

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

« _____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой ЭССиСЭ

И.М. Кирпичникова

« _____ » _____ 2018 г.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С РЕЗКОПЕРЕМЕННЫМ ГРАФИКОМ НАГРУЗКИ В
СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.04.02.2018.295.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР

Доцент, к.т.н.

_____ Г.С. Валеев

_____ 2018 г.

Автор проекта

студент группы П-285

_____ Г.С. Сычёв

_____ 2018 г.

Нормоконтролер

старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина

_____ 2018 г.

Челябинск 2018г.

АННОТАЦИЯ

Сычёв Г.С. Оптимизация систем внешнего электроснабжения потребителей с резкопеременным графиком нагрузки в современных экономических условиях. – Челябинск: ЮУрГУ П-285, 2018г., 58с., илл.22, табл.10, библиогр. список – 14наим.

Ключевые слова: модель, затраты, система электроснабжения технико-экономическое обоснование, экономическая плотность тока.

Объект исследования – схема внешнего электроснабжения промышленного предприятия с резкопеременным графиком нагрузок.

Актуальность исследования – неуклонная тенденция концентрации мощности на энергетических объектах остро ставит проблемы, связанные с надежностью и экономичностью электроэнергетических систем (ЭЭС) в целом и, в частности, главных схем электрических соединений энергообъектов и их распределительных устройств.

С одной стороны, это связано с повышением значимости присоединений главных схем (ГС) для сохранения нормальной работы, а с другой — со значительным ростом единичной стоимости оборудования ГС. Прежде всего (но не исключительно) это касается распределительного устройства высокого напряжения.

В связи с уникальностью объектов и значительной неопределенностью исходных данных процесс выбора главной схемы всегда является результатом технико-экономического сравнения конкурентоспособных вариантов, цель которого — выявить наиболее предпочтительный с точки зрения удовлетворения заданных качественных и количественных условий. Учет экономических, технических и социальных последствий, связанных с различной степенью надежности ГС, в настоящее время представляет наибольшую сложность этапа технико-экономического сравнения. Это связано, в первую очередь, с недостаточностью исходных данных (особенно статистических характеристик надежности), сложностью формулирования показателей надежности ГС в целом и определения ущербов от недоотпуска электроэнергии и нарушений устойчивости параллельной работы ЭЭС.

Новизна ВКР заключается в применении компьютерного моделирования для определения оптимальной схемы внешнего электроснабжения в современных экономических условиях.

Результат исследования – получена экономико-математическая модель, системы внешнего электроснабжения промышленного предприятия с резкопеременным графиком нагрузки, позволяющая учитывать рост нагрузки и изменения, происходящие в экономике.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АНАЛИЗ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ С РЕЗКОПЕРЕМЕННЫМ ГРАФИКОМ НАГРУЗОК, ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ НОВОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	
1.1 Анализ схем внешнего электроснабжения предприятий с резкопеременным графиком нагрузок	7
1.2 Факторы влияющие на выбор схемы внешнего электроснабжения и оборудования ГПП и обоснование актуальности	9
Выводы по разделу 1.....	10
2 РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ	
2.1 Общие положения и допущения принимаемые при составлении модели.....	11
2.2 Установление математических связей между исходными данными.....	14
2.3 Уточнение расчетных выражений для определения экономической плотности тока в ЛЭП с учетом долгосрочного прогноза изменения тарифов на электроэнергию	15
2.4 Расчет надежности схемы и ущербов, обусловленных плановыми и аварийными отключениями	24
Выводы по разделу 2.....	31
3 ОПИСАНИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
Выводы по разделу 3.....	32
4 АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	33
4.1 Расчет металлургического комбината на основе экономико-математической модели.....	34
4.2 Расчет для первой схемы электроснабжения	35
4.2 Расчет для второй схемы электроснабжения	42
Выводы по разделу 4.....	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	54
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А	55

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЭСС – экономичность электроэнергетических систем;

ГС – главная схема;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

СЭС – система электроснабжения;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ЛЭП – линия электропередач;

ГПП – главная понизительная подстанция;

КЗ – короткое замыкание.

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос оптимизации схем систем внешнего электроснабжения, очень важный и не простой, так как для правильного проектирования схемы, необходимо выполнить все требования, предъявляемые к СЭС, например, возможность роста нагрузок характер графиков и т.д. Затраты на сооружение и эксплуатацию систем внешнего электроснабжения составляют весомую часть от суммарных затрат на всю систему электроснабжения предприятий при её проектировании технические решения должны быть тщательно обоснованы.

При нахождении в составе крупных электроприёмников с резкопеременным графиком нагрузок выбираемое, при проектировании, оборудование должно быть стойким к многократным, толчковым нагрузкам, а система электроснабжения должна обеспечивать качество электрической энергии и её надежность.

Объект исследования: система внешнего электроснабжения промышленного предприятия с резкопеременным графиком нагрузок.

Цель работы: научиться применять математическое моделирование при проектировании систем внешнего электроснабжения, составить экономико-техническую модель СЭС, для проведения исследования, в котором необходимо найти оптимальную схему из типового ряда схем подстанций, с минимальными затратами. Составить автоматическую вычислительную модель при помощи которой провести исследование.

1 АНАЛИЗ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ С РЕЗКОПЕРЕМЕННЫМ ГРАФИКОМ НАГРУЗОК, ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ НОВОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

1.1 Анализ схем внешнего электроснабжения предприятий с резкопеременным графиком нагрузок

Схема внешнего электроснабжения — это часть Системы электроснабжения (СЭС), которая состоит из: питающей линии электропередач, и главной понизительной подстанции (ГПП).

Схема внешнего электроснабжения — это очень важная часть системы электроснабжения, потому что ею определяются количество и тип оборудования ГПП, издержки на эксплуатацию и ремонт оборудования. Правильность выбора схемы будет влиять на качество электрической энергии в сети, экономичность и надежность работы системы электроснабжения предприятия в целом, капитальные затраты на строительство ГПП, ущербы от недоотпуска электроэнергии и т.д.

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

При проектировании системы внешнего электроснабжения промышленного предприятия необходимо выбрать схему, которая будет обеспечивать:

- надежность электроснабжения;
- экономичность;
- безопасность и удобство эксплуатации;
- качество электрической энергии;
- гибкость системы электроснабжения.

При проектировании СЭС применяют типовые схемы внешнего электроснабжения. Существуют разные типовые схемы, одна из которых, схема 3Н блок (линия трансформатор) с выключателем.

Схема 3Н представлена на рисунке 1.1. Эта схема применяется для тупиковых подстанций, потребителей 3 категории, она простая и дешевая, но она не подходит для питания потребителей 2 категории. Принцип работы схемы прост, токовые защиты выключателя защищают, трансформатор и питающую линию, от КЗ и перегрузки, разъединители обеспечивают безопасность обслуживания схемы, но потребитель на время ремонта обесточен, что приводит к ущербу от недоотпуска электроэнергии.



Рисунок 1.1 – Схема 3Н блок с выключателем

Для потребителей второй категории подойдет схема 4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Схема 4Н представлена на рисунке 1.2. Эта схема сложнее, чем 3Н, но надежность электроснабжения выше, в том числе из-за неавтоматической перемычки, а это значит уменьшаются ущербы от недоотпуска электрической энергии. Неавтоматическая перемычка позволяет минимизировать ущербы, вызванные плановыми простоями оборудования, но не может уменьшить ущербы в аварийном режиме.

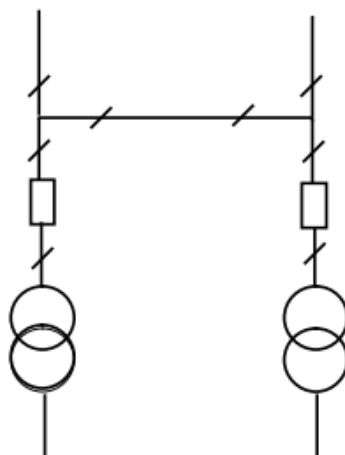


Рисунок 1.2 – Схема 4Н два блока с выключателем

Следующей типовой схемой внешнего электроснабжения является схема 5Н Мостик с выключателем в цепях линий и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Схема 5Н представлена на рисунке 1.3. Эта схема позволяет системам релейной защиты и автоматики в автоматическом режиме вводить горячий резерв, в случае отключения одной из питающих линий. Это увеличивает надежность электроснабжения, и уменьшает ущербы, но в тоже время увеличивает капитальные затраты на строительство ГПП.

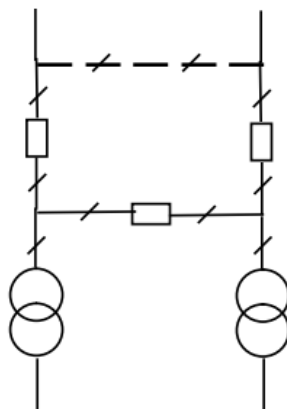


Рисунок 1.3 – Схема 5Н мостик с выключателем

Также существует еще множество схем 6Н треугольник, 7 четырехугольник и т.д., но для питания промышленных предприятий они применяются редко, потому что для схем промышленных предприятий надежность этих схем избыточна, а капиталовложения на их строительство большие. При проектировании всегда выбирают наиболее простую схему.

1.2 Факторы влияющие на выбор схемы внешнего электроснабжения и оборудования ГПП и обоснование актуальности

При проектировании СЭС помимо всех требований, предъявляемых к схемам электроснабжения, ещё необходимо учесть множество факторов.

Первым по значимости фактором учитываемом при проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий, является его расчетная мощность. По величине потребляемой мощности и характеру графика нагрузок, выбирают: тип и мощности силовых трансформаторов на ГПП, из соотношения активной и реактивной мощности выбирают необходимую мощность компенсирующих устройств, сечение проводов ЛЭП.

Промышленные предприятия тяжелых отраслей: металлургия, машиностроение, и т.д., обычно получают питание от электрической сети на высоком напряжении: 35 кВ, 110кВ, 220 кВ, реже на сверх высокого напряжении 330 кВ. Это обуславливается тем, что с ростом напряжения уменьшаются потери на передачу электроэнергии, что существенно при больших объемах потребления. Так же на более высоком уровне напряжения больше мощность короткого замыкания, поэтому и лучше качество электрической энергии (менее заметно влияние промышленного предприятия на сеть). В тоже время при увеличении напряжения, увеличиваются капитальные и эксплуатационные затраты на оборудование, подстанций предприятия, для большего напряжения нужна усиленная изоляция, а для большей мощности короткого замыкания, нужно оборудование с большей термической и динамической стойкостью. В противопоставлении этих факторов определяется оптимальное напряжение внешнего электроснабжения промышленного предприятия.

Еще одним немало важным фактором, который необходимо учитывать при проектировании системы внешнего электроснабжения является, то что силовой трансформатор, на ГПП должен выдерживать все колебания мощности, которые создаются нагрузкой с резкопеременным графиком нагрузки (ДСП, прокатный стан, и т.д.), на протяжении всего срока службы. Производители трансформаторов предлагают в указанных случаях применять трансформаторы с повышенной динамической стойкостью, но экономически эффективно использовать такие трансформаторы при больших мощностях, больше 25 МВА. В противном случае, учет этого фактора может привести к завышению номинальной мощности силового трансформатора.

Не менее важным фактором при построении системы электроснабжения промышленного предприятия, является экономическая ситуация в стране в 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.

Также существенным фактором при проектировании СЭС, является учет роста нагрузки предприятия. Так как «сильное» промышленное предприятие наращивает объемы производства, изменяют технологию и т.д., что приводит к увеличению общей мощности предприятия.

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

Выводы по разделу 1

Поэтому задача создания универсальной экономико-математической модели системы внешнего электроснабжения, позволяющей принять рациональные решения, является актуальной.

2 РАЗРАБОТКА ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

2.1 Общие положения и допущения принимаемые при составлении модели

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов схем и параметров схемы, путем сравнения их эффективности.

Существует несколько путей оптимизации схемы внешнего электроснабжения предприятия. Первый путь — это нахождения рационального напряжения питания предприятия, расчет плотности тока, для выбора сечения ВЛ, установка ремонтной перемычки со стороны питающей ВЛ, и выбор оптимальной схемы и оборудования СЭС предприятия.

В математической модели невозможно учесть все факторы, потому что это сильно усложнит модель. По этой причине, при разработке математико-экономической модели примем ряд допущений:

1. Линейный закон изменения индекса цен;
2. Примем, линейный закон роста нагрузки предприятия;
3. Примем зависимость удельной стоимости строительства ВЛ от сечения провода изменяется по линейному закону;
4. Возрастание тарифов на электроэнергию учтем, при помощи аппроксимации прогнозных данных, в соответствии с прогнозом долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2030г [1].

Методика расчета, представленная в данной ВКР основана на поиске минимума затрат за расчетный период, фиксируя потребляемую мощность предприятия. Изменяемым параметром будет служить соотношение резко переменной нагрузки, и длина питающей воздушной линии электропередач.

На данной стадии работ, по выбору рациональной схемы внешнего электроснабжения потребителей с резкопеременным графиком нагрузки, будем рассматривать две типовые схемы наиболее часто используют в проекторской практике, которые представлены на рисунке 2.1 и 2.2. В первой схеме, представленной на рисунке 2.1, все электроприемники, включая и электроприемники с резкопеременным графиком нагрузки, получают питание от общего трансформатора. Во второй схеме, представленной на рисунке 2.2, предусмотрено разделение питания электроприемников со спокойным и резкопеременным графиком нагрузки.

