 Определение потерь на участке электрических сетей, питающегося от РП-38, фидер №14

3.1 Подготовка данных для расчета

Для определения потерь электроэнергии использует несколько видов расчетов: ретроспективные, оперативные, перспективные расчеты и расчеты с помощью ЭВМ. Для расчета пользуемся программным комплексом RastrWin3, он предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

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

Составим схему замещения РП-38 (рисунок 3.1).

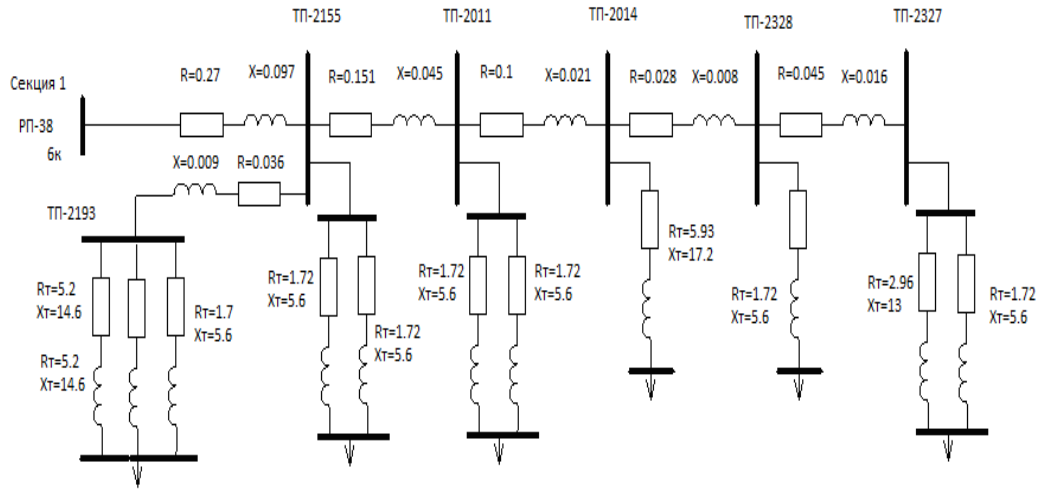


Рисунок 3.1 –Схема замещения распределительного пункта №38

Расчет параметров линий и трансформаторов.

Для трансформаторов и кабельных линий определяем параметры $R + jX$ [4]·

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{т} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U^{2}_{ном}}{S^{2}} \ , \qquad (3.1)$$

где $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, $U_{ном}$ - напряжение со стороны высокого напряжения

$$R_{т} = \frac{5{,}5 \cdot 36 \cdot 10^{3}}{2 \cdot (0.4 \cdot 10^{3})^{2}} = 1.72\,\text{Ом}$$

Реактивное сопротивление трансформатора

$$X_{т} = \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}^{2}}{100 \cdot S}\ , \qquad (3.2)$$

где $U_{кз}$ - напряжение короткого замыкания, $U_{ном}$ - напряжение со стороны высокого напряжения

$$X_{т} = \frac{4{,}5 \cdot 100}{100 \cdot 2 \cdot 0{,}4} = 5.6 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление кабельной линии определяется по формуле

$$R_{л} = r_{0} \cdot l \qquad (3.3)$$

$$R_{л} = 0{,}206 \cdot 1.315 = 0.270 \text{ Ом},$$

где r_{0} - удельное сопротивление кабеля с медными жилами, l длина кабеля

Реактивное сопротивление кабельной линии определяется по формуле

$$X_{л} = x_{0} \cdot l \qquad (3.4)$$

$$X_{л} = 0{,}074 \cdot 1.315 = 0.097 \text{ Ом}$$

Полученные данные сводим в таблицу 3.3, 3.4

Таблица 3.3 – Сопротивления линии

Начало линии	Конец линии	Марка провода	Длина ЛЭП L, м	$r_{о}$, Ом/км	R, Ом	$x_{о}$, Ом/км	X, Ом
РП – 38	ТП-2155	АСБ-3*150	1315	0,206	0,27	0,074	0,097
ТП-2155	ТП-2011	АСБ-3*120	587	0,258	0,151	0,076	0,045
ТП-2155	ТП-2193	АСБ-3*95	42	0,326	0,014	0,076	0,003
		АСБ-3*70	72	0,443	0,032	0,08	0,006
		АСБ-3*120	247	0,258	0,064	0,076	0,019
ТП-2011	ТП-2014	АСБ-3*95	317	0,326	0,103	0,076	0,024
ТП-2014	ТП-2328	АСБ-3*120	110	0,258	0,028	0,076	0,008
ТП-2328	ТП-2327	ААШВ-3*150	220	0,206	0,045	0,074	0,016

Таблица 3.4– Параметры трансформаторов

Тип	Справочные данные							Расчетные параметры	
	$U_{нн}$	$U_{вн}$	$S_н$	$U_к$	$I_{хх}$	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$	$R_т$	$X_т$
	кВ	кВ	кВА	%	%	кВт	кВт	Ом	Ом
ТМ-400/10	0,4	6	400	4,5	2,1	0,95	5,5	1,72	17,2
ТМ-320/10	0,4	6	320	5,5	7	1,9	6,02	5,93	17,2
ТМ-250/10	0,4	6	250	6,5	2,3	0,74	3,7	2,96	13
ТМ-160/10	0,4	6	160	4,5	2,4	0,51	2,65	5,2	14,06

3.2 Определение потерь на участке электрических сетей РП-38 с учетом сующих нагрузок на 2015 г.

Расчет «максимального режима» при средних нагрузках.

Полученные данные по рассчитанным параметрам линий (таблица 3.3.), трансформаторов (таблица 3.4), а так же по средним нагрузкам за сезон времени года «зима» 2015 г. вводим в программу RASTR. Данные полученные в результате расчета представлены на рисунках, схема замещения представлена на рисунке 3.2 – 3.5.

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	РП-38	6.3					2	1.3	6.3	-10	10				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.193	0.229	
3			Нагр	23		0.4			0.408	0.252			0.4						0.403	-1.13	
4			Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.159	0.3375	
5			Нагр	34		0.4			0.399	0.248			0.4						0.401	-1.0034	
6			Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.145	0.3942	
7			Нагр	45		0.4			0.204	0.126			0.4						0.38	-4.2733	
8			Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.141	0.4023	
9			Нагр	56		0.4			0.321	0.18			0.4						0.393	-1.9597	
10			Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.139	0.4045	
11			Нагр	67		0.4			0.255	0.158			0.4						0.401	-0.8818	
12			Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.19	0.238	
13			Нагр	78		0.4			0.367	0.228			0.4						0.402	-1.2063	

Рисунок 3.2 –Данные и результаты расчета «Узлы»

Ветви

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2			Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3			ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4			Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5			ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-1	
6			Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.067	-0	-0	
7			ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8			Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.067	-0	-0	
9			ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10			Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11			ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12			Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

Рисунок 3.3 –Данные и расчет «Ветви»

Районы+Потери

	Np+	Район	dP_нагр	Dp	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном			dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1			0.084		0.0504	0.0336				

Рисунок 3.4 – Потери

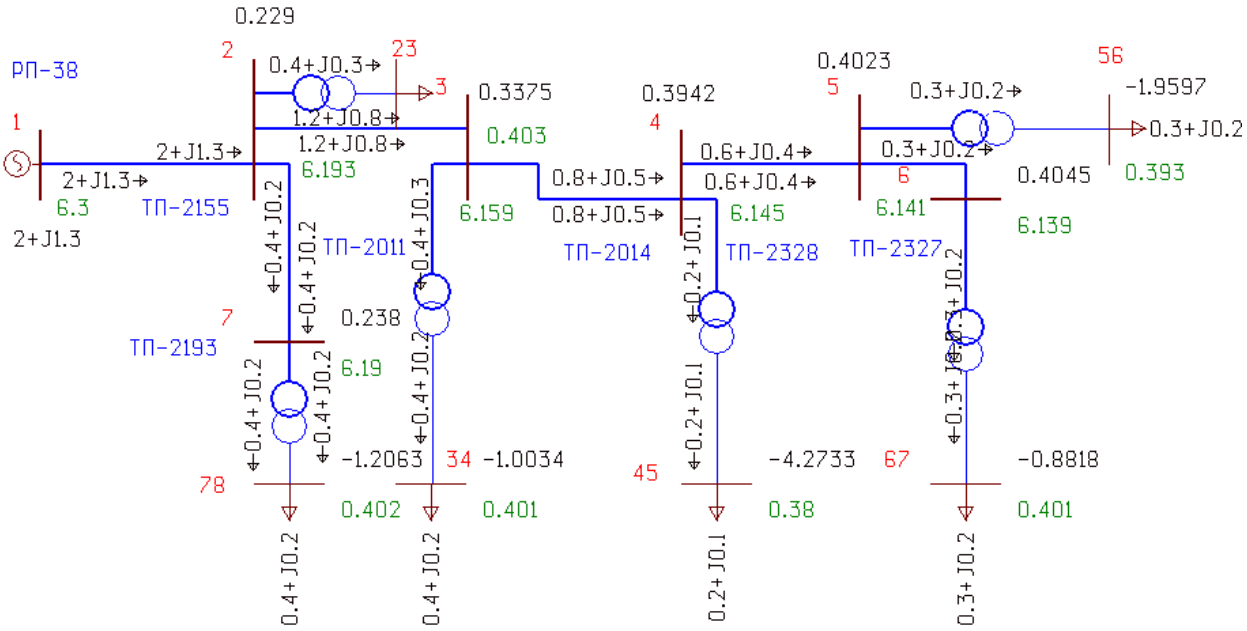


Рисунок 3.5 – «Графика», полученная в результате расчета на программе

При расчете «максимального режима с учетом существующих средних нагрузок мы видим, что напряжения на трансформаторных подстанциях соответствует допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения» [6]. Потери в кабельных линиях составили 50,4 кВт, в трансформаторах составили 33,6 кВт (рисунок 3.4), общие нагрузочные потери составили 84 кВт.

Найдем относительные потери активной мощности по формуле:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_{ген}} \cdot 100\% \qquad (3.1)$$

где ΔP – активные нагрузочные потери;

$P_{ген}$ – активная мощность, отпускаемая с шин РП–38.

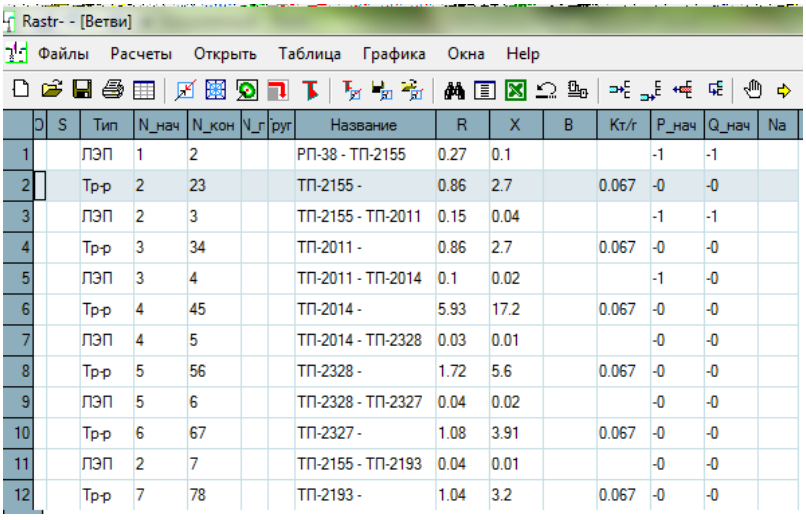
$$\Delta P_{\%} = \frac{84}{1954} \cdot 100\% = 4.3\%.$$

Относительные потери активной мощности составляют 4,3 % от мощности отпускаемой с шин РП–38, Фидер №14 (1954 кВт).

В соответствии с регламентом Департамента агентства РК по регулированию естественных монополий по г. Алматы уровень относительных потерь в РЭС – 2 не должен превышать 16%. И так, можно сделать вывод, что потери мощности в существующей сети РП–38, фидер№14 находятся в допустимых пределах.

Расчет «минимального режима» при средних нагрузках.

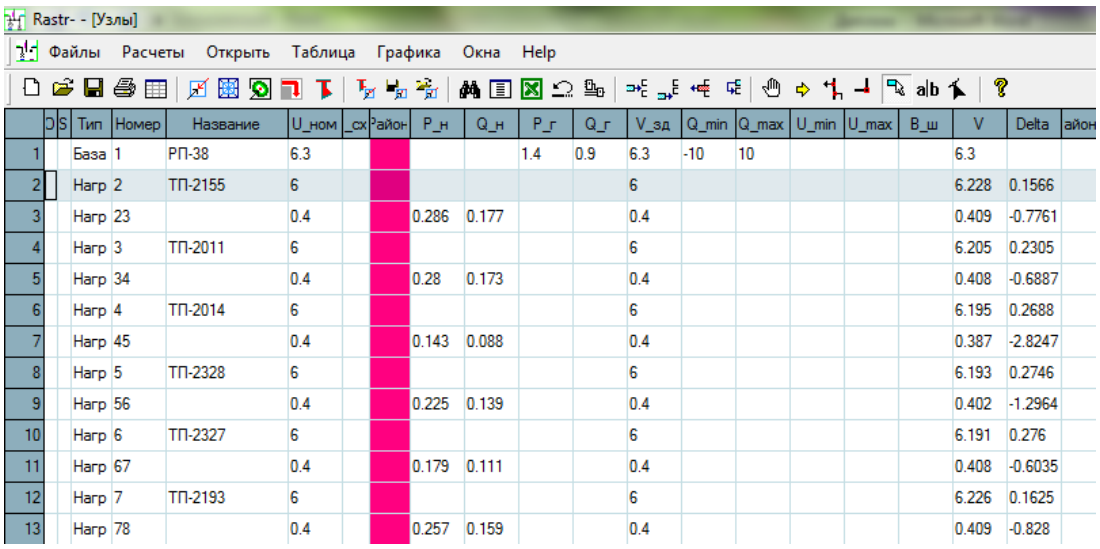
Расчет производим аналогично расчета «максимального режима». Вводим параметры линий, трансформаторов (таблицы 3.3, 3.4) и данные по нагрузкам «лето» (таблица 2.3) в программный комплекс RASTR. Результаты расчета представлены на рисунках 3.6 – 3.9.


Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

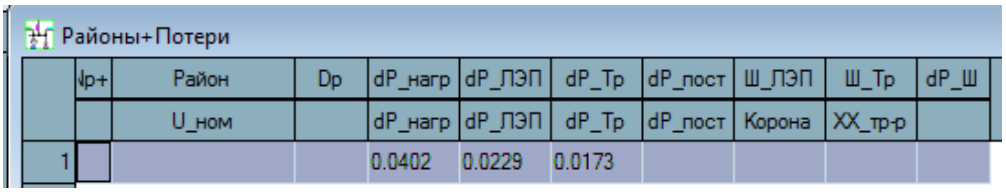
	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-1	-1	
2			Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3			ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4			Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5			ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-0	
6			Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.067	-0	-0	
7			ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-0	-0	
8			Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.067	-0	-0	
9			ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10			Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11			ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12			Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

Рисунок 3.6 – Полученные значения «Узлы»



	Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1	База	1	РП-38	6.3				1.4	0.9	6.3	-10	10				6.3	
2	Нагр	2	ТП-2155	6						6						6.228	0.1566
3	Нагр	23		0.4		0.286	0.177			0.4						0.409	-0.7761
4	Нагр	3	ТП-2011	6						6						6.205	0.2305
5	Нагр	34		0.4		0.28	0.173			0.4						0.408	-0.6887
6	Нагр	4	ТП-2014	6						6						6.195	0.2688
7	Нагр	45		0.4		0.143	0.088			0.4						0.387	-2.8247
8	Нагр	5	ТП-2328	6						6						6.193	0.2746
9	Нагр	56		0.4		0.225	0.139			0.4						0.402	-1.2964
10	Нагр	6	ТП-2327	6						6						6.191	0.276
11	Нагр	67		0.4		0.179	0.111			0.4						0.408	-0.6035
12	Нагр	7	ТП-2193	6						6						6.226	0.1625
13	Нагр	78		0.4		0.257	0.159			0.4						0.409	-0.828

Рисунок 3.7 – Полученные значения «Ветви»



	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1			0.0402	0.0229	0.0173				

Рисунок 3.8 - Потери

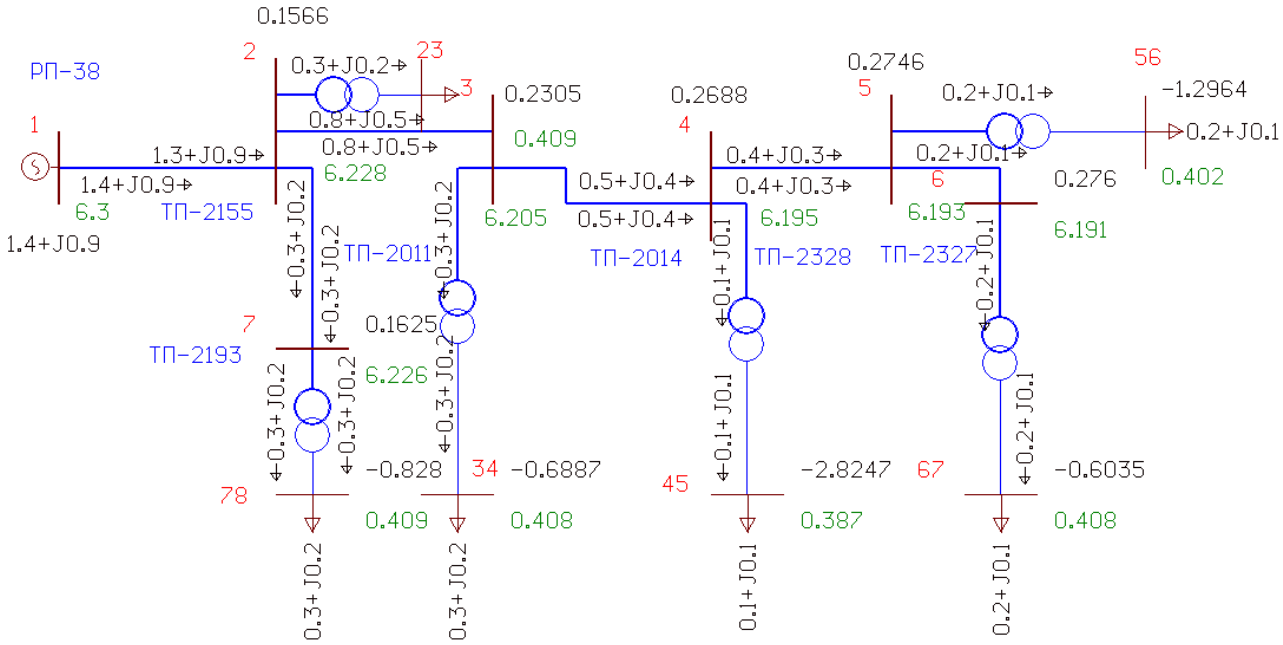


Рисунок 3.9 – Графическое изображение полученных результатов

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

Потери активной мощности в трансформаторах составляют 17,3 кВт, потери в линиях – 22,9 кВт, суммарные нагрузочные потери– 40,2 кВт.

