

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
«Политехнический институт»
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Начальник службы ГИП
проектного института
ООО «ЭнергоСтройПроект»
_____ А.В. Анипир
« ___ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
_____ И.М. Кирпичникова
« ___ » _____ 2020 г.

РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
ОБОСНОВАНИЯ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ЦЕХОВ И ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ
ПРЕДПРИЯТИЯ, ИМЕЮЩИХ НЕБОЛЬШУЮ НАГРУЗКУ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.04.02.2020.302.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР
доцент, к.т.н.

_____ Г.С. Валеев
« ___ » _____ 2020 г.

Автор ВКР
студент группы ПЗ –385

_____ А.Н. Смирнова
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
 «Южно-Уральский государственный университет»
 (национальный исследовательский университет)
 «Политехнический институт»
 Факультет «Заочный»
 Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ:
 Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
 д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
 «__» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
 Смирновой Анны Николаевны
 Группа – ПЗ-385

1 Тема работы «Разработка экономико-математической модели обоснования схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку»
 Утверждена приказом ректора ЮУрГУ №2882 от 25.12.2019 г.
 Срок сдачи студентом законченной работы – 11.01.2020 г.

2 Исходные данные к работе: результаты проведения научно-исследовательской работы

3 Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1 Введение

2 Поиск и описание существующих методик выбора схем питания потребителей с небольшой нагрузкой. Обоснование актуальности задачи

3 Разработка экономико-математической модели для обоснования рациональной схемы питания потребителей с небольшой нагрузкой в современных экономических условиях

4 Описание методики определения рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку

5 Апробация модели на примере машиностроительного предприятия

6 Заключение

4 Дата выдачи задания: 6 февраля 2018 г.

Научный руководитель _____ / Г.С. Валеев /
 Задание принял к исполнению _____ / А.Н. Смирнова /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ работы	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	20.02.2018	
2	Поиск и описание существующих методик выбора схем питания потребителей с небольшой нагрузкой. Обоснование актуальности задачи	28.04.2018	
3	Разработка экономико-математической модели для обоснования рациональной схемы питания потребителей с небольшой нагрузкой в современных экономических условиях	15.08.2018	
4	Описание методики определения рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку	18.11.2019	
5	Апробация модели на примере машиностроительного предприятия	02.12.2019	
6	Заключение	10.12.2019	
7	Библиографический список	13.12.2019	
8	Оформление пояснительной записки	27.12.2019	
9	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	11.01.2020	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова/

Научный руководитель работы _____ / Г.С. Валеев /

Магистрант _____ / А.Н. Смирнова /

АННОТАЦИЯ

Смирнова А.Н. Разработка экономико-математической модели обоснования схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020, 79 с., 26 рис., 19 табл., библиогр. список – 13 наим.

Ключевые слова: экономико-математическая модель, электрическая сеть, рациональная схема питания, кабельная линия, надёжность, электроснабжение, ущерб от простоев, дисконтированные затраты, предприятия, имеющие небольшую нагрузку.

Объект исследования – схема внутреннего электроснабжения цехов и подразделений промышленного предприятия, имеющих небольшую нагрузку.

Цель работы – разработка экономико-математической модели для проведения исследования, в котором необходимо найти рациональную схему питания потребителей с небольшой нагрузкой.

Актуальность работы заключается в том, что полученная математическая модель будет адаптирована под современные экономические условия и позволит проектировать экономически целесообразные рациональные схемы внутриводского электроснабжения. Это значительно уменьшит затраты при строительстве.

Особенность выпускной квалификационной работы состоит в разработке новой модели для расчета и определения рациональной схемы питания цехов предприятия с малой нагрузкой, учитывающей изменения стоимости электроэнергии, рост нагрузки с течением времени, необходимость обслуживания заемных кредитных средств, надежность и ущерб от перерывов электроснабжения, экономическую плотность тока.

Результаты исследования – получена экономико-математическая модель системы внутреннего электроснабжения цехов и подразделений промышленного предприятия, имеющих небольшую нагрузку, позволяющая учитывать рост нагрузки, надежность и ущерб от простоев электроснабжения, а также изменения, происходящие в экономике.

Работа может представлять интерес для проектных организаций, электросетевых компаний, предприятий, планирующих реконструкцию или строительство сетей электроснабжения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВЕДЕНИЕ.....	6
1 ПОИСК И ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ВЫБОРА СХЕМ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ. ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ ЗАДАЧИ.....	8
Задачи исследования.....	10
2 РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	
2.1 Допущения, принимаемые при разработке модели.....	11
2.2 Факторы, влияющие на исход решения задачи.....	12
2.3 Описание типовых схем, используемых для питания потребителей с небольшой нагрузкой.....	13
2.4 Учет ущербов от перерывов электроснабжения при разработке экономико-математической модели.....	15
2.5 Формирование целевой функции затрат за расчетный период на создание и эксплуатацию систем электроснабжения объектов с небольшой нагрузкой.....	35
Выводы по разделу 2.....	63
3 ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ЦЕХОВ И ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ, ИМЕЮЩИХ НЕБОЛЬШОЮ НАГРУЗКУ	
Выводы по разделу 3.....	64
4 АПРОБАЦИЯ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	65
Выводы по разделу 4.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	79

ВВЕДЕНИЕ

Схема внутреннего электроснабжения – важная часть системы электроснабжения, поскольку ею определяются количество ТП, РП или НРП, а так же тип оборудования, издержки на его эксплуатацию и ремонт. Правильность выбора схемы будет влиять на качество электрической энергии в сети, экономичность и надежность работы системы электроснабжения цехов и подразделений предприятия, капитальные затраты на строительство, ущербы от недоотпуска электроэнергии и т.д.

Затраты на сооружение и эксплуатацию систем внутреннего электроснабжения составляют значительную часть от суммарных затрат на всю систему электроснабжения предприятий, при её проектировании технические решения должны быть тщательно обоснованы.

Поэтому проектирование системы внешнего электроснабжения очень важный этап разработки системы электроснабжения промышленного предприятия.

Актуальность работы. В настоящее время при выборе рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятий, имеющих небольшую нагрузку, используют правило, разработанное несколько десятилетий назад. За это время произошли существенные изменения в экономике. Кроме того, правило не учитывает в себе достаточно существенные факторы: изменение стоимости тарифов электроэнергии в течение времени, надежность схемы электроснабжения и ущербы от простоев электроэнергии. Поэтому можно утверждать, что существующая методика в современных экономических условиях может приводить к неверным, ошибочным решениям.

Актуальность данной работы заключается в том, что разработанная экономико-математическая модель адаптирована под современные экономические условия и с учетом вышеназванные факторы, что позволит проектировать экономически целесообразные рациональные схемы внутривозовского электроснабжения. В итоге затраты при строительстве и реконструкции внутреннего электроснабжения предприятий значительно уменьшатся.

Цель работы – разработка экономико-математической модели для проведения исследования, в котором необходимо найти рациональную схему питания потребителей с небольшой нагрузкой в современных экономических условиях.

Задачи исследования:

– Провести обзор существующих методик по выбору схем питания потребителей с небольшой нагрузкой.

– Определить факторы, оказывающие влияние на исход решения задачи по разработке экономико-математической модели.

– Определить допущения, принимаемые при разработке экономико-математической модели.

– Разработать экономико-математическую модель обоснования рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку, в современных экономических условиях.

– Провести апробацию разработанной модели при заданных исходных данных для предприятия с подразделениями с небольшой нагрузкой.

Объект исследования – схема внутреннего электроснабжения цехов и подразделений промышленного предприятия, имеющих небольшую нагрузку.

Предмет исследования – экономико-математическая модель обоснования рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку, в современных экономических условиях.

Новизна заключается в применении компьютерного моделирования для определения оптимальной схемы внутреннего электроснабжения цехов и подразделений предприятия с небольшой нагрузкой в современных экономических условиях.

Практическая значимость работы:

1 Разработанная модель адаптирована под современные экономические условия и учитывает в себе многие факторы, в результате чего решения при выборе схемы питания цехов и подразделений с небольшой нагрузкой будут более рациональными и экономически целесообразными.

2 Модель разработана при помощи программного пакета Excel, что позволяет быстро рассчитать дисконтированные затраты для рассматриваемых вариантов за любой расчетный период.

3 Полученная модель может быть использована для проведения дальнейших научных исследований.

1 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ВЫБОРА СХЕМ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ. ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ ЗАДАЧИ

Выбор рациональной схемы электроснабжения крайне важен при проектировании, поскольку такая схема должна соответствовать основным требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения (СЭС):

- обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии;
- быть удобными и безопасными в эксплуатации и обслуживании;
- должны обладать гибкостью, то есть позволять обеспечивать оптимальный режим эксплуатации в нормальных условиях и близкие к ним в послеаварийных;
- должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей.

Вопросы, связанные с проектированием рациональных и экономически целесообразных внутрицеховых систем электроснабжения, должны прорабатываться более тщательно, поскольку расход электрических аппаратов и проводниковых материалов в таких сетях значительно превышает аналогичные показатели в сетях высокого напряжения. Также в сетях напряжением до 1000 В существенными являются и потери активной энергии.

При выборе внутризаводской рациональной схемы питания учитываются нагрузки цехов и их территориальное расположение, а также требуемая степень надежности питания потребителей. Электрические нагрузки являются определяющим фактором как при проектировании СЭС, так и при ее эксплуатации. От правильности их оценки на стадии проектирования во многом зависят технико-экономические показатели СЭС. Ошибка в сторону их завышения приводит к неоправданному увеличению капитальных вложений, а ошибка в сторону занижения – к увеличению эксплуатационных расходов.

В цехах промышленных предприятий потребители 0,4 кВ питаются от установленных трансформаторных подстанций (ТП) напряжением 10/0,4 кВ, запитанных от шин главной понизительной подстанции. Но если мощности потребителей небольшие, в этом случае предполагается установка низковольтного распределительного пункта (НРП) с питанием по сети 0,4 кВ от трансформаторной подстанции ближайшего соседнего цеха с большей нагрузкой.

При анализе научной и учебной литературы, такой как: Ю.Л. Мукосеев «Электроснабжение промышленных предприятий», Н.А. Казак «Электроснабжение промышленных предприятий», было выявлено, что для оценки экономической целесообразности установки НРП в цехах с маленькой нагрузкой руководствуются следующим принципом. Считается, что для каждой нагрузки S существует критическая длина L , при которой передача мощности S на расстояние L будет одинаково экономична для вариантов напряжением выше 1000 В с установкой трансформатора в цехе и напряжением до 1000 В от ТП, расположенной на расстоянии L от центра нагрузки цеха. Эта длина зависит от стоимости потерь энергии γ , руб/(кВт год). Данный принцип основан на

технико-экономическом анализе, проведенном несколько десятилетий назад. При тех экономических условиях ($\gamma = 60$ руб/кВт год), при напряжениях 6 кВ и 380 В) оптимальной являлась зависимость между S и L , выражающаяся уравнением гиперболы: $S \cdot L = 15\,000$ кВ·А·м [1]. Таким образом, установка НРП в цехе с небольшой нагрузкой считалась экономически выгодной, если произведение $Sp \cdot L$ меньше 15000 кВ·А·м.

В настоящее время при выборе рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятий, имеющих небольшую нагрузку, так же используют данную зависимость. Условно она называется "Правилом 15000".

Однако, технико-экономический анализ, на основе которого выведена эта зависимость, проводился достаточно давно и в условиях современной экономики может быть устарелым, в связи со значительным изменением цен на электрооборудование и электроэнергию, а также соотношения этих цен.

В 2005 году в статье [2] предложена методика оценки необходимости установки трансформаторной подстанции в цехе с малой мощностью потребителей, а так же проведено сравнение с используемой методикой. В качестве используемой методики рассматривается "Правило 15000". При исследовании использовались цены на кабельную продукцию и стоимость электрической энергии с учетом НДС по состоянию на период публикации. В результате расчетов выяснилось, что критическое значение произведения $Sp \cdot L$ гораздо ниже, чем 15000 кВ·А·м. Объясняется это изменением цен на оборудование и в особенности повышением цен на электроэнергию и как следствие значительным увеличением стоимости потерь в кабельных линиях.

Но при этом исследовании рассчитывались годовые приведенные затраты, а не дисконтированные затраты на расчетный период, а так же не учитывались некоторые факторы, например, ущербы от простоев при перерыве электроснабжения, возможность роста нагрузки рассматриваемого объекта, рост цен на тарифы на электроэнергию. Кроме того, при расчетах использовались значения экономической плотности тока, приведенные в ПУЭ, величины которых установлены несколько десятилетий назад. За это время произошли существенные изменения в экономике, вследствие чего можно утверждать о том, что приведенные в ПУЭ численные значения экономической плотности тока могут приводить к ошибочным решениям.

В справочной, научно-технической литературе и электронных журналах, на данный период, отсутствуют экономико-математические модели, учитывающие одновременно все указанные требования и факторы.

Таким образом, для выбора рациональной и экономически целесообразной схемы питания необходима новая методика, которая учитывает экономическую ситуацию в стране в целом, и непосредственно уровень и рост цен на реализацию СЭС и её эксплуатацию, а так же все перечисленные факторы.

Учитывая вышеизложенное, можно утверждать, что задача создания универсальной экономико-математической модели обоснования схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку в современных экономических условиях, позволяющей принять рациональные решения, является актуальной.

Задачи исследования:

- Провести обзор существующих методик по выбору схем питания потребителей с небольшой нагрузкой.
- Определить факторы, оказывающие влияние на исход решения задачи по разработке экономико-математической модели.
- Определить допущения, принимаемые при разработке экономико-математической модели.
- Разработать экономико-математическую модель обоснования рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятия, имеющих небольшую нагрузку, в современных экономических условиях.
- Провести апробацию разработанной модели при заданных исходных данных для предприятия с подразделениями с небольшой нагрузкой.

2 РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С НЕБОЛЬШОЙ НАГРУЗКОЙ В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

2.1 Допущения, принимаемые при разработке модели

На приобретение материалов, электрооборудования, строительство, монтаж, наладку и введение в действие системы электроснабжения тратятся значительные материальные ресурсы и денежные средства.

Известно, что наиболее общим критерием принятия решений в процессе проектирования и проведения реконструкции в СЭС является минимум дисконтированных затрат за расчетный период.

При определении дисконтированных затрат, следует учитывать изменения происходящие в экономике страны. Учитывая то, что в качестве расчетного периода, как правило, принимается заданный срок службы оборудования и кабельной продукции, который составляет 20-30 лет, предсказать возможные изменения в экономике за этот период можно опираясь только на экспертные оценки экономистов. Поэтому при решении задач, связанных с выбором, как схем распределения электроэнергии, так и других, в экономических источниках допускают возможность использования общеизвестного метода минимума приведенных годовых затрат.

При проектировании электрических сетей принятые решения обосновываются на основании технико-экономического сравнения вариантов схем и их параметров путем сравнения их эффективности.

В разрабатываемой математической модели невозможно учесть все факторы, поскольку это приведет к ее усложнению. Поэтому, при разработке математико-экономической модели примем следующий ряд допущений:

1) На предприятии отсутствуют электроприемники с резкопеременной нагрузкой.

2) Схемы распределения электроэнергии между потребителями симметричны относительно секционного выключателей ТП и НРП, как по топологии, так и по нагрузкам.

3) Изменение индексов сметной стоимости электрооборудования учтем при помощи аппроксимации прогнозных данных, указанных в Приложениях 5 к Письмам Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации за 2015-2019 гг. [3].

4) На предприятии наблюдается линейный рост нагрузки.

5) Форма графика нагрузки для цехов одинакова и не меняется, следовательно, не меняется число часов использования максимума нагрузки $T_{им}$.

6) Изменение стоимости тарифов на электроэнергию учтем при помощи аппроксимации прогнозных данных, в соответствии с прогнозом долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2030 г. [4].

7) В течение года стоимость тарифов на электроэнергию не меняется.

8) Наличие погрешности модели (поскольку модель является лишь приближенным описанием реального процесса) и погрешности данных.

9) Все электроприемники являются потребителями 2-й категории надежности.

10) Все потребители получают питание от двух секций шин.

11) При расчете потерь электроэнергии и ущербов отказы элементов, приводящих к одинаковым результатам в двух схемах, не учитываются.

12) Все плановые ремонты проводятся в летний период года в режимах наименьшего потребления электроэнергии.

13) Принимаем, что потоки отказов ординарные, то есть вероятность возникновения аварии одновременно на нескольких элементах в течение небольшого промежутка времени крайне мала.

2.2 Факторы, влияющие на исход решения задачи

Одним из наиболее важных факторов, который влияет на исход, является величина расчетной мощности цеха с небольшой нагрузкой. В зависимости от значения расчетной мощности выбирается тип и мощность силовых трансформаторов в ТП, сечение кабельных линий, номинал коммутационных аппаратов, из соотношения активной и реактивной мощности выбирают необходимую мощность компенсирующих устройств. Все это влияет на величину капитальных вложений при строительстве и дальнейшей эксплуатации.

Так же влияющим фактором при проектировании внутреннего электроснабжения является рост нагрузки предприятия, который приводит к увеличению общей его мощности. В связи с этим, увеличивается стоимость потерь электроэнергии, появляется потребность в дальнейшей реконструкции системы электроснабжения, что значительно отражается на итоговых затратах.

Следующим влияющим фактором является экономическая ситуация в стране целом, и непосредственно уровень и рост цен на реализацию СЭС и её эксплуатацию. Так при стабильном росте уровня инфляции в стране, экономической выгоды от реализации проекта может и не быть, поэтому следует учитывать этот фактор, совместно с ростом тарифов на электроэнергию.

Значение величины расчетного тока трехфазного короткого замыкания в начале кабельной линии также оказывает влияние на исход решения поставленной задачи, поскольку сечения кабелей подвергаются проверке по термической стойкости к токам короткого замыкания и в большинстве случаев эти сечения превышают те, которые выбраны по токам нагрузки. С увеличением сечения кабельных линий возрастают капитальные затраты в целом и издержки на дальнейшую эксплуатацию кабельных линий.

От числа часов использования максимума нагрузки зависит значение плотности тока, а соответственно и величина экономически целесообразного сечения кабельных линий. С увеличением числа часов использования максимума нагрузки, значение плотности тока уменьшается, а следовательно, экономически целесообразное сечение кабелей увеличивается. Это приводит к увеличению затрат на строительство и эксплуатацию проектируемой системы электроснабжения.

2.3 Описание типовых схем, используемых для питания потребителей с небольшой нагрузкой

На промышленных предприятиях имеются электроприемники напряжением до 1000 В, потребляющие значительную часть электрической энергии (около 70-80%) [5]. Поэтому питание распределение электроэнергии внутри цехов осуществляется через электрические сети напряжением до 1000 В.

Для распределения электрической энергии внутри цехов используются радиальные и магистральные схемы.

Радиальные схемы целесообразно использовать для питания крупных электроприемников, а так же в случае расположения потребителей электроэнергии в разных направлениях от питающего центра – цеховой ТП или низковольтного распределительного пункта (НРП).

Основными преимуществами радиальных схем являются простота исполнения и удобство в эксплуатации.

Недостатками радиальных схем (по сравнению с магистральными схемами) являются высокая стоимость (из-за большего расхода цветных металлов) и пониженный коэффициент использования пропускной способности кабелей, поскольку в большинстве случаев, сечения кабелей, обусловленные термической стойкостью к токам коротких замыканий, превышает сечения, выбранные по токам нагрузки.

Магистральные схемы находят широкое применение для питания не только нескольких электроприемников одной технологической линии, но также большого числа сравнительно мелких электроприемников, не связанных единым технологическим процессом.

Магистральные линии целесообразны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия.

Использование магистральных схем позволяет уменьшить число дорогостоящих ячеек с выключателями в распределительных устройствах напряжением 6 – 10 кВ ГПП или РП. Также, магистральные схемы обеспечивают лучшее использование пропускной способности кабелей, чем радиальные.

В работе рассматриваются две конкурентоспособные схемы обеспечения питания цехов с небольшой нагрузкой.

В первой схеме, показанной на рисунке 2.1, предполагается установка в цехе с потребителями небольшой мощности низковольтного распределительного пункта (НРП), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха (радиальная схема питания).

Во второй схеме, представленной на рисунке 2.2, питание потребителей небольшой мощности по сети 0,4 кВ осуществляется от ТП, устанавливаемой в этом цехе (магистральная схема питания).

Обоснование решений производится по минимуму дисконтированных затрат за расчетный период при условии, что сравниваемые варианты схем питания обеспечивают одинаковый объем выпускаемой продукции.

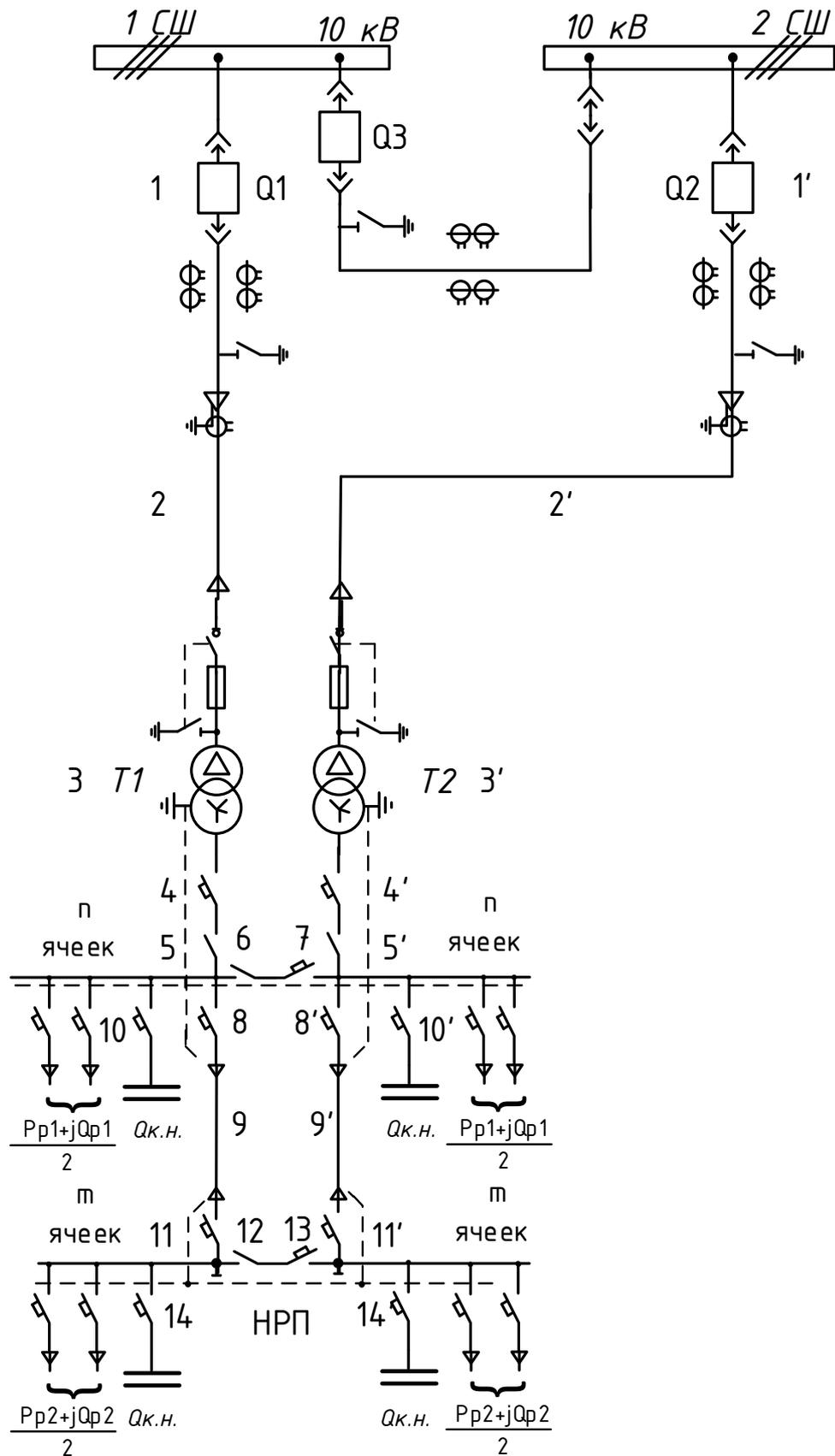


Рисунок 2.1 – Схема питания цеха с небольшой нагрузкой от НРП

При отказах отдельных элементов энергосистемы ущерб складывается из следующих затрат:

- затраты на внеплановые аварийные ремонты отказавшего оборудования;
- затраты на дополнительные потери при выработке и распределении электроэнергии в течение времени ликвидации аварии и восстановления оптимального режима работы СЭС.

Ограничения электроснабжения потребителя приводит к недовыпуску и снижению качества продукции, порче сырья и готовой продукции, простоем отдельных механизмов и обслуживающего их персонала, ремонту конкретных элементов СЭС. Все перечисленные материалы и работы имеют определенную стоимость, поэтому в конкретном случае можно точно установить ущерб.

Оценить ущерб, который может возникнуть в будущем при отказах проектируемых СЭС, достаточно сложно.

Оценка ущерба при перерывах электроснабжения более точно производится на основании метода, в основе которого лежит понятие удельного ущерба.