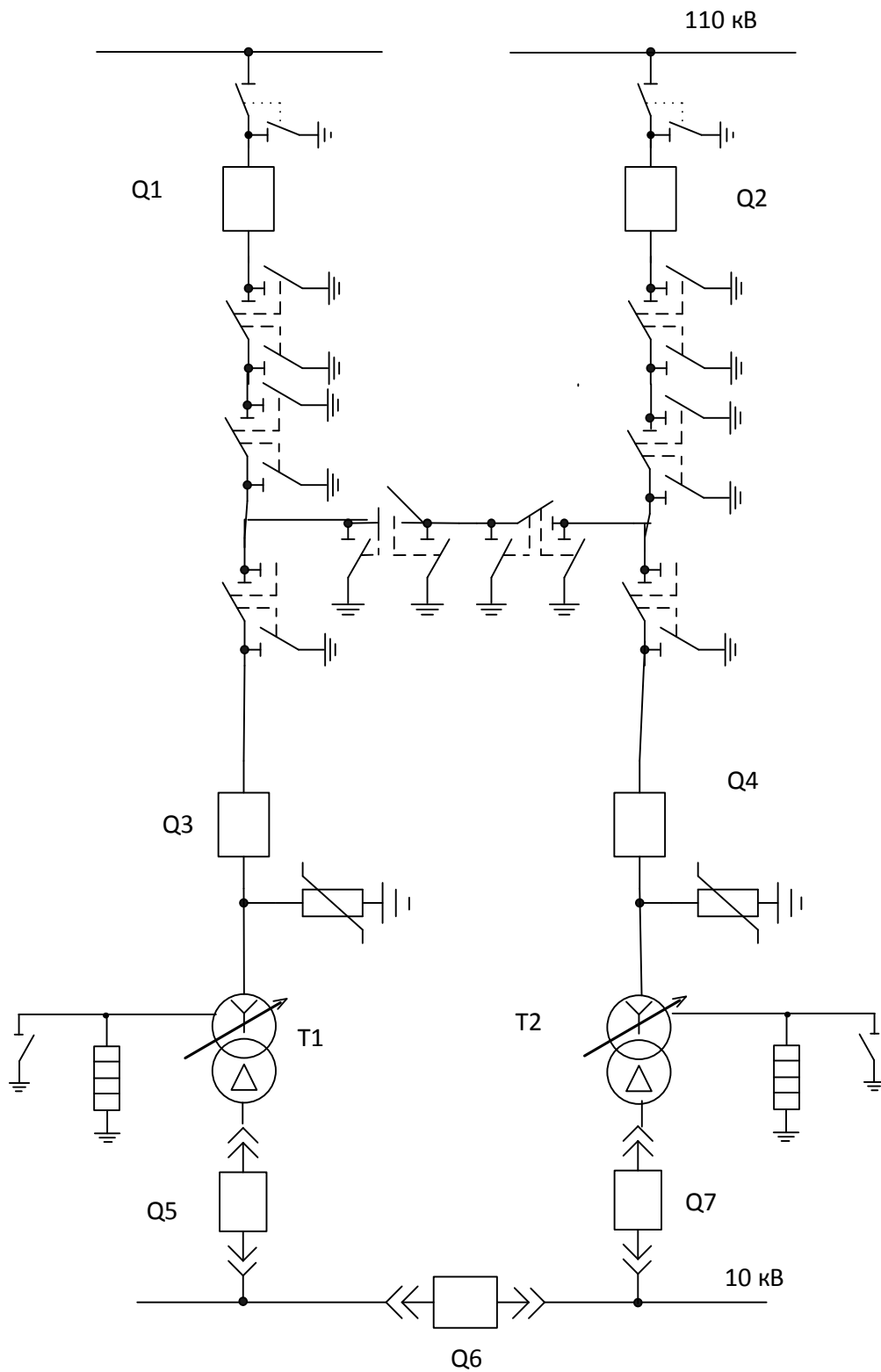


Рисунок 2.1 – Первая схема внешнего электроснабжения 110 кВ

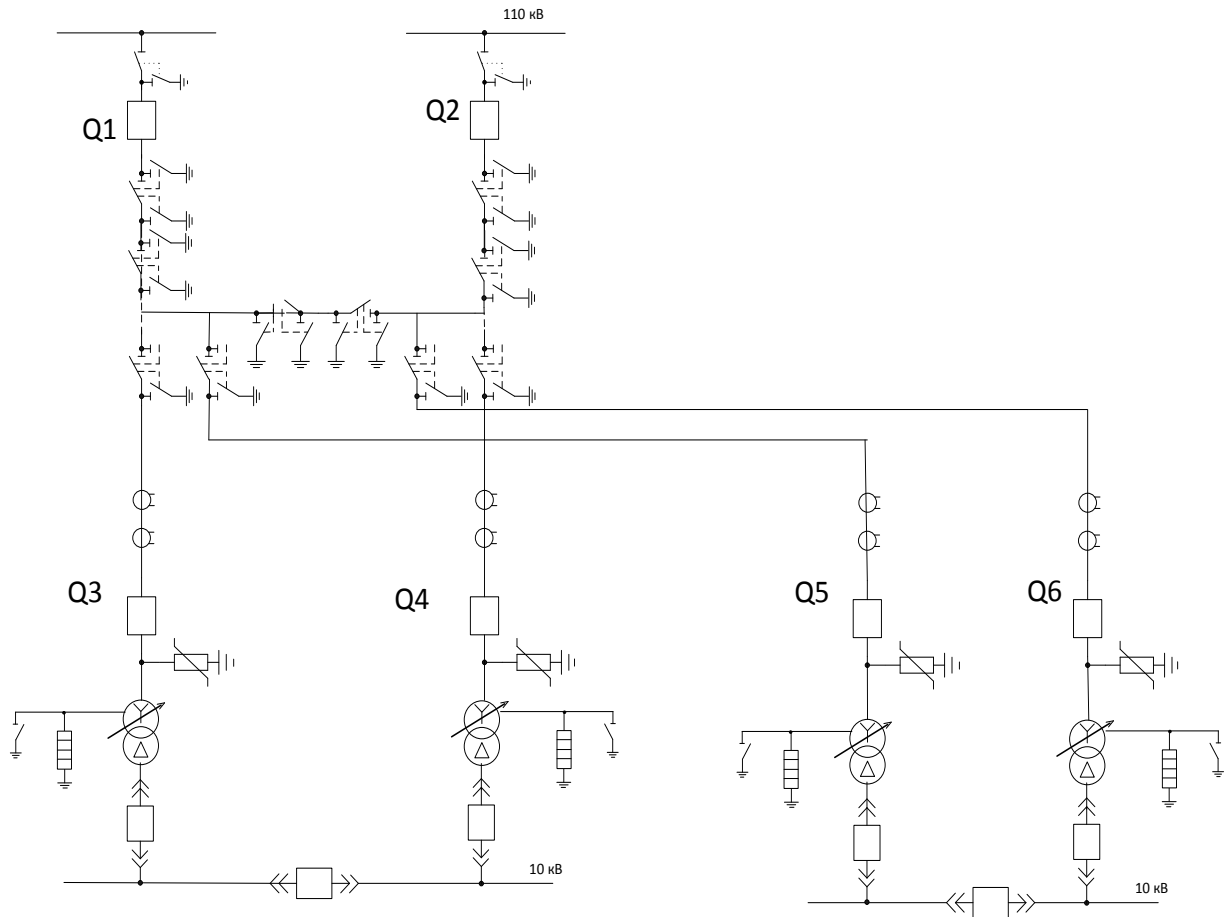


Рисунок 2.2 – Вторая схема внешнего электроснабжения 110 кВ

Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый, объем выпускаемой продукции. В общем виде функцию затрат за расчетный период можно описать следующим выражением:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{T=1}^{T_p} Z_T [U_c, S_{кз}, P_p(T), l_{вл}, C_{0_{Тим}}(T), T_{им}, \gamma_{год.банк}(T), S_{p.п.*}]. \quad (2.1)$$

$$S_{p.п.*} = \frac{S_{p.пер.}}{S_{расч.}}$$

Как видно из (2.1) затраты зависят от напряжения питающей сети, мощности короткого замыкания системы, потребляемой мощности, длины питающей линии, стоимости электрической энергии, расчетного периода времени, в течении которого рассчитываются минимум затрат, процентной ставки банка по кредиту, и доли резко переменной нагрузки в расчетной мощности предприятия.

Технико-экономические показатели объектов электроэнергетики оцениваются по формуле приведенных дисконтированных затрат за расчетный период, при учете того, что строительство ГПП происходит в течении одного года [2]:

$$Z_{\Sigma} = K_0 + \sum_{T=1}^{T_p} \frac{I_T + Y_T}{(1 + E_{\text{дисконт}})^T}; \quad (2.2)$$

где K_0 – капитальные затраты на реализацию схемы;

I_T – издержки, вызванные ремонтом и обслуживанием оборудования;

Y_T – ущерб от недоотпуска электрической энергии;

$E_{\text{дисконт}}$ – норма дисконта, равная 0.12;

T – текущий год;

T_p – расчетный период времени. Примем его 20 лет.

2.2 Установление математических связей между исходными данными

Капитальные затраты на строительство ГПП включают в себя:

- 1) Стоимость воздушных линий электропередач;
- 2) Стоимость силовых трансформаторов на ГПП;
- 3) Стоимость элегазовых выключателей 110 кВ;
- 4) Стоимость разъединителей.
- 5) Капитальные затраты на строительство определяются по формуле 2.3.

$$K_0 = K_{\text{уд.ВЛ}} \cdot L_{\text{ВЛ}} + K_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} + K_{\text{вкл}} \cdot n_{\text{вкл}} + K_{\text{комп}}; \quad (2.3)$$

где $K_{\text{уд.ВЛ}}$ – капитальные удельные затраты на строительство воздушной линии;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина воздушной линии;

$K_{\text{тр}}$ – капитальные затраты на один силовой трансформатор;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов;

$K_{\text{вкл}}$ – капитальные затраты на один высоковольтный выключатель;

$K_{\text{комп}}$ – капитальные затраты на компенсацию реактивной мощности;

$n_{\text{вкл}}$ – количество выключателей.

На ГПП номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношения

$$S_T = \frac{S_{\text{РП}}}{N \cdot K_{\text{з.т.доп}}},$$

$$S_{\text{НТ}} \geq S_T$$

где N – число трансформаторов ГПП;

$K_{\text{з.т.доп}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, определяется из условия резервирования, $K_{\text{з.т.доп}} = 0,7$.

$$K_{\text{зН}} = \frac{S_{\text{РП}}}{N \cdot S_{\text{НТ}}},$$

где N – число трансформаторов ГПП; $N=2$.

Экономическая плотность тока будет рассчитана в математической модели. Полная расчетная нагрузка определяется из выражения:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} .$$

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ,$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети.

В независимости от типа трансформатора, необходимо провести проверку на допустимую кратность ударной нагрузки.

$$\begin{aligned} \frac{I_{\text{пик}}}{I_{\text{ном.тр}}} &\leq 1,1, && \text{При } S_{\text{т.ном}} > 25 \text{ МВА,} \\ \frac{I_{\text{пик}}}{I_{\text{ном.тр}}} &\leq 1,3, && \text{При } S_{\text{т.ном}} < 25 \text{ МВА.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

где $I_{\text{пик}}$ - пиковый ток;

$I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток предполагаемого к выбору трансформатора.

$$I_{\text{пик}} = 3 \cdot I_{\text{ном}} + \Gamma_{\text{расч}} ,$$

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ,$$

где $I_{\text{ном}}$ - номинальный ток печного трансформатора.

$$\Gamma_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ,$$

$$I_{\text{ном.}} = \frac{S_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} .$$

При не выполнении условия (2.4), следует принять трансформатор с большей номинальной мощностью, и проверить выполнение этого условия.

2.3 Уточнение расчетных выражений для определения экономической плотности тока в ЛЭП с учетом долгосрочного прогноза изменения тарифов на электроэнергию

На базе критерия минимума дисконтированных затрат определяется экономическая плотность тока $J_{\text{ЭК}}$. При нахождении экономической плотности тока

с использованием критерия минимума дисконтированных затрат крутизна зависимости $J_{ЭК}=f(T_{НБ})$ значительно больше, чем при применении критерия минимума годовых приведённых затрат.

Результаты исследований, проведённых различными авторами, в том числе и на нашей кафедре, показывают, что $J_{ЭК}$ отличаются от приведённых в ПУЭ [3] в меньшую сторону. Это свидетельствует о том, что использование нормированных в ПУЭ [3] значений экономической плотности тока в современных условиях может приводить к ошибочным решениям при выборе экономического сечения жил. Это утверждение объясняется следующими причинами.

Во-первых, использование применявшегося ранее (при плановой экономике) для нормирования экономической плотности тока критерия минимума приведённых народнохозяйственных затрат с нормативом сравнительной экономической эффективности капиталовложений $E_H=0,12$ 1/год не отвечает современным экономическим условиям и не соответствует рекомендациям, по оценке эффективности инвестиционных проектов.

Во-вторых, набор экономических параметров, определяющих величину, расширился. К сожалению, 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.

Укрупненные стоимостные показатели строительства ЛЭП зависят от сечения провода. Так как сечение питающей линии неизвестно то выведем выражение для расчета укрупненного стоимостного показателя в зависимости от размера сечения провода. Для ВЛ 110 кВ минимальное допустимое сечение равно 70 мм^2 , а максимальное 300 мм^2 .

$$\begin{aligned} K_{\text{уд.ЛЭП}} &= K_{\text{уд.ЛЭП}(F=70)} + \frac{K_{\text{уд.ЛЭП}(F=300)} - K_{\text{уд.ЛЭП}(F=70)}}{300 - 70} \cdot (F - 70) = \\ &= K_{\text{уд.ЛЭП}(F=70)} + \frac{\Delta K_{\text{уд.ЛЭП}}}{\Delta F} \cdot (F - 70) \end{aligned} \quad (2.5)$$

Для упрощения расчета, полученное выражение можно выполнить замену

$$\begin{aligned} C &= \frac{\Delta K_{\text{уд.ЛЭП.справ}}}{\Delta F}; \\ D &= K_{\text{уд.ЛЭП}(F=70)} - 70C. \end{aligned} \quad (2.6)$$

Подставив (2.13) в (2.12) получим

$$K_{\text{уд.ЛЭП}} = D - C \cdot F. \quad (2.7)$$

Согласно справочным данным, укрупненные стоимостные показатели для двухцепной ВЛ 110 кВ, выполненной на железобетонных опорах, имеют близкую к линейной, зависимость от сечения провода. [4] По этой причине сделаем допущения что зависимость удельной стоимости строительства ВЛ от сечения провода изменяется по линейному закону.

Согласно сделанному допущению, график изменения укрупненных стоимостных показателей от сечения линии представлен на рисунке 2.3.

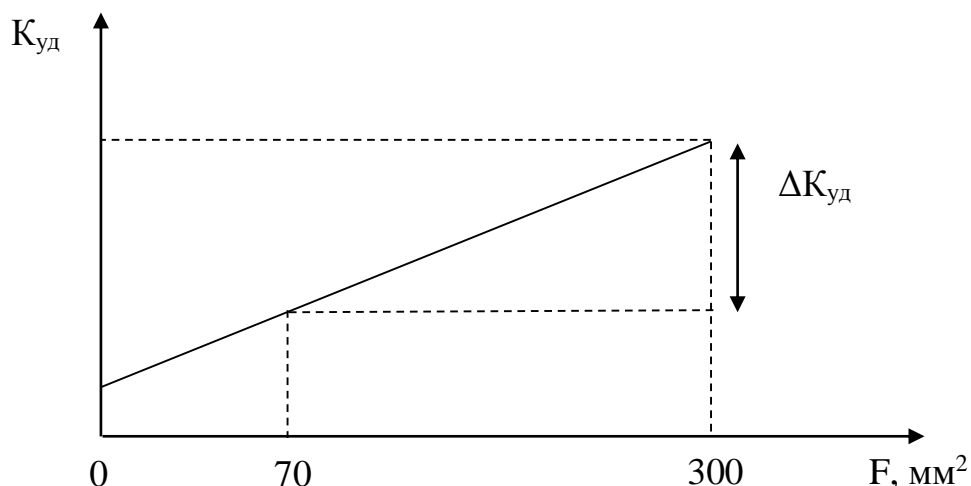


Рисунок 2.3 – Закон изменения укрупненных стоимостных показателей от сечения линии

Полученное выражение (2.7) подставим в (2.5) и получим

$$K_0 = (D + CF) \cdot K_{\text{прив.б.г}} \cdot L_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{\text{ц.17/91}} \cdot n +$$

$$+ N_{\text{разъед}} \cdot K_{\text{уд.разъед.справ}} \cdot K_{\text{прив.б.г}} \cdot I_{\text{ц.17/91}} \cdot n$$

$$K_0 = (D + CF) \cdot K_{\text{прив.б.г}} \cdot L_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{\text{ц.17/91}} \cdot$$

Издержки – это вид затрат за расчетный период времени, в которые входят затраты на ремонт и обслуживание оборудования, стоимость потерь электроэнергии, а также ежегодная плата по банковскому кредиту.

Издержки в текущем году находятся по следующей формуле

$$I_T = I_{\text{рем.Т}} + I_{\text{обсл.Т}} + I_{\delta T} + I_{\text{п.ээ.Т}}, \quad (2.8)$$

где $I_{\text{рем.Т}}$ – издержки в году Т на ремонт оборудования;

$I_{\text{обслуж.Т}}$ – издержки в году Т на обслуживание оборудования;

$I_{\delta T}$ – финансовые затраты на обслуживание процентной ставки банковского кредита в году Т;

$I_{п.э.Т}$ – стоимость потерь электроэнергии в элементах схемы внешнего электроснабжения, т.е. в ЛЭП и трансформаторах ГПП, в году Т при условии постоянства тарифа в течении года.

Издержки на ремонт оборудования находятся по следующему выражению

$$I_{рем.Т} = \sum_{i=1}^n E_{рем.i} \cdot K_0 = E_{рем.лэп} \cdot K_0 \cdot I_T + E_{рем.п/с} \cdot K_0 \cdot I_T,$$

где $E_{рем.лэп}$, $E_{рем.п/с}$ – процент отчисления на ремонт ЛЭП и п/с [4].

I_T – индекс стоимости, приведенный к текущему году Т

Издержки на обслуживание оборудования находятся по формуле.

$$I_{обсл.Т} = \sum_{i=1}^n E_{обсл.i} \cdot K_0 = E_{обсл.лэп} \cdot K_0 \cdot I_T + E_{обсл.п/с} \cdot K_0 \cdot I_T,$$

где $E_{обслуж.лэп}$, $E_{обслуж.п/с}$ – процент отчисления на обслуживание ЛЭП и п/с [2].

Для определения значения индекса сметной стоимости оборудования в текущем году Т примем что он изменяется по линейному закону изучив архивные значения индекса с 2000-2017 г.

График изменения сметной стоимости представлен на рисунке 2.4.

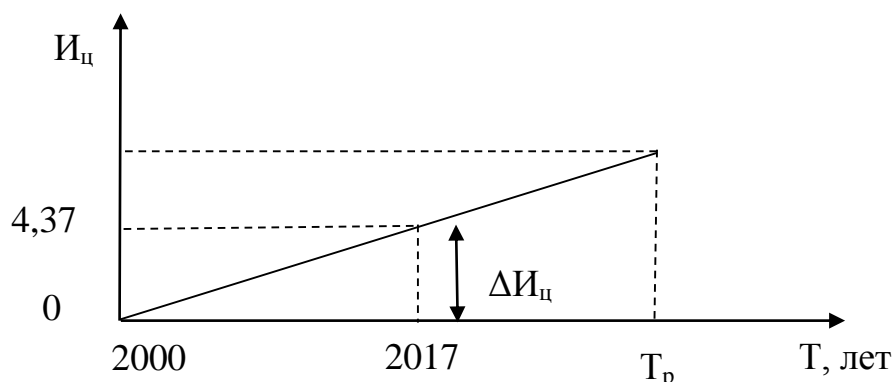


Рисунок 2.4 – Закон изменения сметной стоимости оборудования в году Т

$$I_{ц,Т} = 1 + \frac{I_{ц,(Т=2017)} - I_{ц,(Т=2000)}}{2017 - 2000} \cdot (Т - 1),$$

где $I_{ц,Т=2000}$ – индекс цен на 2000 год;

$I_{ц,Т=2017}$ – индекс цен на 2017 год [5].

Расчетное выражение для определения издержек в году T на обслуживание процентной ставки банковского кредита, при условии равномерного ежемесячного погашения, определяется по формуле.

$$I_{\delta T} = K_0 \cdot \gamma_{\text{мес.}} \cdot \sum_{i=12 \cdot T_{\text{кр}} - 11}^{12 \cdot T_{\text{кр}}} \left(1 - \frac{i-1}{12 \cdot T_{\text{кр}}} \right),$$

где $\gamma_{\text{мес.}}$ – процентная ставка по кредиту;

$T_{\text{кр}}$ – срок кредитования;

i – текущий год выплаты по кредиту.

Мощность номинальная трансформатора ГПП должна быть выбрана с учетом ожидаемого роста нагрузки за расчетный период, $T_p = 25$ лет. Например, при росте нагрузки за расчетный период в 1,5 раза. Коэффициент загрузки трансформатора на начало эксплуатации $K_{з.т.нач.} = S_{\text{наг.нач.}} / 2S_{\text{т.ном}} \leq 0,5$. Тогда $S_{\text{т.ном}} \geq S_{\text{наг.нач.}}$. При этом ежегодный рост нагрузки (при линейном законе) $\Delta S_{\text{наг.год}} = 50\% / 25 = 2\%$ в год.