Найдем относительные потери мощности по формуле (3.1):

$$\Delta P_{\%} = \frac{40{,}2}{1370} \cdot 100\% = 2{,}1\%.$$

Относительные потери мощности составляют 2,9 % от отпущенной активной мощности с шин РП−38, фидера №14. (1370 кВт).

Так как, в программном комплексе RASTR произвели расчет мгновенных потерь, в максимальном и минимальном режимах, для фидера №14, питающегося от РТ-28, то далее определим годовые потери энергии на данном участке.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня:

$$\Delta W_{\text{зим}} = \Delta P_{\text{зим}} \cdot T \qquad (3.2)$$

где $\Delta P_{\text{зим}}$ – моментальные потери в зимний период года;

Т – длительность рассматриваемого периода.

$$\Delta W_{\text{зим}} = 84 \cdot 24 = 2016 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суточный расход активной энергии летнего дня:

$$\Delta W_{\text{лет}} = \Delta P_{\text{лет}} \cdot T, \qquad (3.3)$$

где $\Delta P_{\text{лет}}$ – моментальные потери в летний период года.

$$\Delta W_{\text{лет}} = 40{,}2 \cdot 24 = 964{,}8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле:

$$\Delta W_{\text{г}} = W_{\text{лет}} \cdot n_{\text{лет}} + W_{\text{зим}} \cdot n_{\text{зим}}\,, \qquad (3.4)$$

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

$n_{\text{зим}}$– количество зимних дней.

$$\Delta W_{\text{г}} = 2016 \cdot 213 + 964{,}8 \cdot 152 = 576{,}0 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

3.4 Определение потерь на участке электрических сетей РП-38 при перспективных нагрузках на 2028 г.

Произведем расчет режимов работы данного фидера аналогично п.п 3.2. для максимального и минимального режимов работы фидера.

Расчет «максимального режима» при средних нагрузках.

Полученные данные по рассчитанным параметрам линий (таблица 3.3.), трансформаторов (таблица 3.4), а так же по нагрузкам за сезон времени года «зима» 2028 г. вводим в программу RASTR. Данные полученные в результате расчета представлены на рисунках, схема замещения представлена на рисунке 3.10 – 3.14.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	РП-38	6.3					4.1	1.5	6.3	-10	10				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.098	0.0017	
3			Нагр	23		0.4			0.53	0.329			0.4						0.393	-1.8377	
4			Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.04	0.0389	
5			Нагр	34		0.4			0.519	0.322			0.4						0.389	-1.7967	
6			Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.012	0.0613	
7			Нагр	45		0.4			0.265	0.1			0.4						0.374	-7.0684	
8			Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.007	0.0686	
9			Нагр	56		0.4			0.418	0.23			0.4						0.382	-3.2243	
10			Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.004	0.0752	
11			Нагр	67		0.4			0.332	0.206			0.4						0.389	-1.6926	
12			Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.096	0.0165	
13			Нагр	78		0.4			0.478	0.296			0.4						0.392	-1.9492	

Рисунок 3.10 – Рассчитанные значение «Узлы»

Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-4	-2	
2			Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
3			ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-2	-1	
4			Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
5			ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-2	-0	
6			Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7			ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8			Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9			ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10			Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11			ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12			Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

Рисунок 3.11 – Полученные результаты «Ветви»

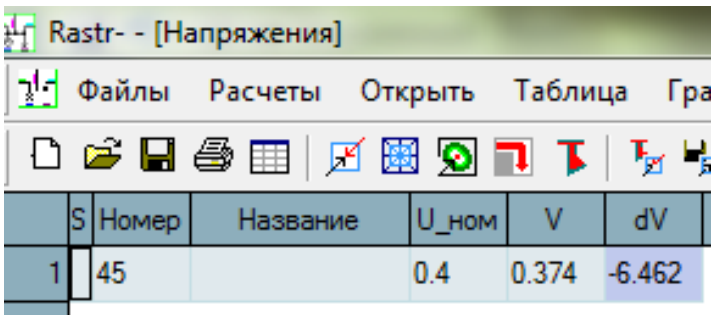


Рисунок 3.12 – Полученные значения «Напряжения»

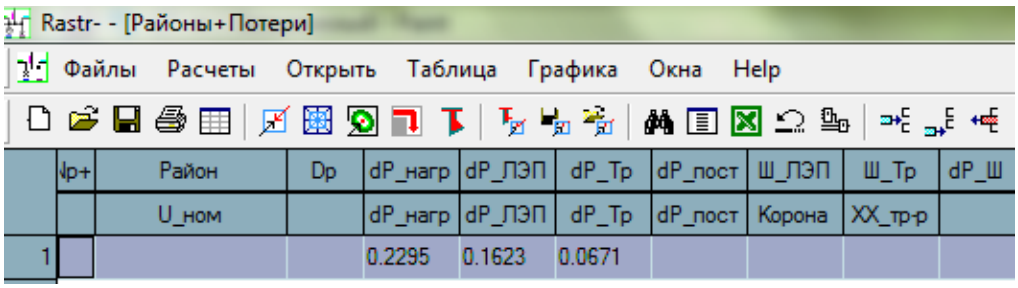


Рисунок 3.13 – Полученные значения «Потери»

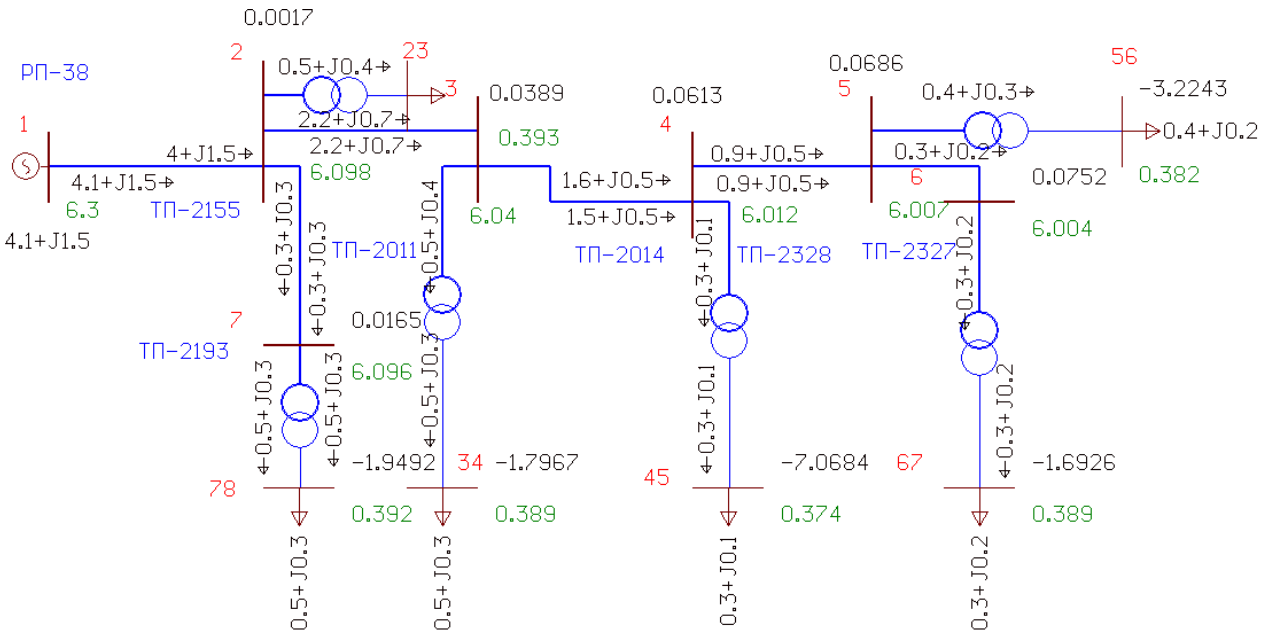


Рисунок 3.14 – «Графика», полученная в результате расчета

В результате расчета «максимального» режима выяснили, что уровни напряжения на шинах ТП-2114 0,4 кВ составляют 0,374 кВ , т.е -6,462 % от допустимых значений ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии системах электроснабжения общего назначения».

Потери активной мощности в трансформаторах составляют 67,1 кВт, потери в линиях – 162,3 кВт, суммарные нагрузочные потери– 229,5 кВт.

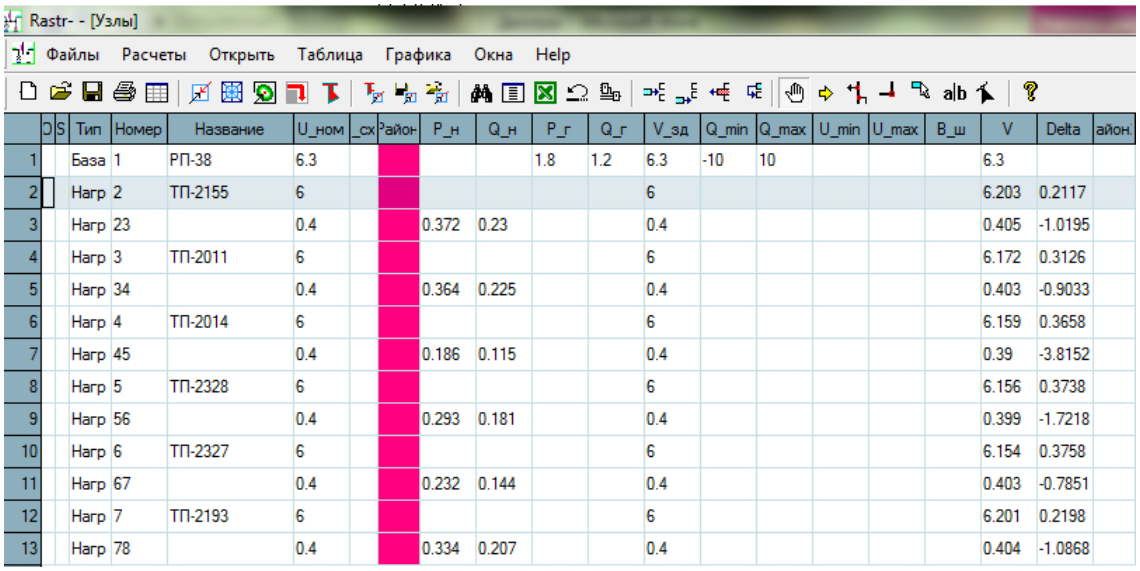
Найдем относительные потери активной мощности по формуле (3.1):

$$\Delta P_{\%} = \frac{229{,}5}{2542} \cdot 100\% = 9\ \%.$$

Относительные потери активной мощности составляют 9 % от отпущенной активной мощности с шин РП−38, фидера №14. (2542 кВт), что является нормой.

Расчет «минимального режима» при средних нагрузках.

Результаты расчетов представлены на рисунках 3.15 – 3.18.

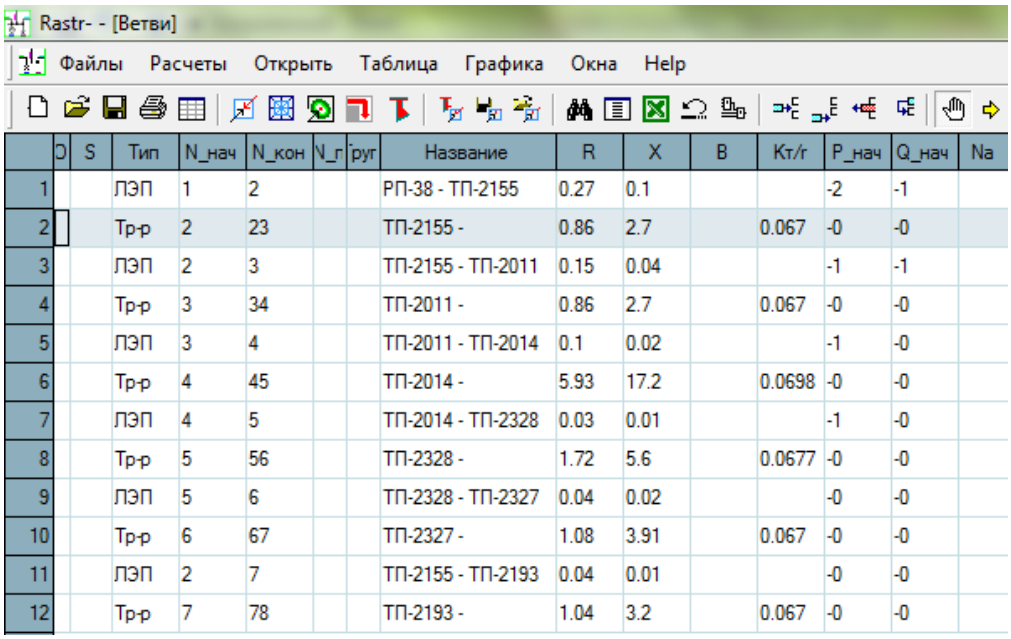


Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1			База	1	РП-38	6.3					1.8	1.2	6.3	-10	10				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.203	0.2117	
3			Нагр	23		0.4			0.372	0.23			0.4						0.405	-1.0195	
4			Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.172	0.3126	
5			Нагр	34		0.4			0.364	0.225			0.4						0.403	-0.9033	
6			Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.159	0.3658	
7			Нагр	45		0.4			0.186	0.115			0.4						0.39	-3.8152	
8			Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.156	0.3738	
9			Нагр	56		0.4			0.293	0.181			0.4						0.399	-1.7218	
10			Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.154	0.3758	
11			Нагр	67		0.4			0.232	0.144			0.4						0.403	-0.7851	
12			Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.201	0.2198	
13			Нагр	78		0.4			0.334	0.207			0.4						0.404	-1.0868	

Рисунок 3.15 – Полученные значения «Узлы»



Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2			Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3			ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4			Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5			ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-0	
6			Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7			ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8			Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9			ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10			Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11			ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12			Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

Рисунок 3.16 – Полученные значения «Ветви»

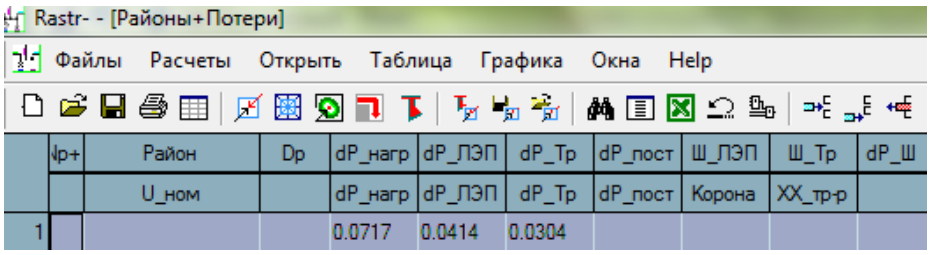


Рисунок 3.17 - Потери

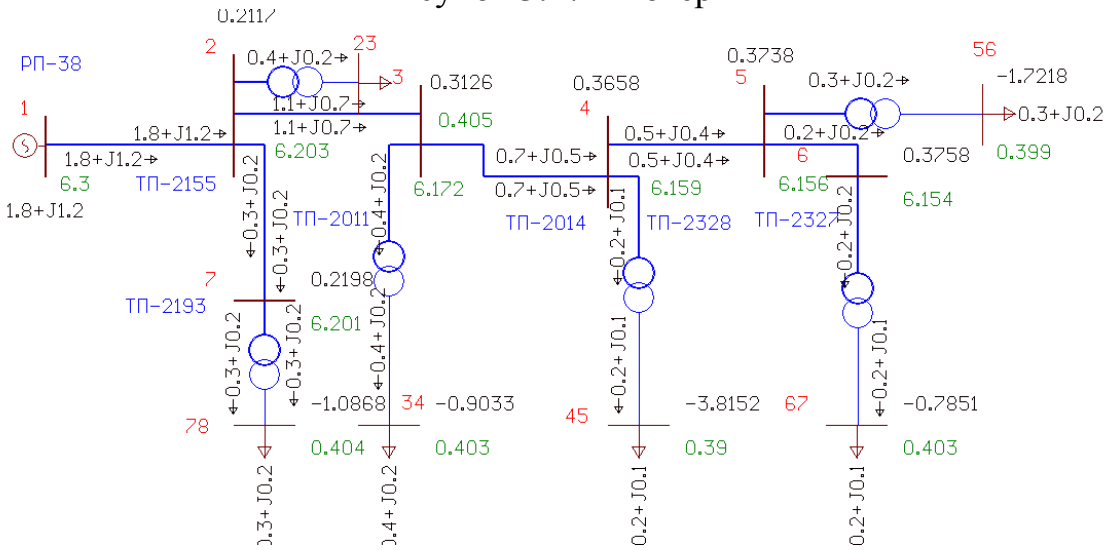


Рисунок 3.18 – «Графика», полученная в результате расчета

В результате расчета «минимального» режима выяснили, что уровни напряжения на шинах ТП соответствуют допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97.