Удельный ущерб – это ущерб, приходящийся на единицу недоотпущенной электроэнергии (руб/ кВт ч) и на единицу мощности предприятия (руб/ кВт) [6].

Для определения потерь энергии и ущербов от ненадёжности и обусловленных простоями элементов и участков сети рассматриваемых СЭС, в первую очередь следует установить возможные эксплуатационные режимы вызванные главным образом плановыми и аварийными отключениями элементов СЭС и определить их среднегодовую продолжительность.

Продолжительность работы в нормальном режиме определяется из баланса годового фонда времени. Продолжительность работы участков сети в других состояниях СЭС, в том числе и полного гашения (перерыва электроснабжения), определим используя методы структурного и логико-ситуационного анализа надёжности СЭС.

Простои цепей и элементов СЭС могут быть вызваны внезапными или плановыми отключениями, а простои всей СЭС – наложениями внезапных простоев элементов разных цепей или внезапных простоев элементов одной цепи на периоды проведения плановых ремонтов элементов второй цепи.

Структура расчётных формул для определения продолжительности совместных простоев элементов или участков двух цепей зависят от соотношения средних продолжительностей простоев элементов, вызванных плановыми или вынужденными отключениями элементов (участков) одной цепи и внезапными отключениями элементов (участков) второй цепи.

На рисунке 2.3 представлена система, состоящая из двух параллельных элементов (участков цепи, замененных одним эквивалентным элементом). Каждый элемент характеризуется средней продолжительностью плановых простоев $\bar{t}_{пл1}$ и вынужденных простоев $\bar{t}_{в1}$ ($\bar{t}_{пл1}$, $\bar{t}_{в1}$, $\bar{t}_{пл2}$, $\bar{t}_{в2}$), параметрами потока отказов $\bar{\omega}_1$, $\bar{\omega}_2$ и интенсивностью плановых ремонтов $\mu_{пл1}$, $\mu_{пл2}$.

Рассмотрим ситуации, когда происходит наложение планового простоя первого элемента (1) с вынужденным простоем второго элемента (2).

Примем, что $\bar{t}_{\text{пл1}} > \bar{t}_{\text{в2}}$. Разделим $\bar{t}_{\text{пл1}}$ на два интервала: $\bar{t}_{\text{в2}}$ и $(\bar{t}_{\text{пл1}} - \bar{t}_{\text{в2}})$.

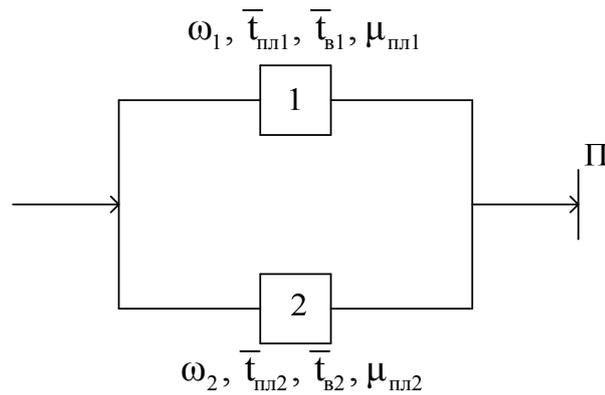


Рисунок 2.3 – Система из двух элементов, включенных параллельно

При попадании начала вынужденного простоя второго элемента на интервале времени $(\bar{t}_{\text{пл1}} - \bar{t}_{\text{в2}})$ (рисунок 2.4) продолжительность совместного простоя будет определяться как $T_{\text{пл1,в2}} = \bar{t}_{\text{в2}}$, а при попадании на второй интервал – $T_{\text{пл1,в2}} = \frac{\bar{t}_{\text{в2}}}{2}$ (с учётом равной вероятности попадания начала простоя элемента 2 на всём интервале $\bar{t}_{\text{пл1}}$).

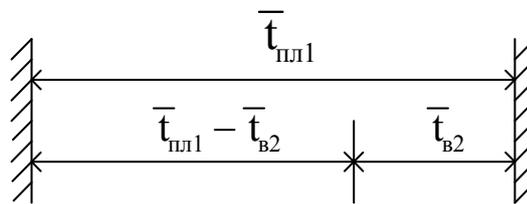


Рисунок 2.4 – Деление $\bar{t}_{\text{пл1}}$ на два интервала: $\bar{t}_{\text{в2}}$ и $\bar{t}_{\text{пл1}} - \bar{t}_{\text{в2}}$

Среднее время одного совместного простоя можно определить по выражению:

$$T_{\text{пл1,в2}} = \frac{\bar{t}_{\text{пл1}} - \bar{t}_{\text{в2}}}{\bar{t}_{\text{пл1}}} \cdot \bar{t}_{\text{в2}} + \frac{\bar{t}_{\text{в2}}}{\bar{t}_{\text{пл1}}} \cdot \frac{\bar{t}_{\text{в2}}}{2} = \bar{t}_{\text{в2}} - \frac{\bar{t}_{\text{в2}}^2}{2 \cdot \bar{t}_{\text{пл1}}}. \quad (2.1)$$

Совместные простои являются случайными событиями. Поэтому, чтобы определить среднее время одного совместного простоя на среднем интервале времени между двумя, следующими друг за другом отказами $\bar{T}_{\text{м.отк.2}}$ элемента 2, следует выражение (2.1) умножить на вероятность такого события – $P\{\text{пл1, в2}\}$.

Согласно статистическим данным, для большинства элементов частота плановых ремонтов $\mu_{\text{пл}}$ значительно больше частоты аварийных ремонтов ω (рисунок 2.5).

Отметим, что на интервале времени $\bar{T}_{\text{м.отк.2}}$ может состояться в среднем один совместный простой, обусловленный попаданием момента внезапного отказа элемента 2 либо на капитальный плановый ремонт элемента 1, либо на текущий плановый ремонт.

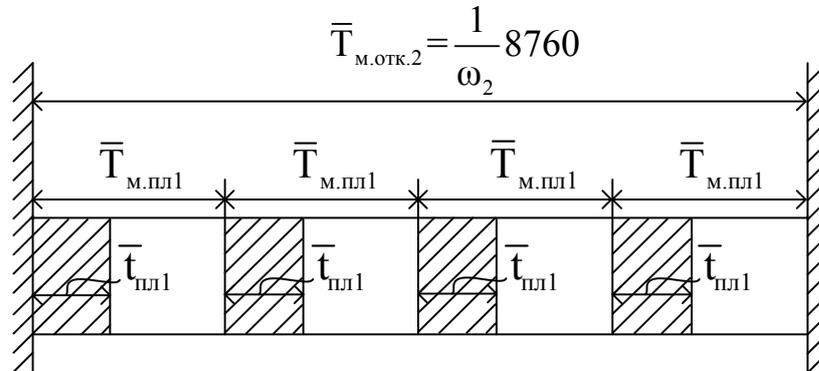


Рисунок 2.5 – Соотношение частоты плановых и аварийных ремонтов

Продолжительность текущих плановых ремонтов, как правило, меньше продолжительности капитальных ремонтов. Однако, их следует учитывать отдельно, поскольку текущие плановые ремонты производятся чаще, вследствие чего вероятность попадания момента внезапного отказа элемента (участка цепи) 2 на интервалы времени текущих плановых ремонтов элемента (участка цепи) 1 будет достаточно заметным.

Плановые остановки на ремонт производятся периодически через фиксированные интервалы времени (рисунок 2.5), поэтому при равной вероятности попадания момента внезапного отказа элемента (участка цепи) 2 на любой произвольный момент времени в интервале $\bar{T}_{\text{м.отк.2}}$, вероятность попадания отказа элемента (участка цепи) 2 интервалы времени проведения плановых ремонтов элемента (участка цепи) 1 можно найти по формуле:

$$\begin{aligned}
 P\{\text{пл1, в2}\} &= \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{пл.1}}} \bar{t}_{\text{пл.1}i}}{\bar{T}_{\text{м.отк.2}}} \approx \frac{n_{\text{пл.1}} \cdot \bar{t}_{\text{пл.1}}}{\bar{T}_{\text{м.отк.2}}} = \frac{\left(\frac{\bar{T}_{\text{м.отк.2}}}{\bar{T}_{\text{м.пл1}}}\right) \cdot \bar{t}_{\text{пл.1}}}{\bar{T}_{\text{м.отк.2}}} = \frac{\bar{t}_{\text{пл.1}}}{\bar{T}_{\text{м.пл1}}} = \\
 &= \frac{\bar{t}_{\text{пл.1}}}{\frac{1}{\mu_{\text{пл1}}} \cdot 8760} = \frac{\mu_{\text{пл1}} \cdot \bar{t}_{\text{пл.1}}}{8760} = \frac{\bar{t}_{\text{пл.1г.}}}{8760} = \bar{K}_{\text{пл1}},
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

где $\bar{t}_{\text{пл.1г.}}$ – среднее время (продолжительность планового простоя элемента (участка цепи) 1, приходящееся на 1 год, далее – среднегодовое время планового простоя элемента (участка цепи) 1;

$\bar{K}_{\text{пл1}}$ – коэффициент планового простоя элемента (участка цепи) 1.

При наличии дифференцированных данных по периодичности и продолжительности текущих и капитальных плановых ремонтов аналогичным путём можно получить расчётные выражения для определения вероятности попадания момента внезапных отказов элементов (участка цепи) 2 на интервалы времени проведения капитальных и текущих плановых ремонтов элемента (участка цепи) 1.

$$P\{\text{пл1}_{\text{кап}}, \text{в2}\} = \frac{\bar{t}_{\text{пл.1кап.}}}{\frac{1}{\mu_{\text{пл1.кап}}} \cdot 8760} = \frac{\mu_{\text{пл1.кап}} \cdot \bar{t}_{\text{пл.1кап.}}}{8760} = \bar{K}_{\text{пл1кап.}} \quad (2.3)$$

$$P\{\text{пл1}_{\text{тек}}, \text{в2}\} = \frac{\bar{t}_{\text{пл.1тек.}}}{\frac{1}{\mu_{\text{пл1.тек}}} \cdot 8760} = \mu_{\text{пл1.тек}} \frac{\bar{t}_{\text{пл.1тек.}}}{8760} = \bar{K}_{\text{пл1тек.}} \quad (2.4)$$

Таким образом, средняя продолжительность совместного простоя, обусловленного наложением внезапного простоя элемента (участка цепи) 2 на интервале времени проведения плановых ремонтов элемента (участка цепи) 1, определяется по выражению:

$$\bar{T}'_{\text{пл1в2}} = \bar{T}_{\text{пл1,в2}} \cdot P\{\text{пл1}, \text{в2}\} = \left(\bar{t}_{\text{в2}} - \frac{\bar{t}_{\text{в2}}^2}{2 \cdot \bar{t}_{\text{пл1}}} \right) \cdot \bar{K}_{\text{пл1}} \quad (2.5)$$

Поскольку все слагаемые выражения (2.1) соответствуют одному единственному событию совместного простоя, происходящего на одном интервале времени, между следующими друг за другом внезапными отказами, следует найти долю значения $\bar{T}'_{\text{пл1в2}}$, приходящуюся на один год, для чего $\bar{T}'_{\text{пл1в2}}$ необходимо разделить на среднее значение количества лет между следующими друг за другом отказами элемента (участка цепи) 2. Назовём это время среднегодовой продолжительностью совместного простоя:

$$\bar{T}''_{\text{пл1в2}} = \frac{\bar{T}'_{\text{пл1в2}}}{\bar{T}_{\text{м.отк.2}}} = \frac{\bar{T}'_{\text{пл1в2}}}{\frac{1}{\bar{\omega}_2}} = \bar{T}'_{\text{пл1в2}} \cdot \bar{\omega}_2, \quad (2.6)$$

где $\bar{\omega}_2$ – средняя частота внезапных отказов элемента (участка цепи) 2.

Тогда с учётом формулы (2.5):

$$\bar{T}''_{\text{пл1в2}} = \left(\bar{t}_{\text{в2}} - \frac{\bar{t}_{\text{в2}}^2}{2 \cdot \bar{t}_{\text{пл1}}} \right) \cdot \bar{K}_{\text{пл1}} \cdot \bar{\omega}_2, \quad (2.7)$$

Рассмотрим другую ситуацию, когда $\bar{t}_{пл1} \leq \bar{t}_{в2}$ (рисунок 2.6).

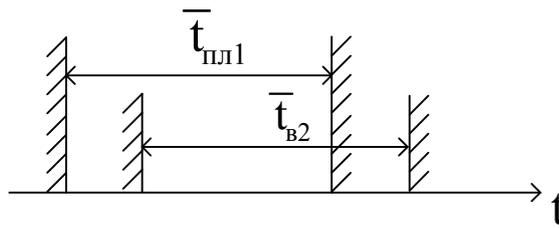


Рисунок 2.6 – Ситуация, когда время планового простоя элемента 1 меньше времени вынужденного простоя элемента 2

При попадании момента отказа элемента (участка цепи) 2 на интервал времени проведения плановых ремонтов элемента (участка цепи) 1 и равной вероятности такого события на всём интервале $\bar{t}_{пл1}$ средняя продолжительность одного совместного простоя определяется по формуле:

$$\bar{T}'_{пл1в2} = \frac{\bar{t}_{пл1}}{2}. \quad (2.8)$$

Учитывая вероятность возникновения такого события (совместного простоя) на интервале времени $\bar{T}_{м.отк.2}$:

$$\bar{T}''_{пл1в2} = \frac{\bar{T}'_{пл1в2}}{\bar{T}_{м.отк.2}} = \frac{\bar{t}_{пл1} \cdot \bar{K}_{пл1}}{2 \cdot \frac{1}{\bar{\omega}_2}} = \frac{\bar{t}_{пл1}}{2} \cdot \bar{K}_{пл1} \cdot \bar{\omega}_2. \quad (2.9)$$

Аналогично получим расчётные формулы для определения среднегодовой продолжительности совместных простоев, обусловленных наложением аварийных ремонтов элементов разных цепей.

Пусть элемент (участок цепи) 1 находится в аварийном ремонте, в период проведения которого происходит отказ элемента (участка цепи) 2.

Примем, что $\bar{t}_{в1} > \bar{t}_{в2}$ (рисунок 2.7).

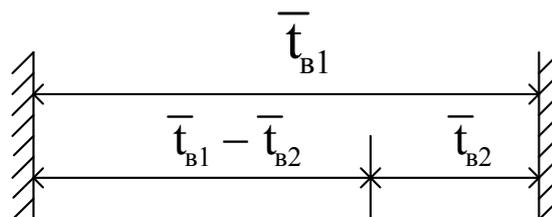


Рисунок 2.7 – Ситуация, когда элемент 1 находится в аварийном ремонте, в период проведения которого происходит отказ элемента 2

Основываясь на тех же рассуждениях, что и для ситуации, когда $\bar{t}_{\text{пл1}} > \bar{t}_{\text{в2}}$, среднее время одного совместного простоя рассчитывается по формуле:

$$\bar{T}_{\text{в1в2}} = \bar{t}_{\text{в2}} - \frac{\bar{t}_{\text{в2}}^2}{2 \cdot \bar{t}_{\text{в1}}}. \quad (2.10)$$

В ситуации, когда $\bar{t}_{\text{в1}} \leq \bar{t}_{\text{в2}}$ (рисунок 2.8), средняя продолжительность одного совместного простоя равна:

$$\bar{T}'_{\text{в1в2}} = \frac{\bar{t}_{\text{в1}}}{2}. \quad (2.11)$$

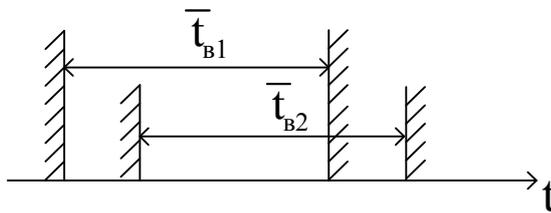


Рисунок 2.8 – Ситуация, когда $\bar{t}_{\text{в1}} \leq \bar{t}_{\text{в2}}$

Для определения реально возможного времени совместного простоя, полученное выражение следует умножить на вероятность такого события $P\{\text{в1}, \text{в2}\}$, которая зависит от соотношения средней частоты отказов элементов 1 и 2.

Поскольку отказы элементов (участков) двух цепей (в нашем случае элементов 1 и 2) являются независимыми случайными событиями, характеризующимися своими вероятностями появления на соответствующих средних интервалах времени между следующими друг за другом отказами, то вероятность совместных простоев определится как произведение вероятностей их появлений.

Вероятности появления отказов элементов (участков цепей) можно определить по выражениям:

$$P\{\text{в1}\} = \frac{\bar{t}_{\text{в1}}}{\bar{T}_{\text{м.отк.1}}} = \frac{\bar{t}_{\text{в1}}}{\frac{1}{\bar{\omega}_1} \cdot 8760} = \frac{\bar{\omega}_1 \cdot \bar{t}_{\text{в1}}}{8760} = \frac{\bar{t}_{\text{в1}\Gamma}}{8760} = \bar{K}_{\text{в1}}, \quad (2.12)$$

$$P\{\text{в2}\} = \frac{\bar{t}_{\text{в2}}}{\bar{T}_{\text{м.отк.2}}} = \frac{\bar{t}_{\text{в2}}}{\frac{1}{\bar{\omega}_2} \cdot 8760} = \frac{\bar{\omega}_2 \cdot \bar{t}_{\text{в2}}}{8760} = \frac{\bar{t}_{\text{в2}\Gamma}}{8760} = \bar{K}_{\text{в2}}. \quad (2.13)$$

Учитывая выражения (2.12) и (2.13), вероятность совместного простоя:

$$P\{\text{в1}, \text{в2}\} = P\{\text{в1}\} \cdot P\{\text{в2}\} = \bar{K}_{\text{в1}} \cdot \bar{K}_{\text{в2}}. \quad (2.14)$$

С использованием полученных выше формул запишем расчётные выражения для определения средней продолжительности одного совместного простоя на среднем интервале времени $\bar{T}_{\text{м.отк.2}}$ между двумя следующими друг за другом отказами элемента (участка цепи) 2:

$$\bar{T}'_{\text{в1в2}} = \bar{T}_{\text{в1в2}} \cdot P\{B1, B2\} = \begin{cases} \left(\bar{t}_{\text{в2}} - \frac{\bar{t}_{\text{в2}}^2}{2 \cdot \bar{t}_{\text{в1}}} \right) \cdot \bar{K}_{\text{в1}} \cdot \bar{K}_{\text{в2}}, & \text{при } \bar{t}_{\text{в1}} > \bar{t}_{\text{в2}} \\ \frac{\bar{t}_{\text{в1}}}{2} \cdot \bar{K}_{\text{в1}} \cdot \bar{K}_{\text{в2}}, & \text{при } \bar{t}_{\text{в1}} \leq \bar{t}_{\text{в2}} \end{cases} \quad (2.15)$$

Среднегодовое время совместного простоя, обусловленное аварийными ремонтами элементов (участков цепей) двух взаиморезервируемых цепей:

$$\bar{T}''_{\text{в1в2}} = \frac{\bar{T}'_{\text{в1в2}}}{\bar{T}_{\text{м.отк.1}}} = \frac{\bar{T}'_{\text{в1в2}}}{\frac{1}{\bar{\omega}_2}} = \bar{T}'_{\text{в1в2}} \cdot \bar{\omega}_2. \quad (2.16)$$

Тогда, с учетом (2.16), выражение (2.15) примет вид:

$$\bar{T}''_{\text{в1в2}} = \begin{cases} \left(\bar{t}_{\text{в2}} - \frac{\bar{t}_{\text{в2}}^2}{2 \cdot \bar{t}_{\text{в1}}} \right) \cdot \bar{K}_{\text{в1}} \cdot \bar{K}_{\text{в2}} \cdot \bar{\omega}_2, & \text{при } \bar{t}_{\text{в1}} > \bar{t}_{\text{в2}} \\ \frac{\bar{t}_{\text{в1}}}{2} \cdot \bar{K}_{\text{в1}} \cdot \bar{K}_{\text{в2}} \cdot \bar{\omega}_2, & \text{при } \bar{t}_{\text{в1}} \leq \bar{t}_{\text{в2}} \end{cases} \quad (2.17)$$

Коэффициент вынужденного простоя [6]:

$$\bar{k}_{\text{вi}} = \frac{1}{8760} \cdot \sum_{i=1}^n \bar{\omega}_i \cdot \bar{t}_{\text{вi}}, \quad (2.18)$$

где $\bar{\omega}_i$ – частота потока отказов элемента схемы, 1/год;

$\bar{t}_{\text{вi}}$ – среднее время восстановления элемента схемы, час.

Коэффициент планового простоя:

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.i}} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.i}}}{8760} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot \sum_{i=1}^m t_{\text{пл.макс.i}}, \quad (2.19)$$

где $T_{\text{рем.ц}}$ – продолжительность одного ремонтного цикла, равная наименьшему общему кратному плановых ремонтных периодов элементов участка сети, заменённого эквивалентным звеном 1, лет;

m – число плановых остановок в течение ремонтного цикла;

$t_{\text{пл.макс.i}}$ – средняя продолжительность планового ремонта элемента, требующего наибольшего времени при i -ой остановке.

Среднегодовая продолжительность планового простоя определяется с помощью графика планово-предупредительного ремонта (ППР).

Планово-предупредительный ремонт подразумевает под собой комплекс технических мероприятий по надзору, уходу и всем видам ремонта, которые проводятся периодически по заранее составленному плану.

На основе графика планово-предупредительного ремонта (ППР) вычисляется потребность в ремонтном персонале, в материалах, запасных частях, комплектующих изделиях. В него включается каждая единица электрооборудования, подлежащая капитальному и текущему ремонту.

Для составления годового графика планово-предупредительного ремонта (ППР) электрооборудования необходимо знать нормативы периодичности и продолжительности ремонтов электрооборудования. В таблице 2.1 представлены показатели надежности элементов рассматриваемых схем питания [7, таблицы П.22-П.2.4]. Показателей надежности сборных шин на напряжение 0,4 кВ в справочной литературе не приводится, поэтому при расчетах они не учитываются.

На рисунке 2.9 представлена структурная схема для расчета показателей надежности по варианту питания потребителей небольшой мощности от низковольтного распределительного пункта.

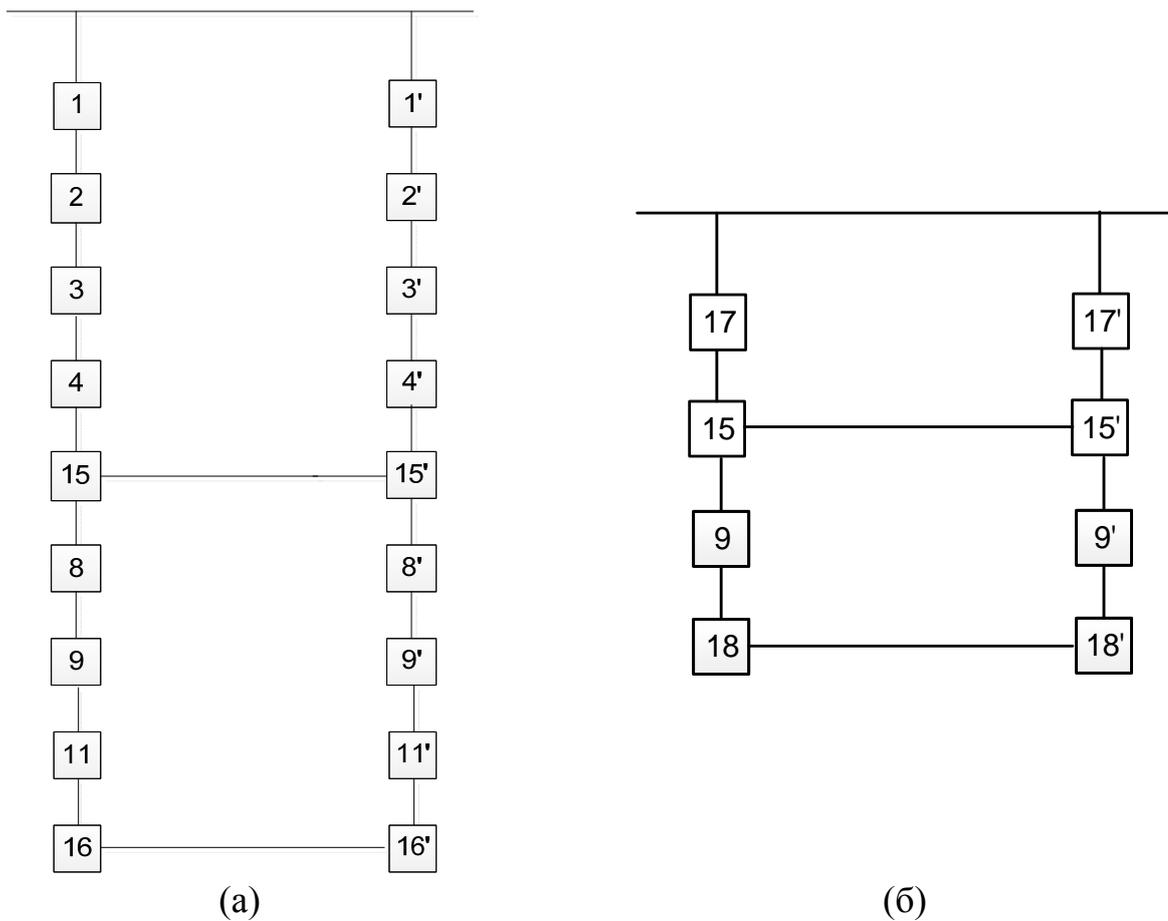


Рисунок 2.9 – Структурная схема для расчета показателей надежности схемы питания потребителей небольшой мощности от НРП:

(а) полная структурная схема; (б) упрощенная структурная схема

Таблица 2.1 – Значения показателей надежности элементов

Элемент схемы СЭС	Средняя частота отказов, $\bar{\omega}_1$, 1/год (для выключателей КЗ/обрыв цепи)	Среднее время восстановления, $t_{ви}$, часов	Средняя периодичность капитальных ремонтов $T_{м.пл}$, год	Средняя продолжительность капитального ремонта $t_{пл}$, часов	Средняя периодичность текущих ремонтов $T_{тек.р}$, год	Средняя продолжительность текущего ремонта $t_{тек.р}$, часов
Выключатель масляный 10 кВ	0,003/ 0,007	20	6	8	1	8
Кабельная линия напряжением 10 кВ	$0,075 \cdot I_{кл}$	16	1	2	-	-
Трансформатор	0,016	50	6	150	4	6
Автоматический выключатель 0,4 кВ	0,02/0,03	4	3	10	1,5	8
Кабельная линия напряжением 0,4 кВ	$0,01 \cdot I_{кл}$	2	1	2	-	-
Выключатель нагрузки	0,007	20	6	8	1	8
Разъединитель	0,02	4	3	10	1,5	8

При плановых отключениях и отказах разъединителя 5 или 5' необходимо выводить из работы секции шин 1 или 2 соответственно. При повреждениях и плановых отключениях на секциях шин, разъединитель также необходимо выводить из работы для безопасного устранения аварий. Таким образом, данные элементы при авариях и ремонтах выводятся из работы одновременно. В связи с этим, для расчета показателей надежности схемы целесообразно их объединить в блоки 15 (для секции шин 1) и 15' (для секции шин 2). Для секций 0,4 кВ элементы аналогично объединяются в блоки 18 и 18'. Кроме того, при повреждениях на одной секции шин, включение секционного выключателя невозможно. Поэтому элементы 6, 7 и 12, 13 так же объединим в блоки 15, 15', 18 и 18'.