С целью упрощения расчетного выражения для определения затрат за расчетный период стоимостью ТСН и расходами электроэнергии на собственные нужды ГПП пренебрежем, считая их равными при всех напряжениях внешнего электроснабжения и заданной мощности трансформаторов ГПП.

Произведем расчет необходимости установки компенсирующих устройств.

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{Pi}^2}}{S_{K3min}} \leq 0,01 \cdot D \quad (2.9)$$

где S_{K3min} – мощность короткого замыкания, питающей системы электроснабжения;

S_{Pi} – мощность i -го печного трансформатора;

n – число печей в данном узле СЭС;

$D=0,02$ – коэффициент для преобразователей.

Если выражение (2.9) верно, то необходимость в дополнительной установке оборудования, которое обеспечит качество электрической энергии, нет.

Стоимость устройств компенсации реактивной мощности определяется по формуле:

$$K_{\text{БК}} = K_{\text{уд.БК}} \cdot Q_{\text{БК.ном}}$$

Номинальную мощность БК определяется из условия баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП:

$$Q_{\text{БК.ном}} \geq Q_p - Q_{\text{эк}(10\text{кВ})} \approx P_p \cdot \text{tg}\varphi_p - (P_p \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}} - \Delta Q_{\text{т.гпп}}),$$

где $\operatorname{tg}\varphi_p = Q_{\text{тип.гр}} / P_{\text{тип.гр}}$.

$$\Delta Q_{\text{т.гип}} = 0,07 \sqrt{P_p^2 + Q_{\text{эс}}^2} = 0,07 P_p \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}},$$

С учетом чего

$$K_{\text{бк}} = K_{\text{уд.бк}} P_p \left[\operatorname{tg}\varphi_p - (\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}} - 0,07 \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}}) \right].$$

Расчетное выражение для определения издержек в году T на потери электроэнергии при условии изменения тарифов на электроэнергию и роста нагрузки, в течении расчетного периода, определяется по следующей формуле.

$$I_{\text{п.э.т}} = \int_T^{T_p} C_{0T}(T) \cdot \Delta W_{T\Sigma}(T), \quad (2.10)$$

где $C_{0T}(T)$ – изменения тарифа на электроэнергию в году T ;

$\Delta W_{T\Sigma}$ – потери электроэнергии в текущем году T .

Для определения стоимости электроэнергии в году T воспользуемся, данными из прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, представленными на рисунке 2.5.

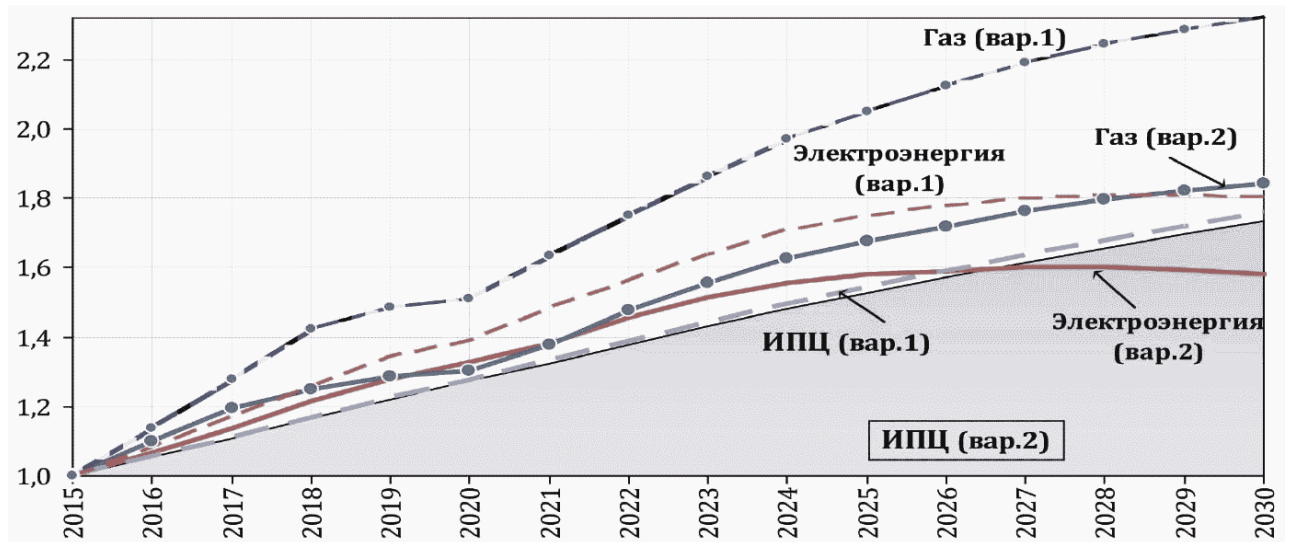


Рисунок 2.5 – Динамика изменения цен на газ (оптовые цены) и электроэнергию для потребителей, кроме населения по вариантам (к 2015 г. = 1, раз)

Из рисунка видно, что к 2030 году наблюдается замедление роста тарифов, и даже небольшое их снижение, это связано с тем, что тарифы на электроэнергию зависят от множества экономических факторов. Одним из таких факторов

является государственное регулирование цен на тарифы. Тарифы на электроэнергию, как и другие услуги, жестко связаны с уровнем инфляции в стране. Бесконтрольный рост тарифов может быть вызван ростом темпов инфляцией, что не хорошо для экономики, поэтому в интересах государства принудительно снижать темпы инфляции, и тормозить рост тарифов на электроэнергию.

Проанализировав данные прогноза, представленная на рисунке 2.5 зависимость изменения тарифов на электроэнергию, была аппроксимирована, полиномом 3 порядка, методом наименьших квадратов. График аппроксимированной кривой представлен на рисунке 2.6.

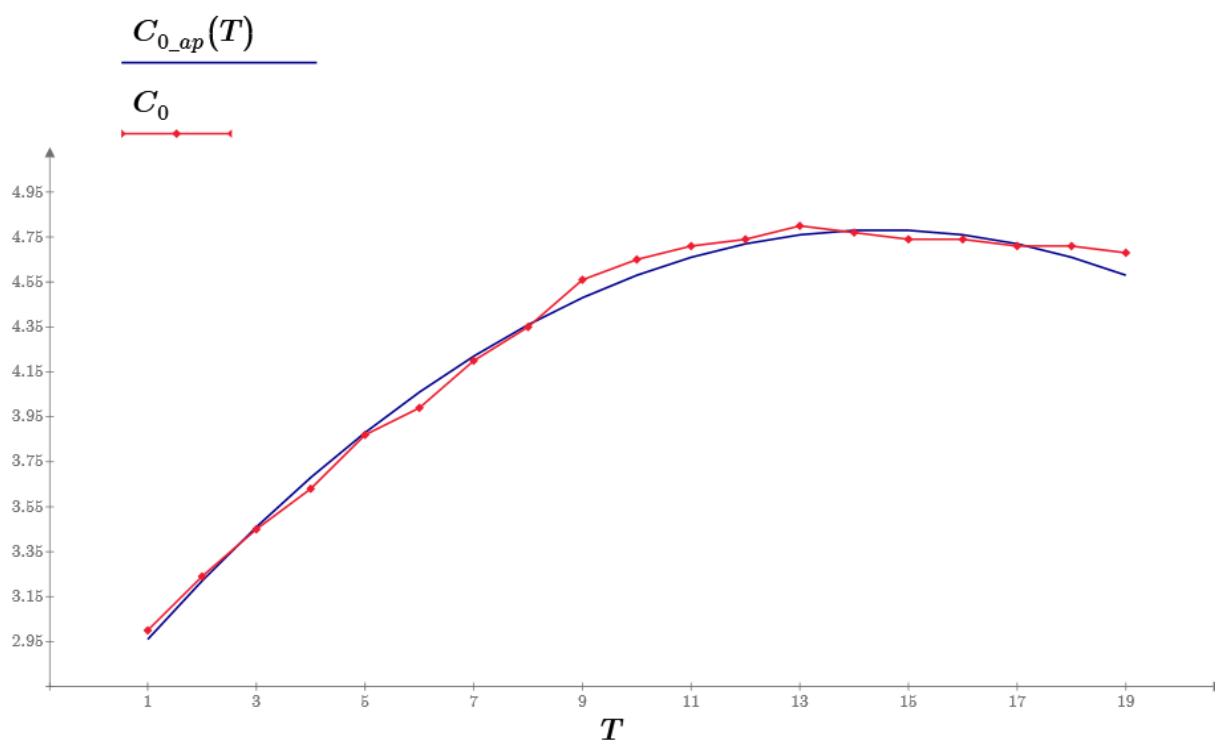


Рисунок 2.6 – Реальная и аппроксимированная кривая изменения тарифов на электроэнергию

На рисунке 2.6. основной линией обозначена аппроксимированная, а ломаной линией с маркерами фактические данные прогноза.

Функция полинома аппроксимации.

$$C_0(T) = -0.01 \cdot T^2 + 0.29 \cdot T + 2.68 \quad (2.11)$$

Помимо роста тарифов в тоже время может увеличиваться и нагрузка предприятия, расширение производства, открытие новых цехов и т.д. Примем

что нагрузка предприятия будет расти по линейному закону, на одинаковый прирост каждый год. Представлена на рисунке 2.7.

В первый год эксплуатации

$$I_{\text{ср.кв.1}} = I_{\text{нач}} \quad (2.12)$$

Во второй год

$$I_{\text{ср.кв.2}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + \Delta I_t] \quad (2.13)$$

В третий год

$$I_{\text{ср.кв.3}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + 2 \cdot \Delta I_t]$$

Проанализировав формулы (2.12) и (2.13) получим

$$I_{\text{ср.кв.T}} = I_{\text{нач}} \cdot [1 + (T-1) \cdot \Delta I_t]$$

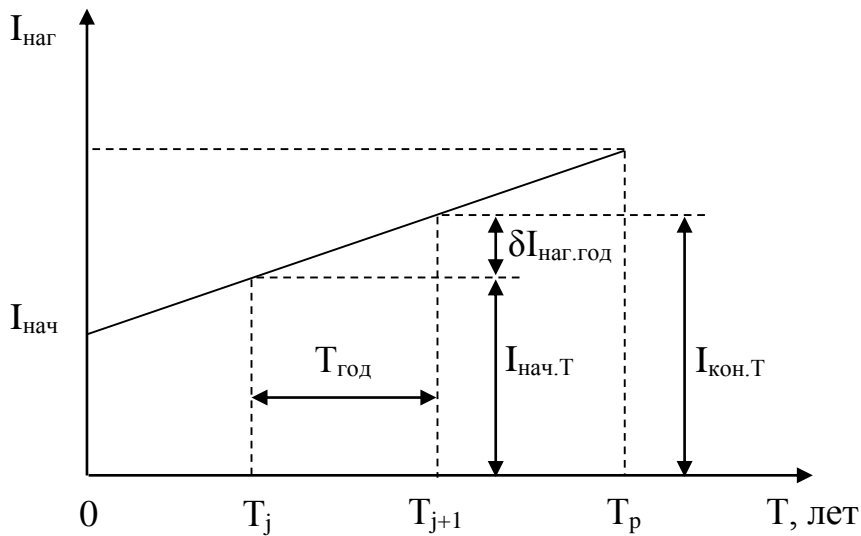


Рисунок 2.7 – Закон изменения нагрузки в году T

Потери электроэнергии за текущий год в нормальном режиме работы

$$\Delta P_T = 3 \cdot I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{F}; \quad (2.14)$$

где ρ — удельное сопротивление ЛЭП

Запишем закон изменения тока

$$I_{\text{ср.кв}}^2(T) = I_{\text{нач}}^2 \cdot [1 + 2 \cdot (T-1) \cdot \Delta I_* + (T-1)^2 \cdot \Delta I_*^2]; \quad (2.15)$$

Подставив (2.15) в (2.10) получим

$$\begin{aligned} \Delta P(T) &= 3 \cdot I_{\text{нач}}^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{F} \cdot [1 + 2 \cdot T \cdot \Delta I_* - 2 \cdot \Delta I_* + T^2 \cdot \Delta I_*^2 - 2 \cdot T \cdot \Delta I_*^2 + \Delta I_*^4] = \\ \beta &= 1 - 2 \cdot \Delta I_* + \Delta I_*^4; \gamma = 2 \cdot (\Delta I_* - \Delta I_*^2) \\ &= 3 \cdot I_{\text{нач}}^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{F} \cdot [\beta + \gamma \cdot T + T^2 \cdot \Delta I_*^2] \end{aligned} \quad (2.16)$$

Подставив (2.15) в (2.10) получим

$$\begin{aligned} I_{\text{п.э.э}} &= \int_0^{T_p} [a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2] \cdot 3 \cdot I_{\text{нач}}^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{F} \cdot 10^{-3} \cdot (\beta + \gamma \cdot T + T^2 \cdot \Delta I_*^2) dT \\ I_{\text{п.э.э}} &= 3 \cdot I_{\text{нач}}^2 \cdot \frac{\rho \cdot L}{F} \cdot 10^{-3} \cdot \int_0^{T_p} a_0 \beta + (a_0 \gamma + a_1 \beta) \cdot T + (a_0 \Delta I_*^2 + a_1 \gamma) \cdot T^2 + \\ &+ (a_1 \Delta I_*^2 + a_2 \gamma) \cdot T^3 + a_2 \Delta I_*^2 T^4 dT \end{aligned} \quad (2.17)$$

Обозначим $M(T)$

$$M_T = a_0 \beta T_p + (a_0 \gamma + a_1 \beta) \cdot \frac{T_p^2}{2} + (a_0 \Delta I_*^2 + a_1 \gamma) \cdot \frac{T_p^3}{3} + (a_1 \Delta I_*^2 + a_2 \gamma) \cdot \frac{T_p^4}{4} + a_2 \Delta I_*^2 \frac{T_p^5}{5}$$

Подставим (2.17) в (2.1) и получим:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= K_0 + \sum_{T=1}^{T_p} \frac{I_{\text{рем}} + I_{\text{обсл}} + I_{\text{п.э.э.}}}{(1 + E_{\text{н.д.}})^T} + I_{\text{бан.кр.}}(T) = \\ &= K_0 \cdot \left[1 + (E_{\text{н.обсл.}} + E_{\text{н.рем.}}) \cdot \sum_{T=1}^{T_p} \frac{I_{\text{цен}}}{(1 + E_{\text{н.д.}})^T} + \gamma_{\text{мес}} \cdot \sum_{i=1}^{12 T_p} \left(1 - \frac{i-1}{12 T_p} \right) \right] \cdot I_{\text{п.э.э.}} \end{aligned} \quad (2.18)$$

Обозначим выражение в квадратных скобках как B , и подставим (2.6) в (2.18).

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= d \cdot B \cdot L + C \cdot F \cdot B \cdot L + 3 \cdot I_{\text{р.нач}}^2 \cdot \frac{\tau}{8760} \cdot \frac{\rho \cdot L}{F} \cdot 10^{-3} \cdot M_T = \\ &= \frac{d \cdot B}{I_{\text{р.нач}}^2} + \frac{C \cdot F \cdot B}{I_{\text{р.нач}}^2} + \frac{3 \cdot I_{\text{р.нач}}^2 \cdot \frac{\tau}{8760} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot 10^{-3} \cdot M_T}{I_{\text{р.нач}}^2} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Выразим $J_{\text{ЭК}}$ и продифференцируем выражение (2.19).

$$Z_{\Sigma} = \frac{dB}{I_{\text{р.нач}}^2} + \frac{C \cdot B}{J_{\text{ЭК}}} + \frac{3 \cdot \tau}{8760} \cdot \rho \cdot 10^{-3} \cdot M_{\text{T}} \cdot J_{\text{ЭК}}$$

$$\frac{dZ_{\Sigma}}{dJ_{\text{ЭК}}} = -\frac{C \cdot B}{J_{\text{ЭК}}^2} + \frac{3 \cdot \tau}{8760} \cdot \rho \cdot 10^{-3} \cdot M_{\text{T}} \cdot J_{\text{ЭК}}$$

$$J_{\text{ЭК}} = \sqrt{\frac{C \cdot B \cdot 8760 \cdot 10^{-3}}{3 \cdot \tau \cdot \rho \cdot M_{\text{T}}}}$$

Для определения экономически целесообразного сечения, используем экономическую плотность тока j

Расчетное значение тока определяется по формуле

$$I_{\text{нач}} = \frac{P_{\text{нач}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{с}} \cdot \cos(\varphi)}, \quad (2.20)$$

где P – мощность, потребляемая предприятием;

$U_{\text{с}}$ – напряжение сети, равная 110 Кв

Тогда экономически целесообразное сечение находится по формуле

$$F = \frac{I}{j}$$

2.4 Расчет надежности схемы и ущербов, обусловленных плановыми и аварийными отключениями

Ущерб от аварийного простоя будет определяться

$$Y_{\text{ав.Т}} = Y_{0.\text{ав.Т}} \cdot (\Delta W_{\text{недоотпущ.}}^{\text{год}} \cdot K_{\text{ав.}} \cdot 2 + P_{\text{р}} \cdot \frac{T_{\text{и.м}}}{8760} \cdot T_{\text{ав.п/с}})$$

где $Y_{0.\text{ав}}$ – удельный ущерб от аварийного простоя для предприятия черной металлургии приведенный к текущему году;

$T_{\text{ав.п/с}}$ – время полного гашения подстанции;

$T_{\text{и.м}}$ – число часов максимума нагрузки.