Потери активной мощности в трансформаторах составляют 30,4 кВт, потери в линиях – 41,4 кВт, суммарные нагрузочные потери–71,7 кВт.

Найдем относительные потери активной мощности по формуле (3.1):

$$\Delta P_{\%} = \frac{71{,}7}{1781} \cdot 100\% = 4\ \%.$$

Относительные потери активной мощности составляют 4 % от отпущенной активной мощности с шин РП−38, фидера №14. (1781 кВт), что является нормой.

Определим годовые потери электроэнергии.

Суточный расход активной энергии зимнего дня в соответствии с формулой (3.2):

$$\Delta W_{зим} = 229{,}5 \cdot 24 = 5508\ кВт \cdot ч.$$

Суточный расход активной энергии летнего рабочего дня по формуле (3.3):

$$\Delta W_{\text{лет}} = 71{,}7 \cdot 24 = 1720{,}8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле (3.4):

$$\Delta W_{\text{г}} = 5508 \cdot 213 + 1720 \cdot 152 = 1434{,}6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Анализ полученных результатов потерь при существующих нагрузках и нагрузках на перспективу на 2028 г сведен в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Полученные результаты расчета потерь

Годовые потери	Существующие нагрузки 2015 г.	Перспективные нагрузки 2028 г.	Разность потерь для двух режимов
$\Delta W_{\text{г}}$, МВт · ч	576	1434,6	858,6

Как видно из таблицы 3.5 при перспективном росте нагрузок потери увеличиваются на 858,6 МВт. Следовательно необходимо установить КУ на данном участке электрической сети, в целях снижения потерь.

4 Определение потерь при установке компенсирующих устройств в РП-38, фидер №14

4.1 Выбор мощности и места установки компенсирующих устройств

Расчёт и выбор конденсаторных установок производится на основании задания энергосистемы и в соответствии с «Руководящими указаниями по компенсации».

Потребляемая мощность КУ выбирается с учётом наибольшей входной реактивной мощности $_0$, кВАр, которая может быть передана из сетей энергосистемы. В общем виде должно соблюдаться следующее условие:

$$Q_P - Q_K \le Q_Э, \qquad (4.1)$$

где Q_P -расчётная (потребляемая) потребителем реактивная мощность, квар;

Q_K - реактивная мощность, которую надо скомпенсировать у потребителя (т.е. мощность *КУ*).

Энергосистемой задаётся режим потребляемой реактивной мощности у потребителя с учётом его расчётных максимальных нагрузок Q_P и P_P. Это

требование заключается в том, что задаются значения $Q_{Э1}$- реактивной мощности, выдаваемой энергосистемой предприятию в течении получаса в период максимальных активных нагрузок энергосистемы, и $Q_{Э2}$-средней реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы или генерируемой в сеть энергосистемы в период её наименьшей нагрузки. Практически во всех случаях $Q_{Э2} \approx 0$. С учётом этого выражения приобретается вид:

$$Q_{K\max} = Q_{P\max} - Q_{Э1} \qquad (4.2)$$

$$Q_{K\min} = Q_{P\min} - Q_{Э2} \ , \qquad (4.3)$$

где $Q_{K\max}$ и $Q_{K\min}$-соответственно необходимая мощность КУ в режиме максимальных и минимальных нагрузок;

$Q_{P\max}$ и $Q_{P\min}$-соответственно расчётная реактивная мощность потребителя в режиме максимальных и минимальных (в ночную смену, в праздничные дни) нагрузок.

После определения оптимального значения мощности компенсирующих устройств решается вопрос об их размещении в электрических сетях у потребителя. Наибольший эффект достигается при установке компенсирующих устройств вблизи приемника с наибольшим потреблением реактивной мощности, так как это приводит к максимальному снижению потерь мощности и электроэнергии.

Выбор мощности нерегулируемой батареи статических конденсаторов (НБСК) производится с учетом кривой реактивной мощности, исходя из графика нагрузок. В соответствии с графиками нагрузок для летнего сезона, т.е. по минимальному потреблению реактивной мощности, определяют мощность конденсаторной батарей.

Конденсаторные батареи следует устанавливать как можно ближе к потребителю, доказано, что установка НКБ на шинах 0,4 кВ эффективнее, чем установка на шина 10 кВ и ведет к более существенному снижению потерь. Следовательно, произведем выбор НКБ для установки на двух ТП: на ТП-2014 и ТП-2327 (рисунок 4.1)

Как уже говорилось для выбора мощности НКБ необходимо иметь графики электрических нагрузок. Построим графики нагрузок для двух ТП данного фидера. Так как суточные замеры по ТП нее были предоставлены РЭС, то для построения графиков нагрузок воспользуемся типовыми графиками, рисунки 4.1, 4.2 [7]. Полученные типовые графики можно использовать для ТП различной мощности питающих коммунально - бытовую нагрузку, при выборе мощности КБ для ТП любой мощности.

Глава XV

Необходимо спроектировать гидропривод формовочной машины с нижним прессованием для опок размером 0,4 X 0,5 X 0,15 м, максимальное давление прессования рп2 = 0,7 МН/м2, продолжительность прессования (рабочий ход прессового стола)

t1 = 3 с, продолжительность обратного хода t2 не более 2,5 с.

При разработке конструкции машины были установлены вес поднимаемых частей pt = 0,004 МН, зазор между опокой и прессовой плитой sx = 0,02 м.

Формовочная машина предназначена для изготовления полуформ по моделям, объем которых VM = 0,0045 м3.

Плотность формовочной смеси в разрыхленном состоянии δ0 = 1 • 10-3 кг/м3, при давлении 0,1 МН/м2 δ 0,1 = 1,46-10-3 кг/м3, коэффициент уплотняемости формы n = 0,2-10-3 кг/м3.

Для прессовых формовочных машин с небольшим размером опок оптимальным является гидропривод с двумя ступенями скорости (схема с двумя насосами). Гидросхема такого привода для формовочной машины с нижним прессованием приведена на рис. 185 (см. гл. XIV, § 5).

Проектирование включает определение основных параметров гидроцилиндра (плунжера) прессового стола, давлений, на которые настраивают клапаны, производительности насосов, мощности приводного электродвигателя, а также выбор типов насосов и другой гидроаппаратуры, обеспечивающих заданные продолжительности обратного и прямого хода прессового стола.

1. Расчет диаметра плунжера D. Площадь F плунжера находим по формуле

$$F = \frac{p_{пр} \cdot F_{оп} + P_T + P_{ТП}}{p_2}$$

где Pmp – сила трения в уплотнениях;

fоп – площадь опоки (Fоп = 0,4 • 0,5 =0,2 м2).

Устанавливаем значение максимального давления р2 в гидросистеме. В данном случае выбираем р2 = 5 МН/м2. При этом давлении не предъявляется повышенных требований к уплотнениям и возможно использование простых и надежных лопастных насосов, а также обычной аппаратуры управления,

Величина Ртр зависит от размера плунжера. Поэтому сначала определяют площадь плунжера при Pmp = 0, а затем после расчета диаметра плунжера его значение корректируют с учетом Ртр:

$$F = \frac{0{,}7 \cdot 0{,}2 + 0{,}004 + 0}{5} = 0{,}0288 \text{ м2}.$$

Диаметр плунжера находим по формуле (65):

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0{,}0288}{3{,}14}} = 0{,}1916 \text{ м}.$$

По ГОСТу 6540 – 68 выбираем ближайший больший диаметр D = 0.2 м, тогда площадь плунжера составит

$$F=\frac{3{,}14\cdot 0{,}2^2}{4}=0{,}0314 \text{ м2}.$$

Для плунжера выбираем по ГОСТу 6969 – 54 манжетное уплотнение диаметром 0,2 м и l = 0,015 м, которое надежно работает при давлении 5 МН/м2. Для выбранного уплотнения по формуле (145) определяем силу трения

РТР=0,05·3,14·0,2·0,015·5 = 0,00235 МН

Уточняем диаметр плунжера с учетом Ртр'

$$F=\frac{0{,}7\cdot 0{,}2+0{,}004+0{,}00235}{5}=0{,}0293 \text{ м2}$$

и

$$D=\sqrt{\frac{4\cdot 0{,}0293}{3{,}14}}=0{,}1930 \text{ м}.$$

Таким образом, выбранный диаметр плунжера D = 0,2 м удовлетворяет условию задачи.

2. Расчет величины хода прессового стола s:

s = sx+ sн,

где sh – высота наполнительной рамки.

Высоту наполнительной рамки находим по формуле

$$sH=\left(H_{on}-\frac{V_м}{F_{on}}\right)\left(\frac{\delta}{\delta_0}-1\right), \qquad (207)$$

где Hon – высота опоки;

δ – плотность смеси при давлении рп,

$$\delta=\delta 0{,}1+n \lg pn. \qquad (208)$$

Находим плотность смеси δ 2 в форме в конце прессования при рп = рп2:

δ2=[1,46+0,2 lg(0,7·10)]·10–3=1,63·10–3 кг/м3,

тогда

$$sH=\left(0{,}15-\frac{0{,}0045}{0{,}2}\right)\left(\frac{1{,}63}{1{,}0}-1\right).$$

Полный ход прессового стола

s = 0,02 + 0,0804 = 0,1004 м.

3. Расчет давления р1, при котором отключается на слив насос 2 высокой производительности.

Из соотношения (188) при х = 0,2 (так как sx << sн)

р1=0,2·5=1 МН/м2.

4. Расчет плотности смеси δ, в форме при рп = рп1, и давлении в гидросистеме р1:

δ=δ0,1+n lg $\left(p_1 \frac{F}{F_{on}}\right) = \left[1{,}46 + 0{,}2 \lg\left(1 \frac{0{,}0314}{0{,}2} 10\right)\right]$ ×10–3=1,499·10–3 кг/м3

5. Расчет производительности Q1 и Q2 насосов 1 и 2.

Для определения Q1 и Q2 используем формулу (185). В этой формуле необходимо установить значения s1 и s2:

s1=sx+sH1, (209)

где sн1 – величина деформации смеси в опоке при давлении р1.

При повышении давления от р1 до р2 величина деформации смеси s2 = sн2.

На основе формулы (207) получаем

$$s_x = \gamma s_н = \gamma \left(H_{on} - \frac{V_м}{F_{on}}\right)\left(\frac{\delta_2}{\delta_1} - 1\right), \quad (210)$$

$\gamma = \frac{s_x}{s_H} = \frac{0{,}02}{0{,}08} = 0{,}25;$

$$sH1 = \left(H_{on} + s_2 - \frac{V_м}{F_{on}}\right)\left(\frac{\delta}{\delta_0} - 1\right) \quad (211)$$

и

$$sH2 = \left(H_{on} - \frac{V_м}{F_{on}}\right)\left(\frac{\delta}{\delta_0} - 1\right). \quad (212)$$

После подстановки значений s1, sx, snl и sн2 [соответственно формул (209) - (212)] формула (185) имеет вид

$$Q1 = \frac{F\delta_2}{t\eta_{02}}\left(H_{on} - \frac{V_м}{F_{on}}\right)\left[\left(\frac{\delta_2 - \delta_0}{\delta_0\delta_2}\gamma + \frac{\delta_1 - \delta_0}{\delta_0\delta_1}\right)\frac{Q_1}{Q_1 + Q_2} \cdot \frac{\eta_{02}}{\eta_{01}} + \frac{\delta_2 - \delta_1}{\delta_1\delta_2}\right] \quad (213)$$

или с учетом формулы (187)

$$Q1 = \frac{F\delta_2}{t\eta_{02}}\left(H_{on} - \frac{V_м}{F_{on}}\right)\left[\left(\frac{\delta_2 - \delta_0}{\delta_0\delta_2}\gamma + \frac{\delta_1 - \delta_0}{\delta_0\delta_1}\right)x\frac{\eta_{02}}{\eta_{01}} \cdot \frac{\eta_2}{\eta_1} + \frac{\delta_2 - \delta_1}{\delta_1\delta_2}\right] \quad (214)$$

При определении Q1 возникает трудность в установлении коэффициентов η и η0 для насосов, производительность которых неизвестна.

Для предварительного расчета можно использовать средние значения следующих величин:

η02=0,9, $\frac{\eta_{02}}{\eta_{01}} = 0{,}85$ и $\frac{\eta_2}{\eta_1} = 0{,}7$

Тогда по формуле (214) находим

$$Q1 = \frac{0{,}0314 \cdot 1{,}63 \cdot 10^{-3}}{3 \cdot 0{,}9}\left(0{,}15 - \frac{0{,}0045}{0{,}2}\right) \times$$

$$\times\left[\left(\frac{1{,}63-1}{1\cdot 1{,}63}10^3\cdot 0{,}25+\frac{1{,}499-1}{1\cdot 1{,}499}\cdot 10^3\right)0{,}2\cdot 0{,}85\cdot 0{,}7+\frac{1{,}63-1{,}499}{1{,}499\cdot 1{,}63}10^3\right]=$$

=2,54·10–4 м3/с =0,254 дм3/с

Величину Q2 определяем из соотношения (187):

$$Q2=Q1\left(\frac{1}{x}\cdot\frac{\eta_1}{\eta_2}-1\right)=0{,}254\left(\frac{1}{0{,}2\cdot 0{,}7}-1\right)=1{,}53 \text{ дм3/с}$$

По каталогу выбираем сдвоенный лопастной насос с ближайшей большей производительностью по обоим насосам. Таким является насос типа 18Г12-25А производительностью Q1 = 0,3 дм3/сек (18 л/мин) и Q2 = 1,67 дм3/сек (100 л/мин).

Для выбранного насоса определяем действительное значение продолжительности прессования.

По табл. 5 устанавливаем действительное значение производительности насосов: при р1 = 1 МН/м2 Q1 = 0,367 дм3/к (22,0 л/мин), Q2 = 1,81 дм3/с (108,5 л/мин) и при р2 = 5 МН/м2 Q1 = 0,319 дм3/с (19,1 л/мин).

По формуле (213) определяем продолжительность прессования

$$t=\frac{0{,}0314\cdot 1{,}63\cdot 10^{-3}}{0{,}319\cdot 10^{-3}}\left(0{,}15-\frac{0{,}0045}{0{,}2}\right)\times$$

$$\times\left[\left(\frac{1{,}63-1}{1\cdot 1{,}63}10^3\cdot 0{,}25+\frac{1{,}499-1}{1\cdot 1{,}499}\cdot 10^3\right)\frac{0{,}319}{0{,}367+1{,}81}+\frac{1{,}63-1{,}499}{1{,}499\cdot 1{,}63}10^3\right]=2{,}37 \text{ с.}$$

Выбранный насос удовлетворяет условию задачи.

6. Расчет мощности приводного электродвигателя.

По табл. 6 для выбранного насоса при р1= 1 МН/м2 рекомендуется приводной двигатель мощностью 4,0 кВт, п = 950 об/мин.

7. Выбор контрольно-регулирующей и распределительной аппаратуры. Гидроаппаратуру выбираем по рекомендуемому наибольшему расходу и по наибольшему рабочему давлению.

От насоса 2 через фильтр 10, обратный клапан 4 и клапан низкого давления 9 с дистанционным управлением проходит жидкость с расходом 1,67 дм3/с (100 л/мин). Максимальное рабочее давление 1 МН/м2 (10 кгс/см2).

В соответствии с указанным расходом и давлением по каталогу выбираем фильтр 0,12 Г41-15, обратный клапан Г51-25, клапан низкого давления Г54-15, исполнение I.

Все указанные гидроаппараты соединяются трубопроводом 1 1 /4 ". От насоса 1 через фильтр 11 и клапан 3 с дистанционным управлением проходит жидкость с расходом 0,3 дм3/с (18 л/мин). Максимальное давление 5 МН/м2 (50 кгс/см2). Поэтому выбираем фильтр 0,12 Г41-13, клапан Г52-12.

Эта аппаратура соединяется трубопроводом 3/8". Через распределитель 8 с гидравлическим управлением проходит поток жидкости с расходом 1,67 + 0,3=1,97 дм3/с (100+18=118 л/мин) при максимальном давлении 5 МН/м2 (50 кгс/см2). Выбираем распределитель типа Г72-16. исполнение I, который присоединяется трубопроводом 1 1/4"-

Распределитель 7 с ручным управлением и клапан настройки 5 работают в цепи управления, расход жидкости минимальный, а рабочее давление 5 mh/м2 (50 кгс/см2). Выбираем распределитель Г74-12, исполнение V, клапан БГ54-12, основное исполнение. Эти аппараты присоединяются трубопроводом 1/4″.