При выводе из работы блоков 11 или 11' будет перегруз кабельных линий 10 кВ и трансформаторов Т₁ и Т₂.

Так же перегрузка трансформаторов Т₁ и Т₂ будет в случае отказа или плановых отключений ячеек 12 или 12' (ячейки конденсаторных батарей).

Определим эквивалентные параметры потока отказов звеньев структурной схемы, указанной на рисунке 2.9 (б).

$$\bar{\omega}_{17} = \bar{\omega}_{17'} = \bar{\omega}_1 + \bar{\omega}_2 + \bar{\omega}_3 + \bar{\omega}_4 = \bar{\omega}_{Q1} + \bar{\omega}_{\text{кл.уд}} \cdot I_{\text{кл}10\text{кВ}} + \bar{\omega}_{T1} + \bar{\omega}_{AB}. \quad (2.20)$$

$$\bar{\omega}_9 = \bar{\omega}_{\text{кл.уд}} \cdot I_{\text{кл}0,4\text{кВ}} \quad (2.21)$$

Для объединенных в блоки элементов параметры потока отказов определяется по формулам:

$$\bar{\omega}_{15} \equiv \bar{\omega}_8 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + \bar{\omega}_5 + \bar{\omega}_6 = \bar{\omega}_{AB} \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + \bar{\omega}_{\text{разъед}} + \bar{\omega}_{\text{разъед}} \quad (2.22)$$

$$\bar{\omega}_{15'} = \bar{\omega}_5 + \bar{\omega}_7 + \bar{\omega}_8 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) = \bar{\omega}_{\text{разъед}} + \bar{\omega}_{AB} + \bar{\omega}_{AB} \cdot (n_{\text{яч}} + 2) \quad (2.23)$$

$$\bar{\omega}_{18} = \bar{\omega}_{11} \cdot m_{\text{яч}} + \bar{\omega}_{12} = \bar{\omega}_{AB} \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + \bar{\omega}_{\text{разъед}} \quad (2.24)$$

$$\bar{\omega}_{18'} = \bar{\omega}_{11'} \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + \bar{\omega}_{13} = \bar{\omega}_{AB} \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + \bar{\omega}_{AB} \quad (2.25)$$

Среднегодовые продолжительности вынужденных простоев звеньев схемы:

$$\bar{t}_{B17} = \bar{t}_{B17'} = \bar{t}_{BQ1} \cdot \bar{\omega}_{Q1} + \bar{t}_{\text{Вкл}} \cdot \bar{\omega}_{\text{кл.уд}} \cdot I_{\text{кл}10\text{кВ}} + \bar{t}_{\text{ВТ}} \cdot \bar{\omega}_{T1} + \bar{t}_{\text{ВAB}} \cdot \bar{\omega}_{AB} \quad (2.26)$$

$$\bar{t}_{B9} = \bar{t}_{B9'} = \bar{t}_{\text{Вкл}} \cdot \bar{\omega}_{\text{кл.уд}} \cdot I_{\text{кл}0,4\text{кВ}} \quad (2.27)$$

$$\bar{t}_{B15} = \bar{t}_{\text{ВAB}} \cdot \bar{\omega}_{AB} \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + \bar{t}_{\text{Вразъед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Вразъед}} + \bar{t}_{\text{Вразъед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Вразъед}} \quad (2.28)$$

$$\bar{t}_{B15'} = \bar{t}_{\text{Вразъезд}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Вразъезд}} + \bar{t}_{\text{BAВ}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} + \bar{t}_{\text{BAВ}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (n_{\text{яч}} + 2) \quad (2.29)$$

$$\bar{t}_{B18} = \bar{t}_{\text{BAВ}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + \bar{t}_{\text{Вразъезд}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Вразъезд}} \quad (2.30)$$

$$\bar{t}_{B18'} = \bar{t}_{\text{BAВ}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + \bar{t}_{\text{BAВ}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.31)$$

Определим значения параметров потока отказов и продолжительность вынужденных простоев:

$$\bar{\omega}_{17} = \bar{\omega}_{17'} = 0,007 + 0,075 \cdot 1_{\text{кл}} + 0,016 + 0,03 = 0,053 + 0,075 \cdot 1_{\text{кл}}$$

$$\bar{\omega}_9 = \bar{\omega}_{9'} = 0,01 \cdot 1_{\text{кл}}$$

$$\bar{\omega}_{15} = 0,03 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + 0,03 + 0,03 = 0,03 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + 0,06$$

$$\bar{\omega}_{15'} = 0,03 \cdot (n_{\text{яч}} + 3) + 0,03$$

$$\bar{\omega}_{16} = 0,03 \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + 0,03$$

$$\bar{\omega}_{16'} = 0,03 \cdot (m_{\text{яч}} + 3)$$

$$\bar{t}_{B17} = \bar{t}_{B17'} = 20 \cdot 0,007 + 16 \cdot 0,075 \cdot 1_{\text{кл}} + 50 \cdot 0,016 + 4 \cdot 0,03 = 1,06 + 1,2 \cdot 1_{\text{кл}}$$

$$\bar{t}_{B9} = \bar{t}_{B9'} = 0,02 \cdot 1_{\text{кл}2}$$

$$\bar{t}_{B15} = 0,12 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + 0,12 + 0,12 = 0,12 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + 0,24$$

$$\bar{t}_{B15'} = 0,12 \cdot (n_{\text{яч}} + 3) + 0,12$$

$$\bar{t}_{B18} = 0,12 \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + 0,12$$

$$\bar{t}_{B18'} = 0,12 \cdot (m_{\text{яч}} + 3)$$

Поскольку периодичность плановых и капитальных ремонтов равна наименьшему общему кратному плановых ремонтных периодов элементов участка сети, примем продолжительность одного ремонтного цикла равной 12 годам $T_{\text{рем.ц}}=12$.

Приведем график ППР для звена 17 (рисунок 2.10). Средняя продолжительность и периодичность плановых и текущих ремонтов элементов указаны в таблице 2.1. Аналогичным будет график ППР для звена 17'.

Утолщенными линиями на графике ППР выделена периодичность ремонтов некоторых элементов, которые входят в 17(17') и 15 (15') звенья одновременно. Продолжительность ремонтов таких элементов учитывается при расчете средней продолжительности планового простоя звена 15(15').

Проанализировав приведенный график ППР, можно сделать следующие выводы:

1) При вычислении средней продолжительности плановых простоев звена 17 структурной схемы (рисунок 2.9, б), следует за ремонтный цикл учитывать 2 остановки трансформатора на плановый ремонт ($t_{\text{пл}}=150$ часов) и 8 остановок на текущий ремонт выключателя на напряжение 10 кВ ($t_{\text{тек.р}}=8$ часов).

2) Плановые ремонты на кабельных линиях 10 кВ совмещаются по времени с плановыми и текущими ремонтами выключателей 10 кВ. Поскольку $\bar{t}_{\text{пл}Q1} > \bar{t}_{\text{пл.кл}10\text{кВ}}$, то при одновременной остановке на плановые ремонтные работы выключателя и кабельной линии принимается $\bar{t}_{\text{пл}} = \bar{t}_{\text{пл}Q1}$.

Необходимо отметить, что все ремонтные работы выполняются одной ремонтной бригадой (для каждого цеха своя бригада).

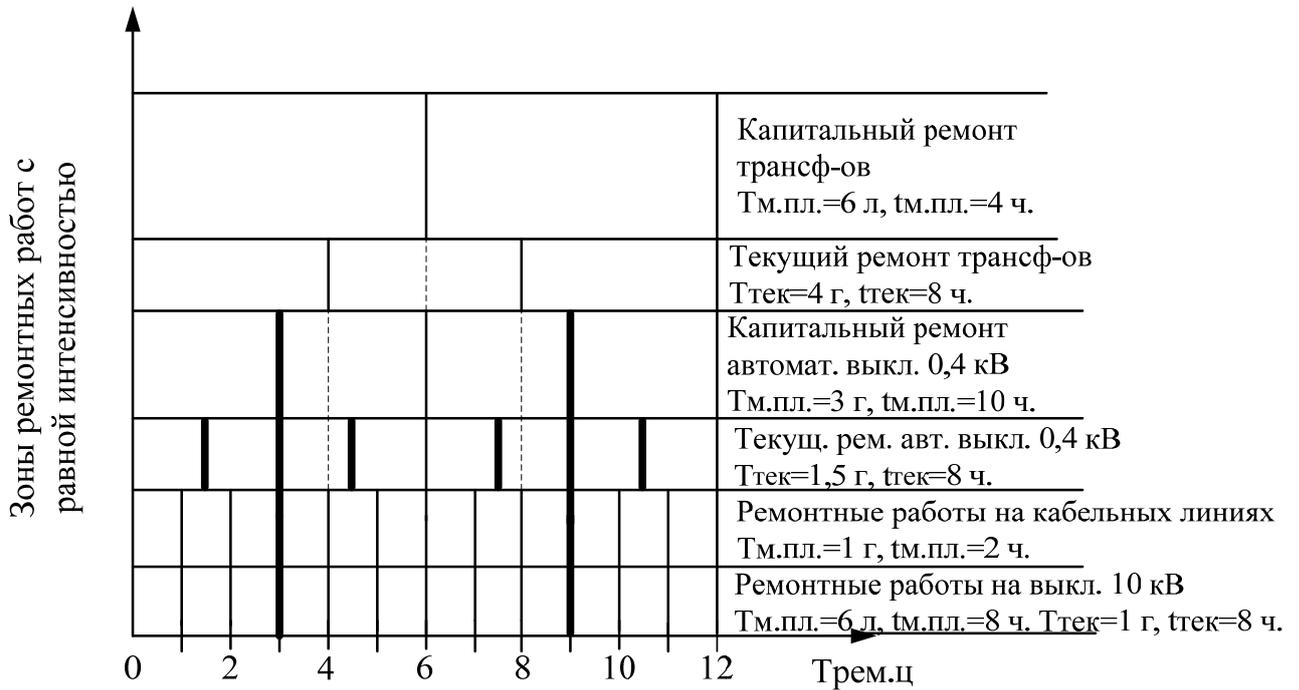


Рисунок 2.10 – График ППР для звена 17 (17')

Таким образом, среднегодовая продолжительность планового простоя для звена 17 определяется как:

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.17}} = \bar{T}_{\text{пл.прост.17}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (2 \cdot \bar{t}_{\text{пл.тр-ра}} + 8 \cdot \bar{t}_{\text{пл}Q1}) \quad (2.32)$$

Аналогично определим среднегодовые продолжительности плановых ремонтов для других звеньев.

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.15}} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (n_{\text{яч}} + 4) \cdot (2 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.р.АВ}}) \quad (2.33)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.15}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (n_{\text{яч}} + 4) \cdot (2 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.р.АВ}}) \quad (2.34)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.9}} = \bar{T}_{\text{пл.прост.9}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot 12 \cdot \bar{t}_{\text{пл.ккл}0,4\text{кВ}} \quad (2.35)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.18}} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (m_{\text{яч}} + 3) \cdot (2 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.р.АВ}}) \quad (2.36)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.18}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (m_{\text{яч}} + 3) \cdot (2 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.р.АВ}}) \quad (2.37)$$

Формулы записаны для условий, когда на отключенном присоединении плановые ремонтные работы на отдельных элементах, запланированных к ремонту, начнутся одновременно или со сдвигом на интервал времени, при котором работы завершаются не позднее ремонта элемента, требующего наибольшей продолжительности.

Коэффициенты планового простоя рассматриваемых звеньев:

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.17}} = \bar{k}_{\text{пл.прост.17}'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.17}}}{8760} \quad (2.38)$$

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.15}} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.15}}}{8760} \quad (2.39)$$

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.15}'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.15}'}}{8760} \quad (2.40)$$

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.9}} = \bar{k}_{\text{пл.прост.9}'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.9}}}{8760} \quad (2.41)$$

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.18}} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.18}}}{8760} \quad (2.42)$$

$$\bar{k}_{\text{пл.прост.18}'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл.прост.18}'}}{8760} \quad (2.43)$$

По формуле (2.19) коэффициенты вынужденного простоя элементов равны:

$$\bar{k}_{\text{в.17}} = \bar{k}_{\text{в.17}'} = \frac{\bar{t}_{\text{в.17}}}{8760} \quad (2.44)$$

$$\bar{k}_{\text{в.15}} = \frac{\bar{t}_{\text{в.15}}}{8760} \quad (2.45)$$

$$\bar{k}_{\text{в.15}'} = \frac{\bar{t}_{\text{в.15}'}}{8760} \quad (2.46)$$

$$\bar{k}_{B.9} = \bar{k}_{B.9'} = \frac{\bar{t}_{B.9}}{8760}. \quad (2.47)$$

$$\bar{k}_{B.18} = \frac{\bar{t}_{B.16}}{8760}. \quad (2.48)$$

$$\bar{k}_{B.18'} = \frac{\bar{t}_{B.16'}}{8760}. \quad (2.49)$$

Продолжительности простоев, вызванных наложениями аварийных простоев звеньев одной цепи на плановые простои другой, учитываются удвоенной величиной.

Среднегодовая продолжительность работы трансформатора в режиме перегруза (при простое одного трансформатора) определяется по формуле:

$$\bar{T}_{\text{т.пер1}} = 2 \cdot \bar{t}_{B17} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.17}}. \quad (2.50)$$

Среднегодовая продолжительность простоя шин 0,4 кВ ТП (оставшийся в работе трансформатор при этом находится в режиме перегруза):

$$\bar{T}_{\text{т.пер2}} = 2 \cdot \bar{t}_{B15} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.15}}. \quad (2.51)$$

Среднегодовая продолжительность простоя шин 0,4 кВ НРП (при этом один из трансформаторов находится в режиме перегруза, а второй – недогружен):

$$\bar{T}_{\text{т.пер3}} = 2 \cdot \bar{t}_{B18} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.18}}. \quad (2.52)$$

Среднегодовая продолжительность работы кабельных линий 0,4 кВ в режиме перегруза:

$$\bar{T}_{\text{кл.0,4кВ.пер}} = 2 \cdot \bar{t}_{B9} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.9}} + 2 \cdot \bar{t}_{B15} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.15}}. \quad (2.53)$$

Среднегодовая продолжительность работы кабельных линий 10 кВ в режиме перегруза:

$$\bar{T}_{\text{кл.10кВ.пер}} = 2 \cdot \bar{t}_{B17} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.17}}. \quad (2.54)$$

Среднегодовая продолжительность вынужденных простоев при полном гашении ТП:

$$\bar{T}_{\text{гаш.ТП}}'' = \bar{T}_{B17B17}'' + \bar{T}_{B17B15}'' + \bar{T}_{B15B17}'' + \bar{T}_{B15B15}'' + 2 \cdot (\bar{T}_{\text{пл17B17}}'' + \bar{T}_{\text{пл17B15}}'' + \bar{T}_{\text{пл15B17}}'' + \bar{T}_{\text{пл15B15}}'') \quad (2.55)$$

Среднегодовая продолжительность вынужденных простоев при гашении НРП:

$$\begin{aligned} \bar{T}_{\text{гаш.НРП}} = & \bar{T}_{\text{в9в9}'} + \bar{T}_{\text{в18в18}'} + \bar{T}_{\text{в15в9}'} + \bar{T}_{\text{в9в15}'} + \bar{T}_{\text{в18в9}'} + \bar{T}_{\text{в9в18}'} + \bar{T}_{\text{в15в18}'} + \bar{T}_{\text{в18в15}'} + \\ & + 2 \cdot (\bar{T}_{\text{пл9в9}'} + \bar{T}_{\text{пл18в18}'} + \bar{T}_{\text{пл15в9}'} + \bar{T}_{\text{пл9в15}'} + \bar{T}_{\text{пл18в9}'} + \bar{T}_{\text{пл9в18}'} + \bar{T}_{\text{пл15в18}'} + \bar{T}_{\text{пл18в15}'}). \end{aligned} \quad (2.56)$$

Недополученная электроэнергия при полном гашении питания ТП и НРП определяется по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{недополуч. ТП, НРП}} = P_{\text{ср. ПЦгод}} \cdot \bar{T}_{\text{гаш. ТП}} = \frac{(P_{\text{р1}} + P_{\text{р2}}) \cdot T_{\text{им}}}{8760} \cdot \bar{T}_{\text{гаш. ТП}}, \quad (2.57)$$

где $P_{\text{р1}}$ – расчетная силовая нагрузка ТП, кВт;

$P_{\text{р2}}$ – расчетная силовая нагрузка НРП, кВт;

$T_{\text{им}}$ – число часов использования максимума нагрузки в течение года, час/год.

Недополученная электроэнергия при полном гашении питания НРП определяется по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{недополуч. НРП}} = P_{\text{ср 2. год}} \cdot \bar{T}_{\text{гаш. НРП}} = \frac{P_{\text{р2}} \cdot T_{\text{им}}}{8760} \cdot \bar{T}_{\text{гаш. НРП}}. \quad (2.58)$$

Ущерб от перерывов электроснабжения в году $T_{\text{о}}$ определяется по формуле:

$$Y_{\text{T}} = Y_{\text{уд.ав.откл.}} \cdot \bar{W}_{\text{недополуч.п/ав}} + Y_{\text{уд.пл.откл.}} \cdot \bar{W}_{\text{недополуч.пл.откл.}}, \quad (2.59)$$

где $Y_{\text{уд.ав.откл.}}$ – удельный ущерб на каждый кВт·ч недоотпущенной энергии в послеаварийных режимах, принимается по данным [8];

$Y_{\text{уд.пл.откл.}}$ – удельный ущерб на каждый кВт·ч недоотпущенной энергии при плановых отключениях, принимается по данным [8];

$\bar{W}_{\text{недополуч.п/ав}}$ – среднегодовое значение недополученной энергии в периоды послеаварийных ремонтов, кВт·ч /год;

$\bar{W}_{\text{недополуч.пл.откл.}}$ – среднегодовое значение недополученной энергии в периоды плановых ремонтов, кВт·ч /год.

Поскольку сеть рассчитывается так, что при плановых отключениях обеспечивается питание всех электроприемников, то недополученная электроэнергия в периоды плановых ремонтов отсутствует и ущерб определяется только среднегодовым значением недополученной энергии в периоды послеаварийных ремонтов.

Рассмотрим второй вариант схемы, где питание потребителей небольшой мощности по сети 0,4 кВ осуществляется от ТП, устанавливаемой в этом цехе.

На рисунке 2.11 представлена структурная схема для расчета показателей надежности по данному варианту схемы питания. Используя рассуждения, приведенные выше для первого варианта схемы питания, объединим элементы 7, 10, 8

в блок 21, элементы 7', 10', 8' в блок 21', элементы 13, 14, 17 в блок 22 и элементы 13', 14', 17' в блок 22'. Параметры показателей надежности участков сети, замененных эквивалентными звеньями, рассчитываются по аналогичным формулам, как и для первого варианта схемы.

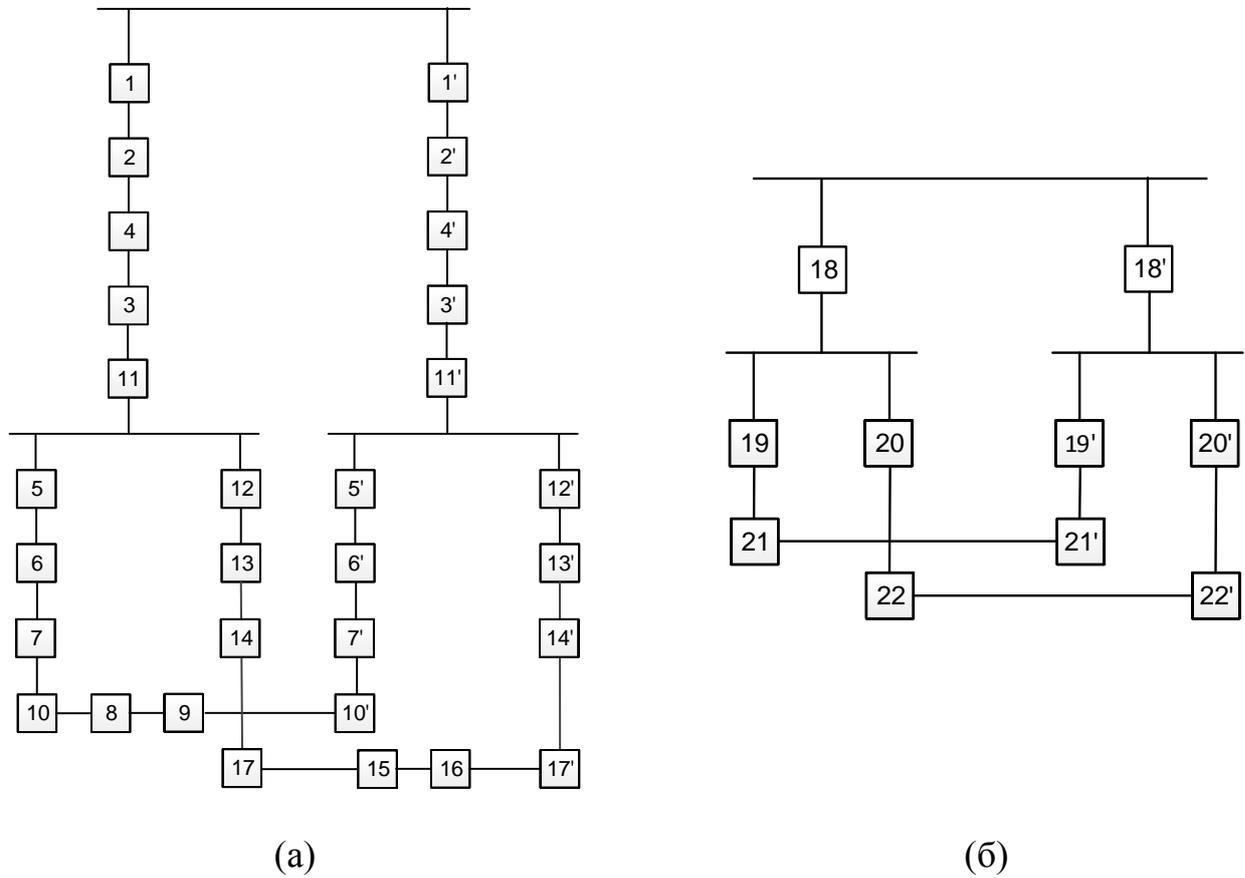


Рисунок 2.11 – Структурная схема для расчета показателей надежности схемы питания потребителей небольшой мощности от ТП, установленной в цехе:
(а) полная структурная схема; (б) упрощенная структурная схема

Определим эквивалентные параметры потока отказов звеньев структурной схемы:

$$\bar{\omega}_{18} = \bar{\omega}_{18'} = \bar{\omega}_1 + \bar{\omega}_2 + \bar{\omega}_3 + \bar{\omega}_4 + \bar{\omega}_{11} = \bar{\omega}_{Q1} + \bar{\omega}_{\text{кл.уд}} \cdot (I_{\text{кл}10\text{кВ}1} + I_{\text{кл}10\text{кВ}2}) + 2 \cdot \bar{\omega}_{\text{в.н.}} \quad (2.60)$$

$$\bar{\omega}_{19} = \bar{\omega}_{19'} = \bar{\omega}_{20} = \bar{\omega}_{20'} = \bar{\omega}_5 + \bar{\omega}_6 = \bar{\omega}_T + \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.61)$$