Ущерб от планового простоя будет определяться

$$Y_{\text{пл.Т}} = Y_{0.\text{пл.Т}} \cdot \Delta W_{\text{недоотпущ.}}^{\text{год}} \cdot K_{\text{пл.}} \cdot 2$$

где $U_{0,пл}$ – удельный ущерб от планового простоя для предприятия черной металлургии, приведенный к текущему году.

Потери электроэнергии в ЛЭП находятся по выражению (2.14) для нормального и аварийного режимов работы.

Однако для полного расчета потерь необходимо учесть потери в трансформаторе.

Потери в трансформаторе определяются по следующему выражению

$$\Delta W_{тр.норм} = P_{хх} \cdot T_{норм} + K_{з.норм}^2 \cdot P_{кз} \cdot \tau_{норм}$$

где $P_{хх}$ – потери холостого хода в трансформаторе [6];

$T_{норм}$ – время работы в нормальном режиме;

$P_{кз}$ – потери в трансформаторе при коротком замыкании [6];

$K_{з.норм}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$\tau_{норм}$ – число часов использования максимума нагрузки в нормальном режиме.

Число часов использования максимума нагрузки можно найти из следующего выражения.

$$\tau_{норм} = \left(0,124 + \frac{T_{и.м}}{10000}\right)^2 \cdot T_{норм}$$

Структурная схема для расчета показателей надежности первой схемы представлена на рисунке 2.8.

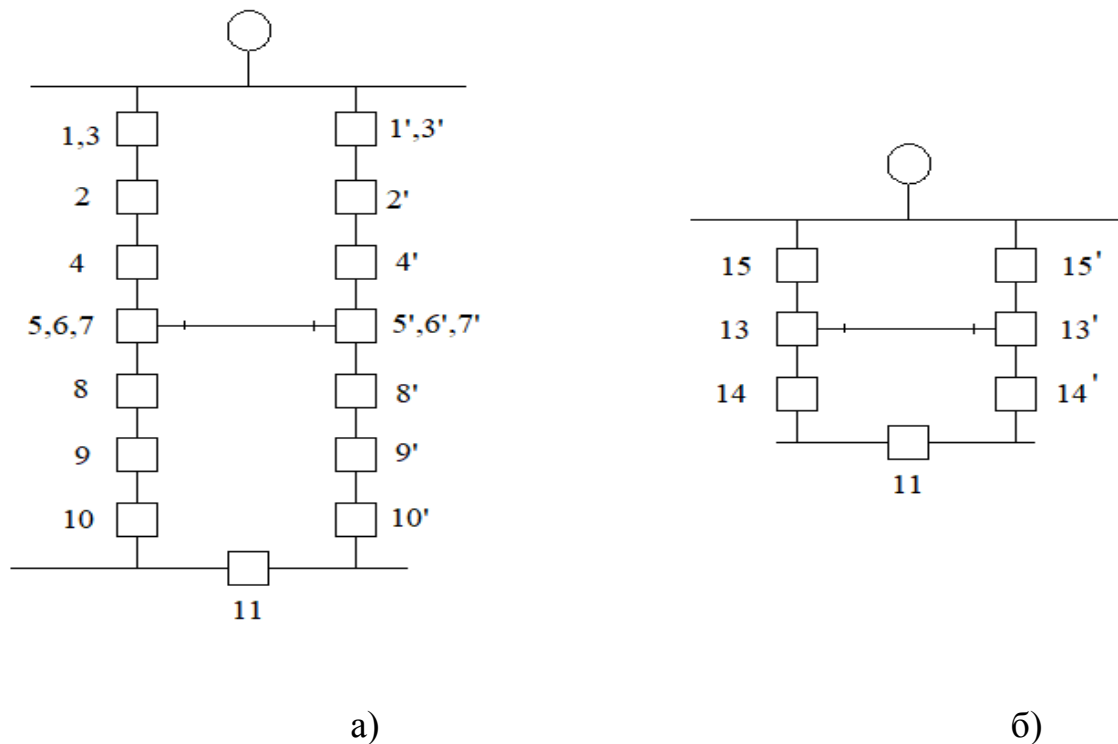


Рисунок 2.8 – Структурная схема с ремонтной перемычкой (а – полная схема, б – упрощенная схема)

Структурная схема для расчета показателей надежности второй схемы представлена на рисунке 2.9.

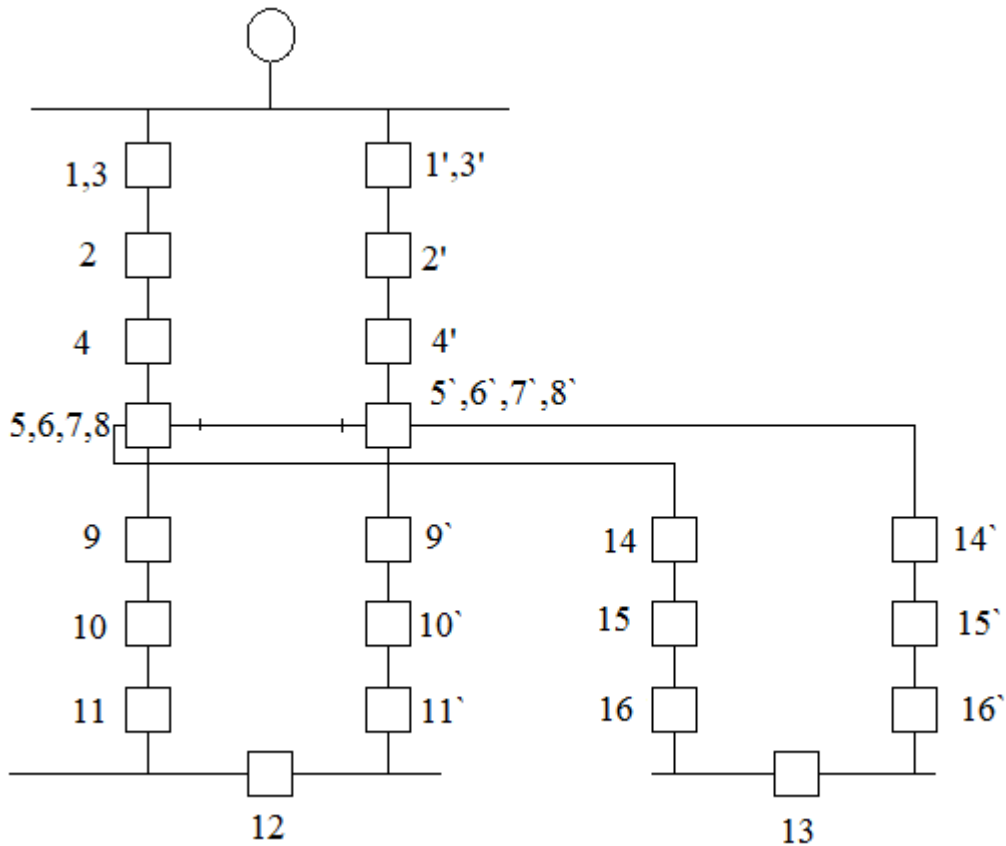


Рисунок 2.9 – Структурная схема второго варианта схемы

Упрощенная структурная схема второго варианта представлена на рисунке 2.10.

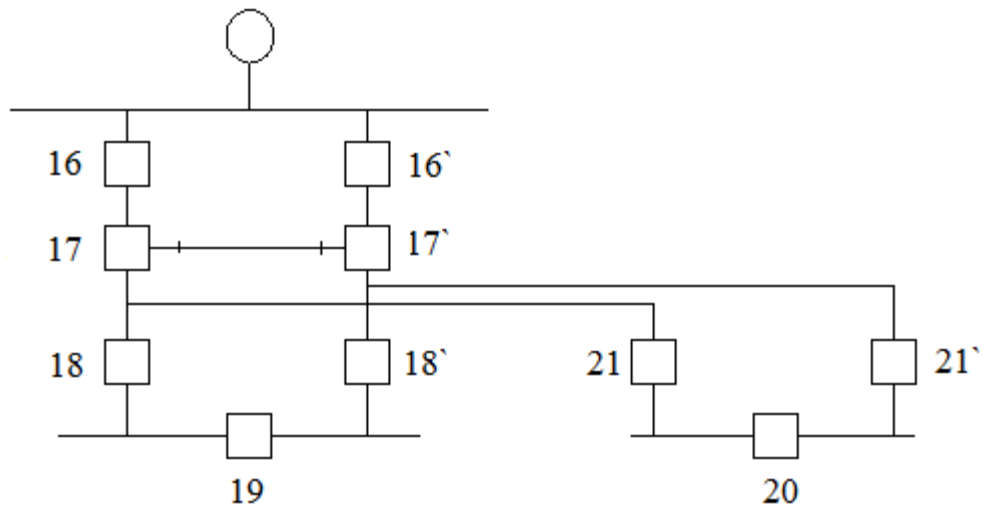


Рисунок 2.10 – Структурная упрощенная схема второго варианта схемы

Среднегодовая продолжительность простоя подстанции

$$\begin{aligned} \bar{T}_{\text{пр.г.л/ст}} = & 2(\bar{T}_{\text{пл.15.в15}'}'' + \bar{T}_{\text{пл.15.в13}'}'' + \bar{T}_{\text{пл.13.в13}'}'' + \bar{T}_{\text{пл.15.в14}'}'' + \\ & + \bar{T}_{\text{пл.13.в15}'}'' + \bar{T}_{\text{пл.14.в13}'}'' + \bar{T}_{\text{пл.14.в14}'}'' \end{aligned} \quad (2.21)$$

При определении продолжительности работы системы электроснабжения от одной цепи учтем нецелесообразность питания предприятия по двум линиям ВЛ через один трансформатор, так как при этом ремонтной перемычкой будет шунтироваться секционный выключатель системной подстанции. При КЗ в линии и одновременном отказе работы токовых защит, установленных в начале ВЛ, обе секции шин системной подстанции будет отключены. В результате пострадают все потребители. Несмотря на малую вероятность события его следует учитывать. С учетом вышеизложенного среднегодовую продолжительность аварийного простоя одной цепи следует определить по следующему выражению

$$\bar{T}_{\text{пр.г.ц.в}} = \bar{T}_{\text{в13}}'' + \bar{T}_{\text{в14}}'' + \bar{T}_{\text{пл.14.в15}'}'' + \bar{T}_{\text{пл.15.в14}'}'' \quad (2.22)$$

Среднегодовую продолжительность планового простоя одной секции шин найдем, используя график ППР, представленный на рисунке 2.11). При этом учтем то, что плановые ремонты элементов 1-4, совпадающие по времени и продолжительности с плановыми ремонтами элементов 5-7 (звена 13), следует совмещать.

Среднегодовая продолжительность работы схемы с включенной ремонтной перемычкой при условии, когда оба трансформатора ГПП остаются в работе.

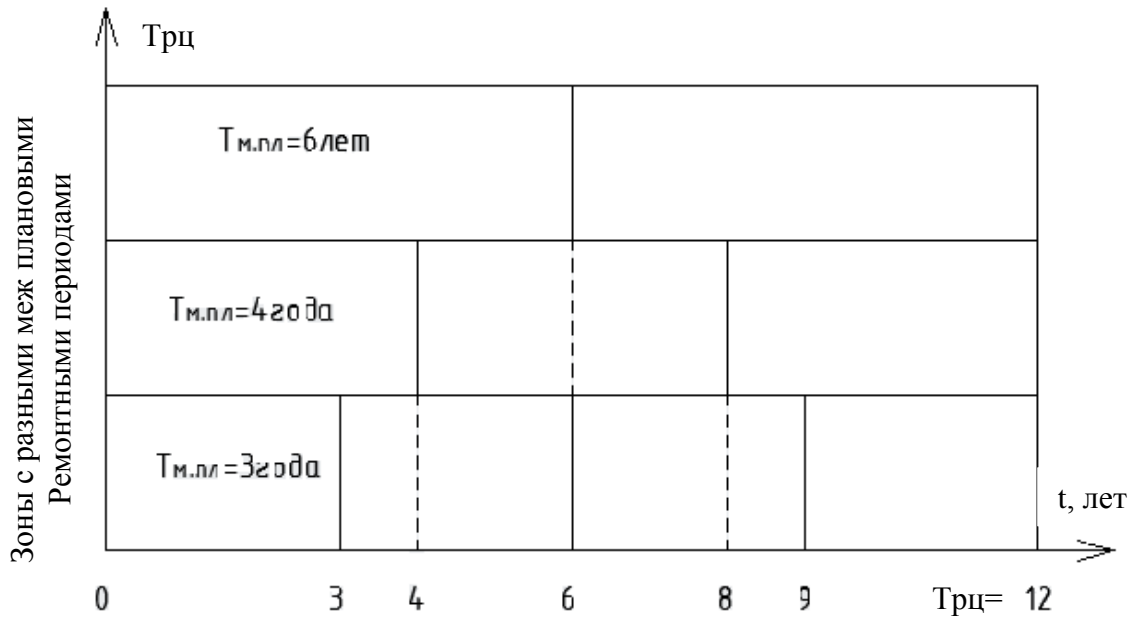


Рисунок 2.11 – График планово-предупредительных работ

$$\bar{T}_{\text{р.пер}} = 2(\bar{T}_{\text{в15}} + \bar{T}'_{\text{пл.15}}).$$

Рассмотрим сначала параметры, необходимые для определения слагаемых выражений.

Среднегодовые продолжительности вынужденных (аварийных) и плановых простоев звеньев 13-15

$$\bar{T}_{\text{в13}} = \sum_{i=5}^7 \omega_i \cdot t_{\text{вi}};$$

$$\bar{T}_{\text{в14}} = \sum_{i=8}^{10} \omega_i \cdot t_{\text{вi}};$$

$$\bar{T}_{\text{в15}} = \sum_{i=1}^4 \omega_i \cdot t_{\text{вi}},$$

где ω_i – частота потока отказа элемента i

Среднегодовая продолжительность плановых простоев звеньев структурной схемы (рисунок 2. б)

$$\bar{T}_{\text{пл14}} = \frac{1,2}{\bar{T}_{\text{п.ц1}}} \sum_{i=1}^{m1} t_{\text{пл.max.i}};$$

$$\bar{T}_{\text{пл15}} = \frac{1,2}{\bar{T}_{\text{п.ц2}}} \sum_{i=1}^{m1} t_{\text{пл.max.i}};$$

При проведении плановых ремонтов разъединителей 5, 6 и 7, которые в структурной схеме представлены звеном 13, одной ремонтной бригадой

$$\bar{T}_{\text{пл}13} = \frac{1,2}{\bar{T}_{\text{р.ц}3}} \sum_{i=1}^{m1} t_{\text{пл.мак.}i}.$$

Для проведения расчетов по определению продолжительности совместных простоев звеньев, входящих в выражение, найдем для каждого из них средние продолжительности одного аварийного и планового простоев, а также коэффициенты планового и аварийного простоев звеньев 13'-15'

$$\bar{k}_{\text{пл}13'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл}3}}{8760};$$

$$\bar{k}_{\text{пл}14'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл}14}}{8760};$$

$$\bar{k}_{\text{пл}15'} = \frac{\bar{T}_{\text{пл}15}}{8760}.$$

Эквивалентные параметры потока отказов звеньев 13-15

$$\varpi_{13} = \varpi_{13'} = \sum_{i=5}^7 \varpi_i;$$

$$\varpi_{14} = \varpi_{14'} = \sum_{i=5}^7 \varpi_i;$$

$$\varpi_{15} = \varpi_{15'} = \sum_{i=1}^4 \varpi_i.$$

Средняя продолжительность одного аварийного простоя звеньев 13-15

$$\bar{T}_{\text{в.э}13} = \bar{T}_{\text{в.э}13'} = \frac{\bar{T}_{\text{в}13}}{\varpi_{13}};$$

$$\bar{T}_{\text{в.э}14} = \bar{T}_{\text{в.э}14'} = \frac{\bar{T}_{\text{в}14}}{\varpi_{14}};$$

$$\bar{T}_{\text{в.э}15} = \bar{T}_{\text{в.э}15'} = \frac{\bar{T}_{\text{в}15}}{\varpi_{15}}.$$

Средняя продолжительность одного планового простоя звеньев 13-15

$$\bar{T}_{\text{пл.}\omega 13} = \bar{T}_{\text{пл.}\omega 13'} = \frac{1,2}{m_{13}} \sum_{i=1}^{m13} t_{\text{пл.}i};$$

$$\bar{T}_{\text{пл.}\omega 14} = \bar{T}_{\text{пл.}\omega 14'} = \frac{1,2}{m_{14}} \sum_{i=1}^{m14} t_{\text{пл.}i};$$

$$\bar{T}_{\text{пл.}\omega 15} = \bar{T}_{\text{пл.}\omega 15'} = \frac{1,2}{m_{15}} \sum_{i=1}^{m15} t_{\text{пл.}i}.$$

Согласно полученных результатов, средние продолжительности одного планового простоя звеньев при любом состоянии с аварийными простоями будут превышать продолжительности одного аварийного простоя. При этом среднегодовые продолжительности совместных простоев отдельных звеньев, входящих в расчетные выражения (2.21) и (2.22) могут быть определены по следующему выражению

$$\bar{T}_{\text{пл.}i, \text{в.}j}'' = \left(\bar{T}_{\text{в.}j} - \frac{\bar{T}_{\text{в.}j}^2}{2 \cdot \bar{T}_{\text{пл.}i}} \right) \cdot K_{\text{пл.}i}^- \cdot \bar{\omega}_j.$$

Продолжительность работы СЭС в нормальном режиме

$$\bar{T}_{\text{норм}} = \bar{T}_{\text{г.}} - (\bar{T}_{\text{пл.}\omega 1} + \bar{T}_{\text{в.}\omega 1} + \bar{T}_{\text{р.пер.}}).$$

Как было сказано ранее, продолжительность полного гашения подстанции определяется продолжительностью совместных простоев, обусловленных наложением аварийных простоев одной цепи на плановые простои другой цепи. Продолжительностью совместных простоев пренебрегаем, т.к. они значительно меньше продолжительности совместных простоев

При проведении плановых ремонтов на 1 участке схемы, на которых производятся ремонты силовых трансформаторов одновременно проводятся плановые ремонты на втором участке схемы с необходимым количеством ремонтных бригад, занимающихся ремонтом воздушной линии, разъединителей, выключателей, трансформаторов, возникает возможность включения ремонтной перемычки по завершению ремонта на участке 2. Это объясняется тем, что продолжительность планового ремонта трансформаторов намного превышает продолжительности плановых ремонтов на 2 участке. Проведение таких оперативных действий целесообразно в случае аварийного простоя звена 15' на интервале времени плановых простоев трансформаторов ГПП. Учет такого фактора будет снижать продолжительность полного гашения подстанции.