Прессовый стол опускается под действием веса поднятых частей РТ,

Необходимость в определении продолжительности опускания стола вызвана тем, что если это время будет больше установленного t2 = 2,5 с, то необходимо уменьшать гидравлическое сопротивление трубопровода, соединяющего полость цилиндра со сливом, или применить более сложный гидроцилиндр двустороннего действия.

В установившемся режиме равновесие сил выражается уравнением

рвF–РТ+Р’ТР= 0. (215)

Если скорость, жидкости υт в трубопроводе сечением fT

$$\upsilon = \frac{Fs}{t_2 f_T},$$

то потери напора рв при проходе жидкости па слив через трубопровод и местные сопротивления составят

$$p_в = \xi_в \frac{\rho}{2}\left(\frac{Fs}{t_2 f_T}\right)^2.$$

По этой формуле с учетом (215) находим

$$t2 = \sqrt{\frac{\xi_в \rho F^3 s^2}{2 f_T^2 (P_T - P'_{TP})}}. \quad (216)$$

Для определения t2 необходимо установить значение Ртр и ξв. Величина Ртр приближенно может быть рассчитана по формуле (145) при давлении в полости цилиндра, равном $\frac{P_Ò}{F}$,

$$P'_{TP} = 0{,}05 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}2 \cdot 0{,}015 \cdot \frac{4000}{0{,}0314} = 60 \text{ Н}.$$

Суммарный коэффициент местных потерь ξв в сети слива определяем по формуле *

$$\xi_в = \alpha \frac{3{,}14 \cdot 0{,}2^2}{4},$$

где ξвх – коэффициент сопротивления при входе и трубопровод,

ξвх = 0,5;

ξпов – коэффициент сопротивления для колена, изменяющего направление потока на 90°, ξпов = 1,13;

п – число поворотов, п = 4;

λ – коэффициент сопротивления вязкого трения в трубопроводе (λ = 0,02, lт -= 2 м, dт = 0,032 .м);

ξр, – коэффициент сопротивления распределителя;

а – коэффициент неучтенных потерь, а = 1,2.

Коэффициент ξр рассчитаем по формуле (206):

$$\xi_p = \frac{2\Delta p f_T^2}{\rho Q^2},$$

где Δр – потери давления в распределителе при расходе Q.

Для распределителя Г72-16 по каталогу Δр = 0.25 mh!м2 (2,5 кгс/см2), Q = 2,47 • 10-3 м31сек (140 л/мин) fт = 8,04- 10-4 м2.

Следовательно,

$$\xi_p = \frac{2 \cdot 0{,}25 \cdot 10^6 \cdot (8{,}04 \cdot 10^{-4})^2}{0{,}9 \cdot 10^3 (2{,}47 \cdot 10^{-3})^2} = 58.$$

Рассчитываем суммарный коэффициент сопротивления

$$\xi_в = 1{,}2\left(0{,}5 + 58 + 1{,}13 \cdot 4 + 0{,}02\frac{2}{0{,}032}\right) = 77.$$

и по формуле (216) – продолжительность опускания стола

$$t2 = \sqrt{\frac{77 \cdot 0{,}9 \cdot 10^3 (0{,}0314)^3 \cdot 0{,}1^2}{2(8{,}04 \cdot 10^{-4})^2 (4000 - 60)}} = 2{,}09 \text{ с}.$$

Таким образом, обратный ход прессового стола осуществляется за время, меньшее, чем заданное I2 = 2.5 с и поэтому изменений в гидроприводе производить не следует.

Еще сравнительно недавно гидропривод редко применялся в литейных машинах. Исключение составляли только машины литья под давлением. Но в последнее время гидропривод находит все большее применение при механизации и автоматизации литейных процессов. Это объясняется рядом существенных для литейных машин особенностей гидропривода: возможностью создания больших усилий сравнительно небольшими по габаритным размерам силовыми устройствами, бесступенчатым регулированием скорости в широком диапазоне, плавным ходом механизмов, а также возможностью управления режимами работы привода во время их движения, простотой автоматизации при использовании стандартных узлов и механизмов, бесшумностью работы.

Отмеченные положительные характеристики гидропривода обусловлены принципом его действия, устройством основных его элементов и, самое главное, свойствами жидкости как рабочего тела.

Схема гидропривода приведена на рис. 128. Насос 2, приводимый в действие электродвигателем 1, засасывает жидкость из резервуара 9 и нагнетает в систему. По трубопроводам 8 жидкость под давлением через распределитель 6 поступает к гидроцилиндру 7.

При поступлении жидкости в штоковую полость гидроцилиндра поршень под давлением будет перемещаться влево, приводя в движение связанные с ним рабочие органы машины, например, подвижные части металлической формы кокильной машины. Жидкость из нештоковой полости цилиндра сливается через распределитель 6 по трубе 3 в резервуар 9.

Управление распределителем 6 осуществляется системой управления 10. Различные контрольные 4 и регулирующие устройства 5 обеспечивают заданный скоростной и силовой режимы работы гидроцилиндра.

Основными устройствами гидропривода являются:

1. Первичный преобразователь – гидронасос преобразует механическую энергию электродвигателя в механическую энергию потока рабочей жидкости.

2. Исполнительное устройство или гидродвигатель преобразуют энергию потока жидкости в механическую энергию движения рабочих органов машины. Для осуществления возвратно-поступательного движения применяют гидравлические силовые цилиндры и для вращательного движения – гидромоторы.

Распределительные устройства соединяют рабочие полости гидравлических исполнительных устройств с насосной установкой, а полости опорожнения – с резервуаром для жидкости.

4. Управляющие устройства предназначены для обеспечения необходимой последовательности перемещений рабочих органов машины и требуемого закона движения. Они управляют распределителями, поддерживают в гидросистеме заданное давление, управляют потоком жидкости, поступающей к исполнительным устройствам, контролируют состояние гидросистемы и предохраняют ее от перегрузок.

Многие особенности гидропривода обусловлены свойством рабочей жидкости – практически не сжиматься. Поэтому перемещение, например, поршня цилиндра под давлением жидкости будет зависеть от ее количества, поступившего в рабочую полость цилиндра. Следовательно, управляя потоком жидкости, можно обеспечить практически любой закон движения рабочего органа машины, что невозможно осуществить с помощью пневмопривода.

В гидроприводах литейных машин используют давление от 2,5 до 15 МПа (25…150 кгс/см2), а в некоторых случаях, например в приводах многоплунжерных прессовых формовочных машин, до 20 МПа (200 кгс/см2) и выше. Это позволяет при сравнительно небольших габаритных размерах исполнительных устройств развивать высокие усилия.

В кокильных машинах гидропривод развивает усилие от 0,03 до 0,3 МН (3…30 тс), а в крупных машинах литья под давлением усилие запирания прессформы достигает 25…30 МН (2500…3000 тс).

Вследствие применения высоких давлений в гидросистеме необходимо тщательно герметизировать разъемные и особенно подвижные соединения, что требует высокого качества изготовления элементов гидравлических устройств. Поэтому стоимость элементов гидропривода намного выше стоимости соответствующих элементов пневмопривода.

Область применения. Гидропривод применяют для создания высоких статических усилий, для осуществления возвратно-поступательных движений при больших нагрузках и в случаях обязательного выполнения требуемого закона движения или плавного движения приводимого механизма в машинах: литья под давлением, кокильных, прессовых формовочных, в оборудовании для специальных видов литья, в автоматических формовочных линиях и линиях кокильного литья.

В комплексно-механизированных линиях кокильного литья стоек плугов многие операции, включая заливку металла, осуществляются гидроприводом. В этих линиях установлено гидравлических устройств: исполнительных–32, насосов – 17, различных распределителей, клапанов, дросселей и других элементов – 115.

В автоматических формовочных линиях гидропривод приводит в действие механизмы уплотнения, сборки и заливки форм, различные транспортные устройства по перемещению форм, опочной и модельной оснастки, выбивки форм и многие другие. Число гидравлических исполнительных устройств достигает 100, а гидравлических элементов распределения и управления – нескольких сотен.

Для многих механизмов требуются сложные движения рабочих органов и определенные силовые режимы, которые осуществляются гидроприводом. Сложный закон движения ковша имеет, например, заливочная установка с ковшом секторного типа. График изменения скорости ковша для этой установки приведен на рис. 1, д. Точное соблюдение заданного закона движения является обязательным условием доброкачественного заполнения формы металлом. Установленный закон не должен существенно изменяться и при изменении нагрузки, вызываемой уменьшением количества металла в ковше по мере его опорожнения.

При использовании в заливочных установках конических ковшей закон движения ковша изменяется в каждом цикле, так как для обеспечения заданного расхода металла из ковша необходимо вносить коррективы в скорость поворота, что вызвано особенностями геометрии конического ковша.

Сложное движение имеет также каретка с изложницей в процессе заливки металла в машинах центробежного литья, что необходимо для получения равномерной толщины стенки трубы.

Режимы работы механизмов прессования и запирания машин литья под давлением отличаются значительными изменениями как скорости, так и

нагрузки в течение одного цикла. Гидропривод механизма прессования обеспечивает медленное движение прессующего пуансона в начальный момент для того, чтобы предотвратить выплескивание металла из камеры прессования. Затем скорость пуансона повышается и запрессовка металла в пресс-форму проходит с технологически необходимой скоростью впуска. В конце заполнения полости пресс-формы металлом пуансон резко останавливается, однако в этот момент не должно быть гидравлического удара. В то же время в камере прессования необходимо как можно быстрее создать высокое давление подпрессовки, достигающее 300 МПа (3000 кгс/см2). Скоростной режим заполнения и величину давления подпрессовки устанавливают для каждой конкретной отливки. Поэтому гидропривод должен легко перестраиваться на новый режим работы при смене отливок.

Механизм сборки и запирания прессформы машины литья под давлением также имеет сложный режим работы: вначале пресс-форма должна перемещаться с большими скоростями, но в конце хода, чтобы предупредить удар подвижной массивной полуформы о неподвижную, скорость необходимо плавно уменьшить.

В момент запрессовки металла с целью исключения раскрытия стыка подвижная часть прессформы должна быть прижата запирающим механизмом к неподвижной высоким статическим усилием, которое в сотни раз больше необходимого для перемещения полуформы.

Одновременное выполнение разнообразных требований скоростного и силового режимов работы осуществляется с помощью специальных схем гидроприводов, что не только обеспечивает оптимальный режим работы машины литья под давлением, но и повышает к. п. д. и коэффициент использования установленных мощностей.

Группа механизмов литейных машин требует плавного хода с периодической регулировкой скорости. К ним относятся различные транспортные и вспомогательные механизмы, в том числе устройства для перемещения форм и стержней на автоматических линиях. Плавность хода имеет большое значение при сближении массивных полукокилей. Это является одной из основных причин применения гидропривода в кокильных машинах.

Гидропривод позволяет простыми и надежными средствами механизировать поворот рукавов пескометов, обладающих большими маховыми моментами с необходимыми скоростями и осуществлять не только дистанционное управление головкой пескомета, но также автоматическое программное управление.

Особенности гидропривода литейных машин и линий определяются режимами работы оборудования и условиями эксплуатации.

Гидравлические исполнительные устройства требуют больших расходов жидкости, что обусловлено высоким темпом работы литейного оборудования, особенно автоматических формовочных линий, где скорость достигает 0,5 м/сек.

В гидроприводах литейных машин обычно применяют воспламеняющиеся минеральные масла. При высоких давлениях в гидросистеме всегда имеются утечки жидкости. Просочившееся через уплотнение масло может образовывать с пылью и формовочной смесью трудно удаляемую грязь и создавать опасность воспламенения, если поблизости находится расплавленный металл. Для обеспечения пожаробезопасности гидропривода применяют различные меры и, в частности, используют в гидросистеме невоспламеняемые жидкости.

Скоростные характеристики гидроприводов во многом определяются вязкостью масла, которая, в свою очередь, зависит от температуры. Температура масла зависит от температуры воздуха в цехе и интенсивности излучения источников тепла, близко расположенных к гидроприводу. Этот недостаток гидропривода в определенной мере ликвидируется с помощью систем регулирования температуры масла и с помощью других мер, обеспечивающих уменьшение выделения тепла в гидросистеме, а также применением специальных жидкостей со стабильной вязкостью.

Гидравлическая аппаратура управления в приводах литейных машин имеет высокую интенсивность работы. За один год работы происходит до 1 000 000 и более включений. При такой интенсивности работы большое значение имеет надежность аппаратуры.

Автоматическое управление гидроприводом осуществляется в основном электрической системой управления. Последняя на бесконтактных логических элементах обладает высокой надежностью. Уязвимым местом в гидросистеме являются распределители с электромагнитным управлением. Частые выходы их из строя увеличивают потери производительности по вине гидропривода, хотя остальные его элементы и обладают высокой надежностью.

Непрерывное расширение области применения гидропривода в литейных цехах обусловливается совершенствованием литейных машин, а именно наиболее полным соблюдением заданных режимов работы приводимых механизмов, повышением к. п. д. и коэффициента использования установленных мощностей, снижением стоимости, повышением надежности, созданием новых гидрофицированных механизмов и машин.

В гидроприводах машины с несколькими исполнительными механизмами используют многонасосные системы с насосами различной производительности и давления, позволяющими оптимально использовать установленные мощности, уменьшать потери энергии и т. д.

Аккумуляторный привод машин литья под давлением позволяет развивать высокие скорости поршня прессового гидроцилиндра, достигающие 5 м/сек и более, что необходимо для изготовления отливок из магниевых сплавов. Мультипликаторы, особенно в механизмах прессования, позволяют создать в рабочих полостях цилиндра давление, во много раз превышающее давление, развиваемое насосом, и в то же время управлять этим давлением во времени.

В настоящее время уже созданы специальные приводы для уплотнения форм встряхиванием, полностью гидрофицированные пескометы и центробежные машины, которые ранее имели пневмо- и электроприводы.

Разрабатываемые специальные методы динамического расчета гидропривода литейных машин способствуют совершенствованию конструкции гидропривода и наиболее полному использованию его возможностей.

Гидропривод необходимо проектировать с учетом характера работы механизмов и условий эксплуатации литейных машин, а также с учетом высокой надежности и экономичности. Проектирование гидропривода включает следующее: выбор структуры гидропривода, методов и средств управления силовым и скоростным режимами работы исполнительных устройств, компоновку привода, расчет основных параметров его элементов.

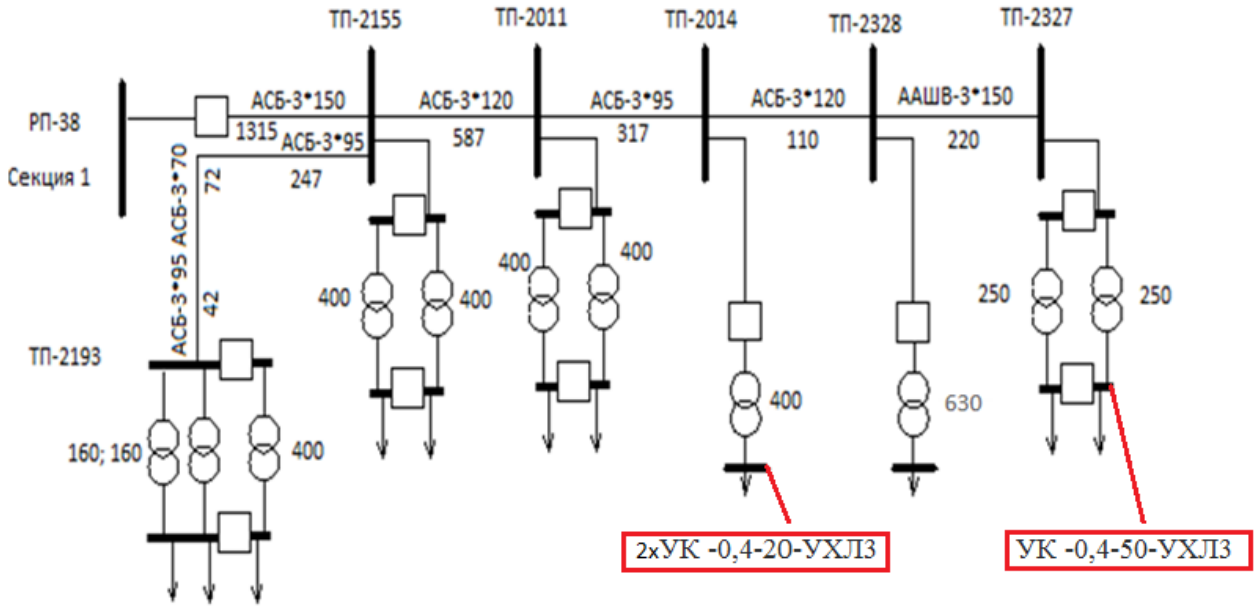


Рисунок 4.1 – Места установки НКБ на фидере №14, РП-38

На основании типовых графиков построим графики нагрузок для подстанции. Графики нагрузок для «зимы» и «лета» представлены на рисунках 4.3 – 4.10.