Параметры потока отказов для объединенных в блоки элементов:

$$\bar{\omega}_{21} = \bar{\omega}_{10} \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_7 + \bar{\omega}_8 = \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{\omega}_{\text{разьед}} \quad (2.62)$$

$$\bar{\omega}_{22} = \bar{\omega}_{17} \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_{14} + \bar{\omega}_{15} = \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{\omega}_{\text{разьед}} \quad (2.63)$$

$$\bar{\omega}_{21'} = \bar{\omega}_{10'} \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_7 + \bar{\omega}_9 = \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.64)$$

$$\bar{\omega}_{22'} = \bar{\omega}_{17'} \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_{14'} + \bar{\omega}_{16} = \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.65)$$

Найдем среднегодовые продолжительности вынужденных простоев звеньев схемы:

$$\bar{t}_{\text{B18}} = \bar{t}_{\text{B18}'} = \bar{t}_{\text{BQ1}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Q1}} + \bar{t}_{\text{Вкл}} \cdot \bar{\omega}_{\text{кл.уд}} \cdot (I_{\text{кл10кВ1}} + I_{\text{кл10кВ2}}) + 2 \cdot \bar{t}_{\text{Вв.нагр.}} \cdot \bar{\omega}_{\text{в.нагр}} \quad (2.66)$$

$$\bar{t}_{\text{B19}} = \bar{t}_{\text{B19}'} = \bar{t}_{\text{B20}} = \bar{t}_{\text{B20}'} = \bar{t}_{\text{BT}} \cdot \bar{\omega}_{\text{T}} + \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.67)$$

$$\bar{t}_{\text{B21}} = \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + \bar{t}_{\text{Вразьед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Вразьед}} + \bar{t}_{\text{Вразьед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{Вразьед}} \quad (2.68)$$

$$\bar{t}_{\text{B22}} = \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + \bar{t}_{\text{Вразьед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{t}_{\text{Вразьед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{разьед}} \quad (2.69)$$

$$\bar{t}_{\text{B21}'} = \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + \bar{t}_{\text{Вразьед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.70)$$

$$\bar{t}_{\text{B22}'} = \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + \bar{t}_{\text{Вразьед}} \cdot \bar{\omega}_{\text{разьед}} + \bar{t}_{\text{BAB}} \cdot \bar{\omega}_{\text{AB}} \quad (2.71)$$

Определим значения параметров потока отказов и продолжительность вынужденных простоев:

$$\begin{aligned} \bar{\omega}_{18} = \bar{\omega}_{18'} &= 0,021 + 0,075 \cdot (I_{\text{кл10кВ1}} + I_{\text{кл10кВ2}}) \\ \bar{\omega}_{19} = \bar{\omega}_{19'} = \bar{\omega}_{20} = \bar{\omega}_{20'} &= 0,046 \\ \bar{\omega}_{21} &= 0,03 \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + 0,06 \\ \bar{\omega}_{22} &= 0,03 \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + 0,06 \\ \bar{\omega}_{21'} &= 0,03 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + 0,03 \\ \bar{\omega}_{22'} &= 0,03 \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + 0,03 \\ \bar{t}_{\text{B18}} = \bar{t}_{\text{B18}'} &= 0,294 + 1,2 \cdot (I_{\text{кл10кВ1}} + I_{\text{кл10кВ2}}) \\ \bar{t}_{\text{B19}} = \bar{t}_{\text{B19}'} = \bar{t}_{\text{B20}} = \bar{t}_{\text{B20}'} &= 0,92 \\ \bar{t}_{\text{B21}} &= 0,12 \cdot (n_{\text{яч}} + 1) + 0,24 \\ \bar{t}_{\text{B22}} &= 0,12 \cdot (m_{\text{яч}} + 1) + 0,24 \\ \bar{t}_{\text{B21}'} &= 0,12 \cdot (n_{\text{яч}} + 2) + 0,12 \\ \bar{t}_{\text{B22}'} &= 0,12 \cdot (m_{\text{яч}} + 2) + 0,12 \end{aligned}$$

Воспользовавшись графиком ППР (рисунок 2.10), определим среднегодовую продолжительность плановых простоев указанных элементов.

Определим среднегодовую продолжительность планового простоя для звена 18 (18'). Поскольку в состав этого звена входят такие элементы как выключатель 10 кВ

и выключатель нагрузки, а ремонт проводится одной бригадой, то время плановых простоев увеличивается в 2 раза:

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.18}} = \bar{T}_{\text{пл.прост.18}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot 2 \cdot 12 \cdot \bar{t}_{\text{пл.к1}}. \quad (2.72)$$

Для остальных звеньев среднегодовые продолжительности плановых ремонтов определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} \bar{T}_{\text{пл.прост.19}} &= \bar{T}_{\text{пл.прост.19}'} = \bar{T}_{\text{пл.прост.20}} = \bar{T}_{\text{пл.прост.20}'} = \\ &= \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (2 \cdot \bar{t}_{\text{пл.тр-ра}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.АВ}}) \end{aligned} \quad (2.73)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.21}} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (n_{\text{яч}} + 3) \cdot (4 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.АВ}}). \quad (2.74)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.21}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (n_{\text{яч}} + 3) \cdot (4 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.АВ}}) \quad (2.75)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.22}} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (m_{\text{яч}} + 3) \cdot (4 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.АВ}}). \quad (2.76)$$

$$\bar{T}_{\text{пл.прост.22}'} = \frac{1}{T_{\text{рем.ц}}} \cdot (m_{\text{яч}} + 3) \cdot (4 \cdot \bar{t}_{\text{пл.АВ}} + 4 \cdot \bar{t}_{\text{тек.АВ}}) \quad (2.77)$$

Коэффициенты плановых и вынужденных простоев рассматриваемых звеньев определяются аналогично, как и для первого варианта схемы питания.

Среднегодовая продолжительность работы трансформатора в ТП1 в режиме перегруза (при простое одного из трансформаторов):

$$\bar{T}_{\text{т.пер.1}} = 2 \cdot \bar{t}_{\text{В19}} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.19}} + 2 \cdot \bar{t}_{\text{В18}} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.18}}. \quad (2.78)$$

Среднегодовая продолжительность простоя одной из секции шин 0,4 кВ в ТП1 определяется по формуле:

$$\bar{T}_{\text{т.пер.2}} = 2 \cdot \bar{t}_{\text{В21}} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.21}}. \quad (2.79)$$

Среднегодовая продолжительность работы трансформатора в ТП2 в режиме перегруза (при простое одного из трансформаторов):

$$\bar{T}_{\text{т.пер.3}} = 2 \cdot \bar{t}_{\text{В20}} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.20}} + 2 \cdot \bar{t}_{\text{В18}} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.18}} \quad (2.80)$$

Среднегодовая продолжительность простоя секции шин 0,4 кВ в ТП2:

$$\bar{T}_{\text{т.пер.4}} = \bar{t}_{\text{В22}} + \bar{T}_{\text{пл.прост.22}} + \bar{t}_{\text{В22'}} + \bar{T}_{\text{пл.прост.22'}} \quad (2.81)$$

Среднегодовая продолжительность работы кабельных линий 10 кВ в режиме перегруза:

$$\bar{T}_{\text{КЛ10кВ.пер.}} = 2 \cdot \bar{t}_{\text{В18}} + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.прост.18}} \quad (2.82)$$

Среднегодовая продолжительность вынужденных простоев при полном гашении обеих ТП:

$$\bar{T}_{\text{гаш.ТП1,ТП2}}'' = \bar{T}_{\text{В18В18'}}'' + 2 \cdot \bar{T}_{\text{пл18В18'}}'' \quad (2.83)$$

Среднегодовая продолжительность вынужденных простоев при гашении ТП1:

$$\bar{T}_{\text{гаш.ТП1}}'' = \bar{T}_{\text{В19В19'}}'' + \bar{T}_{\text{В21В21'}}'' + \bar{T}_{\text{В19В21'}}'' + \bar{T}_{\text{В21'В19}}'' + 2 \cdot (\bar{T}_{\text{пл19В19'}}'' + \bar{T}_{\text{пл21В21'}}'' + \bar{T}_{\text{пл19В21'}}'' + \bar{T}_{\text{пл21'В19}}'') \quad (2.84)$$

Среднегодовая продолжительность вынужденных простоев при гашении ТП2:

$$\bar{T}_{\text{гаш.ТП2}}'' = \bar{T}_{\text{В20В20'}}'' + \bar{T}_{\text{В22В22'}}'' + \bar{T}_{\text{В20В22'}}'' + \bar{T}_{\text{В22'В20}}'' + 2 \cdot (\bar{T}_{\text{пл20В20'}}'' + \bar{T}_{\text{пл22В22'}}'' + \bar{T}_{\text{пл20В22'}}'' + \bar{T}_{\text{пл22'В20}}'') \quad (2.85)$$

Недополученная электроэнергия при полном гашении питания ТП1 и ТП2 определяется по следующей формуле:

$$\Delta W_{\text{недополуч. ТП1,ТП2}} = P_{\text{ср.год}} \cdot \bar{T}_{\text{гаш.ТП1,ТП2}} = \frac{(P_{\text{р1}} + P_{\text{р2}}) \cdot T_{\text{им}}}{8760} \cdot \bar{T}_{\text{гаш.ТП1,ТП2}} \quad (2.86)$$

Недополученная электроэнергия при полном гашении питания ТП1 определяется по выражению:

$$\Delta W_{\text{недополуч. ТП1}} = P_{\text{ср.год}} \cdot \bar{T}_{\text{гаш.ТП1}} = \frac{P_{\text{р1}} \cdot T_{\text{им}}}{8760} \cdot \bar{T}_{\text{гаш.ТП1}} \quad (2.87)$$

$$\Delta W_{\text{недополуч.ТП2}} = P_{\text{ср.год}} \cdot \bar{T}_{\text{гаш.ТП2}} = \frac{P_{\text{р2}} \cdot T_{\text{им}}}{8760} \cdot \bar{T}_{\text{гаш.ТП2}}. \quad (2.88)$$

Ущерб от перерывов электроснабжения определяется так же, как и в первом варианте схемы питания, по формуле (2.58).

2.5 Формирование целевой функции затрат за расчетный период на создание и эксплуатацию систем электроснабжения объектов с небольшой нагрузкой

При составлении модели учитываются затраты за расчетный период (дисконтированные затраты). В качестве расчетного периода T_p принимают нормативный срок службы оборудования. В связи с этим, дисконтированные затраты для сравниваемых вариантов целесообразно рассчитывать для $T=T_p=15$ лет.

Дисконтированные затраты за период эксплуатации, приведенные к началу эксплуатации, при учете того, что строительство схемы будет производиться в течение одного года:

$$Z_{\Sigma} = K_0 + \sum_{T=1}^{T_p} \frac{I_{\text{эТ}} + Y_T}{(1 + E_{\text{н.диск}})^T} + I_{\text{б.кр}}, \quad (2.89)$$

где K_0 – капитальные затраты на начало инвестирования, тыс.руб.;

$I_{\text{эТ}}$ – эксплуатационные расходы в Т-ом году, тыс.руб.;

$E_{\text{н.диск}}$ – норма дисконта;

Y_T – ущербы от перерывов электроснабжения в году Т, тыс. руб.

Капитальные вложения в строительство включают в себя стоимость необходимого оборудования в ценах года строительства.

Для расчета капитальных затрат используют [9]. Стоимостные показатели элементов электрических сетей энергосистем в данном сборнике приняты в базисном уровне цен, т.е. по состоянию на 1 января 2000 года, без учета НДС.

В данной работе капитальные затраты не учитывают оборудование, одинаковое для двух рассматриваемых схем (ячейки выключателей 10 кВ Q1 и Q2, ячейка секционного выключателя 10 кВ Q3).

Тогда капитальные затраты на строительство первого варианта схемы включают в себя:

- стоимость кабельных линий 10 кВ;
- стоимость комплектной трансформаторной подстанции (КТП);
- стоимость кабельных линий 0,4 кВ;
- стоимость НРП;
- стоимость конденсаторных установок.

Капитальные затраты на строительство второго варианта:

- стоимость кабельных линий 10 кВ;
- стоимость КТП;
- стоимость конденсаторных установок.

- стоимость КТП;
- стоимость конденсаторных установок.

Конструкция КТП стандартна и включает в себя распределительное устройство высшего напряжения (РУВН), распределительное устройство низшего напряжения (РУНН), силовые трансформаторы.

В справочной литературе нет данных о стоимости низковольтных распределительных пунктов, однако. Конструктивно НРП представляет собой распределительное устройство низшего напряжения КТП, поэтому эта часть оборудования в обоих вариантах является одинаковой и во втором варианте можно учитывать только стоимость силовых трансформаторов.

Конструкция устройства низшего напряжения КТП, устанавливаемой в цехе №1, в обоих вариантах отличается наличием в первом варианте двух автоматических выключателей 0,4 кВ для присоединения НРП.

Принимая во внимание то, что одинаково для двух схем оборудование не учитывается, капитальные затраты для первого варианта схемы включают в себя:

- стоимость кабельных линий 10 кВ;
- стоимость трансформаторов ТП;
- стоимость кабельных линий 0,4 кВ;
- стоимость двух автоматических выключателей 0,4 кВ;
- стоимость конденсаторных установок.

Капитальные затраты на строительство второго варианта:

- стоимость кабельных линий 10 кВ;
- стоимость трансформаторов для двух ТП;
- стоимость конденсаторных установок.

Мощность цеховых трансформаторов выбирается из условия пропускания через трансформатор всей необходимой расчетной активной нагрузки P_p цеха и части реактивной нагрузки Q_1 , определяемой допустимым коэффициентом загрузки $k_{з.доп}$ в нормальном режиме работы.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия:

$$S_{т.ном} \geq \frac{P_{рц}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.90)$$

где $P_{рц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$N_t=2$ – количество трансформаторов в ТП;

$k_{з.доп}=0,7$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора при нормальном режиме работы ТП.

Полученное расчетное значение мощности трансформатора округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора $S_{т.ном}$.

Номинальная мощность трансформаторов ТП должна быть выбрана с учетом ожидаемого роста нагрузки за расчетный период, $T_p = 15$ лет. Коэффициент загрузки трансформатора на начало эксплуатации $K_{з.т.нач} = S_{наг.нач} / 2S_{т.ном} \leq 0,5$. Тогда $S_{т.ном} \geq S_{наг.нач}$.

При выборе трансформаторов цеховых ТП так же определяется наибольшая реактивная мощность Q_1 , которую трансформаторы могут пропустить из сети 10 кВ в сеть напряжением 0,4 кВ.

Величина наибольшей реактивной мощности $Q_{1.P}$, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия его допустимой загрузки определяется по формуле:

$$Q_{1.P} = \sqrt{(N_T \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.ном})^2 - P_{P.Ц}^2}. \quad (2.91)$$

Реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор, определяется из соотношений (2.92) [5], поскольку в общем случае мощности $Q_{1.P}$ и Q_P не равны.

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{P.Ц}, & \text{если } Q_{1.P} \geq Q_{P.Ц}; \\ Q_{1.P}, & \text{если } Q_{1.P} \leq Q_{P.Ц}. \end{cases} \quad (2.92)$$

Если наибольшая реактивная мощность $Q_{1.P}$ оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха $Q_{P.Ц}$, то через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная расчётной реактивной нагрузке цеха Q_P [5].

Если $Q_{1.P} < Q_{P.Ц}$, то трансформаторы не смогут пропустить всю реактивную нагрузку, поэтому часть ее должна быть скомпенсирована с помощью батарей конденсаторов.

Мощность этих конденсаторов вычисляется по формуле [5]:

$$Q_{КУ} = Q_{P.Ц} - Q_1. \quad (2.93)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом [5]:

$$k_{з.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.ном}}, \quad (2.94)$$

$$k_{з.п/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{т.ном}}. \quad (2.95)$$

При определении стоимости кабельных линий, необходимо учитывать их марку, длину и площадь сечения.

Сечение кабелей напряжением выше 1000 В определяется по экономической плотности тока $j_э$. Сечение кабелей напряжением до 1000 В определяются по экономической плотности тока только при $T_{и.м.год} > (4000-5000)$ часов в год [10].

Экономическая плотность тока $j_{\text{э}}$ определяется на базе критерия минимума дисконтированных затрат.

Результаты исследований, проведённых различными авторами, показывают, что значения $j_{\text{э}}$ отличаются от приведённых значений в [10] в меньшую сторону. Это указывает на то, что использование нормированных в [10] значений экономической плотности тока в современных условиях может приводить к ошибочным решениям при выборе экономического сечения жил. Это объясняется следующими причинами.

Во-первых, использование применявшегося при плановой экономике критерия минимума приведённых народно-хозяйственных затрат для нормирования экономической плотности тока с нормативом сравнительной экономической эффективности капиталовложений не отвечает современным экономическим условиям и не соответствует рекомендациям, по оценке эффективности инвестиционных проектов.

Во-вторых, набор экономических параметров, определяющих величину, расширился. Однако, их значения нельзя считать абсолютно установившимися в ближайшие 10-15 лет, а, следовательно, нельзя и положить их в основу нормирования. Это относится, прежде всего, к таким экономическим параметрам, как норма дисконта, коэффициент дефляции и цена электроэнергии, которые существенно зависят от текущей социально-экономической ситуации, курса национальной валюты по отношению к доллару, темпов инфляции и т.п.

Экономически целесообразное сечение определяется по следующей формуле:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.кл}}}{j_{\text{э}}} = \frac{S_{\text{р.нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot j_{\text{э}}}, \quad (2.96)$$

где $I_{\text{р.кл}}$ – расчётный ток одной кабельной линии, А;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Экономическая плотность тока будет рассчитана в математической модели.

Выбранное сечение кабеля необходимо проверить по длительно допустимому нагреву в послеаварийном режиме, т.е. проверить выполнение условия:

$$I_{\text{кл.п/а}} \leq k_{\text{п.доп}} \cdot I'_{\text{N}}, \quad (2.97)$$

где $I_{\text{кл.п/а}}$ – ток, протекающий по кабелю в послеаварийном режиме, А;
 $k_{\text{п.доп}}=1,25$ – допустимый коэффициент перегрузки кабеля в послеаварийном режиме [10, таблица 1.3.2];
 I'_{N} – длительно допустимый ток, приведенный к реальным условиям охлаждения, А [11].

В данной работе будем считать, что условия окружающей среды, в которых находятся кабели, совпадают с принятыми условиями при определении длительно допустимых токов, указанных в справочной литературе [11]. Все кабели проложены в траншее в земле.

Выбранные сечения кабелей должны быть проверены на термическую стойкость к токам короткого замыкания по условию:

$$W_{к.р} \leq W_{к.доп} \quad (2.98)$$

где $W_{к.р}$ – расчётное значение теплового импульса, вызываемое расчётным током трёхфазного короткого замыкания в начале кабельной линии, $кА^2 \cdot с$;

$W_{к.доп}$ – допустимое значение теплового импульса, определяемое через каталожные данные завода-изготовителя кабельной продукции, $кА^2 \cdot с$.

При питании СЭС от источника бесконечной мощности расчётное значение теплового импульса, вызываемое током трёхфазного короткого замыкания, рассчитывается по выражению:

$$W_{к.р} = (I_{к.п.|0|р}^{(3)})^2 \cdot t_{кз.эқв} \quad (2.99)$$

где $I_{к.п.|0|р}^{(3)}$ – величина периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания при $t = 0$ в расчётной точке сети (в начале кабельной линии);

$t_{кз.эқв}$ – эквивалентное время протекания тока КЗ, учитывающее долю теплового импульса, обусловленную аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Численное значение эквивалентного времени протекания тока КЗ рассчитывается по формуле:

$$t_{кз.эқв} = t_{кз} + T_a \cdot (1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{кз}}{T_a}}) \quad (2.100)$$

где $t_{кз}$ – время протекания тока короткого замыкания до момента разрыва контактов выключателя и гашения дуги в нём, с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с [8, таблица 2.45].

При проверке на термическую стойкость кабелей напряжением 0,4 кВ значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания при $t = 0$ может быть принято равным:

$$I_{к.п.|0|р}^{(3)} \approx \frac{100 \%}{U_{к.з}} \cdot \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.101)$$

где $U_{к.з}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, % [12].

Допустимое значение теплового импульса $W_{к.доп}$ для выбранного сечения кабеля, определяемое через каталожные данные завода-изготовителя кабельной продукции, рассчитывается по выражению:

$$W_{к.доп} = k_1^2 \cdot I_{т.ст.кат}^2 \cdot t_{т.ст.кат} \quad (2.102)$$

где k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий степень загрузки кабеля в предшествующем КЗ режиме;

$I_{T,ст.кат}$ – величина термически стойкого тока при условии полной загрузки кабеля в режиме, предшествующем короткому замыканию, кА;

$t_{T,ст.кат} = 1$ с – допустимая продолжительность протекания термически стойкого тока при условии полной загрузки кабеля в режиме, предшествующем короткому замыканию.

Значения допустимого тока односекундного короткого замыкания для кабелей с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией приводятся в [11, таблица 1].

Численные значения коэффициента k_1 приводятся в [11, таблица 8] в зависимости от вида прокладки кабелей и степени загрузки кабелей перед коротким замыканием.

Степень загрузки кабелей перед коротким замыканием определяется по формуле:

$$k_{з.к} = \frac{I_{п.кл}}{I'_N}. \quad (2.103)$$

Если условие (2.98) не выполняется, следует увеличить сечение кабеля до следующего большего стандартного значения и снова провести расчеты по формулам (2.97) – (2.103).

Определим выражение для расчета укрупненного стоимостного показателя $K_{уд}$ в зависимости от размера сечения провода. Для кабельных линий 10 кВ минимальное допустимое сечение равняется 16 мм², максимальное – 240 мм². Для кабельных линий 0,4 кВ минимальное допустимое сечение равняется 6 мм², а максимальное – 240 мм².

Значения укрупненных стоимостных показателей для кабельных линий напряжением 0,4 кВ и 10 кВ определяются по выражениям:

$$\begin{aligned} K_{уд0,4кВ} &= K_{уд0,4кВ(F=6)} + \frac{K_{уд0,4кВ(F=240)} - K_{уд0,4кВ(F=6)}}{240 - 6} \cdot (F_{0,4кВ} - 6) = \\ &= K_{уд0,4кВ(F=6)} + \frac{\Delta K_{уд0,4кВ}}{\Delta F_{0,4кВ}} \cdot (F_{0,4кВ} - 6). \end{aligned} \quad (2.104)$$

$$\begin{aligned} K_{уд10кВ} &= K_{уд10кВ(F=16)} + \frac{K_{уд10кВ(F=240)} - K_{уд10кВ(F=16)}}{240 - 16} \cdot (F_{10кВ} - 16) = \\ &= K_{уд10кВ(F=16)} + \frac{\Delta K_{уд10кВ}}{\Delta F_{10кВ}} \cdot (F_{10кВ} - 16). \end{aligned} \quad (2.105)$$

С целью упрощения расчетов введем следующие замены:

$$C_1 = \frac{\Delta K_{\text{уд},0,4\text{кВ}}}{\Delta F_{0,4\text{кВ}}}. \quad (2.106)$$

$$D_1 = K_{\text{уд},0,4\text{кВ}(F=6)} - 6 \cdot C_1. \quad (2.107)$$

$$C_2 = \frac{\Delta K_{\text{уд},10\text{кВ}}}{\Delta F_{10\text{кВ}}}. \quad (2.108)$$

$$D_2 = K_{\text{уд},10\text{кВ}(F=16)} - 16 \cdot C_2. \quad (2.109)$$

Подставив полученные замены (2.106) – (2.109) в формулы (2.104) и (2.105), получим:

$$K_{\text{уд},0,4\text{кВ}} = D_1 + C_1 \cdot F_{0,4\text{кВ}} \quad (2.110)$$

$$K_{\text{уд},10\text{кВ}} = D_2 + C_2 \cdot F_{10\text{кВ}} \quad (2.111)$$

Проанализировав справочные данные, заметим, что укрупненные стоимостные показатели для кабельных линий, проложенных в траншее, имеют близкую к линейной зависимость от сечения провода [9, таблицы 8, 9]. В связи с этим, сделаем допущение, что зависимость удельной стоимости прокладки КЛ от сечения провода меняется по линейному закону. График изменения укрупненных стоимостных показателей в зависимости от сечения кабельных линий представлен на рисунке 2.12.

Тогда капитальные затраты на строительство кабельных линий будут определяться по формулам (в зависимости от напряжения кабельной линии):

$$K_{0,0,4\text{кВ}} = (D_1 + C_1 \cdot F_{0,4\text{кВ}}) \cdot I_{\text{кл}0,4\text{кВ}} \cdot I_{\text{бценТ}} \quad (2.112)$$

$$K_{0,10\text{кВ}} = (D_2 + C_2 \cdot F_{10\text{кВ}}) \cdot I_{\text{кл}10\text{кВ}} \cdot I_{\text{бценТ}} \quad (2.113)$$

где $I_{\text{бценТ}}$ – индекс изменения сметной стоимости оборудования в году Т.