Учитывая сказанное, интервал времени можно разделить на две зоны, пример представлен на рисунке 2.12.

Попадание аварийного простоя звена 15' в зону 1 приведет к полному гашению подстанции, тогда как попадание в зону 2 приведет к отключению одной цепи.

При плановых остановках ВЛ не совпадающих по времени с плановыми ремонтами звеньев 13 и 14, наложение аварийных простоев звеньев 13' и 15' на плановые простои ВЛ приведет к полному гашению подстанции, а звена 14' - к простоям одной цепи.

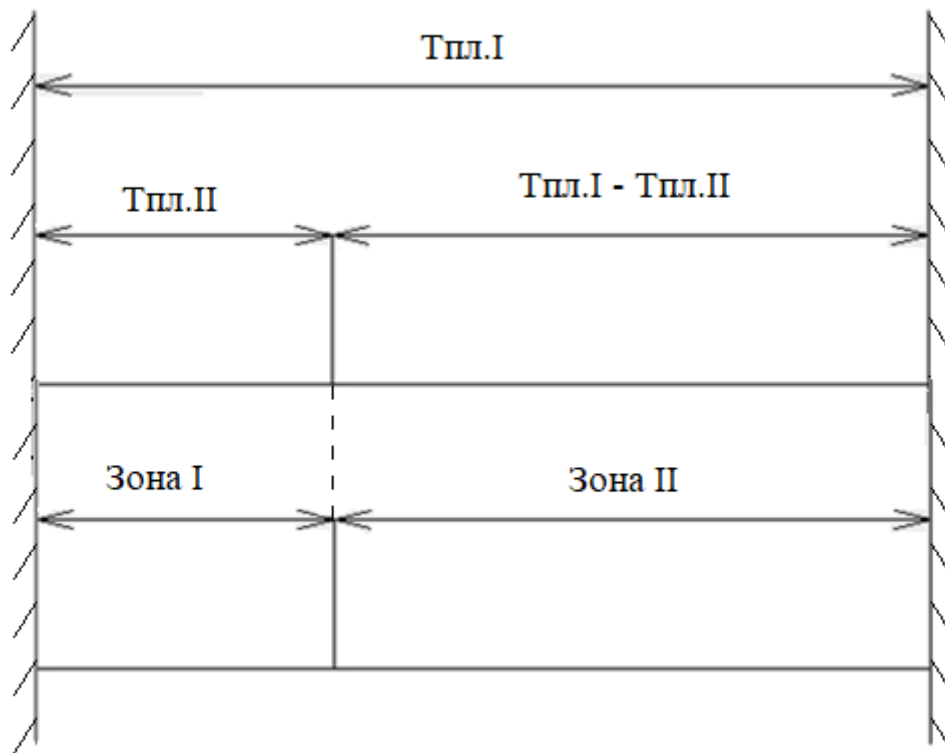


Рисунок 2.12 – Интервал времени планового ремонта трансформатора

Выводы по разделу 2

При всех допущениях и условиях в модели СЭС промышленного предприятия учтены: линейный рост нагрузки в течении расчетного периода, нелинейный рост тарифов на электроснабжение, линейное изменение индекса цен. Приведены формулы для выбора силового трансформатора, расчета капитальных вложений и издержек. Представлен вывод формулы экономической плотности тока, с учетом линейного роста нагрузки, и не линейного изменения тарифов на электроэнергию. Представлены расчёт надежности схемы, и выражения для вычисления ущерба.

3 ОПИСАНИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Экономико-математическую модель составим на примере системы электроснабжения металлургического комбината, в состав электроприемников которого имеются дуговые сталеплавильные печи, хотя, для этого подходят и другие объекты, например, литейные производства машиностроительных заводов, тяговые подстанции.

Целью моделирование является, выбор схем питания потребителей с резкопеременным графиком нагрузки. Примем одинаковые начальные условия для схем, и зафиксируем все параметры, входящие в модель, кроме длины ВЛ, она будет изменяющимся параметром. Это позволяет построить непрерывную зависимость полных затрат от длины линии.

Такие точки могут быть найдены при любой доли нагрузки электроприемников с резкопеременным графиком нагрузки в общей нагрузке предприятия.

Вполне очевидно, что при этом будут меняться координаты этой точки на плоскости.

Выводы по разделу 3

Экономико-математическая модель очень гибкий инструмент и при правильной настройке, можно проводить очень обширные исследования. При необходимости модель можно переделать под любые другие задачи. Данная модель позволяет при конкретно заданных параметрах СЭС выявить рациональный вариант схемы, по описанной методике, с учетом длины питающей линии, доли резкопеременной нагрузке в общей, расчетной мощности потребителя.

4 АПРОБАЦИЯ РАЗРАБОТАННОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

За расчетный период будет взят срок службы оборудования, т.е. 25 лет.

Питание предприятие получает по двум воздушным линиям, от ближайшего поставщика электрической энергии. Номинальное напряжение питания $U_{ном}=110\text{кВ}$.

Питание приходит на главную понизительную двухтрансформаторную подстанцию, со схемой линия-блок и неавтоматической перемычкой. Номинальное напряжение на низковольтных сборных шинах ГПП $U_{н.ном}=10\text{кВ}$. К шинам 10 кВ ГПП присоединены дуговые сталеплавильные печи. Таких печей как правило несколько, появляется проблема смещения графиков работы печей.

В работе ДСП есть три рабочих режима:

- режим расплава;
- режим окисления;
- режим рафинирования.

В этих режимах ДСП потребляет разную мощность. В режиме расплава, печь потребляет максимальную мощность. Металл активно плавится в печи, часто происходят обвалы шихты, а значит и эксплуатационные короткие замыкания, поэтому печь создает колебания мощности, которые отражаются на силовом трансформаторе, и прочем оборудовании. Для печей разной мощности и производительности устанавливаются разные кратности токов эксплуатационных коротких замыканий. Данные кратностей представлены в таблице 4.1 [7]. В режиме окисления, активная плавка закончена, печь поддерживает температуру металла, коротких замыканий мало, поэтому потребление мощности и колебания мощности малы. В режиме рафинирования, и загрузки разгрузки, печь остывает, их нее вваливают готовый металл, и готовят к загрузке новой шихты. В режимах рафинирования и окисления печь потребляет 40% мощности от своей номинальной. График представлен на рисунке 4.1.

Таблица 4.1 Зависимость эксплуатационного тока коэффициента эксплуатационных замыканий от емкости печи

Емкость печи, т	0,5-6,0	10,0-50,0	80,0-200,0
$K_{э.к.з}$	$(3,5-3,0)I_{ном}$	$(3,2-2,5)I_{ном}$	$(2,3-1,5)I_{ном}$

В цехах где установлено две и более печи, имеет смысл разносить режим расплава одной печи от другой, потому что при совпадении циклов расплава у двух печей, колебания мощности увеличатся еще сильнее, что повлечет за собой дополнительный износ оборудования, и увеличение номинальной мощности силового трансформатора, установленного на ГПП.

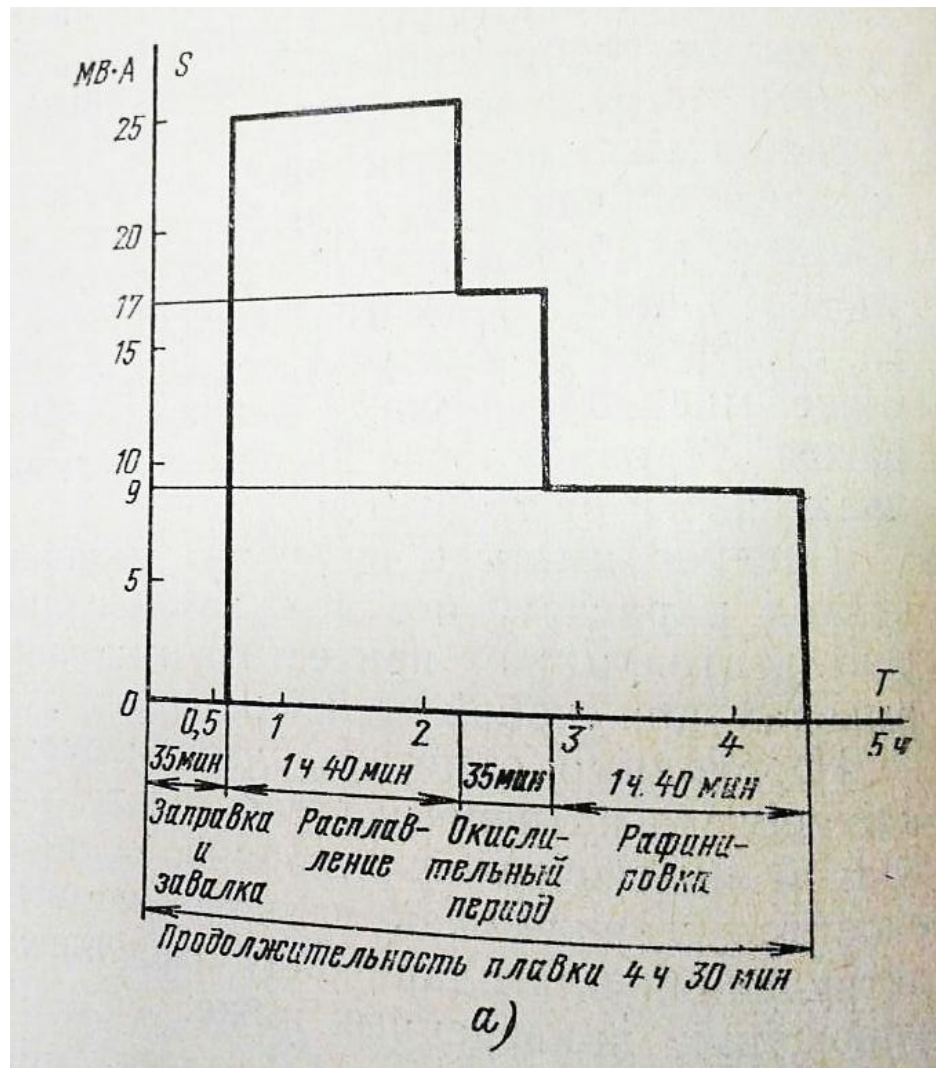


Рисунок 4.1 – График работы ДСП

В первой схеме, представленной на рисунке 2.1, вся нагрузка предприятия подключается к шинам 10кВ ГПП. Из-за этого может понадобится установка дополнительных управляемых реакторов и фильтр-компенсирующих устройств, для компенсации реактивной мощности, и приведения параметров качества электрической энергии в норму.

4.1 Расчет металлургического комбината на основе экономико-математической модели.

Для проведения исследований с целью выбора рациональной схемы, математическая модель была реализована в среде MatCad и Excel. Срок кредитования, для постройки ПС и ЛЭП примем равный 10 лет.

Исследование будет проходить в 2 этапа, расчет одной и второй схемы, расчеты аналогичны и выполняются по методике из пункта 2.

Для примера было взято металлургическое предприятие, расположенное в Челябинской области. Дуговые сталеплавильные печи ДСП-6-И1, ДСП-12-И1, ДСП-25-И1 вместительностью 6, 12, 25 тонн соответственно. График нагрузки предприятия представлен на рисунке 4.2.

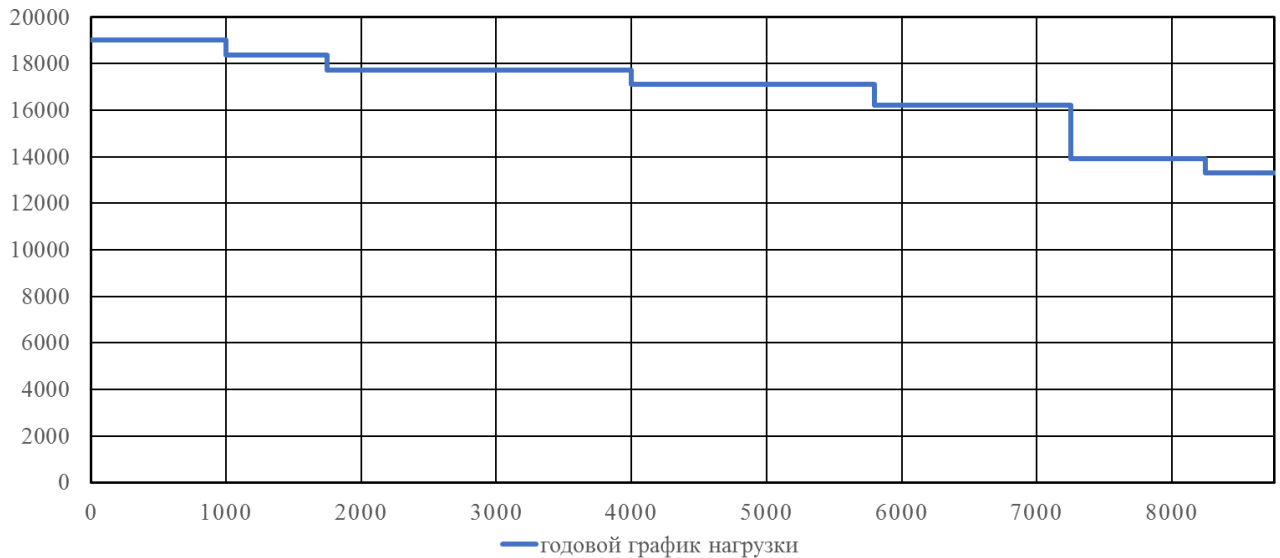


Рисунок 4.2 – Годовой график нагрузки предприятия

Исходные данные модели представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Исходные данные модели

Расчетная мощность предприятия, кВт	19007,10	У _{0пл}	0,2
Номинальная мощность трансформатора, кВт	40000,00	У _{0ав}	0,6
Расчетный ток, А	111,54	Едис	0,1
Число часов использования максимума, ч	7500,00	Индекс цен к 1991	1,9

На ГПП установлены два силовых трансформатора ТДН. Модель построена таким образом что можно варьировать параметры. В частности, доля резко переменной нагрузки в суммарной, которая определяется по формуле (2.1), изменяется путем увеличения числа печей. Т.е. если необходимо увеличить долю резкопеременной нагрузки, увеличиваем число печей, мощность «спокойных» потребителей остается неизменной, и это не мешает вычислениям модели.

$$S_{p.п.*} = \frac{S_{p.пер.}}{S_{расч.}} \quad (4.1)$$

4.2 Расчет для первой схемы электроснабжения

Для большей универсальности разрабатываемой модели, найдем дополнительные расчетные соотношения, которые позволят при заданной общей нагрузке определить необходимые величины для выбора трансформатора и другого оборудования.

Найдем расчетную мощность.

$$P_{\text{печ}} = S_{\text{печ}} \cdot \cos \varphi_{\text{печ}}$$

$$P_{p\Sigma} = K_{\text{ом}} \cdot \left[\sum P_{p.i}^{\text{III}} + K_{\text{и.а.и}} \cdot P_{\text{ном}} + \sum \Delta P_{\text{Т}} \right],$$

$$\sum P_{p.i}^{\text{III}} = \frac{P_{p\Sigma} - K_{\text{ом}} \cdot n_{\text{Т}} \cdot K_{\text{и.а}} \cdot P_{\text{ном}}}{K_{\text{ом}}}$$

где $\sum \Delta P_{\text{Т}} = 0$ – суммарные потери в трансформаторах, для упрощения расчетов

мы не будем их учитывать;

$K_{\text{ом}} = 0,95$ – коэффициент одновременности максимума;

$K_{\text{и.а}} = 0,75$ – коэффициент использования по активной мощности;

$n_{\text{Т}} = 2$ – количество силовых трансформаторов

Для дальнейшего исследования вопроса, в расчетах необходимо менять коэффициент (4.1). Поэтому необходимо находить мощность нагрузки с резкопеременным графиком работы, так чтобы суммарная расчетная мощность оставалась неизменной. Поэтому рассчитаем необходимую мощность трансформатора через требуемое значение номинального тока, удовлетворяющего требованию ГОСТ 11677-85. [8] Для этого необходимо учесть ударный коэффициент нагрузки, что бы силовой трансформатор выдерживал динамические нагрузки.

$$I_{\text{пик}} = K_{\text{э.к.з}} \cdot I_{\text{п.ном}} + K_{\text{з.п.раф}} \cdot I_{\text{п.ном}} + K_{\text{ом}} \cdot \sum I_{\text{р}}^{\text{III}}$$

$$\sum I_{\text{р}}^{\text{III}} = \frac{\sum P_{p.i}^{\text{III}}}{\cos \varphi_{\text{р}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где $K_{\text{э.к.з}}$ – коэффициент эксплуатационных токов короткого замыкания, значение коэффициента представлены в таблице 4.1;

$K_{\text{з.п.раф}} = 0,4$ – коэффициент загрузки трансформатора, когда одна печь работает в режиме рафинирования.

$$I_{\text{ном.т}} \geq \frac{I_{\text{пик}}}{K_{\text{уу}}}, K_{\text{уу}} = 1,3 \text{ если } S_{\text{т.ном}} < 25 \text{ МВА};$$

$$K_{\text{уу}} = 1,1 \text{ если } S_{\text{т.ном}} > 25 \text{ МВА};$$

Далее по найденному значению требуемого номинального тока трансформатора можно найти мощность силового трансформатора.

$$S_{\text{т.ном}} \geq \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.т.тр}},$$

$$S_{T.ном.тр} = 16701,0 \text{ кВт}$$

Для питания низковольтной нагрузки и двух шести тонных печей выберем трансформатор ТДН-16000/110.