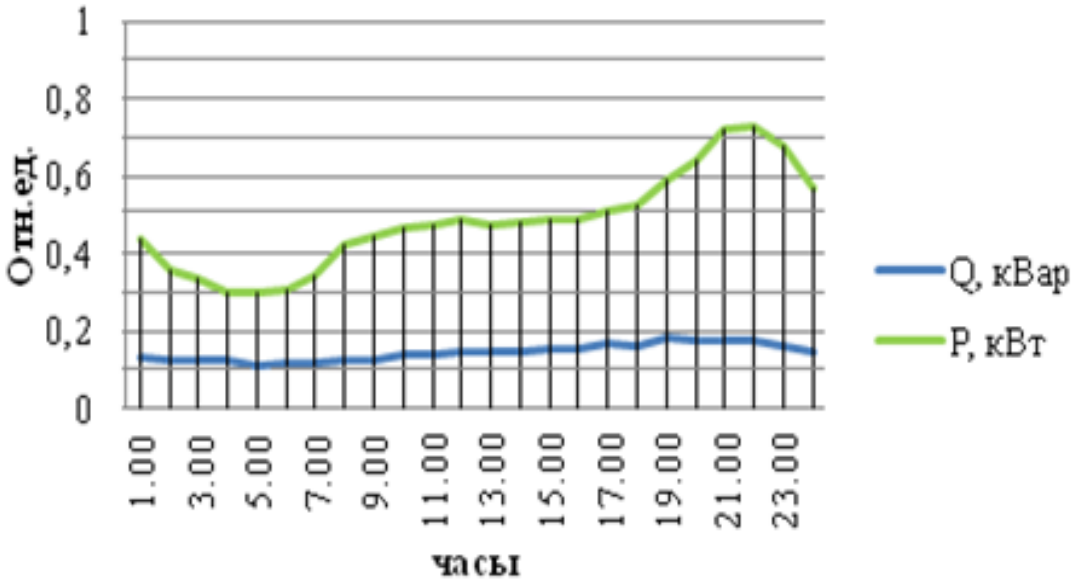


Рисунок 4.1 - Типовой график нагрузок (лето)

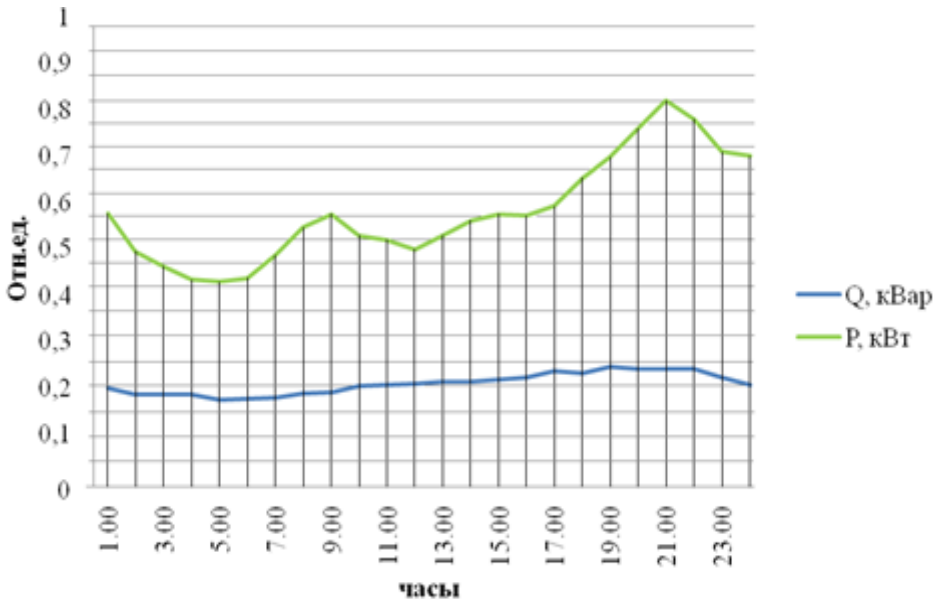


Рисунок 4.2 - Типовой график нагрузок (зима)

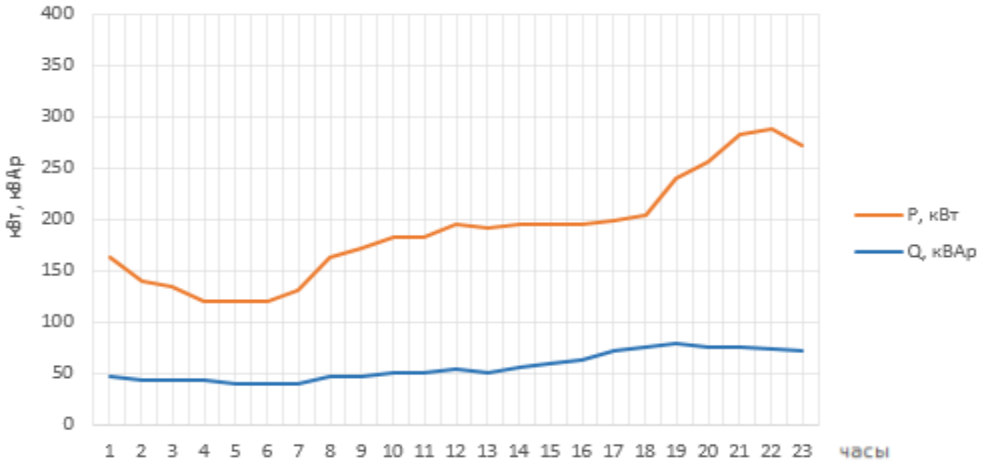


Рисунок 4.3 – Суточный график нагрузок ТП-2014 (лето)

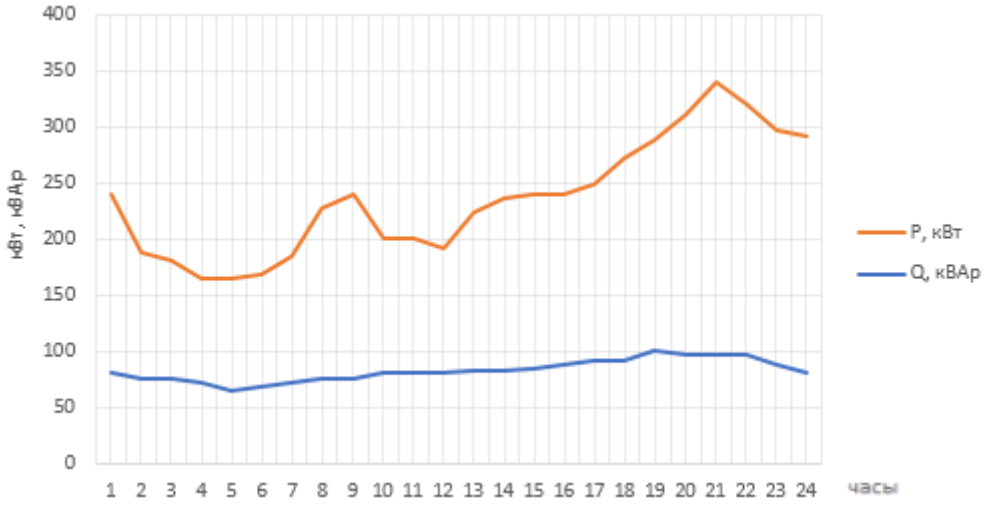


Рисунок 4.4 – Суточный график нагрузок ТП-2014 (зима)

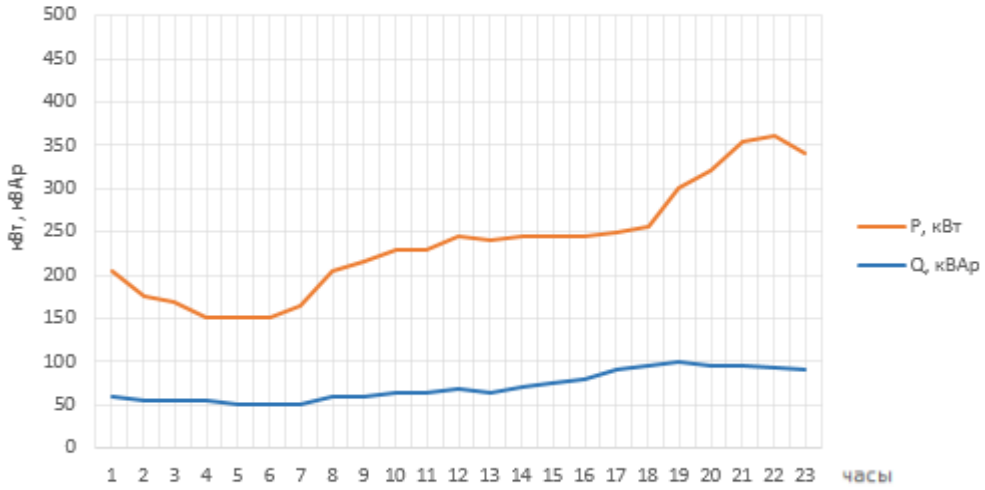


Рисунок 4.5 – Суточный график нагрузок ТП-2327 (лето)

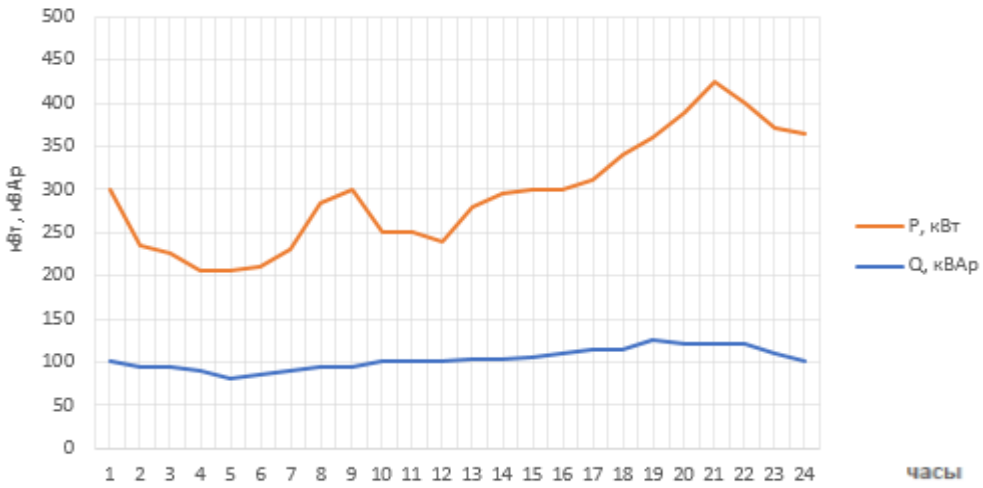


Рисунок 4.6 – Суточный график нагрузок ТП-2327 (зима)

С учетом кривой реактивной мощности, исходя из графика нагрузок (рисунок 4.3 4.6) для летнего сезона, т.е. по минимальному потреблению реактивной мощности, определим мощность конденсаторной батареи.

Для ТП-2014 в соответствии с графиком нагрузок для летнего сезона (рисунок 4.4), минимальное потреблению реактивной мощности равно 42,3 кВар, следовательно, выбираем две батареи по 20 кВар. Аналогичным образом произведем выбор НКБ для ТП-2327. Так как минимальное потребление реактивной мощности влетний период (рисунок 4.5) равно 49,5 кВар то выбираем одну КУ мощностью 50 кВар.

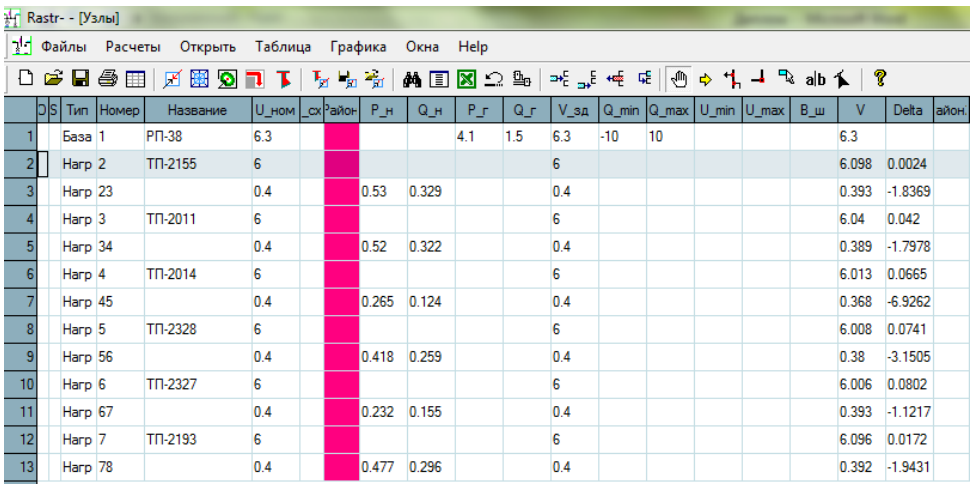
В таблице 4.1 представлен перечень выбранных НКБ. Выбор производился исходя из номенклатуры Усть – Каменогорского конденсаторного завода [8].

Таблица 4.1 - Выбранные НКБ на шины ТП на 0,4 кВ

Тип исполнения установки	Мощность, кВар	Стоимость, тенге
УК -0,4-20-УХЛ3	20	478000
УК -0,4-50-УХЛ3	50	610000

4.2 Расчет потерь участка электрической сети РП-38, Фидера №14 с НКБ

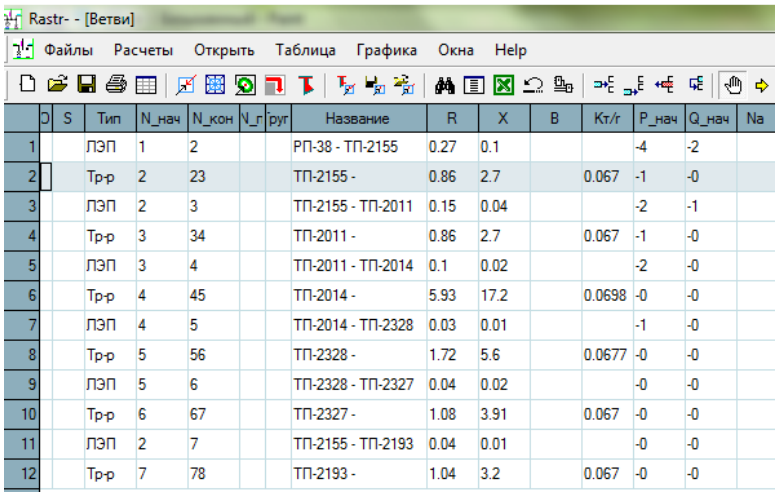
Произведем расчет потерь электрической энергии для участка электрической сети РП-38, фидера №14. Расчет производим с помощью программного комплекса RASTR. Результаты расчета потерь для «максимального» и «минимального» режимов, с учетом выбора места установки и мощности НКБ приведен на рисунках 4.7 – 4.9.


Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	РП-38	6.3					4.1	1.5	6.3	-10	10				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.098	0.0024	
3			Нагр	23		0.4			0.53	0.329			0.4						0.393	-1.8369	
4			Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.04	0.042	
5			Нагр	34		0.4			0.52	0.322			0.4						0.389	-1.7978	
6			Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.013	0.0665	
7			Нагр	45		0.4			0.265	0.124			0.4						0.368	-6.9262	
8			Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.008	0.0741	
9			Нагр	56		0.4			0.418	0.259			0.4						0.38	-3.1505	
10			Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.006	0.0802	
11			Нагр	67		0.4			0.232	0.155			0.4						0.393	-1.1217	
12			Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.096	0.0172	
13			Нагр	78		0.4			0.477	0.296			0.4						0.392	-1.9431	

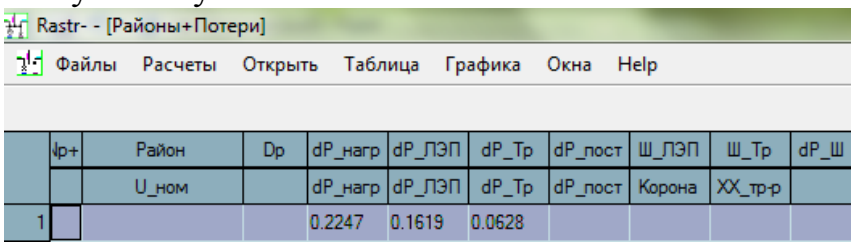
Рисунок 4.7 – Результаты расчета «Узлы» для «максимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327


Rastr- - [Ветви]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-4	-2	
2			Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
3			ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-2	-1	
4			Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-1	-0	
5			ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-2	-0	
6			Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7			ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8			Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9			ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10			Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11			ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12			Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

Рисунок 4.8 – Результаты расчета «Ветви» для «максимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327


Rastr- - [Районы+Потери]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

	↓p+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.2247	0.1619	0.0628				

Рисунок 4.9 – Результаты расчета потерь для «максимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327

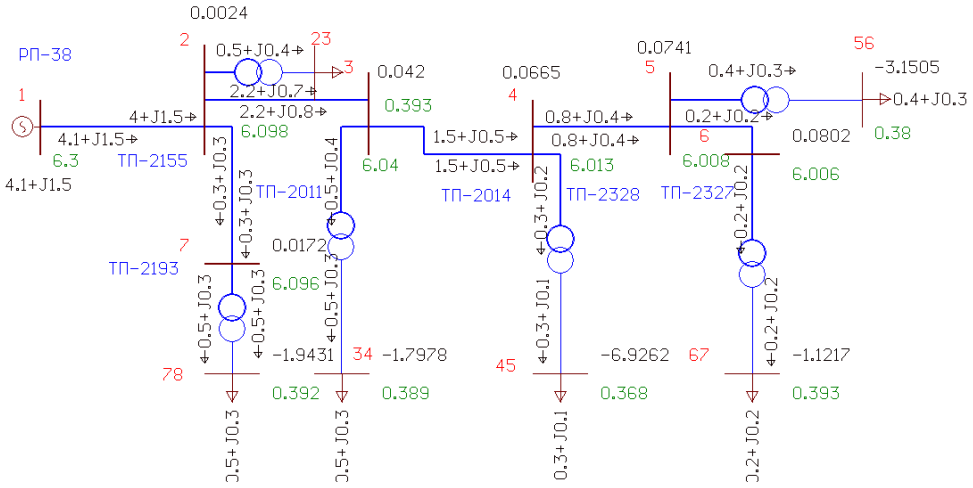


Рисунок 4.10 – Результаты расчета «Графика» для «максимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327

В результате расчета «максимально режима», с учетом установки НКБ на ТП-2014 мощностью 2х25 кВар и на ТП-2327 мощностью 50 кВар выяснили, что уровни напряжения на шинах ТП-2014 стабилизировались и соответствуют допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97.