Для приведения стоимостных показателей к уровню цен текущего года используют индекс изменения сметной стоимости оборудования $I_{\text{т.баз}}$.

На рисунке 2.13 представлены кривые индексов изменения сметной стоимости оборудования по кварталам за 2015-2019 годы (для 2019 года на момент исследования известны индексы изменения сметной стоимости для I и II кварталов).

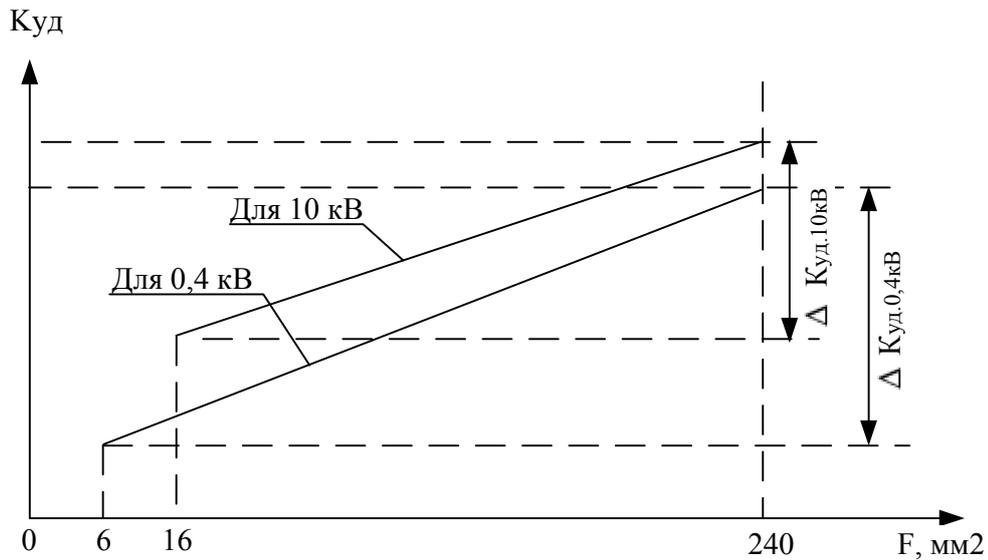


Рисунок 2.12 – График изменения укрупненных стоимостных показателей от сечения кабельных линий

Для получения зависимости изменения индексов сметной стоимости оборудования, необходимо выполнить аппроксимацию кривых.

Аппроксимацию кривых проведём с помощью метода наименьших квадратов. Предоставим краткое пояснение основного смысла данного метода.

Аппроксимируем зависимость $I_{б.цен} = f(T)$ линейной функцией:

$$I_{б.цен}(T) = a + b \cdot T_i, \quad (2.114)$$

где T – порядковый номер года, к которому приводится индекс сметной стоимости, по отношению к 2015 году (учитывая, что для 2015 года $T=0$).

Найдем коэффициенты a и b при помощи метода наименьших квадратов:

$$E = \sum E_i^2 = \min, \quad (2.115)$$

где $E_i = a + b \cdot T_i - I_{б.цен.i}$ – невязка (погрешность) функции.

Возведем в квадрат:

$$E_i^2 = [a + b \cdot T_i - I_{б.цен.i}]^2. \quad (2.116)$$

Сумма квадратов невязок:

$$E = \sum_{i=1}^n [a + b \cdot T_i - I_{б.цен.i}]^2 = \min, \quad (2.117)$$

где n – количество лет, для которых известны индексы изменения сметной стоимости.

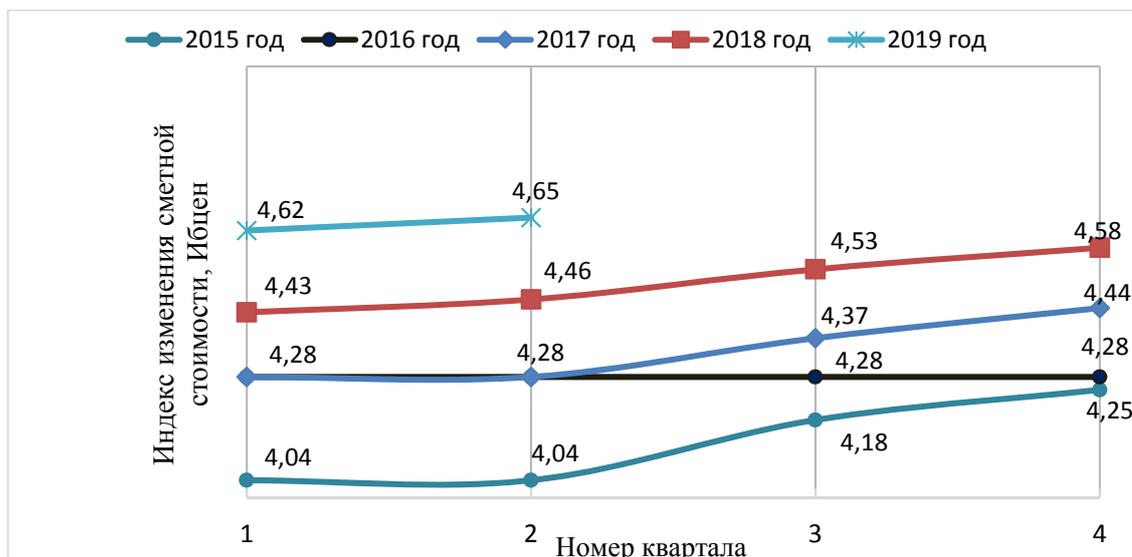


Рисунок 2.13 – Кривые изменения индексов сметной стоимости за 2015 – 2019 гг (по кварталам)

Для нахождения коэффициентов аппроксимации a и b возьмем частные производные от (2.117) по a и b :

$$\left. \begin{aligned} \frac{dE}{da} &= 2 \left[\sum_{i=1}^n [a + b \cdot T_i - I_{\text{б.цен.}i}] \right] \cdot a = 0 \\ \frac{dE}{db} &= 2 \left[\sum_{i=1}^n [a + b \cdot T_i - I_{\text{б.цен.}i}] \right] = 0 \end{aligned} \right\} \quad (2.118)$$

Поскольку $2 \neq 0$, то система примет вид:

$$\left. \begin{aligned} a \cdot \sum_{i=1}^n T_i^2 + b \cdot \sum_{i=1}^n T_i &= \sum_{i=1}^n T_i \cdot I_{\text{б.цен.}i} \\ a \cdot \sum_{i=1}^n T_i + n \cdot b &= \sum_{i=1}^n I_{\text{б.цен.}i} \end{aligned} \right\} \quad (2.119)$$

Решив систему (2.119), найдем коэффициенты a и b . Для нахождения используется программный пакет Excel. В итоге получим следующую зависимость изменения сметной стоимости от текущего года:

$$I_{\text{б.цен.}}(T) = 0,118T + 4,14 \quad (2.120)$$

Помимо капитальных затрат на начало строительства, учитываются так же и дисконтированные эксплуатационные затраты:

$$I_{\text{эТ}} = I_{\text{ремТ}} + I_{\text{обслТ}} + I_{\text{п.эТ}}, \quad (2.121)$$

где $I_{\text{ремТ}}$ – издержки на ремонт в году T , тыс. руб.;

$I_{\text{обсл}T}$ – издержки на обслуживание в году T , тыс. руб.;

$I_{\text{п.э}T}$ – стоимость потерь электроэнергии в нормальных режимах и режимах перегруза в году T , тыс.руб.

Затраты на ремонт и обслуживание оборудования принимаются в процентах от приведенных к текущему году капитальных вложений, так как все материалы, необходимые для проведения ремонтов будут покупаться по ценам текущего года. Аналогична и заработная плата работников.

Издержки на ремонт в году T определяются по формуле:

$$I_{\text{рем}T} = \sum_{i=1}^n (E_{\text{рем.кл}} + E_{\text{рем.эо}}) \cdot K_T, \quad (2.122)$$

где $E_{\text{рем.кл}}=0,03$ – нормы ежегодных отчислений от капитальных вложений на ремонт кабельных линий [8, таблица 2.23];

$E_{\text{рем.эо}}=0,063$ – нормы ежегодных отчислений от капитальных вложений на ремонт силового электрооборудования [8, таблица 2.23];

K_T – капитальные затраты, приведенные к году T .

Капитальные затраты, приведенные к году T :

$$K_T = K_0 \cdot I_{\text{б.цен}T} \quad (2.123)$$

Таким образом, выражение (2.123) примет вид:

$$I_{\text{рем}T} = \sum_{i=1}^n (E_{\text{рем.кл}} + E_{\text{рем.эо}}) \cdot K_0 \cdot I_{\text{б.цен}T} \quad (2.124)$$

Издержки на обслуживание в году T вычисляются по выражению:

$$I_{\text{обсл}T} = \sum_{i=1}^n (E_{\text{обсл.кл}} + E_{\text{обсл.эо}}) \cdot K_0 \cdot I_{\text{б.цен}T} \quad (2.125)$$

где $E_{\text{обсл.кл}}=0,015$ – нормы ежегодных отчислений от капитальных вложений на обслуживание кабельных линий [8, таблица 2.23];

$E_{\text{рем.эо}}=0,010$ – нормы ежегодных отчислений от капитальных вложений на обслуживание силового электрооборудования [8, таблица 2.23].

При условии взятия кредита в банке, следует учесть обслуживание процентов по кредиту в течение периода, на который взят кредит. Примем это время равным $T_{\text{кр}}$. По мере выплаты средств, выплаты по процентам за кредитование должны уменьшаться.

При ежемесячном обслуживании кредита и фиксированной годовой процентной ставке кредита, обслуживание кредита за первый месяц составит:

$$И_{\text{б1}} = \frac{\gamma_{\text{г.кр}} \%}{12 \cdot 100\%} \cdot K_0 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0, \quad (2.126)$$

где $\gamma_{\text{мес}^*}$ – месячная процентная ставка по кредиту.

Остаток кредита к концу первого месяца:

$$K_1 = K_0 - \frac{K_0}{12 \cdot T_{\text{кр}}} = K_0 \cdot \left(1 - \frac{1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right), \quad (2.127)$$

где $T_{\text{кр}}$ – период, на который взят кредит, лет.

Обслуживание процентов по кредиту на втором месяце:

$$И_{\text{б2}} = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_1 = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \left(1 - \frac{1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right). \quad (2.128)$$

Остаток кредита к концу второго месяца (после обслуживания в течение двух месяцев) при равномерном гашении кредита:

$$K_2 = K_0 - 2 \cdot \frac{K_0}{12 \cdot T_{\text{кр}}} = K_0 \cdot \left(1 - \frac{2}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right). \quad (2.129)$$

Анализируя структуру вышеописанных выражений (2.126) – (2.129), получим расчетное выражение для определения издержек в году T на обслуживание процентной ставки банковского кредита:

$$И_{\text{бТ}} = \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \sum_{i=12 \cdot T_{\text{кр}} - 11}^{12 \cdot T_{\text{кр}}} \left(1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right), \quad (2.130)$$

где i – текущий месяц выплаты по кредиту.

Расчетное выражение стоимости потерь электроэнергии в году T , при условии изменения тарифов на электроэнергию, в течение расчетного периода:

$$И_{\text{п.э.л}} = \int_T^{T_p} C_{\text{0ср}} \cdot \Delta P_T(t) \cdot dt = C_{\text{0ср}} \cdot \int_T^{T_p} \Delta P_T(t) \cdot dt, \quad (2.131)$$

где $C_{\text{0срТ}}$ – среднегодовое значение тарифа в году T , руб/кВт. час,

ΔP_T – потери электроэнергии за текущий год в нормальном режиме работы, а также в режимах перегрузки, кВт.

Согласно документу [4], динамика цен на электроэнергию для потребителей, кроме населения по вариантам представляется следующей кривой (рисунок 2.14, выделено красным).

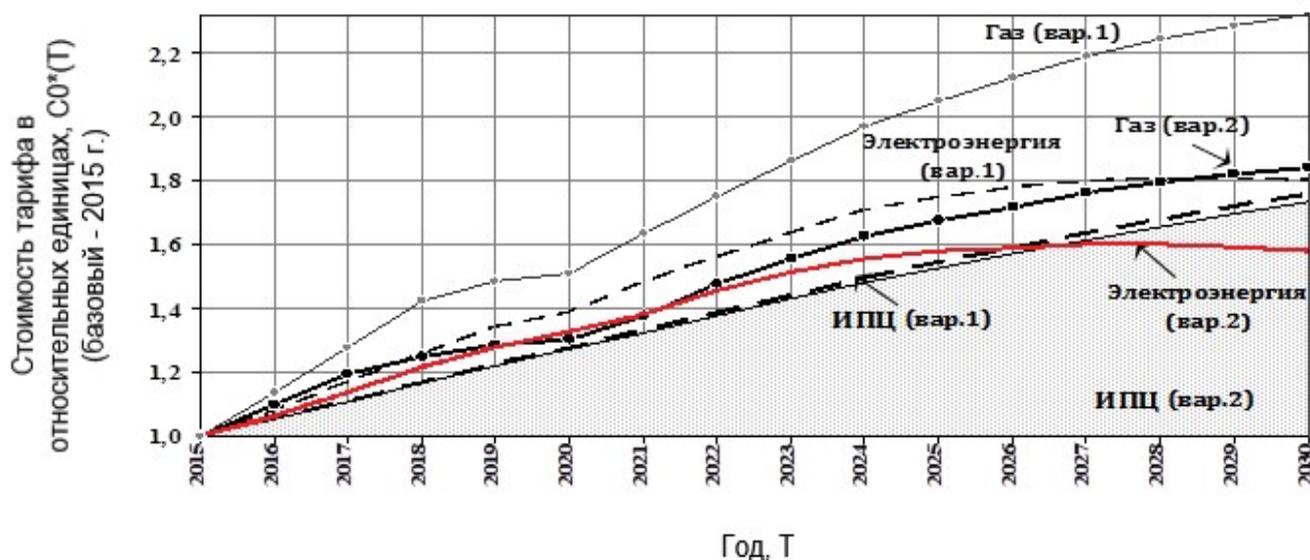


Рисунок 2.14 – Динамика цен на электроэнергию для потребителей, кроме населения (в относительных единицах)

Проанализировав рисунок 2.14, заметим, что к 2028 году наблюдается замедление роста тарифов, а к 2030 году – их небольшое снижение. Это связано с тем, что тарифы на электроэнергию зависят от государственного регулирования цен на тарифы. Как и другие услуги, тарифы на электроэнергию жестко связаны с уровнем инфляции в стране. Неконтролируемое повышение тарифов может быть вызвано ростом темпа инфляции, что недопустимо для экономики, поэтому в интересах государства принудительно снижать темпы инфляции, и тормозить рост тарифов на электроэнергию.

Для получения функции изменения стоимости тарифа на электроэнергию в зависимости от года T , необходима аппроксимация кривой. Аппроксимацию проведем с помощью метода наименьших квадратов полиномом второго порядка. При аппроксимации будем учитывать данные предыстории (то есть данные с 2015 по 2019 годы).

Аппроксимируем зависимость $C_0=f(T)$:

$$C_0(T) = a \cdot T^2 + b \cdot T + c, \quad (2.132)$$

где T – порядковый номер года, для которого ведется расчет (учитывая, что для 2015 года $T=0$).

Аналогично формуле (2.115):

$$E = \sum E_i^2 = \min, \quad (2.133)$$

где $E_i = a \cdot T_i^2 + b \cdot T_i + c - C_{0i}$ – невязка (погрешность) функции.

Возведем в квадрат погрешность функции:

$$E_i^2 = [a \cdot T_i^2 + b \cdot T_i + c - C_{0i}]^2. \quad (2.134)$$

Сумма квадратов невязок:

$$E = \sum_{i=1}^n [a \cdot T_i^2 + b \cdot T_i + c - C_{0i}]^2 = \min, \quad (2.135)$$

где n – количество лет, для которых уже известна (либо спрогнозирована) стоимость тарифа на электроэнергию.

Для нахождения коэффициентов аппроксимации a, b и c , возьмем частные производные от выражения (2.135) по a, b, c :

$$\left. \begin{aligned} \frac{dE}{da} &= 2 \sum_{i=1}^n [a \cdot T_i^2 + b \cdot T_i + c - C_{0i}] \cdot T_i^2 = 0 \\ \frac{dE}{db} &= 2 \sum_{i=1}^n [a \cdot T_i^2 + b \cdot T_i + c - C_{0i}] \cdot T_i = 0 \\ \frac{dE}{dc} &= 2 \sum_{i=1}^n [a \cdot T_i^2 + b \cdot T_i + c - C_{0i}] \cdot 1 = 0 \end{aligned} \right\}. \quad (2.136)$$

Поскольку $2 \neq 0$, то система (2.136) примет вид:

$$\left. \begin{aligned} a \cdot \sum_{i=1}^n T_i^4 + b \cdot \sum_{i=1}^n T_i^3 + c \cdot \sum_{i=1}^n T_i^2 &= \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot C_{0i} \\ a \cdot \sum_{i=1}^n T_i^3 + b \cdot \sum_{i=1}^n T_i^4 + c \cdot \sum_{i=1}^n T_i &= \sum_{i=1}^n T_i \cdot C_{0i} \\ a \cdot \sum_{i=1}^n T_i^2 + b \cdot \sum_{i=1}^n T_i + c \cdot n &= \sum_{i=1}^n C_{0i} \end{aligned} \right\}. \quad (2.137)$$

Решив систему (2.137), найдем коэффициенты a, b, c . Для нахождения используется программный пакет Excel.

В итоге получим следующую зависимость стоимости тарифа на электроэнергию от текущего года:

$$C_0(T) = -0,01 \cdot T^2 + 0,25 \cdot T + 2,61. \quad (2.138)$$

На рисунке 2.15 показаны начальная и аппроксимированная кривые стоимости тарифа $C_0(T)$, выраженные в абсолютных единицах (руб/кВт·час). При построении учитывалось, что в 2015 году тариф был равным 2,68 руб/кВт·час.

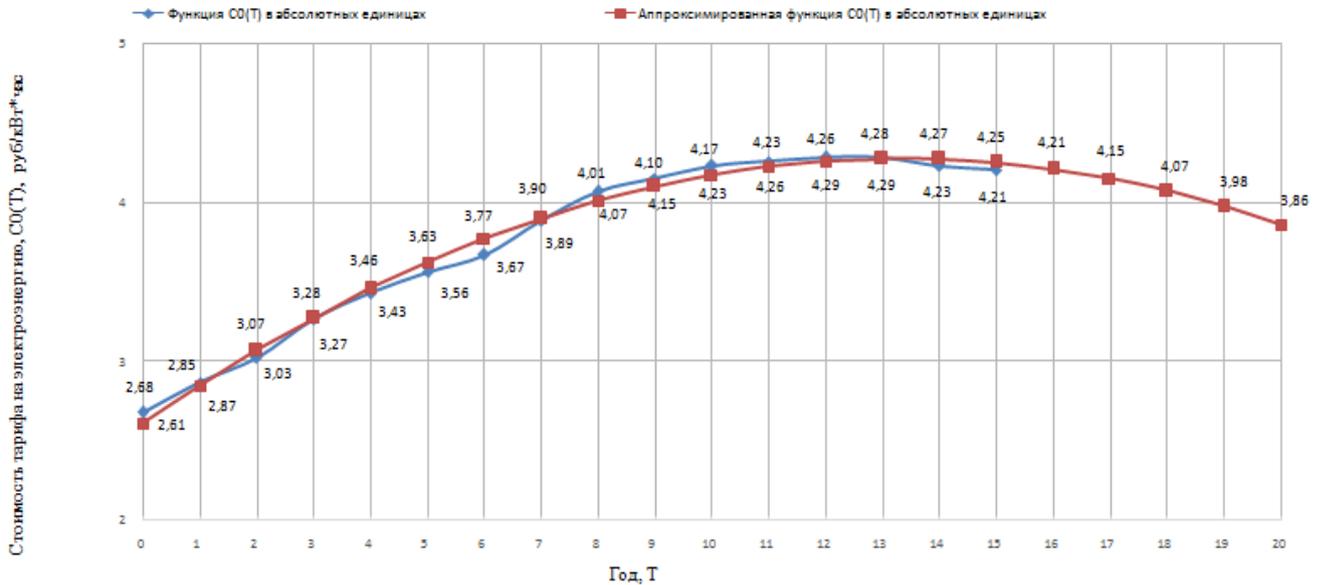


Рисунок 2.15 – Функция $C_0(T)$ и аппроксимированная полиномом второго порядка функция $C_0(T)$

Из рисунка 2.15 видно, что полином второго порядка достаточно хорошо аппроксимирует наши данные. Но при экстраполяции функции заметим, что тариф заметно снижается, что маловероятно в наших условиях. Поэтому, проведем аппроксимацию функции $C_0=f(T)$ экспоненциальной регрессией. При аппроксимации также как и в предыдущем случае, будем учитывать данные предыстории.

Поскольку нам известны начальное и установившееся значения кривой (из рисунка 2.14), запишем функцию в следующем виде:

$$C_0(T) = C_{0\text{нач}} + (C_{0\text{уст}} - C_{0\text{нач}}) \cdot (1 - e^{-T \cdot b}), \quad (2.139)$$

где T – порядковый номер года, для которого ведется расчет (учитывая, что для 2015 года $T=0$);

$C_{0\text{нач}}$ – начальное значение кривой изменения стоимости тарифа на электроэнергию, руб/кВт·ч;

$C_{0\text{уст}}$ – установившееся значение кривой изменения стоимости тарифа на электроэнергию, руб/кВт·ч.

Подставив значения $C_{0\text{нач}}$ и $C_{0\text{уст}}$ в выражение (2.139), получим:

$$C_0(T) = 4,29 - 1,61 \cdot e^{-T \cdot b}. \quad (2.140)$$

Для применения метода наименьших квадратов экспоненциальная функция линеаризуется:

$$\ln(4,29 - C_{0i}) = \ln(1,61) + T \cdot b. \tag{2.141}$$

Для нахождения коэффициента аппроксимации b составим следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \ln(1,61) \cdot N + b \cdot \sum_{i=1}^N T_i &= \sum_{i=1}^N \ln(4,29 - C_{0i}) \\ N \cdot \ln(1,61) \cdot \sum_{i=1}^N T_i + b \cdot \sum_{i=1}^N T_i^2 &= \sum_{i=1}^N \ln(4,29 - C_{0i}) \cdot T_i \end{aligned} \right\} \tag{2.142}$$

где N – количество лет, для которых уже известны индексы изменения сметной стоимости (начиная с 2015 года).

Решив систему (2.142), найдем коэффициент b . Для решения системы используется программный пакет Excel. В итоге получим следующую зависимость стоимости тарифа на электроэнергию от текущего года:

$$C_0(T) = 4,29 - 1,61 \cdot e^{-0,352 \cdot T}. \tag{2.143}$$

Аппроксимированная кривая $C_0(T)$ показана на рисунке 2.16.

Проанализировав рисунок 2.16, заметим, что с 2016 по 2022 годы наблюдается существенная разница между исходной и аппроксимированной функциями, что в дальнейшем может привести к ошибочным решениям. Поэтому, в качестве исходной точки (за нулевой год) возьмем 2019 год и заново аппроксимируем функцию $C_0(T)$ экспоненциальной регрессией, используя выражения (2.139) – (2.142).

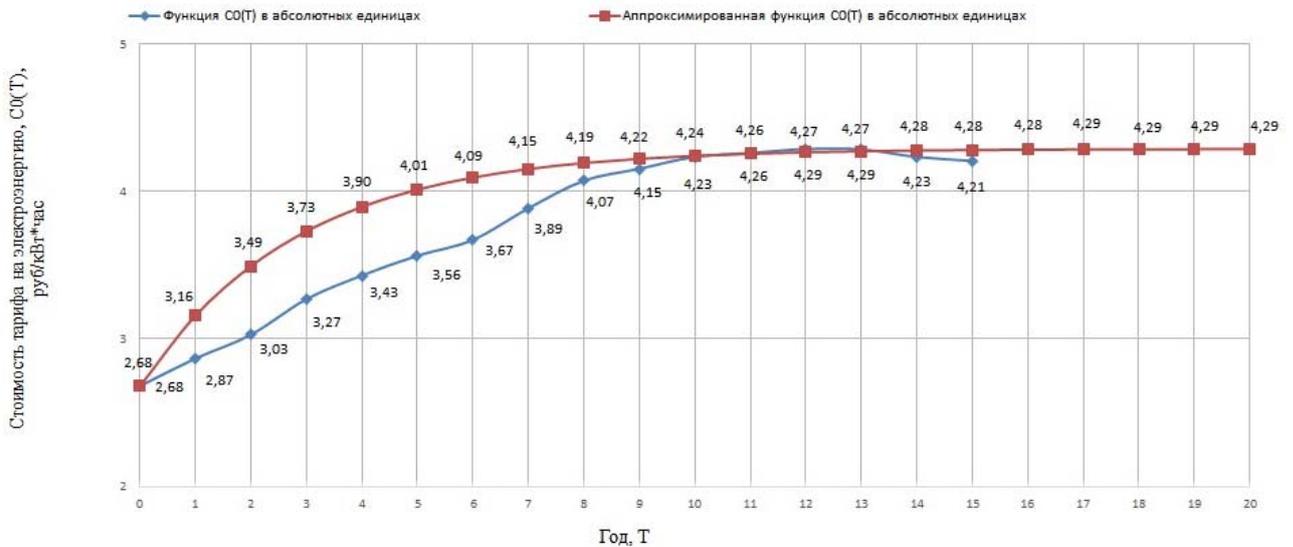


Рисунок 2.16 – Функция $C_0(T)$ и аппроксимированная экспоненциальной регрессией функция $C_0(T)$

В результате аппроксимации получим следующую зависимость стоимости тарифа на электроэнергию от текущего года:

$$C_0(T) = 4,29 - 0,86 \cdot e^{-0,396 \cdot T}. \quad (2.144)$$

Полученная аппроксимированная кривая $C_0(T)$ изображена на рисунке 2.17.