Произведем расчет необходимости установки компенсирующих устройств.

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{p.i}^2}}{S_{кз.min}} \leq 0,01 \cdot D$$

где $S_{кз.min}$ – мощность короткого замыкания, питающей системы электроснабжения;
 $S_{p.i}$ – мощность i -го печного трансформатора;
 n – число печей в данном узле СЭС;
 $D=0,02$ – коэффициент для ДСП.

$$\frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n 2800^2}}{6000} = 0,09 \leq 0,02$$

Необходимы мероприятия для улучшения качества электрической энергии.

Определим мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^8 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_T^{ГПП}}{2} + Q_B - \sum_1^8 Q_{Ci} - \sum Q_{Cdi} - Q_{ЭС1},$$

где $\Delta Q_T^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП;

Q_B – реактивная мощность, потребляемая высоковольтной нагрузкой, рассчитанная на один трансформатор ГПП;

$Q_{ЭС1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию, рассчитанная на один трансформатор ГПП;

$\sum Q_{Cdi}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями.

Так как на предприятии синхронных двигателей нет, то мощность подпитки от них равно нулю.

Согласно $Q_{ЭС1}$ определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{ЭС1} = \frac{\alpha_1 \cdot P_{РП}}{2},$$

$$Q''_{ЭС1} = \frac{Q_{РП}}{2} - \frac{0,7}{K_{н.р}} \cdot Q_{сд.м},$$

где $\alpha_1 = \operatorname{tg}\varphi = 0,31$ – расчетный коэффициент;

$P_{\text{рп}}$ и $Q_{\text{рп}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего предприятия;

$K_{\text{н.р}} = 0,9$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

$Q_{\text{сд.м}}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей.

$$Q'_{\text{эс1}} = \frac{0,31 \cdot 16}{2} = 2,48 \text{ Мвар,}$$

$$Q''_{\text{эс1}} = \frac{12,0}{2} - \frac{0,7}{0,9} \cdot 0 = 6,0 \text{ Мвар.}$$

Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая предприятием от энергосистемы и приходящаяся на один трансформатор ГПП равна: $Q_{\text{эс1}} = Q'_{\text{эс1}} = 2,48 \text{ Мвар.}$

Таким образом, мощность высоковольтной БК равна:

$$Q_0 = 2,23 + \frac{1,43}{2} + 2,48 = 5,43 \text{ квар.}$$

Так как ДСП создают колебания напряжения к установке принимаем ТКРМ типа СК-3. Он улучшит качество электрической энергии и компенсирует дефицит реактивной мощности.

Табличные данные для расчета надежности представлены в таблице 4.3. Результаты расчета представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.3 – Табличные данные расчета надежности схемы

	ω , 1/год	$T_{\text{в}}$, час	$T_{\text{пл}}$, лет	$t_{\text{пл}}$, час
Разъединители 110 кВ	0,008	15	3	30
Выключатели 110 кВ	0,030	20	3	200
ВЛ на жб опорах	0,008	10	4	125
Трансформатор	0,030	180	6	500
Выключатели 10 кВ	0,010	10	3	70

Таблица 4.4 – Параметры надежности 1 схемы

Параметр потока отказов элемента 12 и 12'	$\omega_{12}=\omega_{12}', 1/\text{год}$	0,448
Среднегодовая продолжительность аварийного простоя 1 цепи	$T_{в.12}=T_{в.12}', \text{ час/год}$	10,300
Среднегодовая продолжительность планового простоя 1 цепи	$T_{ср.г.пл.ц1}, \text{ час/год}$	165
Коэффициент вынужденного простоя	$K_{в.ц1}$	0,001
Коэффициент планового простоя	$K_{пл.ц1}$	0,019
Среднее время одного аварийного ремонта звена 12	$T_{в.12}=T_{в.12}', \text{ час}$	22,990
Среднее время одного планового ремонта звена 12	$T_{пл.12}=T_{пл.12}', \text{ час}$	3300,000
Продолжительность одного совместного простоя	$T_{пл.12.в.12}', \text{ час}$	22,190
Вероятность совместного простоя	$K_{пл.12}$	0,019
Вероятность аварийного простоя звена 12	$K_{в.12}$	0,001
Средняя продолжительность совместного простоя с учётом вероятности	$T'_{в.12,в.12}', \text{ час}$	0,001
Среднегодовая продолжительность полного гашения ПС	$T_{вын.ср.г}, \text{ час/год}$	0,370
Продолжительность аварийного простоя 1 цепи	$T_{в.12.ср.г}, \text{ час/год}$	10,110
Продолжительность планового простоя 1 цепи	$T_{пл.12.ср.г}, \text{ час/год}$	164,810
Работа в нормальном режиме	$T_{ср.г.норм}, \text{ час/год}$	8408,651

Исходя из рисунка 2.4 стоимость тарифа за электроэнергию, определится подставленные года в полином третьего порядка выражения (2.22).

Результаты расчета стоимости электрической энергии показаны в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет стоимости электроэнергии

Текущий год, год	Расчетный период	Индекс цен	У0пл к ценам текущего года	У0ав к ценам текущего года	Стоимость ээ, руб/кВт*ч
2017	1	1,0	14,2	42,5	2,96
2018	2	1,3	17,8	53,4	3,22
2019	3	1,5	21,4	64,3	3,46
2020	4	1,8	25,1	75,2	3,68
2021	5	2,0	28,7	86,2	3,88
2022	6	2,3	32,4	97,1	4,06
2023	7	2,5	36,0	108,0	4,22
2024	8	2,8	39,6	118,9	4,36
2025	9	3,1	43,3	129,8	4,48
2026	10	3,3	46,9	140,8	4,58
2027	11	3,6	50,6	151,7	4,66
2028	12	3,8	54,2	162,6	4,72
2029	13	4,1	57,8	173,5	4,76
2030	14	4,3	61,5	184,4	4,78
2031	15	4,6	65,1	195,4	4,78
2032	16	4,9	68,8	206,3	4,76
2033	17	5,1	72,4	217,2	4,72
2034	18	5,4	76,0	228,1	4,66
2035	19	5,6	79,7	239,0	4,58
2036	20	5,9	83,3	250,0	4,48

Результаты расчета экономической плотности тока представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет экономической плотности тока

	1 схема
Параметр В, о.е	5,40
Параметр С, руб/(м·мм ²)	3,70
Параметр М, руб/кВт·ч	37,20
Экономическая плотность тока J, А/мм ²	0,97
Экономически целесообразное сечение F, мм ²	96,34
Принятое стандартное сечение F, мм	95,00

Видно, что к концу расчетного периода, стоимость тарифа на электроэнергию даже снижалась, что является оптимистическим прогнозом.

Экономическая плотность тока рассчитанная в этом случае схожа с табличными значениями для этого потребителя и [3]. В данном случае $J=0,97$, что совпадает с данными из [9]. Минимальные различия говорят о том, что модель работает исправно, с минимальными ошибками.

Результаты расчета потерь в линии и трансформаторах, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет потерь в ЛЭП и трансформаторе

Потери в ЛЭП за год в норм режиме, кВт*час	Потери в ЛЭП за год в аварийном режиме, кВт*час	Потери в ЛЭП за год при работе рем перемиычки, кВт*час	Потери в тр-ре за год (нормальный режим), кВт*час	Потери в тр-ре за год (аварийный), кВт*час	Потери в тр-ре за год (раб рем перемиычка), кВт*час
2124902,4	6519,5	28802,6	542760,3	3456,4	3678,5
2167663,8	6650,7	29382,2	544244,2		3688,6
2211286,0	6784,5	29973,5	545742,9		3698,7
2255786,4	6921,1	30576,7	547256,6		3709,0
2301182,5	7060,3	31192,0	548785,5		3719,3
2347492,6	7202,4	31819,7	550329,7		3729,8
2394734,9	7347,4	32460,1	551889,4		3740,4
2442928,2	7495,2	33113,3	553464,7		3751,0
2492091,8	7646,1	33779,7	555055,9		3761,8
2542245,0	7800,0	34459,5	556663,0		3772,7
2593407,9	7956,9	35153,0	558286,2		3783,7
2645600,8	8117,1	35860,5	559925,6		3794,8
2698844,5	8280,4	36582,2	561581,5		3806,1
2753160,0	8447,1	37318,4	563254,0		3817,4
2808569,0	8617,1	38069,5	564943,3		3828,8
2865093,4	8790,5	38835,7	566649,5		3840,4
2922755,8	8967,4	39617,3	568372,8		3852,1
2981579,1	9147,9	40414,6	570113,4		3863,9
3041586,6	9332,0	41228,0	571871,5		3875,8
3102802,2	9519,8	42057,8	573647,1		3887,8
51693713,2	158603,5	700696,4			

Полные затраты вычисляют как сумма капитальных затрат, издержек плановых, аварийных, норма дисконта и т.д. результат показан в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчёт полных затрат

Издержки приведенные к норме дисконта, руб.	Издержки норм режим приведенные к норме дисконта, руб.	Издержки аварийный режим приведенные к норме дисконта, руб.	Затраты в норм режиме, млн руб.	Затраты в аварийном режиме, млн руб.	Полные затраты, млн руб.
24636224,0	7178438,0	249374,8	103,3	6,2	595,7
18861148,8	7216813,0	282471,8			
17652653,9	7167032,3	307874,2			
17352331,2	7045419,1	326671,7			
17268600,8	6866070,9	339822,9			
17195986,0	6641125,2	348169,3			
15159857,4	6380995,2	352448,9			
16861182,6	6094580,0	353307,5			
16575360,7	5789450,5	351309,4			
16218896,0	5472015,4	346946,6			
15327353,1	5147666,9	340647,0			
13153574,9	4820911,3	332781,9			
14491148,7	4495483,4	323672,9			
14002823,7	4174447,9	313597,1			
13483523,5	3860289,8	302793,0			
12942915,7	3554992,9	291464,8			
12389166,2	3260109,6	279786,8			
10416698,4	2976822,5	267906,7			
9923036,2	2705998,1	255949,2			
9433042,3	2448233,8	244018,9			
303,3 млн руб.	103,3 млн руб.	6,2 млн руб.			

4.2 Расчет для второй схемы электроснабжения

Проведем расчет по описанной методике из пункта 2.

Найдем расчетную мощность.

$$P_{\text{печ}} = S_{\text{печ}} \cdot \cos \varphi_{\text{печ}}$$

$$P_{\text{p}\Sigma} = K_{\text{ом}} \cdot \left[\sum P_{\text{p.i}}^{\text{III}} + K_{\text{и.а.i}} \cdot P_{\text{ном}} + \sum \Delta P_{\text{T}} \right]$$

$$\sum P_{\text{p.i}}^{\text{III}} = \frac{P_{\text{p}\Sigma} - K_{\text{ом}} \cdot n_{\text{T}} \cdot K_{\text{и.а}} \cdot P_{\text{ном}}}{K_{\text{ом}}}$$

где $\sum \Delta P_{\text{T}} = 0$ – суммарные потери в трансформаторах, для упрощения расчетов

мы не будем их учитывать;

$K_{\text{ом}} = 0,95$ – коэффициент одновременности максимума;

$K_{и.а} = 0,75$ – коэффициент использования по активной мощности;

$n_T = 2$ – количество силовых трансформаторов

Для дальнейшего исследования вопроса, в расчетах необходимо менять коэффициент (4.1). Поэтому необходимо находить мощность нагрузки с резкопеременным графиком работы, так чтобы суммарная расчетная мощность оставалась неизменной. Поэтому рассчитаем мощность трансформатора через его номинальный ток. Для этого необходимо учесть ударный коэффициент нагрузки, что бы силовой трансформатор выдерживал динамические нагрузки.

$$I_{\text{пик}} = K_{\text{э.к.з}} \cdot I_{\text{п.ном}} + K_{\text{з.п.раф}} \cdot I_{\text{п.ном}} \quad (4.2)$$

где $K_{\text{э.к.з}}$ – коэффициент эксплуатационных токов короткого замыкания, значение коэффициента представлены в таблице 3.1.;

$K_{\text{з.п.раф}} = 0,4$ – коэффициент загрузки трансформатора, когда одна печь работает в режиме рафинирования.

Так как во 2 семе нагрузка с резко переменным графиком (ДСП), вынесены на отдельную секцию шин, для расчета пикового тока трансформатора воспользуемся формулой 4.2.

$$I_{\text{ном.т}} \geq \frac{I_{\text{пик}}}{K_{\text{уу}}}, K_{\text{уу}} = 1,3 \text{ если } S_{\text{т.ном}} < 25 \text{ МВА};$$

$$K_{\text{уу}} = 1,1 \text{ если } S_{\text{т.ном}} > 25 \text{ МВА};$$

Далее по номинальному току можно посчитать мощность силового трансформатора.

$$S_{\text{т.ном}} \geq \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.т}},$$

$$S_{\text{т.ном}} = 6701,00 \text{ кВт}$$

Для выбора трансформатора на вторую секцию шин, (для питания нагрузки со спокойным графиком потребления) воспользуемся формулой 4.3.

$$S_{\text{т2.ном}} \geq \frac{\sqrt{P_{\text{р.3}}^2 + (P_{\text{р.3}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{n_T \cdot K_{\text{з.т.доп}}} = 10000,20 \text{ кВА}, \quad (4.3)$$

$$P_{\text{р.3}} = K_{\text{ом}} \cdot \sum P_{\text{р.и}}^{\text{III}},$$

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \cdot P_{\text{р}} \cdot \sqrt{1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{норм}}} = 1276,23 \text{ кВАр}$$

По расчетам принимаем трансформатор для питания печей типа на первой секции шин ТДН-10000/110, для питания остальной нагрузки на второй секции шин трансформатор ТДН-10000/110.

Определим мощности высоковольтной БК, подключенной к 2СШ 10 кВ ГПП, из условия баланса реактивных мощностей на 2СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_1^8 (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_T^{\text{ГПП}}}{2} + Q_B - \sum_1^8 Q_{Ci} - \sum Q_{Cdi} - Q_{\text{ЭС1}},$$

где $\Delta Q_T^{\text{ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП;

Q_B – реактивная мощность, потребляемая высоковольтной нагрузкой, рассчитанная на один трансформатор ГПП;

$Q_{\text{ЭС1}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию, рассчитанная на один трансформатор ГПП;

$\sum Q_{Cdi}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными двигателями.

Согласно $Q_{\text{ЭС1}}$ определяется как минимальная величина из двух:

$$Q'_{\text{ЭС1}} = \frac{\alpha_1 \cdot P_{\text{РП}}}{2},$$

$$Q''_{\text{ЭС1}} = \frac{Q_{\text{РП}}}{2} - \frac{0,7}{K_{\text{н.р}}} \cdot Q_{\text{СД.М}},$$

где $\alpha_1 = \text{tg}\varphi = 0,31$ – расчетный коэффициент;

$P_{\text{РП}}$ и $Q_{\text{РП}}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего предприятия;

$K_{\text{н.р}} = 0,9$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности;

$Q_{\text{СД.М}}$ – располагаемая мощность всех синхронных двигателей.

$$Q'_{\text{ЭС1}} = \frac{0,31 \cdot 16}{2} = 2,48 \text{ Мвар},$$

$$Q''_{\text{ЭС1}} = \frac{12,0}{2} - \frac{0,7}{0,9} \cdot 0 = 6,0 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая предприятием от энергосистемы и приходящаяся на один трансформатор ГПП равна: $Q_{\text{ЭС1}} = Q'_{\text{ЭС1}} = 2,48 \text{ Мвар}$.

Таким образом, мощность высоковольтной БК равна:

$$Q_0 = 2,23 + \frac{1,43}{2} + 2,48 = 5,43 \text{ квар}.$$

Для компенсации реактивной мощности на 2 секции шин устанавливаем комплектные батареи статических конденсаторов типа БСК-10-5,65 УХЛ1.

Аналогичные расчеты были произведены для второй схемы.