Потери активной мощности в трансформаторах составляют 62,8 кВт, потери в линиях – 41,4 кВт, суммарные нагрузочные потери–224,7 кВт.

Найдем относительные потери активной мощности по формуле (3.1):

$$\Delta P_{\%} = \frac{224,7}{2542} \cdot 100\% = 8,8\ \%.$$

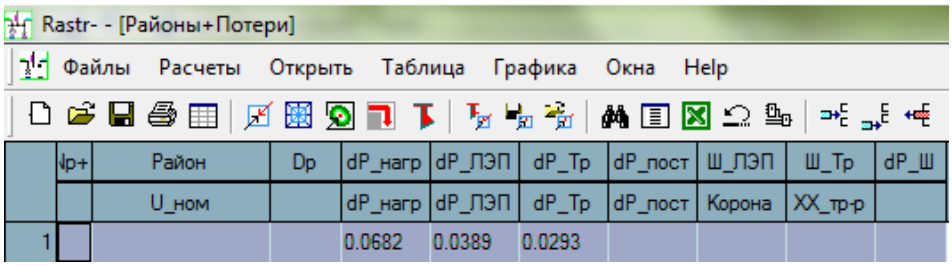
Относительные потери активной мощности составляют 8,8 % от отпущенной активной мощности с шин РП−38, фидера №14. (2524 кВт), что является нормой.

Rastr- - [Узлы]

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

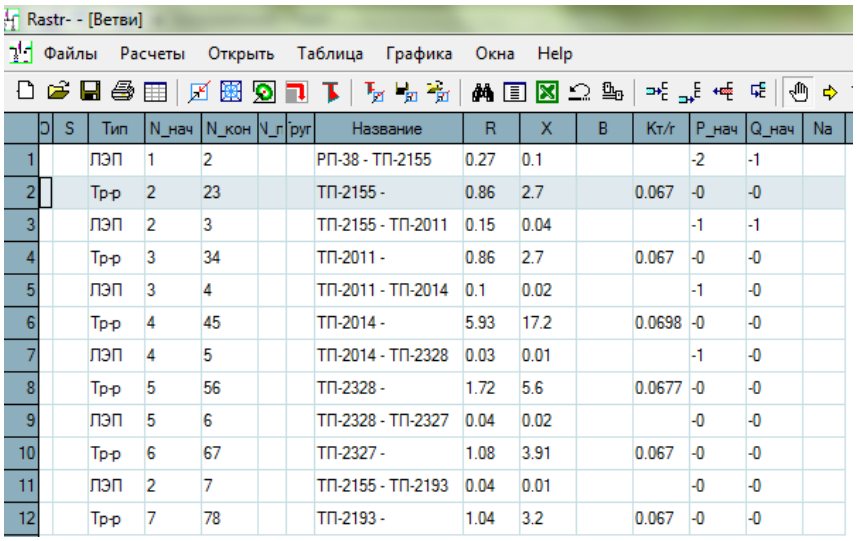
	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон.
1			База	1	РП-38	6.3					1.8	1.1	6.3	-10	10				6.3		
2			Нагр	2	ТП-2155	6							6						6.205	0.1743	
3			Нагр	23		0.4			0.372	0.23			0.4						0.405	-1.0563	
4			Нагр	3	ТП-2011	6							6						6.175	0.2535	
5			Нагр	34		0.4			0.364	0.225			0.4						0.403	-0.9614	
6			Нагр	4	ТП-2014	6							6						6.162	0.2921	
7			Нагр	45		0.4			0.186	0.115			0.4						0.391	-3.8844	
8			Нагр	5	ТП-2328	6							6						6.159	0.2958	
9			Нагр	56		0.4			0.293	0.141			0.4						0.402	-1.8915	
10			Нагр	6	ТП-2327	6							6						6.157	0.2947	
11			Нагр	67		0.4			0.232	0.094			0.4						0.406	-0.9415	
12			Нагр	7	ТП-2193	6							6						6.202	0.1823	
13			Нагр	78		0.4			0.334	0.207			0.4						0.404	-1.1235	

Рисунок – 4.11 – Результаты расчета «Узлы» для «минимально режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327



	Чр+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1				0.0682	0.0389	0.0293				

Рисунок 4.12 – Результаты расчета потерь для «минимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327



	D	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na
1			ЛЭП	1	2			РП-38 - ТП-2155	0.27	0.1			-2	-1	
2			Тр-р	2	23			ТП-2155 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
3			ЛЭП	2	3			ТП-2155 - ТП-2011	0.15	0.04			-1	-1	
4			Тр-р	3	34			ТП-2011 -	0.86	2.7		0.067	-0	-0	
5			ЛЭП	3	4			ТП-2011 - ТП-2014	0.1	0.02			-1	-0	
6			Тр-р	4	45			ТП-2014 -	5.93	17.2		0.0698	-0	-0	
7			ЛЭП	4	5			ТП-2014 - ТП-2328	0.03	0.01			-1	-0	
8			Тр-р	5	56			ТП-2328 -	1.72	5.6		0.0677	-0	-0	
9			ЛЭП	5	6			ТП-2328 - ТП-2327	0.04	0.02			-0	-0	
10			Тр-р	6	67			ТП-2327 -	1.08	3.91		0.067	-0	-0	
11			ЛЭП	2	7			ТП-2155 - ТП-2193	0.04	0.01			-0	-0	
12			Тр-р	7	78			ТП-2193 -	1.04	3.2		0.067	-0	-0	

Рисунок 4.13 – Результаты расчета «Ветви» для «максимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327

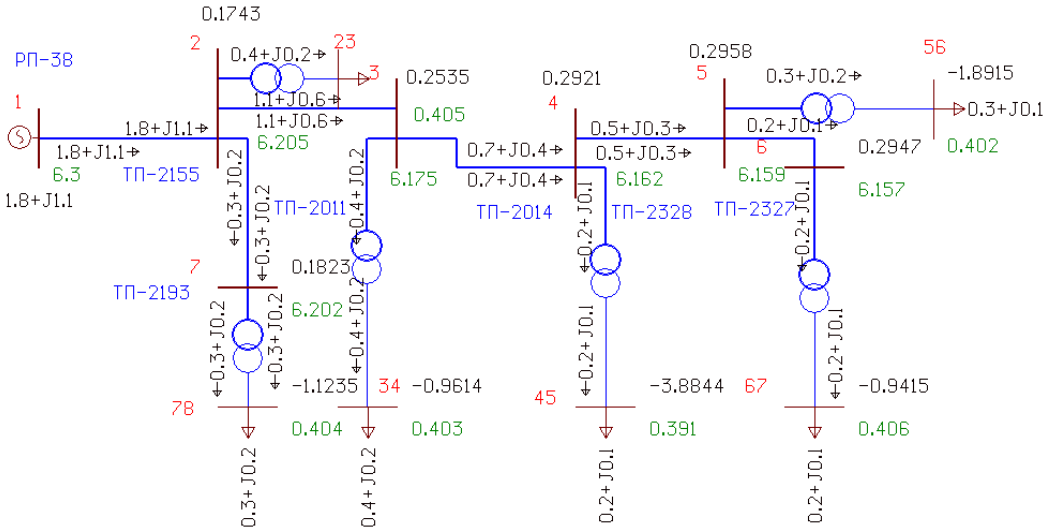


Рисунок 4.14 – Результаты расчета «Графика» для «минимального режима» с учетом установки КУ на ТП-2014 и ТП-2327

В результате расчета «минимального» режима выяснили, что уровни напряжения на шинах ТП соответствуют допустимым значениям ±5% регламентированными ГОСТ 13109-97.

Потери активной мощности в трансформаторах составляют 29,3 кВт, потери в линиях – 38,9 кВт, суммарные нагрузочные потери–68,2 кВт. Найдем относительные потери активной мощности по формуле (3.1):

$$\Delta P_{\%} = \frac{68,2}{1781} \cdot 100\% = 3,8\ \%.$$

Относительные потери активной мощности составляют 3,8 % от отпущенной активной мощности с шин РП−38, фидера №14. (1781 кВт), что является нормой.

Определим годовые потери электроэнергии. Суточный расход активной энергии зимнего дня в соответствии с формулой (3.2):

$$\Delta W_{зим} = 224,7 \cdot 24 = 5376\ кВт \cdot ч.$$

Суточный расход активной энергии летнего рабочего дня:

$$\Delta W_{лет} = 68,2 \cdot 24 = 1638\ кВт \cdot ч.$$

Годовые потери электроэнергии определим по формуле (3.4):

$$\Delta W_{г} = 5376 \cdot 213 + 1638 \cdot 152 = 1394\ МВт \cdot ч.$$

5 Анализ полученных результатов и определение срока окупаемости НКБ

Анализ полученных результатов потерь при существующих нагрузках и нагрузках на перспективу на 2028 г и с НКБ установленных на двух ТП сведен в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Полученные результаты расчета потерь

Режим	Относительные потери, %	Относительные потери, кВт	Годовые потери, МВт
Существующие нагрузки 2015г.			
«максимальный» режим	4,3	84	
«минимальный режим	2	40,2	
			576

Нагрузки с перспективным увеличением 2028 г.			
«максимальный» режим	9	229,5	
«минимальный режим	4	71,7	
			1434,6
С установкой НКБ			
«максимальный» режим	8,8	224,7	
«минимальный режим	3,8	68,2	
			1394

Как видно из таблицы 5.1 при перспективном росте нагрузок потери увеличиваются на 858,6 МВт (4,7%) по сравнению с существующими нагрузками. При установке НКБ на двух ТП: ТП-2014 и ТП – 2327 потери снижаются на 40,6 МВт.

Далее произведем оценку экономической эффективности на основе критериев срока окупаемости и приведенных затрат на рассмотренном участке распределительной сети фидера №14, РП-38.

Доход от снижения потерь для рассматриваемого участка электрической сети определим по формуле:

$$Д = W \cdot T, \qquad (5.1)$$

где W – экономия электроэнергии от снижения потерь электроэнергии за год кВтч

T- тариф на покупку электроэнергии (для АО «АЖК» Т = 13,81 тенге/кВтч).

Экономический эффект от использования НБСК:

$$Д = 40600 \cdot 13{,}81 = 560686 \ тенге.$$

Определим срок окупаемости, который представляет собой время за которое первоначальное вложенная сумма (затраты) возвращается за счет экономии на потерях электроэнергии и определяется и определяется по следующей формуле:

$$C = \frac{З}{Д} \qquad (5.2)$$

где $З$ - совокупность затрат на нерегулируемые конденсаторный батареи тенге;

Д-доход от установки нерегулируемых конденсаторных батареи тенге.

Срок окупаемости конденсаторных батарей:

$$C = \frac{1566000}{560686} = 2{,}8 \text{ года}.$$

Оценка экономической эффективности на основе критериев срока окупаемости для установки НБК на шинах на ТП-2014 и ТП-2327 на шинах 0,4 кВ на рассмотренном участке распределительной сети РЭС- 2, РП-38, фидера №14, показала, что срок окупаемости составить 2,8 года.

6 Экономическая часть

6.1 Оценка мероприятий по снижению потерь энергий в городских электрических районных сетях 6 - 10 кВ

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

В настоящее время состояние городских сетей находится в том положении, когда необходимо принимать меры по восстановлению рабочих характеристик до стандартных значений. Причиной этого служит резкое возрастание нагрузки потребителя, также старение оборудования, несанкционированные подключения и большие потери в распределительных сетях 6 - 10/35 кВ (воздушных или кабельных линиях).

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

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

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

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

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

Характеристика компенсирующих устройств. Задачей данного проекта является осуществление мероприятия по внедрению компенсирующих устройств в городские распределительные сети 6-10/35 кВ.

В качестве компенсирующих устройств использованы конденсаторные установки низкого напряжения с автоматической ступенчатой регулировкой, типа УКМ63-10-150-50У3. Установка конденсаторной установки дает большую экономию времени, так как она укомплектована таким образом, что для ее установки требуется произвести реконструкцию помещения трансформаторной подстанции, установить и подключить к шинам 10 кВ.

Конденсаторная установка выполнена в соответствии с нормативными показателями соответствующими техническим указаниям ТУ 647 РК--00213457-015-97. Габаритные размеры 530х440х1675 соответственно длина, ширина, высота (мм). Масса 80 кг. Тип применяемых конденсаторов УКМ63-10-180-50У3. Конденсаторная установка имеет 3 ступени регулирования по 180 квар (3х180).

Стоимость данной конденсаторной установки 270000 тенге.

6.2 Расчет потребности в ресурсах

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

$$I_0 = \left(К_{уд}^{КУ} + И_{ЗП}^{КУ} + И_{М}^{КУ} \right) + И_{ОБ}, \qquad (6.1)$$

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

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

$И_{М}^{КУ}$ - издержки на материалы;

$И_{ОБ}$ -общие издержки.

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

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

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

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

Состав бригады:

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

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

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

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

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

где $Н$ - количество человек;

$ЗП$ - заработная плата одного человека;

1,315- начисление;

$М$ – количество месяцев.

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

Издержки на материалы:

$$И_{М}^{КУ} = 0{,}15 \cdot К^{КУ};$$

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

Общие издержки на реконструкцию и установку:

$$И_{ОБ} = 0{,}05 \cdot К^{КУ};$$

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

Тогда инвестиции, которые нам необходимо взять в банке составляют:

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

6.3 Эффективность внедрения компенсирующих устройств

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

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

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

$$П_Р = \Delta Э \cdot T_a;$$

где T_a - отпускной тариф на электроэнергию за кВт·ч, для комунально - бытовых потребителей; $T_a = 4{,}6 \; тг \; за \; кВт \cdot ч$;

$$П_Р = 28184{,}9 \cdot 4{,}6 = 1063 \; у.е.$$

Таблица 6.1 - Денежный поток CF = 1063 у.е.

Год	CF_1	R_{15}	PV_{15}	R_{20}	PV_{20}
0	-2213,0	1	-2213,0	1	-2213,0
1	1063,0	0,870	924,8	0,833	855,5
2	1063,0	0,756	803,6	0,694	717,7
3	1063,0	0,658	699,4	0,578	514,4
4	1063,0	0,572	+ 214,8	0,482	- 24,6

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

$$R = \frac{1}{(1+r)^n}, \qquad (6.2)$$

где R - коэффициент дисконтности.

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

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1), \quad (6.3)$$

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

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

Проект окупается за счет уменьшения потерь электроэнергии в сети.

7 Безопасность жизнедеятельности человека

7.1 Анализ опасности поражения электрическим током

Поражение человека током в результате электрического воздействия, т. е. прохождения тока через человека, являются следствием его прикосновения к 2-м точкам электрической цепи, между которыми существует некоторое напряжение. Опасность такого прикосновения оценивается, как известно, током, проходящим через тело человека или напряжением, под которым он оказывается. Следует отметить, что напряжение прикосновения зависит от ряда факторов: схемы включения человека в электрическую цепь, напряжения сети, схемы самой сети, режима ее нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, а также емкости токоведущих частей относительно земли и т. п.

Для человека обычно безопасен ток 10 мА, но смертельные случаи бывали даже при токах меньше 6 мА. Безопасным напряжением прикосновения для человека условно считается 12 В, хотя при особо неблагоприятных условиях и при 12 В возможны травмы. В нормальных условиях, когда человек здоров и трезв, когда его кожа неповреждена и суха и он находится в сухом производственном помещении, для человека обычно безопасно напряжение до 40 В.

Анализ электротравматизма показал, что наиболее частыми непосредственными причинами являлись следующие:

- неудовлетворительное ограждение токоведущих частей, отсутствие надежных запирающих устройств шкафов, вводных ящиков и др.;
- пользование электрифицированными устройствами без соблюдения необходимых мер безопасности — заземления, зануления и др.;
- выполнение работ без защитных средств в условиях обязательного их применения;
- выполнение работ под напряжением 65 В и выше без принятия необходимых мер безопасности;

- работа машин вблизи проводов воздушных линий электропередачи при несоблюдении мер безопасности;

- несоответствие машин, аппаратов, кабелей, проводов и других элементов электроустановок условиям эксплуатации или их неисправность;

- пользование неисправным, непроверенным электроинструментом и другими электрифицированными устройствами;

- применение переносного ручного электроинструмента при напряжении 120 В и более в условиях повышенной опасности;

- неправильное использование рабочих не по специальности, отсутствие должного контроля за обучением и инструктажем рабочих. Известно, что коэффициент тяжести травматизма выше среднего в тех организациях и областях, где меньше рабочих охвачено обучением;

- отсутствие должного контроля за производством работ, что подтверждается хотя бы тем, что при разбросанности мелких объектов, например в сельском строительстве или при монтажных и ремонтных работах на трассах, где объекты рассредоточены и небольшому числу рабочих приходится выполнять работы без постоянного присутствия и надзора инженерно-технических работников, частота электротравматизма выше, чем в условиях крупного производства.