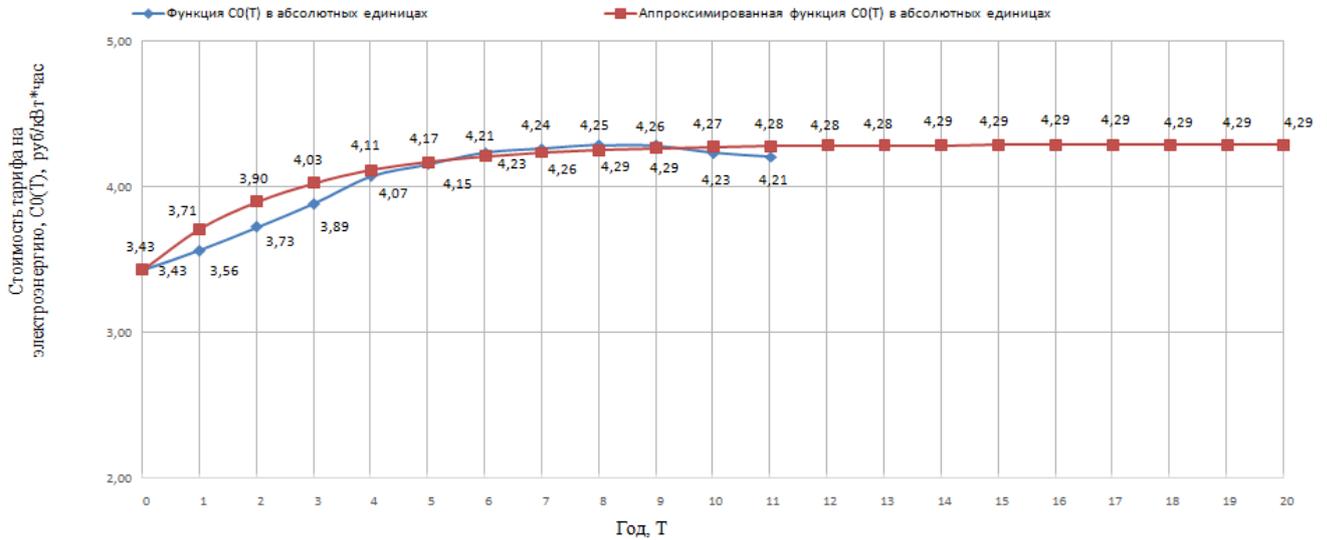


Рисунок 2.17 – Функция $C_0(T)$ и аппроксимированная экспоненциальной регрессией функция $C_0(T)$ (за нулевой год принят 2019 г.)

Теперь определим экономическую плотность тока.

С течением времени предприятие может расширять производство, увеличивать объемы производимой продукции. В связи с этим будет расти и нагрузка самого предприятия. Учитывая допущение о линейном росте нагрузки, график будет иметь вид (рисунок 2.18).

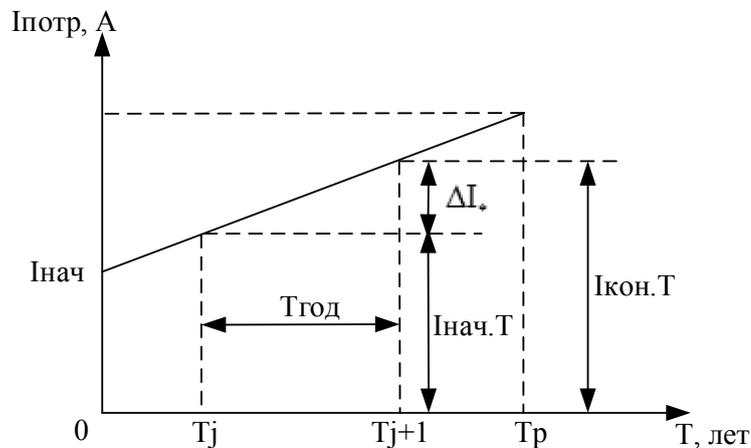


Рисунок 2.18 – Линейный график зависимости изменения нагрузки (тока) в году T

Примем допущение, что дисконтированная стоимость потерь электроэнергии определяется за каждый год отдельно.

Потери мощности за текущий год в нормальном режиме работы:

$$\Delta P_T = 3 \cdot I_T^2(t) \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3}, \quad (2.145)$$

где F – площадь сечения кабельной линии, мм^2 ;

ρ – удельное сопротивление кабельной линии, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

Коэффициент 10^{-3} в вышеприведенной формуле необходим для того, чтобы потери электроэнергии были представлены в кВт·часах, поскольку при подстановке тока в Амперах и сопротивления в Омах потери энергии без данного коэффициента будут выражены в Вт·час.

В начале расчета предположим, что нам известно среднеквадратичное значение тока. В первый год эксплуатации значение среднеквадратичного тока вычисляется по формуле:

$$I_{\text{ср.кв.1}} = I_{\text{нач}}. \quad (2.146)$$

Во второй год эксплуатации значение среднеквадратичного тока будет равно:

$$I_{\text{ср.кв.2}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + \Delta I_*] \quad (2.147)$$

В третий год эксплуатации среднеквадратичный ток равняется:

$$I_{\text{ср.кв.3}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + 2 \cdot \Delta I_*] \quad (2.148)$$

Проанализировав формулы (2.146) – (2.148), получим:

$$I_{\text{ср.кв.Т}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + (Т - 1) \cdot \Delta I_*] \quad (2.149)$$

Закон изменения во времени среднеквадратичного значения тока за год при изменении тока по линейному закону имеет вид (с учетом выражения (2.149)):

$$\begin{aligned} I_T(t) &= I_{\text{ср.кв.нач.Т}} + \frac{\Delta I_{\Gamma^*} \cdot I_{\text{нач}}}{T_{\Gamma}} \cdot t = I_{\text{нач}} \cdot [1 + (Т - 1) \cdot \Delta I_*] + \frac{\Delta I_{\Gamma^*} \cdot I_{\text{нач}}}{T_{\Gamma}} \cdot t = \\ &= I_{\text{нач}} \cdot [1 + (Т - 1) \cdot \Delta I_*] + \frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \cdot t. \end{aligned} \quad (2.150)$$

Введем следующее обозначение:

$$\alpha(T) = 1 + (Т - 1) \cdot \Delta I_*. \quad (2.151)$$

Возведем в квадрат выражение (2.150) с учетом обозначения (2.151):

$$I_T^2(t) = I_{\text{нач}}^2 \cdot \left[\alpha^2(T) + 2 \cdot \alpha(T) \cdot \frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \cdot t + \left(\frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \right)^2 \cdot t^2 \right]. \quad (2.152)$$

С учетом выражений (2.145) и (2.152) формула (2.131) примет вид:

$$\begin{aligned} I_{\text{п.эт}} = C_{0\text{ср.Т}} \cdot 3 \cdot I_{\text{нач}}^2(t) \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3} \cdot \int_0^{8760} \left[\alpha^2(T) + 2 \cdot \alpha(T) \cdot \frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \cdot t + \right. \\ \left. + \left(\frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \right)^2 \cdot t^2 \right] \cdot dt = C_{0\text{ср.Т}} \cdot 3 \cdot I_{\text{нач}}^2(t) \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3} \cdot [\alpha^2(T) \cdot t \Big|_0^{8760} + \\ + 2 \cdot \alpha(T) \cdot \frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \cdot \frac{t^2}{2} \Big|_0^{8760} + \left(\frac{\Delta I_{\Gamma^*}}{8760} \right)^2 \cdot \frac{t^3}{3} \Big|_0^{8760}] = C_{0\text{ср.Т}} \cdot 3 \cdot I_{\text{нач}}^2(t) \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3} \times \\ \times \left[\alpha^2(T) + \alpha(T) \cdot \Delta I_{\Gamma^*} + \frac{\Delta I_{\Gamma^*}^2}{3} \right] \cdot 8760. \end{aligned} \quad (2.153)$$

Введем следующее обозначение:

$$\beta(T) = \alpha^2(T) + \alpha(T) \cdot \Delta I_{\Gamma^*} + \frac{\Delta I_{\Gamma^*}^2}{3}. \quad (2.154)$$

Тогда с учетом введенного обозначения, выражение (2.153) примет вид:

$$I_{\text{п.эт}} = C_{0\text{ср.Т}} \cdot 3 \cdot I_{\text{нач}}^2(t) \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3} \cdot \beta(T) \cdot 8760. \quad (2.155)$$

Данное выражение не учитывает форму графика нагрузки. С целью ее учета следует начальное значение квадрата среднеквадратичного за год тока выразить через квадрат начального значения расчетного тока. Эту связь получим из равенства потерь энергии за год:

$$\Delta W_{\Gamma} = 3 \cdot I_{\text{ср.кв.нач}}^2 \cdot R \cdot 8760. \quad (2.156)$$

$$\Delta W_{\Gamma} = 3 \cdot I_{\text{р.нач}}^2 \cdot R \cdot \tau. \quad (2.157)$$

Приравняв правые части выражений (2.156) и (2.157), получим:

$$I_{\text{нач}}^2 = I_{\text{ср.кв.нач}}^2 = I_{\text{р.нач}}^2 \cdot \frac{\tau}{8760}. \quad (2.158)$$

Подставив выражение (2.158) в формулу (2.155), получим:

$$I_{п.э.Т} = C_{0ср.Т} \cdot 3 \cdot I_{р.нач}^2 \cdot \tau \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3} \cdot \beta(T). \quad (2.159)$$

С учетом выражения (2.159) целевая функция дисконтированных затрат за расчетный период (для определения экономической плотности тока) запишется в виде:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} = K_0 \cdot \left[1 + (E_{обсл.кл} + E_{рем.кл}) \cdot \sum_{T=1}^{T_p} \frac{I_{б.цен}(T)}{(1 + E_{н.диск})^T} + \gamma_{мес*} \cdot \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{кр}} \left(1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right) \right] + \\ + 3 \cdot I_{р.нач}^2 \cdot \tau \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=1}^{T_p} \frac{C_{0ср.Т} \cdot \beta(T)}{(1 + E_{н.диск})^T}. \end{aligned} \quad (2.160)$$

Введем несколько обозначений:

$$B = 1 + (E_{обсл.кл} + E_{рем.кл}) \cdot \sum_{T=1}^{T_p} \frac{I_{б.цен}(T)}{(1 + E_{н.диск})^T} + \gamma_{мес*} \cdot \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{кр}} \left(1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{кр}} \right) \quad (2.161)$$

$$M = \sum_{t=1}^{T_p} \frac{C_{0ср.Т} \cdot \beta(T)}{(1 + E_{н.диск})^T}. \quad (2.162)$$

С учетом выражений (2.161) и (2.162), выражение (2.160) примет вид:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= (D + C \cdot F) \cdot l_{кл} \cdot B + 3 \cdot I_{р.нач}^2 \cdot \tau \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot M \cdot 10^{-3} = \\ &= D \cdot l_{кл} + C \cdot F \cdot l_{кл} + 3 \cdot I_{р.нач}^2 \cdot \tau \cdot \frac{\rho \cdot l}{F} \cdot M \cdot 10^{-3}. \end{aligned} \quad (2.163)$$

Определим удельное значение затрат за расчетный период, приходящихся на единицу длины проводника и единицу расчетного тока:

$$Z_{\Sigma уд} = \frac{Z_{\Sigma}}{I_{р.нач} \cdot l_{кл}} = \frac{D \cdot B}{I_{р.нач}} + \frac{C \cdot B \cdot F}{I_{р.нач}} + 3 \cdot \frac{I_{р.нач}}{F} \cdot \rho \cdot M \cdot \tau \cdot 10^{-3}. \quad (2.164)$$

Выразим j_{Σ} и запишем выражение (2.164) в виде:

$$Z_{\Sigma уд} = \frac{D \cdot B}{I_{р.нач}} + C \cdot B \cdot \frac{1}{j_{\Sigma}} + 3 \cdot j_{\Sigma} \cdot \rho \cdot M \cdot \tau \cdot 10^{-3}. \quad (2.165)$$

Возьмем производную по плотности тока $j_{\text{э}}$:

$$\frac{dZ_{\Sigma \text{уд}}}{dj_{\text{э}}} = 0 - C \cdot B \cdot \frac{1}{j_{\text{э}}^2} + 3 \cdot \rho \cdot M \cdot \tau \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0 \quad (2.166)$$

Выразим $j_{\text{э}}$:

$$j_{\text{э}} = \sqrt{\frac{C \cdot B \cdot 10^{-3}}{3 \cdot \rho \cdot M \cdot \tau}} = \sqrt{\frac{C \cdot B \cdot 10^{-3}}{3 \cdot \rho \cdot M \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им}}}{10^4})^2 \cdot 8760}} \quad (2.167)$$

Подставляя полученное выражение экономической плотности тока в выражение (2.96), определяется экономически целесообразное сечение для кабелей 0,4 кВ и 10 кВ.

Формула (2.167) дана в общем виде. При определении экономической плотности тока для напряжений 0,4 кВ и 10 кВ необходимо использовать C_1 и C_2 соответственно, определенные по выражениям (2.106) и (2.108).

Для расчета стоимости потерь электроэнергии в году $T_{\text{в}}$ течение расчетного периода, определим потери электроэнергии в нормальном режиме и в режимах перегрузки для двух рассматриваемых вариантов схем питания.

Определим потери электроэнергии в году T для первой схемы питания.

Годовые потери энергии в трансформаторах состоят из потерь в пяти режимах:

$$\Delta W_{\text{т.год}} = \Delta W_{\text{т.норм}} + \Delta W_{\text{т.пер1}} + \Delta W_{\text{т.пер2}} + \Delta W_{\text{т.пер3}} + \Delta W_{\text{т.пер4}} \quad (2.168)$$

где $\Delta W_{\text{т.норм}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах за период работы в нормальном режиме, кВт;

$\Delta W_{\text{т.пер1}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах в режиме перегрузки при простое одного трансформатора, кВт;

$\Delta W_{\text{т.пер2}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах при простое одной из секций шин 0,4 кВ ТП, кВт;

$\Delta W_{\text{т.пер3}}$ – годовые потери энергии в трансформаторе Т1 (Т2) при простоях секции шин СШ1 (СШ2) 0,4 кВ НРП, кВт;

$\Delta W_{\text{т.пер4}}$ – годовые потери энергии в трансформаторе Т2 (Т1) при простоях секции шин СШ1 (СШ2) 0,4 кВ НРП, кВт.

Поскольку плановые ремонты проводятся в летний период, то при расчетах годовых потерь энергии будем учитывать среднегодовое значение коэффициента загрузки.

Величина активной и реактивной мощности с учетом линейного роста нагрузки:

$$P_{\text{ср.г.Т}} = P_{\text{нач}} \cdot [1 + (T - 0,5) \cdot \Delta P_*] \quad (2.169)$$

$$Q_{\text{ср.г.Т}} = Q_{\text{нач}} \cdot [1 + (T - 0,5) \cdot \Delta Q_*] \quad (2.170)$$

Введем следующие обозначения:

$$\alpha_1(T) = 1 + (T - 0,5) \cdot \Delta P_* \quad (2.171)$$

$$\alpha_2(T) = 1 + (T - 0,5) \cdot \Delta Q_* \quad (2.172)$$

Среднегодовая продолжительность работы в нормальном режиме рассматриваемого варианта системы электроснабжения при условии пренебрежения продолжительностью перерывов электроснабжения в периоды проведения оперативных переключений, которые могут быть приняты одинаковыми для обеих схем:

$$\bar{T}_{\text{норм.сис.1}} = T_{\Gamma} - \bar{T}_{\text{т.пер.1}} - \bar{T}_{\text{т.пер.2}} - \bar{T}_{\text{т.пер.3}} - \bar{T}_{\text{кл.0,4кВ.пер.}} - \bar{T}_{\text{кл.10кВ.пер.}} - \bar{T}_{\text{гаш.ТП}} - \bar{T}_{\text{гаш.НПП}}, \quad (2.173)$$

где $T_{\Gamma} = 8760$ – годовой фонд рабочего времени, час.

Среднегодовые продолжительности простоев кабельных линий и трансформаторов в режимах перегруза определены в пункте 2.4.

Годовые потери энергии в трансформаторах за период работы в нормальном режиме:

$$\Delta W_{\text{ТП.норм}} = N_{\Gamma} \cdot \left(\Delta P_{\text{хх}} \cdot \bar{T}_{\text{норм.сис.}} + k_{\text{з.ср.г.норм}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им}}}{10^4} \right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сис.1}} \right), \quad (2.174)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт [12];

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт [12];

$\bar{T}_{\text{норм.сис.}}$ – среднегодовая продолжительность работы схемы в нормальном режиме, час.

Тогда коэффициент загрузки будет определяться по формуле:

$$k_{\text{з.ср.г.норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{р.ц}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_1 \cdot \alpha_2)^2}}{N_{\Gamma} \cdot S_{\text{т.ном}}}. \quad (2.175)$$

Годовые потери энергии в трансформаторах в режиме перегрузки (при простое одного трансформатора):

$$\Delta W_{\text{т.пер1}} = N_{\Gamma} \cdot \left(\Delta P_{\text{хх}} \cdot \bar{T}_{\text{т.пер.1}} + k_{\text{п/ав.ср.г.}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4} \right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{т.пер.1}} \right). \quad (2.176)$$

Коэффициент загрузки в этом случае:

$$k_{п/ав.ср.г.} = \frac{\sqrt{(P_{рц} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_1 \cdot \alpha_2)^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{т.ном}}. \quad (2.177)$$

Годовые потери энергии в трансформаторах при простое одной из секций шин 0,4 кВ ТП:

$$\Delta W_{т.пер2} = N_T \cdot \left(\Delta P_{хх} \cdot \bar{T}_{т.пер.2} + k_{ср.г.п/а2}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{им.год}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{т.пер.2} \right). \quad (2.178)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в данном режиме:

$$k_{ср.г.п/а2} = \frac{\sqrt{(P_{рц} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_1 \cdot \alpha_2 + Q_{ку1сштп})^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (2.179)$$

где $Q_{ку1сштп}$ – мощность конденсаторной установки, приходящаяся на одну секцию шин ТП, квар.

Годовые потери энергии в трансформаторе Т1(Т2) при простоях секции шин СШ1 (СШ2) 0,4 кВ НРП:

$$\Delta W_{т.пер3} = N_T \cdot \left(\Delta P_{хх} \cdot \bar{T}_{т.пер.3} + k_{ср.г.п/а3}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{им.год}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{т.пер.3} \right). \quad (2.180)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в данном режиме определяется по следующей формуле:

$$k_{ср.г.п/а3} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_{рц1} \cdot \alpha_1}{2}\right)^2 + \left(\frac{Q_{рц1} \cdot \alpha_2}{2}\right)^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (2.181)$$

где $\frac{P_{рц1}}{2}$ – активная мощность нагрузки, приходящаяся на одну секцию шин СШ1 ТП, кВт;

$\frac{Q_{рц1}}{2}$ – реактивная мощность нагрузки, приходящаяся на одну секцию шин СШ1 ТП, квар.

Годовые потери энергии в трансформаторе Т2 (Т1) при простоях секции шин СШ1 (СШ2) 0,4 кВ НРП определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{т.пер}4} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{xx}} \cdot \bar{T}_{\text{т.пер}3} + k_{\text{ср.г.п/а4}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4} \right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{т.пер}3} \right). \quad (2.182)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в данном режиме равен:

$$k_{\text{ср.г.п/а4}} = \frac{\sqrt{\left(\left(\frac{P_{\text{РЦ1}}}{2} + P_{\text{РЦ2}} \right) \cdot \alpha_1 \right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{РЦ1}}}{2} \cdot \alpha_2 + Q_{\text{КУ1СШНРП}} \right)^2}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном}}}, \quad (2.183)$$

где $P_{\text{РЦ2}}$ – активная мощность нагрузки цеха, в котором устанавливается НРП, кВт;
 $Q_{\text{КУ1СШНРП}}$ – мощность конденсаторной установки, приходящаяся на одну секцию шин НРП, квар.

Годовые потери энергии в кабельных линиях напряжением 0,4 кВ:

$$\Delta W_{\text{кл.0,4кВ.год}} = \Delta W_{\text{кл.0,4кВ.норм}} + \Delta W_{\text{кл.0,4кВ.пер}}, \quad (2.184)$$

где $\Delta W_{\text{кл.0,4кВ.норм}}$ – годовые потери энергии в кабельных линиях 0,4 кВ в нормальном режиме работы, кВт;

$\Delta W_{\text{кл.0,4кВ.пер}}$ – годовые потери энергии в кабельных линиях 0,4 кВ в режиме перегрузки, кВт.

При расчетах потерь электроэнергии в кабельных линиях будет учитываться величина среднегодового тока, протекающего в кабелях.

$$I_{\text{ср.г.т}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + (T - 0,5) \cdot \Delta I_*] \quad (2.185)$$

Введем следующие обозначения:

$$\alpha_3(T) = 1 + (T - 0,5) \cdot \Delta I_* \quad (2.186)$$

Годовые потери энергии в кабельных линиях 0,4 кВ в нормальном режиме:

$$\Delta W_{\text{кл.0,4кВ.норм}} = \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.к.0,4кВ}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{01} \cdot l_{0,4кВ} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4} \right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сист.}})}{1000}, \quad (2.187)$$

где $I_{\text{р.к.0,4кВ}}$ – расчетный ток кабельной линии 0,4 кВ в нормальном режиме, А;

$l_{0,4кВ}$ – длина кабельной линии 0,4 кВ, км;

r_{01} – удельное сопротивление кабельной линии 0,4 кВ, Ом/км [13].

Годовые потери энергии в кабельных линиях 0,4 кВ в режиме перегрузки:

$$\Delta W_{\text{кл.0,4кВ.пер.}} = \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{п/а.0,4кВ}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{01} \cdot l_{0,4кВ} \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{кл.0,4кВ.пер}})}{1000}, \quad (2.188)$$

где $I_{\text{п/а.0,4кВ}}$ – ток кабельной линии 0,4 кВ в послеаварийном режиме, А.

Потери энергии в кабельных линиях напряжением 10 кВ:

$$\Delta W_{\text{кл.10кВ.год}} = \Delta W_{\text{кл.10кВ.норм}} + \Delta W_{\text{кл.10кВ.пер}}, \quad (2.189)$$

где $\Delta W_{\text{кл.10кВ.норм}}$ – годовые потери энергии в кабельных линиях 10 кВ в нормальном режиме работы, кВт;

$\Delta W_{\text{кл.10кВ.пер}}$ – годовые потери энергии в кабельных линиях 10 кВ в режиме перегрузки, кВт.

Потери электроэнергии в кабельных линиях 10 кВ для нормального режима:

$$\Delta W_{\text{кл.10кВ.норм}} = \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.к.10кВ}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{02} \cdot l_{10кВ} \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сист.}})}{1000}, \quad (2.190)$$

где $I_{\text{р.к.10кВ}}$ – расчетный ток кабельной линии 10 кВ в нормальном режиме, А;

$l_{10кВ}$ – длина кабельной линии 10 кВ, км;

r_{02} – удельное сопротивление кабельной линии 10 кВ, Ом/км [13].

Годовые потери энергии в кабельных линиях напряжением 10 кВ за период работы в режиме перегрузки:

$$\Delta W_{\text{кл.10кВ.пер.}} = \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{п/а.10кВ}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{02} \cdot l_{10кВ} \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{кл.10кВ.пер}})}{1000}. \quad (2.191)$$

где $I_{\text{п/а.10кВ}}$ – ток кабельной линии 10 кВ в послеаварийном режиме, А.

Суммарные потери энергии в трансформаторах и кабельных линиях для первого варианта схемы:

$$\Delta W_{\Sigma 1} = \Delta W_{\text{т.год}} + \Delta W_{\text{кл.0,4кВ.год}} + \Delta W_{\text{кл.10кВ.год}}. \quad (2.192)$$

Определим потери электроэнергии в году T для второй схемы питания.