Данные расчета полных затрат по второй схеме, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет полных затрат второй схемы

Издержки приведенные к норме дисконта, руб.	Издержки норм режим приведенные к норме дисконта, руб.	Издержки аварийный режим приведенные к норме дисконта, руб.	Затраты в норм режиме, млн руб.	Затраты в аварийном режим, млн руб.	Полные затраты, млн руб.
8794894,4	747202,4	2200047,4	18,3	88,7	270,6
5764773,4	1390842,9	2607806,4			
4928677,9	1371706,5	2958715,8			
4586367,2	1339071,7	3256770,7			
4407558,1	1295885,7	3505958,3			
4287602,2	1244652,3	3710205,8			
4187100,5	1187488,7	3873339,0			
4088119,0	1126176,8	3999051,1			
3983703,4	1062207,1	5208088,2			
3872206,2	996817,8	5303919,2			
3534562,4	931029,2	5364307,8			
3444570,6	865674,3	5392809,5			
3341729,6	801424,4	5392801,7			
3229119,5	738813,2	5367472,3			
3109366,3	678256,1	5319812,6			
2984699,5	620068,8	5252614,4			
2857002,2	564481,8	5168470,1			
2727855,6	511654,7	5069775,8			
2598578,6	461686,9	4958735,9			
2470262,3	414628,4	4837369,4			
79,2 млн руб.	18,3 млн руб.	88,7 млн руб.			

Далее приведены результаты исследования при других данных.

Результаты первого эксперимента представлены в таблице 4.11. график изменения полных затрат представлен на рисунке 4.3.

Видно, что зависимость полных затрат от длины линии, это прямая линия. Два графика прямых пересекаются в t1. В это точке находится оптимальные параметры схемы, при длине воздушной линии 20км.

Данные экспериментов представлены в таблице 4.12, 4.13.

Таблица 4.11 – Сводная таблица для 1 эксперимента

Рр=16 МВт,	Полные затраты, млн. руб.					
Ёмкость печи, тонн	25		12		6	
L, км	cx1	cx2	cx1	cx2	cx1	cx2
1	173,4	220,9	169,3	222,4	169,3	357,7
30	582,4	560	578,4	561,6	578,4	696,9
60	1005,5	910,8	1001,5	912,4	1001,5	1047,7
90	1428,7	1261,6	1426,4	1263,2	1424,6	1398,6

Таблица 4.12 – Сводная таблица для 2 эксперимента

Рр=30 МВт,	Полные затраты, млн. руб.					
Ёмкость печи, тонн	25		12		6	
L, км	cx1	cx2	cx1	cx2	cx1	cx2
1	173,4	220,9	169,3	222,4	169,3	357,7
30	582,4	560	578,4	561,6	578,4	696,9
60	1005,5	910,8	1001,5	912,4	1001,5	1047,7
90	1428,7	1261,6	1426,4	1263,2	1424,6	1398,6
90	173,4	220,9	169,3	222,4	169,3	357,7

Таблица 4.13 – Сводная таблица для 3 эксперимента

Рр=60 МВт,	Полные затраты, млн. руб.					
Ёмкость печи, тонн	25		12		6	
L, км	cx1	cx2	cx1	cx2	cx1	cx2
1	224	240,5	224,8	437,7	cx1	cx2
30	1094,3	1038,7	1094,3	1236	-	-
60	1993,7	1864,4	1993,7	2061,8	-	-
90	2893,1	2690,2	2893,1	2887,6	-	-
90	224	240,5	224,8	437,7	-	-

Из эксперимента следует то, что если длина питающей, воздушной линии меньше чем оптимальное значение, то целесообразно применять 1 схему внешнего электроснабжения, и наоборот.

Общий график по 1 эксперименту представлен на рисунке 4.4.

По рисунку видно, что точки пересечения прямых двух схем, при разной доле нагрузки с резкопеременным графиком потребления (ДСП) смещаются относительно друг друга. Таким образом исходя из этих точек можно построить семейство кривых с учетом доли нагрузки с резкопеременным графиком потребления. Графики кривых представлены на рисунке 4.5.

Аналогичная зависимость получается при построении графика, в схемах с расчетной мощностью 60 МВт, график представлен на рисунке 4.6. И для графика, представленного на рисунке 4.7, для эксперимента при расчетной мощности в 16МВт.

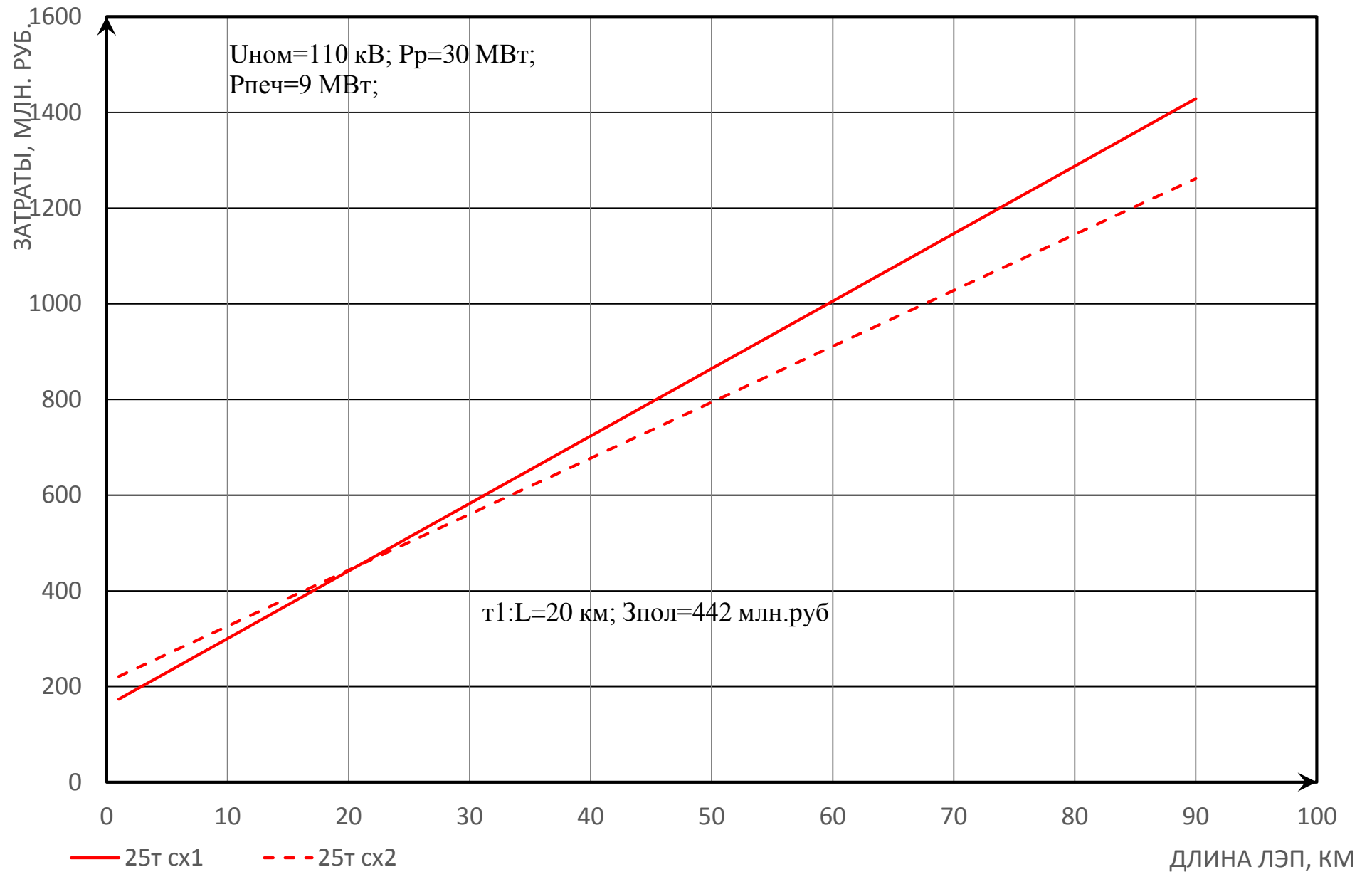


Рисунок 4.3 – Зависимость полных затрат от длины линии

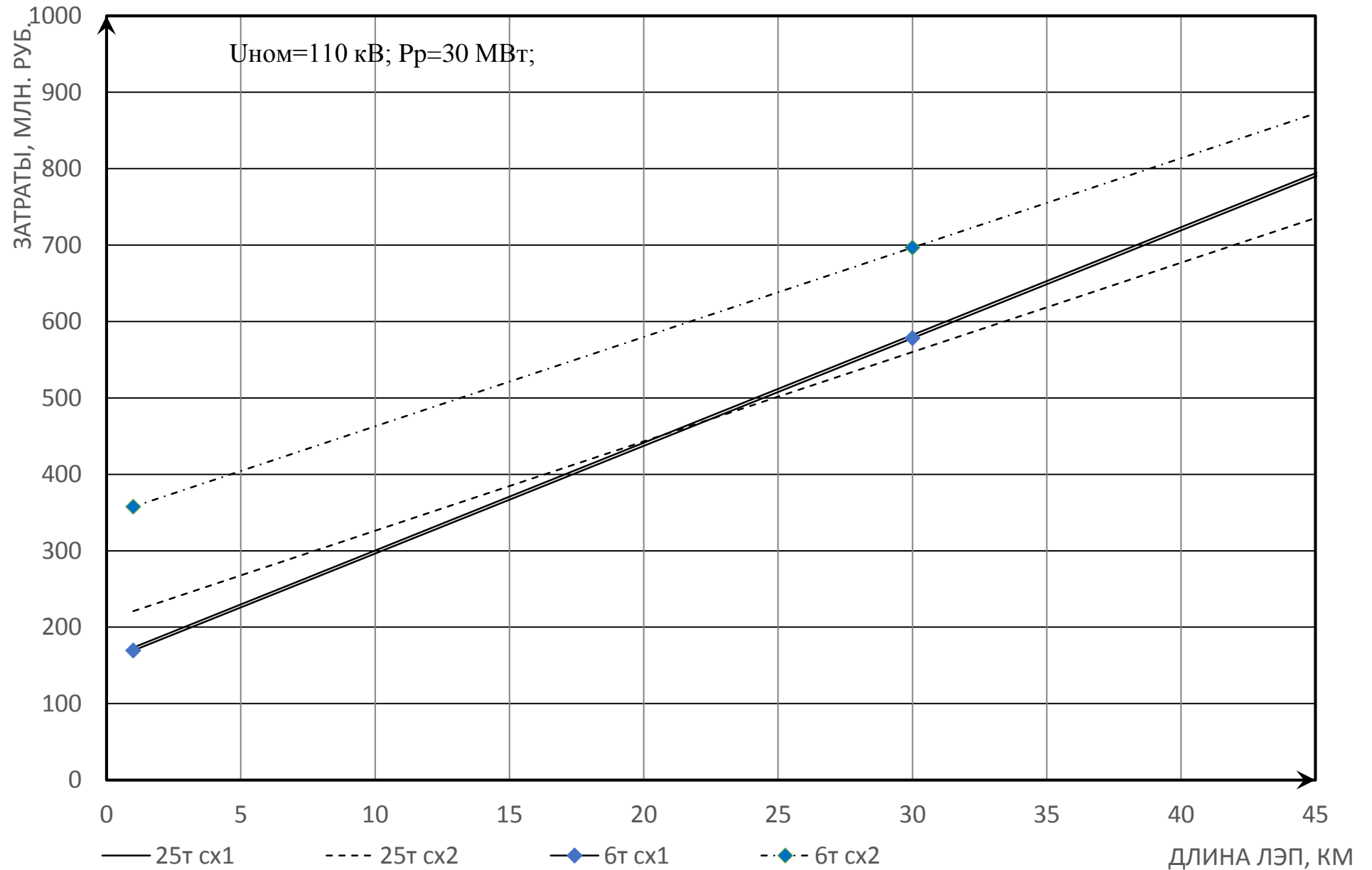


Рисунок 4.4 – Зависимость полных затрат от длины линии, для 2-х вариантов мощности печей

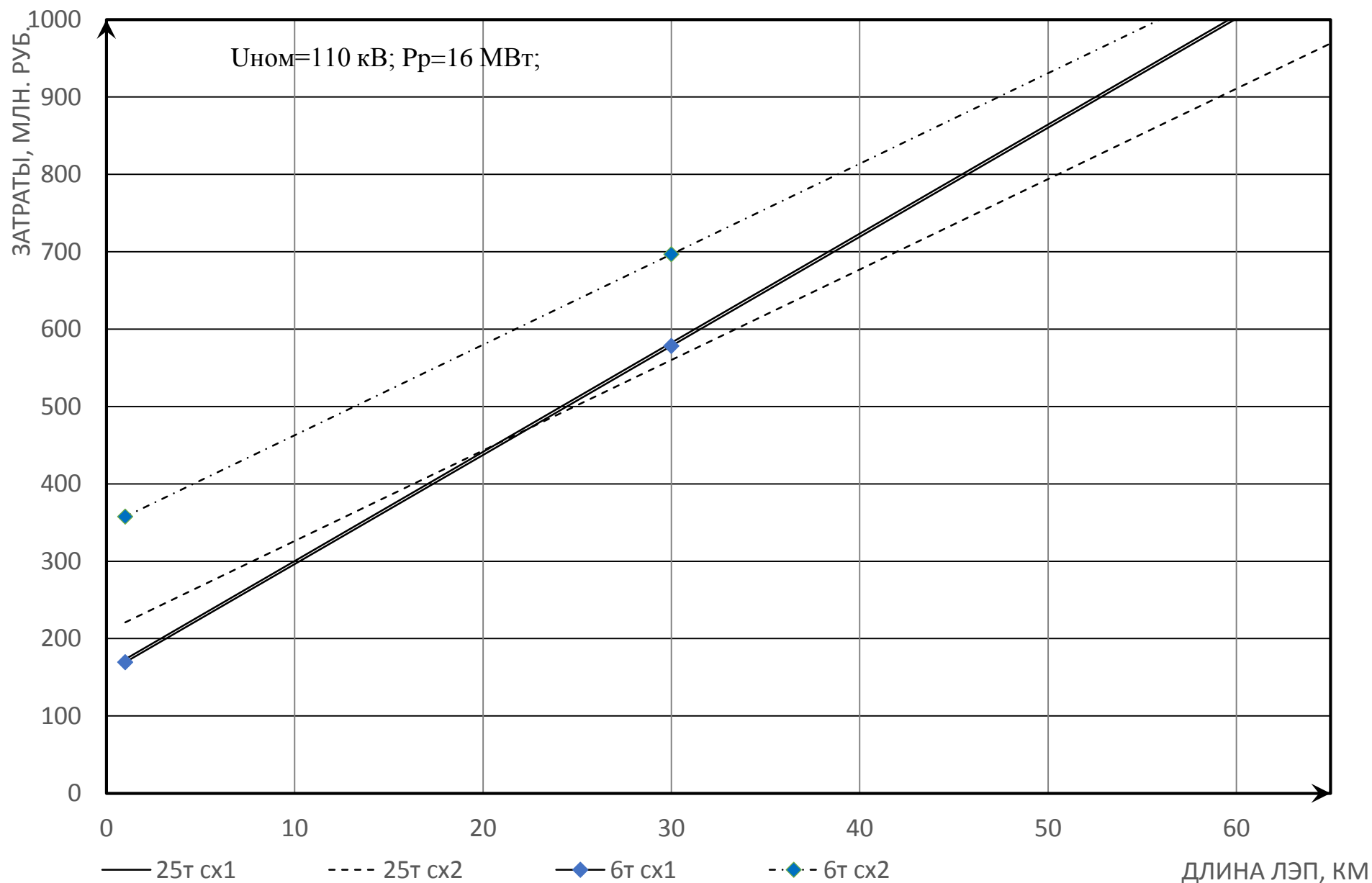


Рисунок 4.5 – Зависимость полных затрат от длины линии, для 2-х вариантов мощности печей

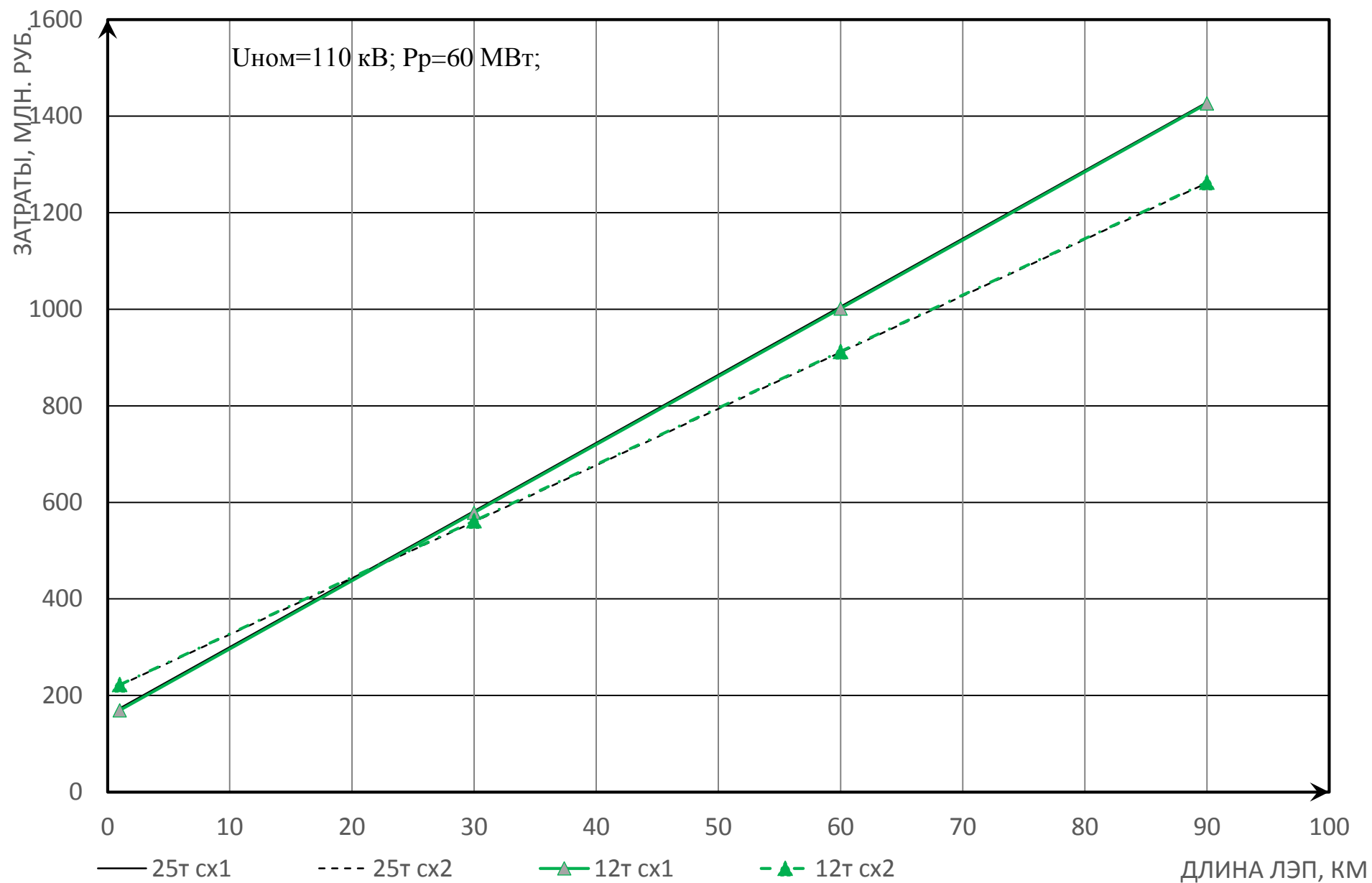


Рисунок 4.6 – Зависимость полных затрат от длины линии, для 2-х вариантов мощности печей