Схема сети, а, следовательно, и режим нейтрали источника, питающего сеть, выбираются по технологическим требованиям и по условиям безопасности.

Сети с глухо заземленной нейтралью до 1000 В (трехфазные четырехпроводные с глухозаземленной нейтралью) в нашей стране по технологическим требованиям получили предпочтение, поскольку они позволяют использовать два рабочих напряжения – фазное $U_{\text{ф}}$ и линейное $U_л (U_л = \sqrt{3} U_ф)$. При этом достигается значительное удешевление ЭУ в целом, благодаря применению меньшего числа трансформаторов, меньшего сечения проводов и т.д., требуемых в сетях с изолированной нейтралью для получения иного напряжения, кроме линейного.

По условиям безопасности сети с глухозаземленной нейтралью следует применять там, где невозможно обеспечить хорошую изоляцию проводов, когда нельзя быстро отыскать и устранить повреждение изоляции. Возникающие при этом токи короткого замыкания способствуют быстрому отключению поврежденного участка или поврежденной ЭУ с помощью релейной защиты или такой защитной меры, как зануление или защитное отключение. Цепи с изолированной нейтралью применяют на объектах с повышенной опасностью поражения человека электрическим током в тех случаях, когда имеется возможность поддерживать высокий уровень сопротивления изоляции проводов сети относительно земли и когда емкость проводов относительно земли незначительна. Такими являются сети до 1000 В небольшой протяженности, не подверженные воздействию агрессивной

среды и находящиеся под постоянным надзором электротехнического персонала.

При выборе схемы сети по условиям безопасности опасность поражения человека током во многом зависит от сопротивления изоляции проводов относительно земли. Это сопротивление Z является комплексным, имеющим активную $R_{из}$ и емкостную X_c составляющие.

Активное сопротивление $R_{из}$ зависит от наличия в изоляции так называемых «путей утечки тока» $I_{ут}$, которые возникают в результате того, что изоляция стареет и портится, в ее структуре появляются проводящие частицы, ухудшаются диэлектрические свойства. Емкостное сопротивление X_cзависит от емкости провода относительно земли, которая в свою очередь, определяется геометрическими размерами S, d и диэлектрической постоянной материала изоляции $\mathcal{E}$ ее состоянием. Активное и емкостное сопротивления изоляции распределены вдоль провода. Условно на схемах их обозначают сосредоточенными В электрических сетях небольшой протяженности напряжением до 1000 В емкость проводов относительно земли мала, С→ 0.В этом случае сопротивление изоляции характеризуется только активной составляющей $Z = R_{из}$.

В кабельных линиях и в воздушных ЛЭП напряжением выше 1000 В емкость проводов относительно земли значительна. Например, емкость одной фазы кабеля напряжением 1000 В по отношению к свинцовой оболочке (земле) составляет от 0,15 до 0,4 мкФ на 1 км длины кабеля.

Чем больше емкость, тем меньше емкостное сопротивление. При этом даже при очень больших значениях активной составляющей сопротивления изоляции, опасность поражения будет определяться величиной емкостной составляющей. Следовательно, в таких сетях сопротивление изоляции проводов относительно земли практически утрачивает свою защитную роль, $Z = X_c$.

Возможные случаи прикосновения к токоведущимчастям электрических сетей.

Все случаи поражения человека электрическим током происходят в результате электрического удара, т.е. прохождения тока через человека, являются следствием его прикосновения не менее чем к двум точкам электрической цепи, между которыми существует некоторое напряжение.

Опасность такого прикосновения оценивается током, проходящим через тело человека. Величина этого тока зависит от схемы прикосновения, т.е. от того, каких частей электроустановки касается человек, а также от параметров электрической сети. Не учитывая параметров сети, рассмотрим возможные схемы прикосновения человека к частям, находящимся под напряжением.

Анализ опасности поражения в трехфазных сетях с изолированной нейтралью.

В общем случае опасность поражения человека, прикоснувшегося к одной из фаз сети в период нормального режима ее работы (рисунок 7.1),

будет определяться величинами сопротивления изоляции и емкости фаз относительно земли. Ток, протекающий через тело человека, может быть определен из выражения

$$I_ч = \frac{U_Ф}{R_ч + Z/3} \qquad (7.1)$$

где $U_Ф$ - фазное напряжение, напряжение на конце обмотки источника питания относительно нейтрали;

Z - комплекс полного сопротивления токоведущей части сети (фазы) относительно земли.

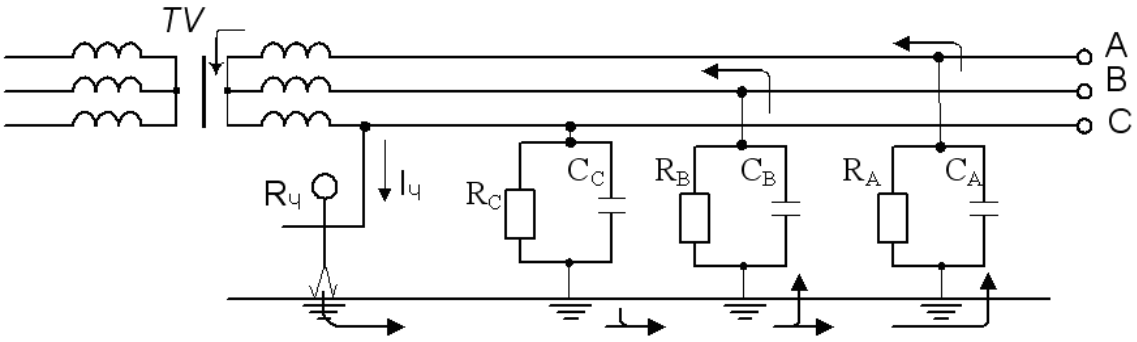


Рисунок 7.1 - Прикосновение человека к фазному проводу трехфазной сети с изолированной нейтралью в нормальном режиме ее работы

В действительной форме этот ток равен

$$I_ч = \frac{U_Ф}{R_ч \sqrt{1 + \frac{R_{ИЗ}(R_{ИЗ} + 6R_ч)}{9R_ч^2(1 + R_{ИЗ}^2 \omega^2 c^2)}}} \qquad (7.2)$$

Выводы:

1. При равенстве сопротивлений изоляции и малых значениях емкости относительно земли, что характерно для электрических сетей напряжением до 1000 В, то есть при RA = RB = RC = RИЗ и CA = CB = CC = 0 поражающий ток может быть определен из выражения:

$$I_ч = \frac{U_Ф}{R_ч + R_{ИЗ}/3} \qquad (7.3)$$

Из анализа выражения (3.3) видна защитная роль изоляции. Поддерживая сопротивление изоляции на высоком уровне, можно в нормальном режиме работы сети снизить опасность поражения человека электрическим током и сделать однофазное прикосновение практически безопасным.

2. При равенстве емкостей и очень больших сопротивлениях изоляции относительно земли, что характерно для кабельных линий электропередачи, т.е. при CA = CB = CC = C и RA = RB = RC = ∞, ток, проходящий через человека, может быть определен из выражения

$$I_{ч} = \frac{U_{ф}}{\sqrt{R_{ч}^2 + (X_C / 3)^2}} \qquad (7.4)$$

Из анализа выражения (7.4) видно, что, чем больше емкость фаз относительно земли, т.е. меньше емкостное сопротивление X_C, тем опаснее прикосновение человека к токоведущей части сети. Для уменьшения опасности прикосновения необходимо уменьшать емкость фаз относительно земли путем уменьшения длины сетей или применения такой защитной меры как электрическое разделение сети. Физический смысл данной защитной меры заключается в применении разделяющих трансформаторов с коэффициентом трансформации 1:1 для питания электроэнергией потребителей. При этом емкость сети не влияет на опасность поражения человека при однофазном прикосновении за разделяющим трансформатором, где исход поражения определяется сопротивлением изоляции фаз относительно земли $R_{ИЗ}$, которое необходимо поддерживать на требуемом уровне.

Опасность поражения электрическим током в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью.

Трехпроводные сети получили наиболее широкое распространение напряжением 127, 220 и 380 В для питания квартир, сварочных трансформаторов, испытательных установок и других однофазных потребителей.

Для оценки опасности поражения человека электрическим током рассмотрим несколько случаев.

Прикосновение человека к фазному проводу. Ток, проходящий через человека, и напряжение прикосновения могут быть определены из выражений

$$I_{ч} = \frac{U}{R_{ч} + R_0}, \qquad (7.5)$$

$$U_{пр} = \frac{UR_{ч}}{R_{ч} + R_0}, \qquad (7.6)$$

где R_0 - сопротивление заземления вторичной обмотки трансформатора TV и провода 2 Ом.

Поскольку $R_{ИЗ} >> R_0$, к человеку будет прикладываться почти полное напряжение сети $U_{пр} \approx$ U.

Следовательно, в данном случае для уменьшения опасности поражения человека электрическим током большое значение приобретают сопротивления средств защиты $R_{СЗ}$, обуви $R_{ОБ}$ и пола $R_{П}$, включенные последовательно с сопротивлением тела человека в цепи поражения. В общем случае ток, протекающий через тело человека, может быть вычислен из выражения

$$I_{Ч} = \frac{U}{R_{Ч} + R_{СЗ} + R_{ОБ} + R_{П} + R_0}. \qquad (7.7)$$

Анализ опасности поражения сети с глухозаземленной нейтралью.

Как было указано выше, это электрическая сеть, находящая распространение в практике эксплуатации электроустановок напряжением до 1000 В с середины 90 годов.

В таких сетях используется два напряжения $U_{Ф}$ и $U_{Л} = \sqrt{3}U_{Ф}$: 220/127; 380/220 и 380/660 В. По аналогии с однофазной сетью приведем анализ для двух случаев режимов работы сети.

1. Прикосновение человека к фазному проводу сети в период нормального режима ее работы (схема замещения показана на рисунке 7.2).

Сопротивление изоляции токоведущих частей (фаз) сети в нормальном режиме во много раз превышает сопротивление заземления нейтрали источника питания R0. Поэтому величина поражающего тока, проходящего через человека может быть вычислена из выражения:

$$I_{Ч} = \frac{U_{Ф}}{R_{Ч} + R_0}.$$

Сопротивление заземлителя R_0, к которому присоединены нейтрали генераторов или трансформаторов, или выводы источника однофазного тока, согласно ПУЭ в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380, 220 В источника трехфазного тока или 380, 220, 127 В источника однофазного тока.

Если принять $R_{Ч} >> R_0$, то получим, что к человеку будет приложено напряжение, равное фазному $U_{пр} \approx U_{Ф}$.

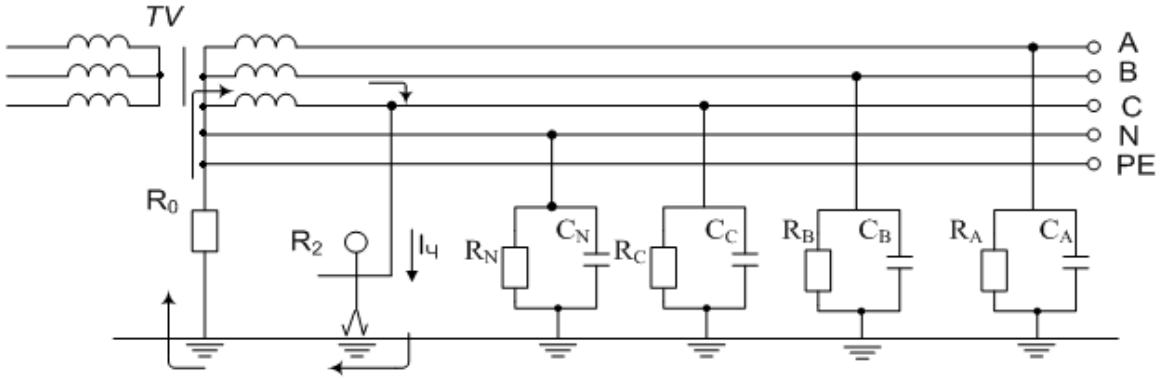
Рисунок 7.2 - Прикосновение человека к фазному проводу трехфазной сети с глухозаземленной нейтралью при нормальном режиме ее работы

Из всего вышеизложенного следует:

а) прикосновение человека к токоведущей части сети с глухозаземленной нейтралью очень опасно и практически не зависит от сопротивления изоляции фаз относительно земли;

б) опасность однофазного прикосновения в сети с глухозаземленной нейтралью во много раз превышает опасность однофазного прикосновения в сети с изолированной нейтралью;

в) исключить или уменьшить опасность поражения человека



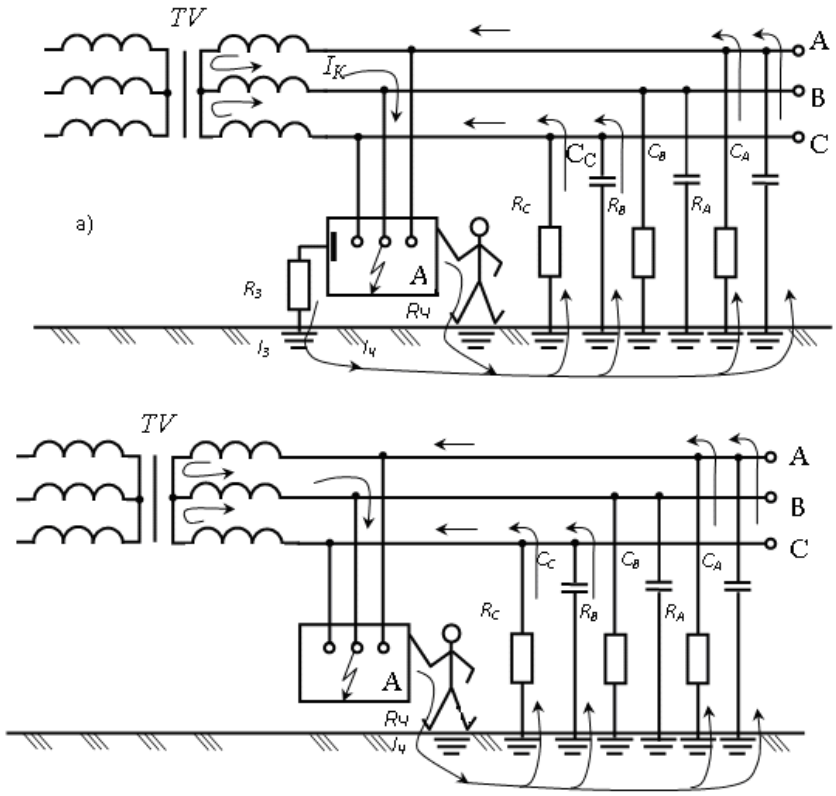
электрическим током можно, сняв напряжение с участка сети, являющегося объектом работы, или применив при работе электрозащитные средства.

2. Прикосновение к заземленным нетоковедущим частям, оказавшимися под напряжением.

Металлические нетоковедущие части ЭУ (корпуса электрических машин и аппаратов, оболочки кабелей и др.) обычно не находятся под напряжением. Они могут оказаться под напряжением лишь в результате повреждения изоляции.

Прикосновение к заземленному корпусу, имеющему контакт с одной из фаз, показано на рисунок 7.3, а. Ток замыкания на корпус I_K разделится пропорционально сопротивлениям $R_з$ и $R_ч$ на $I_з$ и $I_ч$.

Если человек касается незаземленного корпуса, оказавшегося под напряжением, то, как видно из рисунка 7.3, б, через человека проходит весь ток замыкания на корпус $I_ч = I_K$.



а – при исправном заземлении; б – при отсутствии заземления
Рисунок 7.3 - Прикосновение к корпусу, оказавшемуся под напряжением

Таким образом, этот случай равноценен однополюсному прикосновению к токоведущим частям.

Напряжение прикосновения. Во всех случаях контакта человека с частями ЭУ, в нормальном режиме или случайно находящимися под напряжением, это напряжение прикладывается по всей электрической цепи, куда входят сопротивления тела человека, обуви, пола или грунта, на котором он стоит. Напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек, называется напряжением прикосновения:

$$U_{ПР} = I_Ч R_Ч \,, \tag{7.8}$$

Напряжение прикосновения определяется как падение напряжения в сопротивлении тела человека. При однофазном прикосновении к токоведущим частям напряжение прикосновения определяется фазным напряжением относительно земли и параметрами сети.

При прикосновении к заземленным нетоковедущим частям ЭУ напряжение прикосновения зависит от напряжения корпуса относительно земли.

Ток, проходящий через человека, как и в предыдущем случае, зависит от тока замыкания на землю:

$$I_ч = f(I_з), \qquad (7.9)$$

Включение человека в цепь тока между фазным проводом и землей или прикосновение к корпусу электроустановки, оказавшемуся под напряжением, является несколько менее опасным. Опасность поражения определяется величинами напряжения сети и последовательно включенных сопротивлений тела человека, обуви, пола, изоляции токоведущих частей относительно земли.

Таким образом, в трехфазных трехпроводных сетях, изолированных от земли, как и однофазных сетях, опасность для человека, прикоснувшегося к одному из фазных проводов в период нормальной работы сети, зависит в основном от сопротивления изоляции фаз относительно земли.