Среднегодовая продолжительность работы в нормальном режиме рассматриваемого варианта системы электроснабжения (схема с установкой ТП) при условии пренебрежения продолжительностью перерывов электроснабжения в периоды про-

ведения оперативных переключений, которые могут быть приняты одинаковыми для обеих схем:

$$\begin{aligned} \bar{T}_{\text{норм.сист.2}} = T_{\text{г}} - \bar{T}_{\text{т.пер.ТП1}} - \bar{T}_{\text{т.пер.ТП2}} - \bar{T}_{\text{т.пер.3}} - \bar{T}_{\text{т.пер.4}} - \bar{T}_{\text{кл.10кВ.пер.год}} - \\ - \bar{T}_{\text{гаш.ТП1,ТП2}} - \bar{T}_{\text{гаш.ТП1}} - \bar{T}_{\text{гаш.ТП}}. \end{aligned} \quad (2.193)$$

Среднегодовые продолжительности простоев кабельных линий и трансформаторов в режимах перегруза определены в пункте 2.4.

Годовые потери энергии в трансформаторах состоят из потерь в шести режимах:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{т.год}} = \Delta W_{\text{ТП1.норм}} + \Delta W_{\text{ТП2.норм}} + \Delta W_{\text{т.перТП1}} + \Delta W_{\text{т.перТП2}} + \\ + \Delta W_{\text{т.пер3}} + \Delta W_{\text{т.пер4}}, \end{aligned} \quad (2.194)$$

где $\Delta W_{\text{ТП1.норм}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах ТП1 за период работы в нормальном режиме, кВт;

$\Delta W_{\text{ТП2.норм}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах ТП2 за период работы в нормальном режиме, кВт;

$\Delta W_{\text{т.перТП1}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах ТП1 в режиме перегрузки (при простое одного трансформатора), кВт;

$\Delta W_{\text{т.перТП2}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах ТП2 в режиме перегрузки (при простое одного трансформатора), кВт;

$\Delta W_{\text{т.пер3}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах при простое секции шин 0,4 кВ ТП1, кВт.

$\Delta W_{\text{т.пер4}}$ – годовые потери энергии в трансформаторах при простое секции шин 0,4 кВ ТП2, кВт.

Годовые потери энергии в трансформаторах ТП1 за период работы в нормальном режиме:

$$\Delta W_{\text{ТП1.норм}} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{xx1}} \cdot T_{\text{норм.сист.}} + k_{\text{ср.г.з.нл.}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз1}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им}}}{10^4} \right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сис.2}} \right), \quad (2.195)$$

где ΔP_{xx1} – потери холостого хода в трансформаторах ТП1, кВт [12];

$\Delta P_{\text{кз1}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторах ТП1, кВт [12].

Коэффициент загрузки трансформатора в ТП1 за период работы в нормальном режиме:

$$k_{\text{ср.г.з.нл.}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{РЦ1}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_{1(1)} \cdot \alpha_1)^2}}{N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.ном1}}}, \quad (2.196)$$

где P_{PC1} – активная мощность нагрузки потребителей цеха №1, кВт;

$Q_{1(1)}$ – реальная величина реактивной мощности, проходящей через трансформатор ТП1, квар;

$S_{\text{т.ном1}}$ – номинальная мощность трансформаторов ТП1, кВ·А.

Годовые потери энергии в трансформаторах ТП2 за период работы в нормальном режиме:

$$\Delta W_{\text{ТП2.норм}} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{xx2}} \cdot T_{\text{норм.сист.}} + k_{\text{ср.г.з.н2.}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз2}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им}}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сис.}} \right), \quad (2.197)$$

где ΔP_{xx2} – потери холостого хода в трансформаторах ТП2, кВт [12];

$\Delta P_{\text{кз2}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторах ТП2, кВт [12].

Коэффициент загрузки трансформатора в ТП1 за период работы в нормальном режиме:

$$k_{\text{ср.г.з.н2.}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{PC2}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_{1(2)} \cdot \alpha_2)^2}}{N_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.ном2}}}, \quad (2.198)$$

где P_{PC2} – активная мощность нагрузки потребителей цеха №2, кВт;

$Q_{1(2)}$ – реальная величина реактивной мощности, проходящей через трансформатор ТП2, квар;

$S_{\text{т.ном2}}$ – номинальная мощность трансформаторов ТП2, кВ·А.

Годовые потери энергии в трансформаторах ТП1 в режиме перегрузки (при простое одного трансформатора):

$$\Delta W_{\text{т.перТП1}} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{xx1}} \cdot \bar{T}_{\text{т.пер.1}} + k_{\text{ср.г.п/а1}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз1}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{т.пер.1}} \right). \quad (2.199)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в ТП1 в послеаварийном режиме определяется следующим образом:

$$k_{\text{ср.г.п/а1}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{PC1}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_{1(1)} \cdot \alpha_2)^2}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном1}}}. \quad (2.200)$$

Годовые потери энергии в трансформаторах ТП2 в режиме перегрузки (при простое одного трансформатора):

$$\Delta W_{\text{т.перТП2}} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{хх2}} \cdot \bar{T}_{\text{т.пер2}} + k_{\text{ср.г.п/а2}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз2}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{т.пер2}} \right). \quad (2.201)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в ТП2 в послеаварийном режиме:

$$k_{\text{ср.г.п/а2}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{РЦ2}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_{1(2)} \cdot \alpha_2)^2}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном2}}}. \quad (2.202)$$

Годовые потери энергии в трансформаторах при простое секции шин напряжением 0,4 кВ ТП1:

$$\Delta W_{\text{т.пер3}} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{хх1}} \cdot \bar{T}_{\text{т.пер3}} + k_{\text{ср.г.п/а3}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз1}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{т.пер3}} \right). \quad (2.203)$$

Коэффициент загрузки трансформатора в данном режиме:

$$k_{\text{ср.г.п/а3}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{РЦ1}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_{1(1)} \cdot \alpha_2 + Q_{\text{КУ1СШТП1}})^2}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном1}}}, \quad (2.204)$$

где $Q_{\text{КУ1СШТП1}}$ – мощность конденсаторной установки, приходящаяся на одну секцию шин ТП1, квар.

Годовые потери энергии в трансформаторах при простое секции шин напряжением 0,4 кВ ТП2:

$$\Delta W_{\text{т.пер4}} = N_{\text{т}} \cdot \left(\Delta P_{\text{хх2}} \cdot \bar{T}_{\text{т.пер4}} + k_{\text{ср.г.п/а4}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз2}} \cdot \left(0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4}\right)^2 \cdot \bar{T}_{\text{т.пер4}} \right). \quad (2.205)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в данном режиме:

$$k_{\text{ср.г.п/а4}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{РЦ2}} \cdot \alpha_1)^2 + (Q_{1(2)} \cdot \alpha_2 + Q_{\text{КУ1СШТП2}})^2}}{(N_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.ном2}}}, \quad (2.206)$$

где $Q_{\text{КУ1СШТП2}}$ – мощность конденсаторной установки, приходящаяся на одну секцию шин ТП1, квар.

Годовые потери энергии в кабельных линиях напряжением 10 кВ рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{\text{кл.10кВ.год}} = \Delta W_{\text{кл.10кВ.норм}} + \Delta W_{\text{кл.10кВ.пер}} \quad (2.207)$$

где $\Delta W_{\text{кл.10кВ.норм}}$ – годовые потери электроэнергии в кабельных линиях 10 кВ для нормального режима работы, кВт;
 $\Delta W_{\text{кл.10кВ.пер}}$ – годовые потери энергии в кабельных линиях 10 кВ в режиме перегрузки, кВт.

Годовые потери энергии в кабельных линиях 10 кВ в нормальном режиме определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{кл.10кВ.норм}} = \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.к1}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{01} \cdot l_1 \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сист.}})}{1000} + \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{р.к2}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{02} \cdot l_2 \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{норм.сист.}})}{1000} \quad (2.208)$$

где $I_{\text{р.к.1}}$ – расчетный ток кабельной линии до ТП1 в нормальном режиме, А;
 r_{01} – удельное сопротивление кабельной линии до ТП1, Ом/км [13];
 l_1 – длина кабельной линии до ТП1, км;
 $I_{\text{р.к.2}}$ – расчетный ток кабельной линии до ТП2 в нормальном режиме, А;
 r_{02} – удельное сопротивление кабельной линии до ТП2, Ом/км [13];
 l_2 – длина кабельной линии до ТП2, км.

Годовые потери энергии в кабельных линиях 10 кВ в режиме перегрузки:

$$\Delta W_{\text{кл.10кВ.пер}} = \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{п/а1}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{01} \cdot l_1 \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{КЛ10кВ.пер.}})}{1000} + \frac{n \cdot (3 \cdot (I_{\text{п/а2}} \cdot \alpha_3)^2 \cdot r_{02} \cdot l_2 \cdot (0,124 + \frac{T_{\text{им.год}}}{10^4})^2 \cdot \bar{T}_{\text{КЛ10кВ.пер.}})}{1000} \quad (2.209)$$

где $I_{\text{п/а1}}$ – ток кабельной линии до ТП1 в послеаварийном режиме, А;
 $I_{\text{п/а2}}$ – ток кабельной линии до ТП2 в послеаварийном режиме, А.

Потери энергии в трансформаторах и кабельных линиях для второго варианта:

$$\Delta W_{\Sigma 2} = \Delta W_{\text{т.год}} + \Delta W_{\text{кл.10кВ.год}} \quad (2.210)$$

С учётом всех принятых допущений и полученных выше выражений, формула для определения дисконтированных затрат за расчетный период T_p , приведенных к началу эксплуатации, можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 Z_{\Sigma} = & K_0 + \sum_{t=1}^{T_p} \frac{\sum_{i=1}^T K_{ti} \cdot (E_{\text{обсл.}i} + E_{\text{рем.}i})}{(1 + E_{\text{н.диск}})^t} + \sum_{t=1}^{T_p} \frac{\text{Ип.}\varepsilon\varepsilon_T + Y_T}{(1 + E_{\text{н.диск}})^t} + \\
 & + \sum_{i=1}^{12 \cdot T_{\text{кр}}} \gamma_{\text{мес}^*} \cdot K_0 \cdot \left(1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right).
 \end{aligned} \tag{2.211}$$

Выводы по разделу 2

Определены условия и допущения, при которых разрабатывается экономико-математическая модель.

Установлены факторы, влияющие на исход решения поставленной задачи.

Произведен расчет надежности для двух вариантов схем, представлены выражения для вычисления ущерба от перерывов электроснабжения.

Приведены формулы для выбора силового трансформатора и кабельных линий, расчета капитальных вложений и издержек.

Представлен вывод формулы экономической плотности тока с учетом линейного роста нагрузки и нелинейного изменения тарифов на электроэнергию.

Получена итоговая формула для определения дисконтированных затрат за расчетный период, которая учитывает в себе такие факторы, как: линейный рост нагрузки, нелинейный рост тарифов на электроснабжение, изменение индекса цен.

3 ОПИСАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПИТАНИЯ ЦЕХОВ И ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ, ИМЕЮЩИХ НЕБОЛЬШУЮ НАГРУЗКУ

Разработанную экономико-математическую модель можно применять для расчета рациональных схем внутреннего электроснабжения предприятий, относящихся к любой отрасли, подставляя в исходные данные необходимые значения и показатели.

Методика расчета основана на поиске минимума затрат за расчетный период, при изменении соотношения расчетной мощности нагрузки цеха и длины кабельной линии, питающей его.

Наиболее рациональная схема питания определяется с помощью графического метода.

При расчете схем принимаются одинаковые начальные условия и фиксируются все параметры, входящие в модель, кроме длины. Меняя длину линии, находим величину дисконтированных затрат за заданный расчетный период для двух вариантов схем. Далее, наносим полученные значения на координатную плоскость.

В результате получим две линии, пересекающиеся в точке, которая и будет являться минимумом затрат при заданных исходных данных.

Выводы по разделу 3

Разработанная экономико-математическая модель является достаточно гибким инструментом. При необходимости более обширных исследований, модель можно подкорректировать для решения любых других задач.

Модель позволяет при конкретно заданных исходных данных определить наиболее экономически целесообразный вариант схемы питания, по описанной в разделе методике, с учетом множества факторов.

4 АПРОБАЦИЯ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Апробацию разработанной модели проведем на примере системы электроснабжения предприятия, которое относится к области машиностроения. В его составе отсутствует резкопеременная нагрузка. Питание цехов осуществляется по двум кабельным линиям. Номинальное напряжение внутреннего электроснабжения предприятия принимается равным 10 кВ.

В качестве расчетного периода примем нормативный срок службы оборудования $T_p=15$ лет. Период, на который взят кредит, принимается равным 3 годам.

Поскольку все потребители относятся ко второй категории надежности, то на территории предприятия устанавливаются трансформаторные подстанции с двумя трансформатора типа ТМГ.

Марка прокладываемых кабельных линий – ААШв.

Проведем первое исследование разработанной модели. Вычислим дисконтированные затраты за расчетный период для различных значений передаваемой мощности цеха №2 и, меняя при этом длину кабельных линий между цехами, определим рациональную схему. Мощность цеха №2 берется в процентном отношении от цеха №1. Рост нагрузки не предусматривается. Мощность цеха №1 составляет 750 кВт. Ток короткого замыкания равняется $I_{кз}=5,5$ кА. Число часов использования максимума нагрузки равно $T_{им}=3000$ ч/год.

Результаты расчетов дисконтированных затрат за расчетный период функции расстояния для схем с НРП и с ТП при разных значениях мощности цеха №2 приведены в таблицах 4.1 – 4.4.

Таблица 4.1 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$

Длина линии между цехами, l км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,10	4854,985	5276,738
0,15	5114,887	5457,003
0,20	5374,789	5637,268
0,25	5634,691	5817,533
0,30	5894,592	5997,799
0,35	6154,494	6178,064
0,40	6414,396	6358,330

Таблица 4.2 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,25 \cdot P_{ц1}$

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,05	4712,762	5321,881
0,10	5079,651	5502,420
0,15	5446,541	5682,960
0,20	5813,431	5863,500
0,25	6180,320	6044,040
0,30	6547,210	6224,581
0,35	6914,100	6405,121

Таблица 4.3 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,3 \cdot P_{ц1}$

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,05	5112,370	5564,570
0,10	5578,968	5745,110
0,15	6045,566	5975,650
0,20	6512,164	6156,190
0,25	6878,762	6236,730
0,30	7345,360	6417,271
0,35	7811,958	6597,812

Таблица 4.4 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,5 \cdot P_{ц1}$

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,05	5624,039	6233,018
0,10	6285,924	6414,284
0,15	6947,810	6595,550
0,20	7609,695	6776,816
0,25	8271,581	6958,083
0,30	8933,467	7139,349

На рисунке 4.1 графически представлены данные зависимости, а также выделены критические точки (точки равенства суммарных затрат на рассматриваемые варианты схем). Используя эти точки, построим другую, более удобную для использования при проектировании, зависимость (рисунок 4.2).

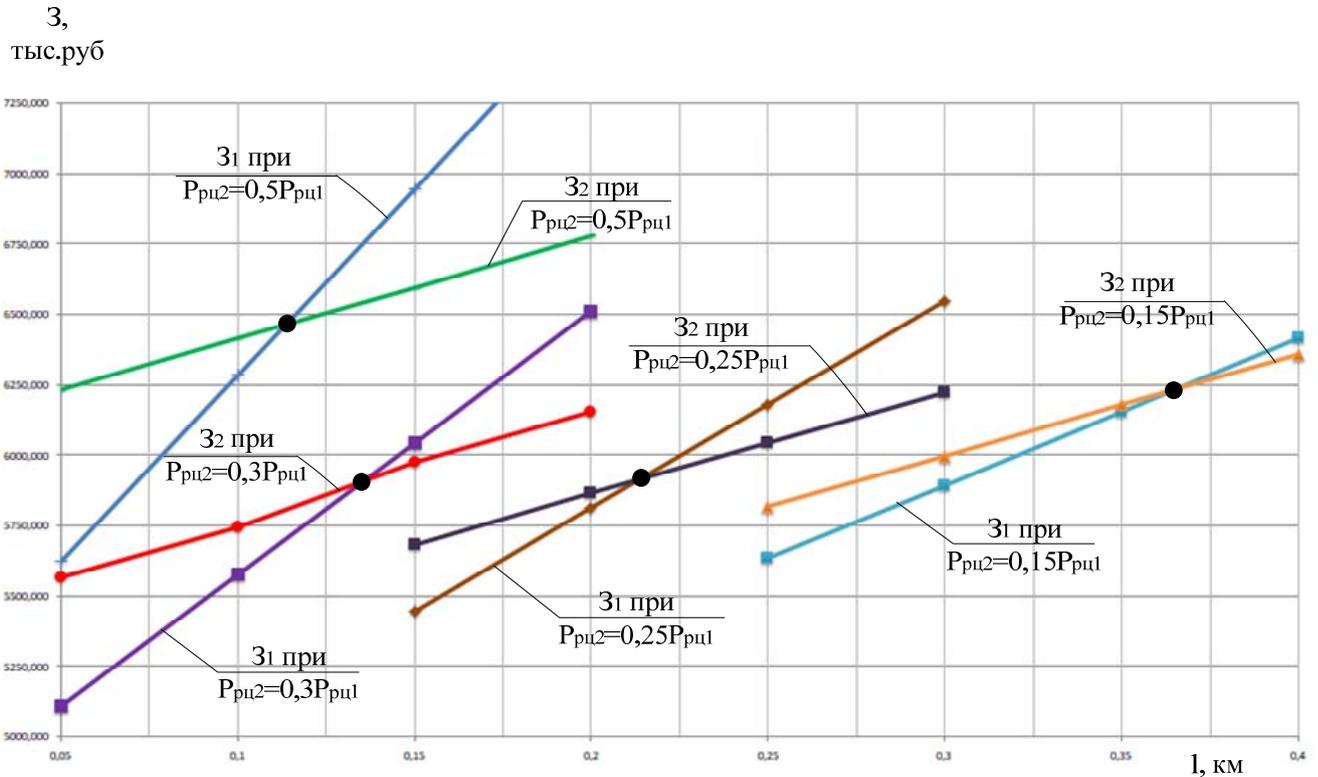


Рисунок 4.1 – Дисконтированные затраты за расчетный период для разных значений мощности цеха №2 (при этом $P_{ц1} = \text{const}$, $I_{кз}=5,5$ кА, $T_{им}=3000$ ч/год)

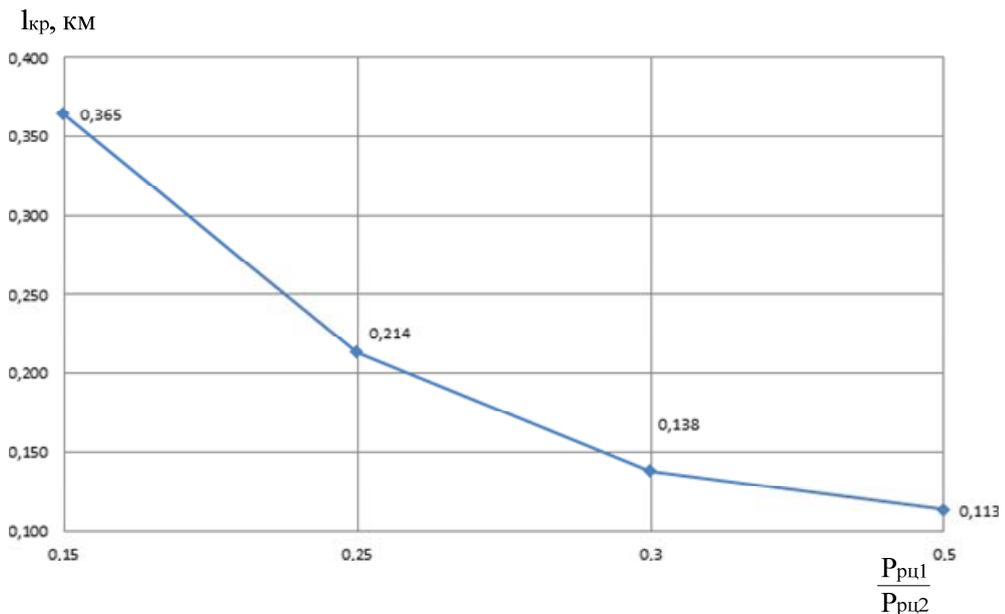


Рисунок 4.2 – Зависимость критической длины от отношения мощностей цеха №1 и цеха №2

Построенная кривая позволяет определить зону целесообразности установки НРП или ТП в зависимости от передаваемой мощности и длины кабельной линии. Зона, находящаяся ниже кривой, соответствует целесообразности установки НРП, а зона выше кривой – установки ТП.

В таблице 4.5 приведены значения длин и мощности цеха №2, при которых функция затрат имеет минимум.

Таблица 4.5 – Значения длин и мощностей цеха №2, при которых функция затрат имеет минимум

Мощность цеха №2	$P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$	$P_{ц2}=0,25 \cdot P_{ц1}$	$P_{ц2}=0,3 \cdot P_{ц1}$	$P_{ц2}=0,5 \cdot P_{ц1}$
Полная расчетная мощность цеха №2 S_p , кВ·А	160,71	267,86	321,43	535,71
Критическая длина линии между цехами, $l_{кр}$, км	0,365	0,214	0,138	0,113
$S_p \cdot l$, кВ·А·м	58 579	57 188	44 293	60 535,23

Проверим, верно ли «Правило 15000» для полученных результатов. Для этого умножим полученные значения длины линии между цехами на полную расчетную мощность цеха №2.

Определим произведение $S_p \cdot l$ для варианта, когда $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$. В этом случае полная расчетная мощность цеха №2 составляет 160,71 кВ·А. Умножим данную мощность на критическую длину линии, выраженную в метрах, в итоге получим 58 579 кВ·А·м. Заметим, что в этом случае при заданных условиях «Правило 15000» не выполняется. Аналогично проведем расчеты для других мощностей. Результаты сведем в таблицу 4.5.

Проведем еще одно исследование. Исходные данные остаются без изменений, только теперь в модели учитывается годовой рост нагрузки предприятия на 1%.

Результаты расчетов дисконтированных затрат за расчетный период функции расстояния для схем с НРП и с ТП в этом случае приведены в таблицах 4.6 – 4.9.

Таблица 4.6 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$ и среднегодовом росте нагрузки 1%

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианты схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианты схемы, 32, тыс.руб.
0,10	4911,054	5327,994
0,15	5175,578	5508,281
0,20	5440,102	5688,569
0,25	5704,626	5868,857
0,30	5969,150	6049,145

Продолжение таблицы 4.6

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,35	6233,674	6229,433
0,40	6498,199	6409,721

Таблица 4.7 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,25 \cdot P_{ц1}$ и среднегодовом росте нагрузки 1%

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,05	4768,896	5378,034
0,10	5143,826	5558,628
0,15	5518,756	5739,222
0,20	5893,686	5919,816
0,25	6268,616	6100,411
0,30	6643,546	6281,005
0,35	7018,477	6461,600

Таблица 4.8 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,3 \cdot P_{ц1}$ и среднегодовом росте нагрузки 1%

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,05	5168,685	5572,761
0,10	5544,527	5753,355
0,15	6020,370	5933,949
0,20	6496,212	6114,543
0,25	6972,055	6295,138
0,30	7447,897	6475,733
0,35	7923,740	6656,328

Таблица 4.9 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,5 \cdot P_{ц1}$ и среднегодовом росте нагрузки 1%

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, З1, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, З2, тыс.руб.
0,05	5697,180	6300,629
0,10	6375,146	6482,033
0,15	7053,112	6663,437
0,20	7731,078	6844,841
0,25	8409,045	7026,245
0,30	9087,011	7207,649
0,35	9764,978	7389,053

На рисунке 4.3 графически представлены данные зависимости, где также выделены критические точки. Используя эти точки, построим другую, более удобную для использования при проектировании, зависимость (рисунок 4.4).

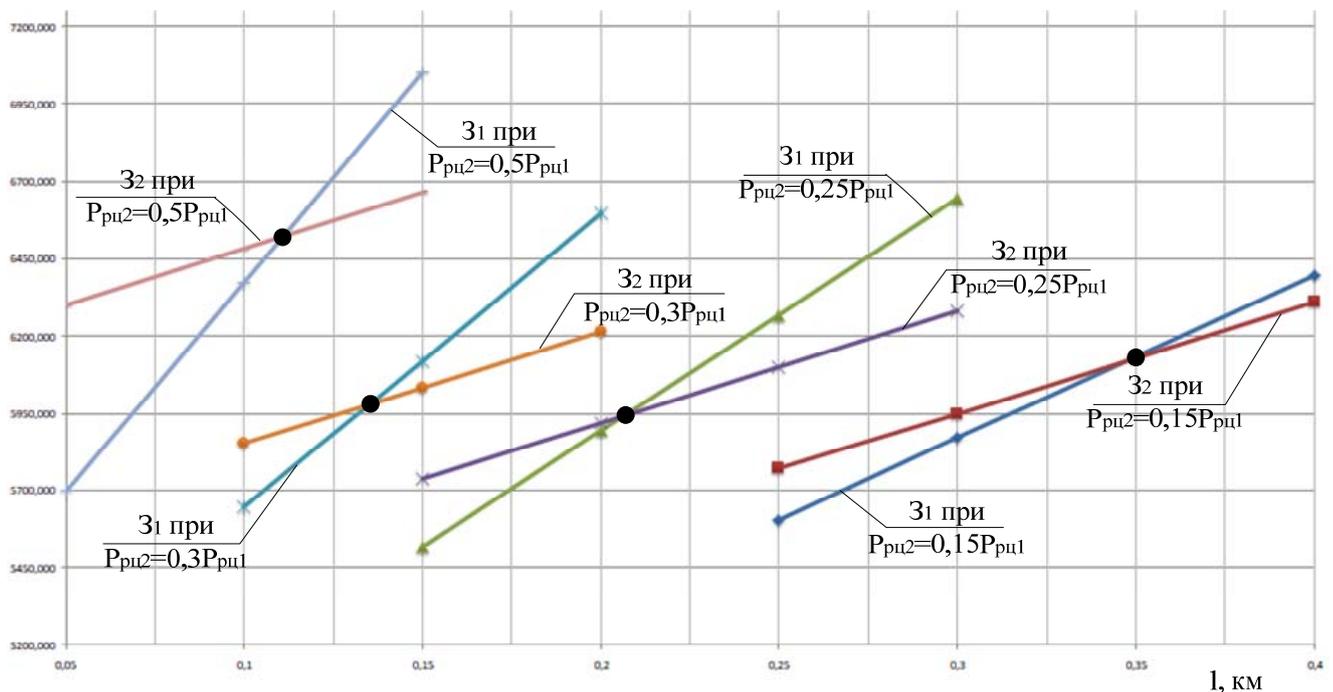


Рисунок 4.3 – Дисконтированные затраты за расчетный период при разных значениях мощности цеха №2 и роста нагрузки на 1% (при этом $P_{ц1} = \text{const}$, $I_{кз}=5,5$ кА, $T_{им}=3000$ ч/год)

В таблице 4.10 приведены значения длин и мощности цеха №2 при росте нагрузки на 1% в год, при которых функция дисконтированных затрат за расчетный

период имеет минимум. Так же как и для прошлого исследования проверим «Правило 15000». При расчетах необходимо использовать расстояние, выраженное в метрах. Как видно из полученных расчетов, данное «Правило» неверно и в этом случае.