Трехфазные сети с изолированной нейтралью по условиям электробезопасности целесообразно применять только при сравнительно небольшой протяженности электрической сети, от которой зависит значение ее емкости, и при высоком сопротивлении изоляции фаз относительно земли. Высокий уровень диэлектрической прочности изоляции может быть достигнут путем непрерывного контроля ее состояния и своевременным и быстрым устранением ее повреждений. По этой причине сети с изолированной нейтралью получили применение в качестве сетей питания с мало разветвленными токоведущими частями (например, при питании потребителей от передвижных источников электрической энергии). Они применяются также в качестве сетей небольшой протяженности, находящихся под постоянным надзором квалифицированного персонала. Это еще раз подтверждает вывод о необходимости поддержания сопротивления изоляции относительно земли на высоком уровне.

7.2 Технические мероприятия обеспечивающие безопасность работ на электроустановках

В действующих электроустановках осуществляются:

а) оперативное обслуживание, в том числе:

1) периодические осмотры электрооборудования, уборка помещений, мелкий ремонт в порядке текущей эксплуатации и другие работы, не требующие снятия напряжения;

2) оперативные переключения в связи с изменением схемы и режима работы электроустановки;

б) ремонтные работы, в том числе:

1) периодические ремонты и испытания электрооборудования, требующие снятия напряжения со всей электроустановки или с ее части;

2) аварийные ремонты;

3) монтаж или демонтаж электрооборудования.

При производстве работ в электроустановках выполняются технические и организационные меры предосторожности для того, чтобы исключить случайную подачу напряжения к месту работы и случайное приближение или прикосновение к токоведущим частям, оставшимся под напряжением.

Персонал, выполняющий переключения, должен твердо знать, что в случае исчезновения напряжения оно может быть подано вновь без предупреждения как в условиях нормальной эксплуатации, так и при авариях.

Технические мероприятия выполняют в следующем порядке:

а) отключают напряжение и принимают меры, исключающие его ошибочную подачу к месту работы: включают блокировку, ставят механический запор на привод разъединителя, отделителя, снимают предохранители, устанавливают временные ограждения;

б) вывешивают предупредительные плакаты на коммутационной аппаратуре, на постоянных и временных ограждениях;

в) к заземляющему устройству присоединяют зажим переносного заземления;

г) проверяют, есть ли напряжение на отключенной для работы части установки, если его нет, то немедленно накладывают на токоведущие части установки переносное заземление;

д) на месте работы вывешивают плакат «Работать здесь». На месте работы отключают оборудование, которое подлежит ремонту, и те токоведущие части, к которым при работе можно приблизиться на опасное расстояние или случайно прикоснуться. Отключенный участок отделяют со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, видимым разрывом, создаваемым разъединителями, а также выключателями нагрузки и отделителями, если они не имеют автоматического привода на включение.

Работать на оборудовании, отделенном только выключателем, не разрешается. Во избежание обратной трансформации со стороны низшего напряжения силовые и измерительные трансформаторы отключают как от высокого, так и от среднего и низкого напряжения.

Если расположенные вблизи места работ токоведущие части не могут быть отключены, их надежно ограждают. Такие ограждения устанавливают с максимальной осторожностью и обязательно в присутствии второго лица.

На временных ограждениях участка ремонтных работ и на постоянных ограждениях соседних ячеек вывешивают плакаты «Стой — высокое напряжение!».

На открытых подстанциях участок для ремонтных работ выделяют с помощью каната, натягиваемого по периметру участка. На канате закрепляют плакаты «Стой — высокое напряжение!», обращая их внутрь, к месту работы. Если работы ведутся на высоте, то на конструкции, по которой поднимаются к месту работы, вывешивают плакат «Влезать здесь», на соседних — «Не влезай — убьет!». На месте работы вывешивают плакат «Работать здесь».

После того как напряжение отключено, необходимо удостовериться в том, что оно действительно отсутствует, и затем немедленно заземлить отключенные токоведущие части. Для этого у места работ снимают постоянные ограждения. Переносное заземление присоединяют одним концом к шине заземляющего контура (его свободные концы будут присоединены к токоведущей части после того, как удостоверятся в том, что напряжения на ней нет). Отсутствие напряжения проверяют специальным указателем.

7.3 Расчет естественного и искусственного освещения диспетчерского пункта

Безопасная и безаварийная эксплуатация систем электроснабжения и многочисленных электроприемников ставит перед работниками электрохозяйств разносторонние и сложные задачи по охране труда. Здоровье и безопасные условия труда электротехнического персонала и работников, эксплуатирующих электрифицированные производственные установки, могут быть обеспечены выполнением научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации [6].

Свет создает нормальные условия для работы и учебы, улучшает наш быт. Эффективное использование света с помощью достижения современной светотехники - важнейший резерв повышения производительности труда и качества продукции, снижения травматизма и сохранения здоровья людей.

Главной задачей современной светотехники является обеспечение комфортной световой среды для труда, а так же повышения эффективности и масштаба применения света в технологических процессах на основе рационального использования электрической энергии, расходуемой в светотехнических установках и снижения затрат на их создание и эксплуатацию.

Из общего объема информации человек получает через зрительный канал около 80 процентов. Качество информации зависит от освещения. Нерациональное освещение может явиться причиной травматизма. Плохо освещенные опасные зоны, слепящие источники света и блики от них, резкие тени ухудшают видимость настолько, что вызывает полную потерю ориентировки работающих. Неправильная эксплуатация, так же как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных установок в пожара и взрывоопасных цехах (неправильный выбор источников света, светильников, проводов, защитных мер), могут привести к взрыву, пожару и несчастным случаям. При неудовлетворительном освещении, кроме того, снижается производительность труда и увеличивается брак продукции.

а) Расчет естественного освещения [6]

Принимаем следующие параметры

Длина - 12м; Ширина- 8м; Высота - 4м.

Определим приближенное значение необходимой площади световых проемов, обеспечивающей нормированные значения коэффициента естественной освещенности (к.е.о.), в процентах от площади пола

$$100 \cdot \frac{S_Ф}{S_n} = \frac{e_H \cdot \eta_Ф}{\tau_0 \cdot \tau} \qquad (7.10)$$

где *SФ* – площадь фонарей;

Sn –площадь пола помещения;

eH –нормированное значение к.е.о. для светового пояса;

ηФ – световая характеристика фонаря;

τ0 – общий коэффициент светопропускания светового проема;

τ - коэффициент, учитывающий повышение к.е.о. при отраженном свете.

Нормируемое значение к.е.о. определяется из выражения:

$$e_H = e \cdot m \cdot c, \qquad (7.11)$$

где e – нормированное значение к.е.о.;

m – коэффициент светового климата, m=0,9;

c – коэффициент солнечности, c=0,75;

e = 1 % для работ малой точности при комбинированном освещении.

$e_Н = 0{,}68$.

Общую площадь окон:

$$S_Ф = \frac{S_n e_H \eta_Ф}{100 \cdot \tau_0 \cdot \tau}, \qquad (7.12)$$

$$S_Ф = \frac{96 \cdot 0{,}68 \cdot 2{,}35}{100 \cdot 0{,}24 \cdot 1{,}15} = 5{,}558 м^2$$

$$S_n = 12 \cdot 8 = 96 \text{ м}^2$$

Здесь $\eta_Ф$=2,35 при числе пролетов 3. Величина τ составляет 1,15.

Общий коэффициент светопропускания определяется по формуле [6]:

$$\tau_0 = \tau_1 \tau_2 \tau_3 \tau_4, \qquad (7.13)$$

Выбираем пустотелые стеклянные блоки, что соответствует коэффициенту светопропускания τ1=0,5; двойные открывающиеся τ2=0,6; железобетонные фермы и арки τ3=0,8; убирающиеся регулируемые жалюзи и шторы τ4=1.

Общий коэффициент светопропускания

$$\tau_0 = 0{,}5 \cdot 0{,}6 \cdot 0{,}8 \cdot 1 = 0{,}24.$$

Находим высоту окон:

$$h_{ок} = \frac{5{,}558}{2 \cdot 1{,}2} = 2{,}316 \text{ м.}$$

Принимаем высоту окна равной 2,4 м, при ширине окна 1,2 м.

Расчет искусственного освещения производится по методу коэффициента использования. Необходимый световой поток одной лампы Ф определяется по формуле [6]:

$$Ф = \frac{E \cdot к_з \cdot S \cdot z}{\eta \cdot N \cdot n} \qquad (7.14)$$

где Е - заданная минимальная освещенность, лк;

$K_З$ - коэффициент запаса принимаем из таблицы 1.5 [13];

S - освещаемая площадь, кв. м;

z – поправочный коэффициент, равный 1.1, 1.2;

N - число светильников (намеченные до расчета);

η - коэффициент использования осветительной установки, %;

n – число ламп в светильнике.

Разряд зрительной работы 5б, так как минимальный разряд объема различения 5мм. Нормируется освещенность 150лк, учитывая, что работа диспетчера связана с напряженной зрительной работой не только в течение дня, но и ночью, норму освещенности повышают на одну ступень шкалы и принимаем: Е = 200 лк; КЗ=1,5; S= 12·8 = 96 кв.м; z=l,2.

Коэффициент η находим из таблицы, связывающих геометрические параметры помещения с их оптическими характеристиками коэффициентами отражения потолка ρпот, ρст – стен, ρп – пола).

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)}, \qquad (7.15)$$

где A - длина помещения;

B - ширина помещения;

h - расчетная высота, равная:

$$h = H - h_C - h_P \qquad (7.16)$$

$$h = 4 - 0{,}5 - 0{,}9 = 2{,}6м$$

где h_c= 0,5 - расстояние от света до потолка;

h_P = 0,5 - высота рабочей поверхности над полом.

$$i = \frac{12 \cdot 8}{2{,}6(12+8)} = 1{,}846 .$$

Принимаем: $\rho_{пот}$=70%, $\rho_{ст}$=50%, $\rho_п$=30%.

Коэффициент использования для люминесцентных ламп η =71% = 0,71. Число светильников N равно 12 (3 ряда по 4 штуки в ряду). Светильники одноламповые n=1.Необходимый поток каждого светильника:

$$Ф = \frac{200 \cdot 1{,}5 \cdot 96 \cdot 1{,}2}{0{,}71 \cdot 12 \cdot 1} = 4056{,}34 \text{ лм.}$$

На основе расчета выбираем лампы ПВЛМ-80 с лампой ЛХБ 80-4 мощностью 80 Вт и световым потоком 4220 лм. Светотехнические характеристики лампы ПВЛМ-80 с лампой ЛХБ 80-4 представлены в таблице 7.1. Расстояние от стены до ряда берется равным $l=0{,}5 \cdot L$.

Таблица 7.1- Светотехнические характеристики лампы ПВЛМ-80 с лампой ЛХБ 80-4

α	0	5	15	25	35	45	55	65	75	85	90
Iα, кд	175	175	170	170	168	160	145	135	120	80	70

Расстояние между рядами светильников равно:

$$L=8/3=2.66м \ ; \ l=2{,}66/2=1{,}33 \text{ м.}$$

б) Расчет искусственного освещения точечным методом [6].

Нормируется освещенность 200 лк, коэффициент запаса 1,5.Высота поверхности от пола до рабочей поверхности h_P = 0,9 м. Расстояние от светильника до потолка h_c = 0,5 м. $h = H - h_C - h_P$

$$h = 4 - 0{,}5 - 0{,}9 = 2{,}6м$$

μ - коэффициент, учитывающий действие удаленных светильников, равен 1,1.

$$r1 = r3 = r4 = r6 = \sqrt{3{,}25^2 + 2{,}6^2} = 4{,}16 \text{ м;}$$

$$r2 = r5 = \sqrt{1{,}87^2 + 2{,}6^2} = 3{,}2 \text{ м};$$

$$r7 = r9 = \sqrt{6{,}22^2 + 2{,}6^2} = 6{,}7 \text{ м};$$

$$r8 = \sqrt{5{,}62^2 + 2{,}6^2} = 6{,}2 \text{ м};$$

$$r10 = r12 = \sqrt{8{,}78^2 + 2{,}6^2} = 9{,}16 \text{ м};$$

Освещенность для точки А, рисунок 7.4:

$$\alpha 1 = \alpha 3 = \alpha 4 = \alpha 6 = arctg \frac{4{,}16}{2{,}6} = 58^0;$$

$$\alpha 2 = \alpha 5 = arctg \frac{3{,}2}{2{,}6} = 50{,}9^0;$$

$$\alpha 7 = \alpha 9 = arctg \frac{6{,}7}{2{,}6} = 68{,}8^0;$$

$$\alpha 8 = arctg \frac{6{,}2}{2{,}6} = 67{,}3^0;$$

$$\alpha 10 = \alpha 12 = arctg \frac{9{,}16}{2{,}6} = 74{,}15 \text{ м}.$$

Освещенность ламп в этой точке:

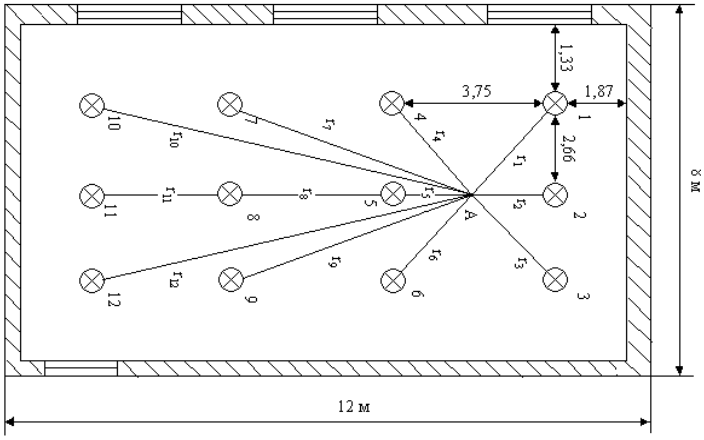


Рисунок 7.4 – Расположение светильников в комнате

$$e = \frac{I_\alpha \cdot \cos^3 \alpha}{h^2} \qquad (7.17)$$

$$e_1 = e_3 = e_4 = e_6 = \frac{145 \cdot cos^3 58}{2{,}6^2} = 3{,}192 лк;$$

$$e_2 = e_5 = \frac{155 \cdot cos^3 50{,}9}{2{,}6^2} = 5{,}752 лк;$$

$$e_7 = e_9 = \frac{130 \cdot cos^3 68{,}8}{2{,}6^2} = 0{,}9 лк;$$

$$e_8 = \frac{131 \cdot cos^3 67{,}3}{2{,}6^2} = 1{,}114 лк;$$

$$e_{10} = e_{12} = \frac{120 \cdot cos^3 74{,}15}{2{,}6^2} = 0{,}362 лк;$$

$$\sum E_y = 6 \cdot 3{,}192 + 2 \cdot 5{,}752 + 2 \cdot 0{,}9 + 1{,}114 + 2 \cdot 0{,}362 = 34{,}294 лк;$$

$$\Phi = \frac{1000 \cdot 200 \cdot 1{,}5}{1{,}2 \cdot 34{,}294} = 4289 лк.$$

На основе расчета выбираем по таблице 2.12 [9] лампы ПВЛМ-80 с лампой ЛХБ 80-4 мощностью 80 Вт и световым потоком 4220 лм.

Заключение

В дипломной работе на тему «Методы расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях» были рассмотрены методы расчета потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях и произведен расчет потерь на реальном участке электрических сетях.

В качестве расчетного участка был выбран реальный участок электрической сети фидер №14, получающий питание от РП-38А, находящийся на балансовой принадлежности РЭС-2, г. Алматы.

С помощью программы RASTR произведен расчет потерь электрической энергии с существующими нагрузками 2015 г. («зима» и «лето») и с перспективным ростом нагрузок 2028 г. («зима» и «лето»).

В качестве мероприятия по снижению потерь на данном участке электрических сетей было предложено применение нерегулируемых конденсаторных батарей. Бал произведен выбор мощности и места установки НКБ.

В результате расчета было выявлено, что установка НКБ на шинах 0,4 кВ на ТП-2014 и ТП-2327 позволило снизить потери электрической энергии на 40, 6 МВт.

Оценка экономической эффективности на основе критериев срока окупаемости для установки НБК на шинах на ТП-2014 и ТП-2327 на шинах 0,4 кВ на рассмотренном участке распределительной сети РЭС- 2, РП-38, фидера №14, показала, что срок окупаемости составить 2,8 года.

.

Список литературы

1 Лыкин А.В. Электрические системы и сети. - Логос, 2008. - 256 с.

2 Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.- М.: Энергоатомиздат, 1989;

3 Саухимов А.А. «Оптимизация режимов городских распределительных сетей 6-10кВ». Магистерская диссертация, АИЭС Алматы, 2007г.

4 С.С. Рокотян «Справочник по проектированию электрических систем»- Энергоатомиздат, 1985.

5 Бурбыга М.С. Потери в сетях низкого напряжения. – М.: Экономикс, 2013.

6 ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

7 Телеушев О.М. «Исследование графиков нагрузок коммунально-бытовых потребителей». Магистерская диссертация, АУЭС, Алматы, 2013г.

8 http://www.ukkz.com/

9 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2003

10 Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках

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

12 «Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию работ учебных», Некоммерческое акционерное общество «Алматинский институт энергетики и связи», Алматы 2014г.