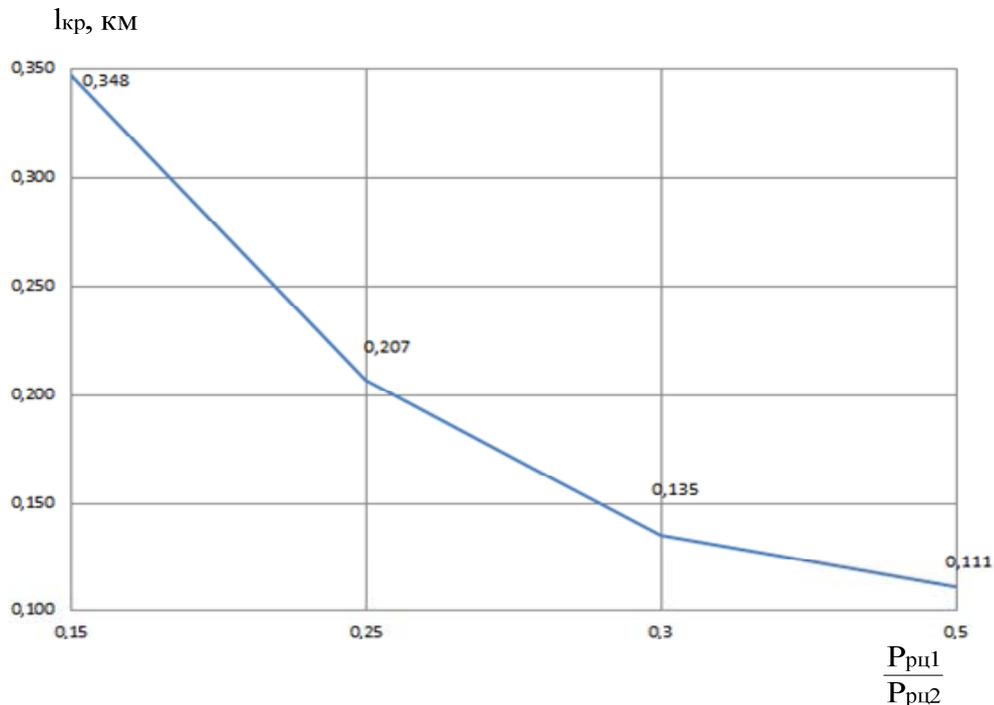


Рисунок 4.4 – Зависимость критической длины от отношения мощностей цеха №1 и цеха №2 (при увеличении нагрузки на 1% в течение года)

Таблица 4.10 – Значения длин и мощностей цеха №2 при росте нагрузки на 1%, при которых функция затрат имеет минимум

Мощность цеха №2	$P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$	$P_{ц2}=0,25 \cdot P_{ц1}$	$P_{ц2}=0,3 P_{ц1}$	$P_{ц2}=0,5 P_{ц1}$
Полная расчетная мощность цеха №2 $S_p, кВ \cdot А$	160,71	267,86	321,43	535,71
Критическая длина линии между цехами, $l_{кр}, км$	0,348	0,207	0,135	0,111
$S_p \cdot l, кВ \cdot А \cdot м$	55 927	53 447	43 393	59 463

Далее проверим влияние значения тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ТП на функцию дисконтированных затрат за расчетный период. Зафиксируем значение активной мощности цеха №2 равно $P_{ц2}=0,1 P_{ц1}$. Рост нагрузки оставим таким же, 1% в год.

Результаты расчетов дисконтированных затрат за расчетный период функции расстояния для схем с НРП и с ТП в этом случае приведены в таблицах 4.11-4.12.

Данные для построения зависимостей при токе трехфазного короткого замыкания равно $I_{КЗ} = 5,5$ кА возьмем из таблицы 4.6.

Таблица 4.11 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2} = 0,15 \cdot P_{ц1}$ и значении тока короткого замыкания $I_{КЗ} = 8,79$ кА

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,25	5767,465	6008,390
0,30	6031,989	6203,247
0,35	6296,514	6398,105
0,40	6561,038	6592,962
0,45	6825,562	6787,820
0,50	7090,087	6982,678

Таблица 4.12 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2} = 0,15 \cdot P_{ц1}$ и значении тока короткого замыкания $I_{КЗ} = 13,75$ кА

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,30	6102,691	6353,174
0,35	6367,215	6560,924
0,40	6631,739	6768,675
0,45	6896,264	6976,426
0,50	7160,788	7184,178
0,55	7425,313	7391,929
0,60	7689,837	7599,681

На рисунке 4.5 графически представлены данные зависимости и выделены критические точки (точки равенства суммарных затрат на рассматриваемые варианты схем).

На рисунке 4.6 показана зависимость критической длины от величины тока трехфазного короткого замыкания при постоянном значении мощности цеха №1 и цеха №2 (годовой рост нагрузки составляет 1%).

З,
тыс.руб

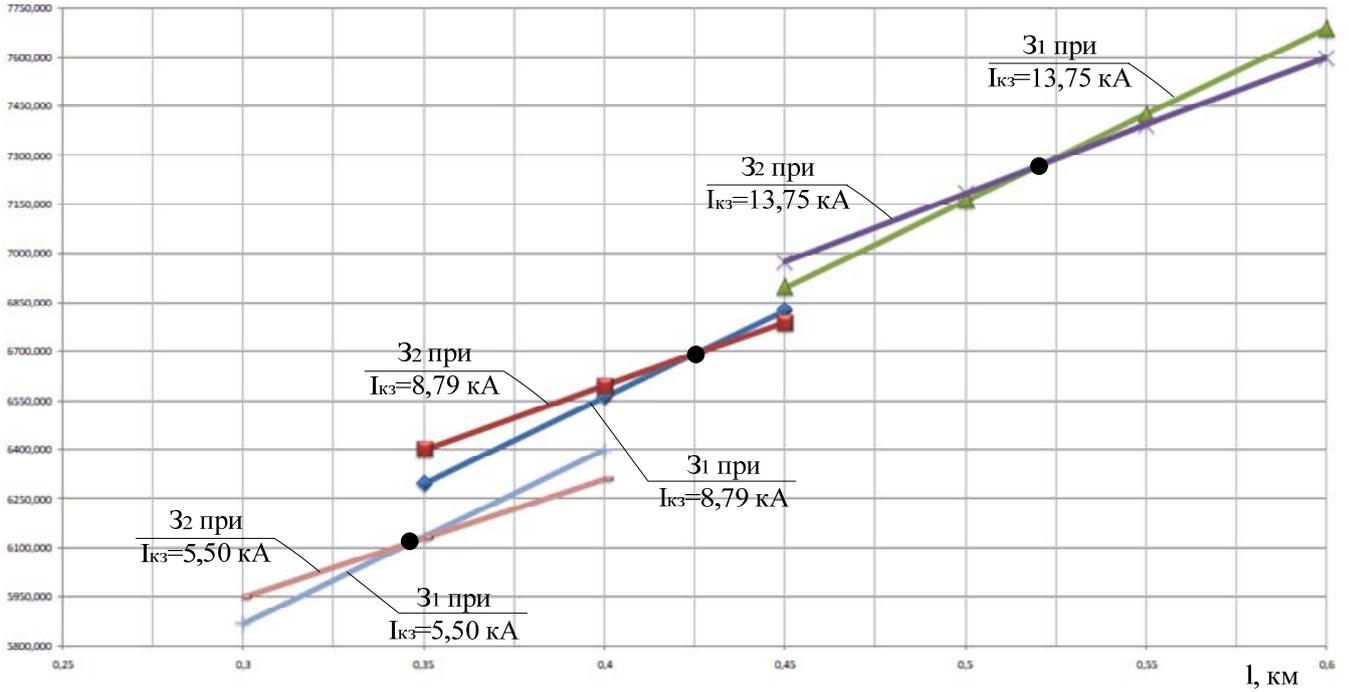


Рисунок 4.5 – Дисконтированные затраты за расчетный период при разных значениях тока трехфазного короткого замыкания (при этом $P_{рц1} = \text{const}$, $P_{рц2} = \text{const}$, рост нагрузки = 1%, $T_{им} = 3000$ ч/год)

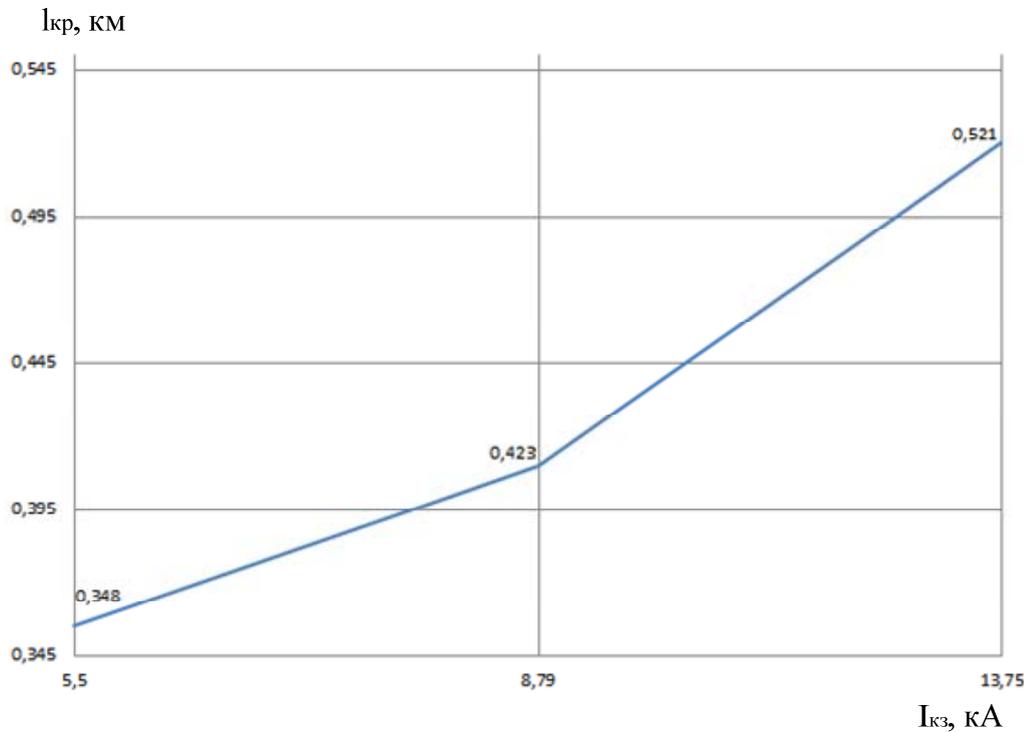


Рисунок 4.6 – Зависимость критической длины от величины тока трехфазного короткого замыкания (при увеличении нагрузки на 1% в течение года)

В таблице 4.13 приведены значения длин и токов трехфазного короткого замыкания при росте нагрузки на 1% в год, при которых функция дисконтированных затрат за расчетный период имеет минимум. Проверим «Правило 15000». Как видно из полученных расчетов, данное «Правило» неверно и в этом случае.

Таблица 4.13 – Значения длин и токов трехфазного короткого замыкания, при которых функция затрат имеет минимум

Полная расчетная мощность цеха №2 S_p , кВ·А	160,71		
Значение тока трехфазного короткого замыкания, $I_{кз}$, кА	5,50	8,79	13,75
Критическая длина линии между цехами, $l_{кр}$, км	0,348	0,423	0,521
$S_p \cdot l$, кВ·А·м	55 927	67 980	83 729

Исследуем влияние величины числа часов использования максимума нагрузки на функцию дисконтированных затрат за расчетный период. Мощность цеха №1 составляет 750 кВт. Активная мощность цеха №2 оставим равным $P_{ц2}=0,1 P_{ц1}$. Рост нагрузки в течение года остается прежним и составляет 1%. Ток короткого замыкания равняется $I_{кз}=5,5$ кА. Результаты расчетов приведены в таблицах 4.14-4.17.

Таблица 4.14 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$ и числа часов использования максимума $T_{им}=4000$ час/год

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,20	5729,729	5903,729
0,25	6017,681	6084,132
0,30	6305,634	6264,536
0,35	6593,587	6444,940

Таблица 4.15 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$ и числа часов использования максимума $T_{им}=5000$ час/год

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,10	5629,918	5903,149
0,15	5987,582	6083,691
0,20	6345,246	6264,233
0,25	6702,910	6444,776

Таблица 4.16 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$ и числа часов использования максимума $T_{им}=6500$ час/год

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,10	6018,301	6287,628
0,15	6408,879	6474,773
0,2	6799,458	6661,919
0,25	7190,036	6849,065
0,30	7580,615	7036,212
0,35	7971,194	7223,359
0,40	8361,773	7410,506

Таблица 4.17 – Дисконтированные затраты при мощности цеха №2 $P_{ц2}=0,15 \cdot P_{ц1}$ и числа часов использования максимума $T_{им}=8000$ час/год

Длина линии между цехами, 1 км	Дисконтированные затраты для первого варианта схемы, 31, тыс.руб.	Дисконтированные затраты для второго варианта схемы, 32, тыс.руб.
0,10	6604,318	6870,709
0,15	7034,874	7066,006
0,20	7465,430	7261,304
0,25	7890,036	7449,065
0,30	8326,543	7651,901
0,35	8757,100	7847,200
0,40	9187,656	8042,500

На рисунке 4.7 графически представлены зависимости дисконтированных затрат за расчетный период для двух вариантов.

Зависимость критической длины от числа часов максимума нагрузки при постоянном значении мощности цеха №1 и цеха №2 (годовой рост нагрузки составляет 1%) представлена на рисунке 4.8.

В таблице 4.18 приведены значения длин и токов трехфазного короткого замыкания при росте нагрузки на 1% в год, при которых функция дисконтированных затрат за расчетный период имеет минимум. Проверим «Правило 15000». Как видно из полученных расчетов, оно неверно и в этом случае.

З,
тыс.руб

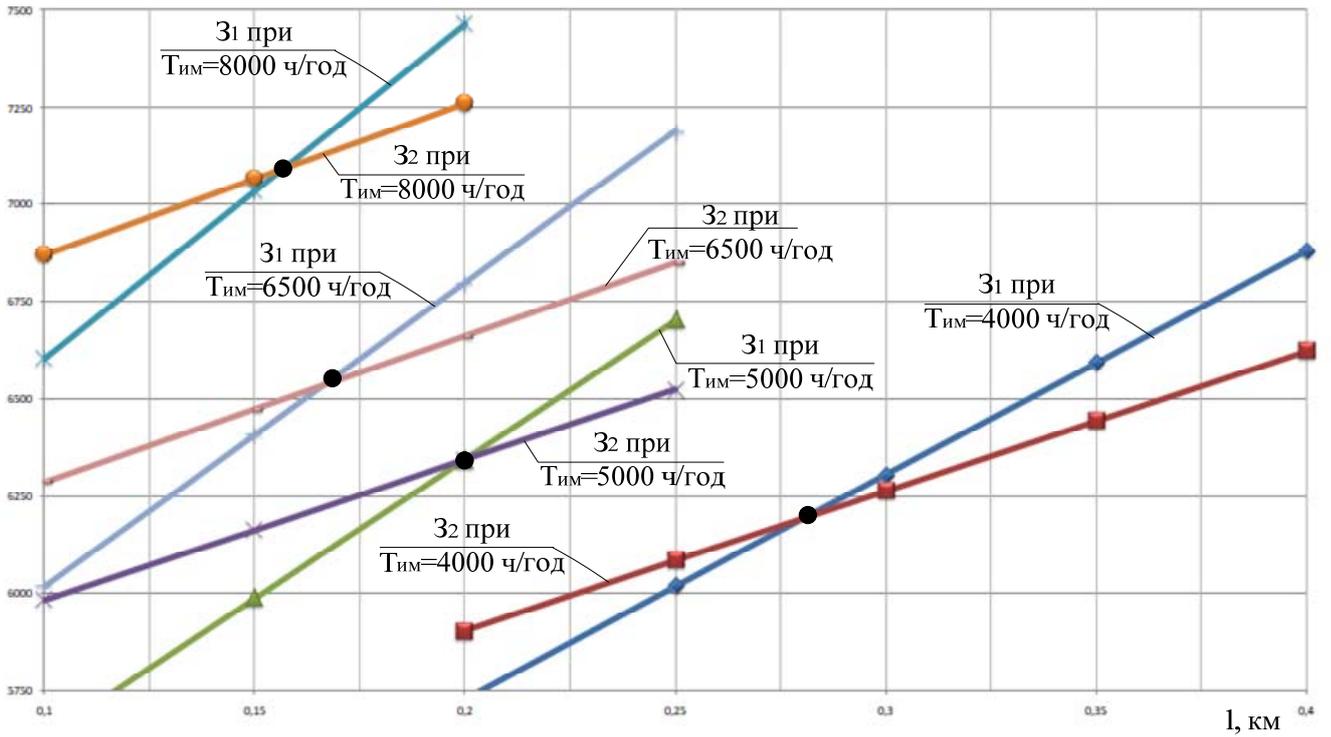


Рисунок 4.7 – Дисконтированные затраты за расчетный период при разных значениях числа часов использования максимума нагрузки (при $P_{рц1} = \text{const}$, $P_{рц2} = \text{const}$, рост нагрузки = 1%, $I_{кз} = 5,5$ кА)

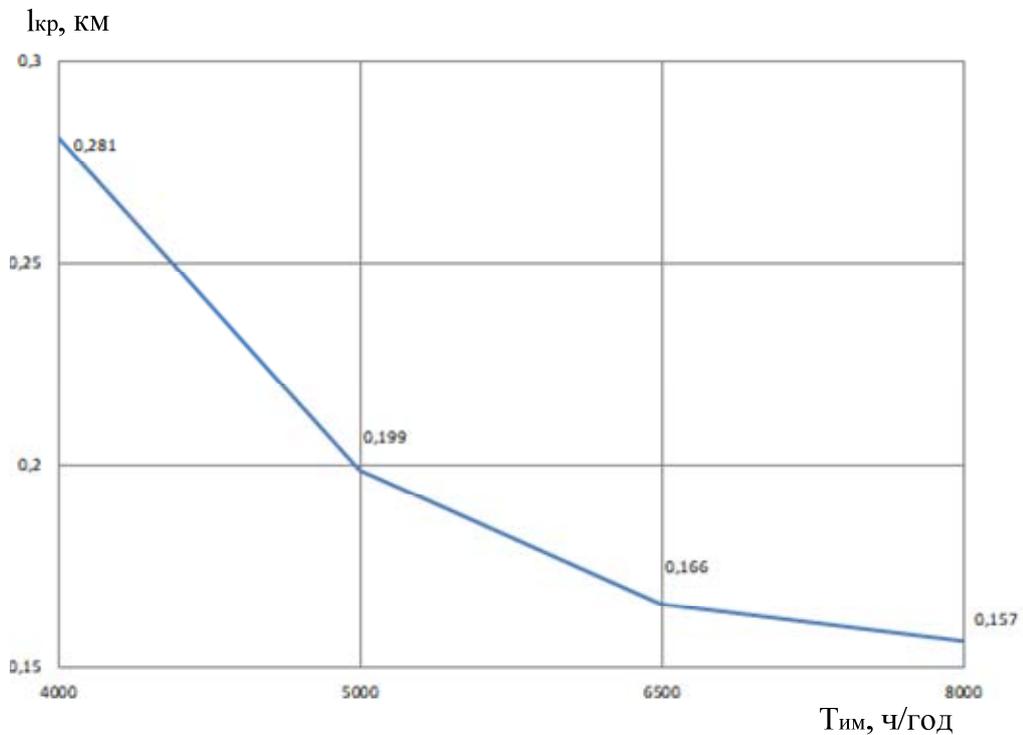


Рисунок 4.8 – Зависимость критической длины от значения числа часов использования максимума нагрузки (при увеличении нагрузки на 1% в течение года)

Таблица 4.18 – Значения длин и числа часов использования максимума нагрузки, при которых функция затрат имеет минимум

Полная расчетная мощность цеха №2 S_p , кВ · А	160,71			
Число часов использования максимума нагрузки, $T_{им}$, ч/год	4000	5000	6500	8000
Критическая длина линии между цехами, $l_{кр}$, км	0,281	0,199	0,166	0,157
$S_p \cdot l$, кВ · А · м	45 159	31 981	26 677	25 231

Выводы по разделу 4

Проведена апробация модели на примере предприятия, относящегося к области машиностроения.

Проведены исследования влияния величины мощности нагрузки цеха №2, токов трехфазного короткого замыкания, числа часов используемого максимума на значения минимума функции дисконтированных затрат за расчетный период.

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод о том, что «Правило 15000», используемое в настоящее время при выборе рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятий, имеющих небольшую нагрузку, при условиях современной экономики является неактуальным.

Использование разработанной модели позволит принимать верные решения при выборе рациональной схемы питания цехов с небольшой нагрузкой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе произведено исследование с целью оптимизации схемы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия, на котором имеются цеха и подразделения с небольшой нагрузкой.

Проведен логико-ситуационный анализ режимов работы рассматриваемых схем питания потребителей. Определены годовые потери энергии в элементах сети, а также определен ущерб от перерывов электроснабжения.

Разработана экономико-математическая модель учитывает в себе множество факторов: влияние роста нагрузки, стоимости тарифа на электроэнергию, увеличение индекса цен и соответствует необходимым техническим требованиям к СЭС.

При вводе исходных данных, модель автоматически выбирает мощность и параметры трансформаторов, кабельных линий и конденсаторных установок и т.д.

При разработке модели были приняты допущения о том, что рост нагрузки предприятия происходит по линейному закону, рост индекса цен тоже подчиняется линейному закону, изменение тарифов на электроэнергию задан нелинейной функцией, и применен при помощи аппроксимации. Кроме того, определены факторы, оказывающие влияние на исход решения задачи.

Разработанная в программной среде Excel математическая модель была опробована на примере машиностроительного предприятия.

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод о том, что «Правило 15000», используемое в настоящее время при выборе рациональной схемы питания цехов и подразделений предприятий, имеющих небольшую нагрузку, при условиях современной экономики является неактуальным.

Использование разработанной модели позволит принимать верные решения при выборе рациональной схемы питания цехов с небольшой нагрузкой, поэтому применение экономико-технического моделирования, при проектировке объектов электроэнергетики оправданно

Для более обширного использования модели на практике, в будущем необходимо учитывать большее количество факторов, учитывать нелинейные изменения параметров, автоматизировать и оптимизировать расчетные механизмы, как можно точнее отладить модель.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. М., «Энергия», 1973. – 376 с. с ил.
- 2 В.В. Пястолов К вопросу оптимизации электроснабжения промышленного предприятия/ В.В. Пястолов, Р.В. Шамин – Вестник ЮУрГУ – 2005 – 50 с.
- 3 Индексы изменения сметной стоимости оборудования. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_318251/63d6b5d0c4d106ec66ead78753144e40cfd3d72c/.
- 4 Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. – http://old.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20130325_06.
- 5 Ершов А. М. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебное пособие. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 63 с.
- 6 Сафонов, В.И. Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие / В.И. Сафонов, П.В. Лонзингер – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 90 с.
- 7 Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006 – 141 с.
- 8 Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 9 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.
- 10 Правила устройства электроустановок: утв. Приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242 / М-во энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 11 ГОСТ 18410-73. Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией. Технические условия – Введ. 01.01.75. М.: Изд-во стандартов, 1975. – 25 с.
- 12 Каталог трансформаторов ТМГ 6-20 кВ производственной группы «Трансформер» – http://transformator.ru/upload/iblock/434/katalog_Transi.pdf.
- 13 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей: Д.Л. Файбисович. – Москва: Издательство ЭНАС. – 2012. – 376 с.