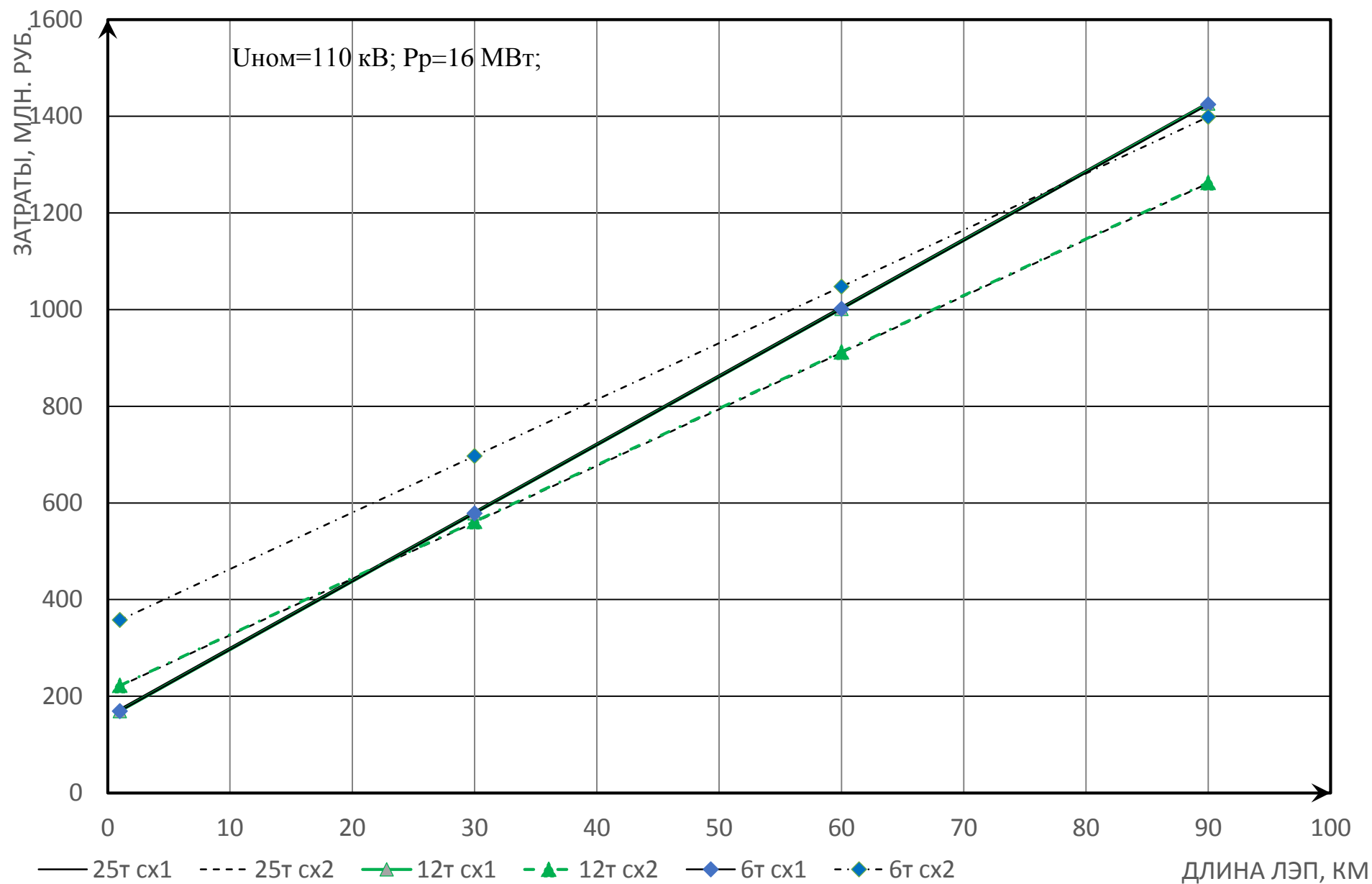


Рисунок 4.7 – Зависимость полных затрат от длины линии, для 3-х вариантов мощности печей

Выводы по разделу 4

В ходе моделирования была создана и опробована экономико-математическая модель системы внешнего электроснабжения промышленного предприятия с резкопеременным графиком нагрузок. Расчетные данные приведены в таблицах, построены графики зависимости полных затрат схемы от длины питающей линии, выявлены взаимосвязи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вопрос выбора схемы внешнего электроснабжения имеет очень большое значение, поскольку правильное применение схемы позволяет снизить не только потери электроэнергии, но и время работы системы в аварийном режиме и, соответственно величину ущерба от недоотпуска электроэнергии.

В данной выпускной квалификационной работе произведено исследование с целью оптимизации схемы внешнего электроснабжения промышленного предприятия с резкопеременным графиком нагрузок. В модели учитываются все необходимые технические требования к СЭС, учтены такие факторы как: влияние доли нагрузки с резкопеременным графиком нагрузок, по отношению к суммарной мощности предприятия. Автоматический выбор параметров трансформатора, расчетная мощность комбината, и т.д. 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.

В результате математическая модель была просчитана в программной среде Excel. При сравнении двух схем была найдена зависимость, по которой можно однозначно выбрать оптимальный вариант схемы внешнего электроснабжения. Модель была опробована на примере металлургического завода, в Челябинской области.

Исходя из полученных результатов, 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 Минэкономразвития 9 апреля 2018 г. «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2030 года», 2015 г. – 222 с.
- 2 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского – М. Энергия. 1980. – 576 с
- 3 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.
- 4 СТО 56947007- 29.240.124-2012, Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ», Введ. 2007-12-20. ОАО «ФСК ЕЭС» 2008 г. -132 с.
- 5 Приложение 5 к письму Минстроя РФ от 05.10.2017 г. № 35948-ХМ/09 «Индексы изменения сметной стоимости оборудования на III квартал 2017 года»
- 6 Паспортные данные силового трансформатора <http://www.krastehenergo.ru/katalog-produkczii/transformatory-silovye/ts-110/ts-trdn.html>
- 7 Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: А.А. Ермилов. – Москва: Изд-во Энергия. – 1976. – 368 с.
- 8 ГОСТ 11677-1985г. Трансформаторы силовые. Общие технические условия 1986 г. – 79 с.
- 9 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей: Д.Л. Файбисович. – Москва: Изд-во ЭНАС. – 2012. – 376 с.
- 10 Сафонов, В.И. Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие / В.И. Сафонов, П.В. Лонзингер – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 90 с.
- 11 Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий/В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М, Энергоатомиздат, 1987 г. – 336 с.
- 12 Черепанов, В.В. Определение экономической плотности тока в современных условиях для линий 6-35 кВ/В.В. Черепанов, Киров.: ВятГУ, 2013, - 96 с.
- 13 Архивные данные по тарифам на электрическую энергию http://esbt74.ru/juridicheskim_litsam/tsenoobrazovanie/nereguliruemye_tseny_2017g
- 14 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Справочные данные

Таблица 2-9

Технико-экономические характеристики двухцепных воздушных линий 110 кВ

Провод		Потери мощности на одну цепь, кВт/км	Длительно допустимая токовая нагрузка на одну цепь, А	Длина линии на 1% потерь напряжения при полной нагрузке, м	Общая стоимость, тыс. руб/км			
Марка	Сеченье, мм ²				Стальные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	Железобетонные двухцепные с одновременной подвеской двух цепей	Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи
А	70	116	265	5350	15,85	13,60	13,30	10,80
	95	130	320	5910	16,45	14,15	13,80	11,35
	120	136	375	6500	17,00	14,80	14,40	11,85
	150	146	440	6900	17,65	15,45	15,00	12,50
	185	152	500	7500	18,45	16,25	15,80	13,25
	240	163	590	8100	19,70	17,50	17,00	14,45
	300	184	680	8800	21,10	18,80	18,20	15,70
АС	70	125	265	5170	16,05	13,60	13,50	11,00
	95	134	330	5750	16,60	14,35	13,95	11,55
	120	140	380	6400	17,15	14,90	14,55	12,10
	150	149	445	6850	17,85	15,60	15,20	12,75
	185	161	510	7300	18,65	16,45	15,95	13,55
	240	176	610	7960	19,90	17,65	17,20	14,65
	300	184	690	8700	21,30	19,00	18,40	15,90

Рисунок А1 – справочные данные по удельным стоимостным показателям для воздушной линии 110 кВ

Наименование	Масса оборудования, т	Площадь, м ²	Стоимость, тыс. руб.			
			оборудования	монтажа и материалов	строительной части	полная
Выключатели:						
ВМК-110	14	500	6,48	1,29	8,42	16,18
МКП-110	22,3	500	6,60	1,21	8,42	16,24
МГ-110	10	500	5,84	0,56	8,42	14,82
ВВН-110	11,4	500	13,12	0,70	8,42	22,24
Отделитель ОД-110/600	1,7	250	0,57	0,37	4,20	5,14
Разъединитель РОИЗ-110/600	1,8	250	0,76	0,27	4,20	5,23
Короткозамыкатель КЗ-110	1,0	250	0,34	0,19	4,20	4,73
Трансформатор напряжения НКФ-110	4,8	200	3,14	0,3	3,36	6,80
Разрядник РСВ-110	3,2	200	1,02	0,21	3,36	4,59

Рисунок А2 – Справочные данные по удельным стоимостным показателям для разъединителей 110 кВ

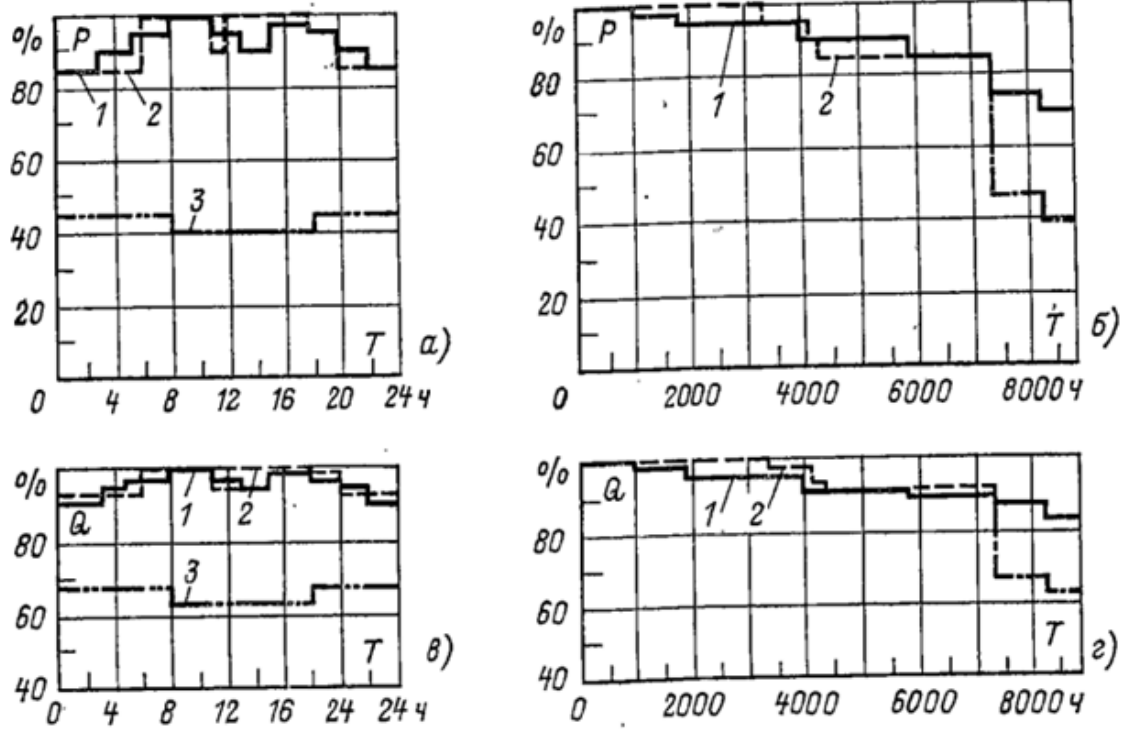


Рисунок А3 – типовой график нагрузок для металлургического предприятия [4]

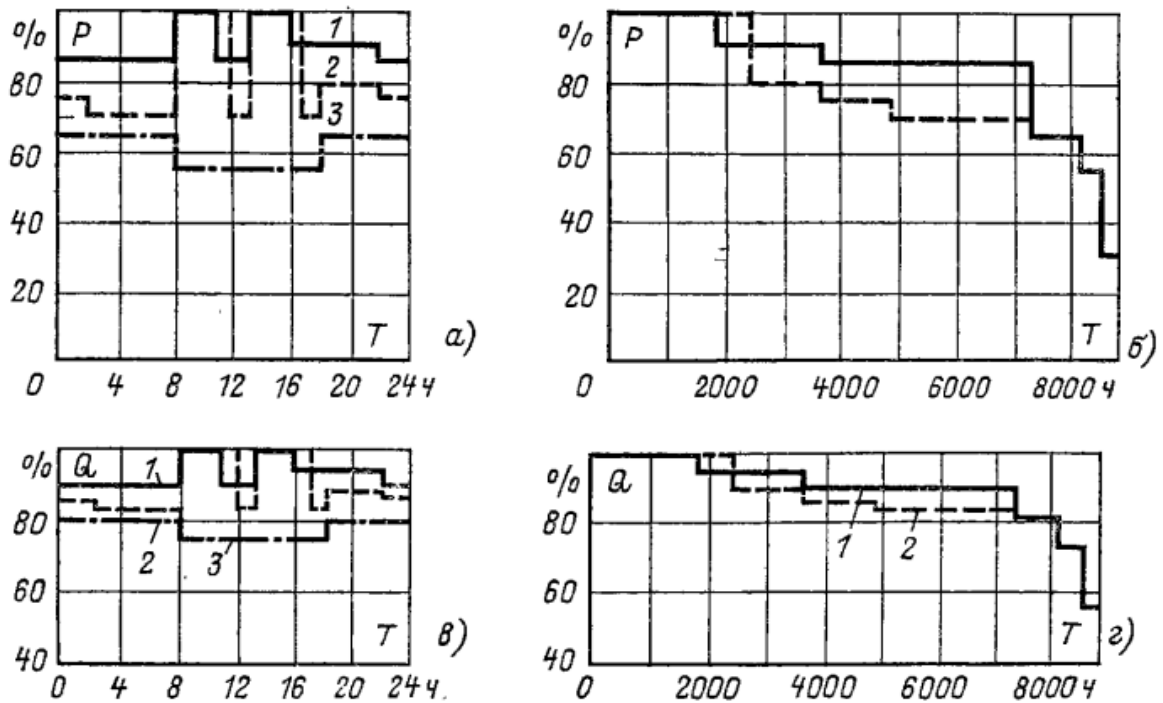


Рисунок А4 – типовой график нагрузок для станкостроительного предприятия [4]

Вид выключателей	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов: КЗ / обрыв цепи;	Среднее время восстановления, ч	Вероятность отказа на коммутационную операцию *	Вероятность отказа при отключении КЗ **	Средняя частота капитальных ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность кап. ремонта, ч	Средняя частота текущих ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч
Автоматические	До 1 кВ	0,02 /0,03	4			0,33	10	0,67	8
Электромагнитные	6...10	0,01 /0,01	11	0,002	0,027	0,2	24	0,8	16
Маломасляные	10	0,003 /0,007	20	0,003	0,005	0,14	8	0,86	8
	20	0,002 /0,008	26	0,003	0,005	0,14	10	0,86	8
	35	0,014 /0,016	25	0,005	0,005	0,14	9	0,86	8
	110..150	0,02 /0,04	20	0,006	0,013	0,14	30	0,86	8
Масляные баковые	35	0,002 /0,007	30	0,006	0,006	0,14	12	0,86	8
	110	0,005 /0,011	40	0,004	0,006	0,14	23	0,86	8
	220	0,015 /0,040	50	0,011	0,009	0,14	43	0,86	8
Воздушные	35	0,004 /0,016	40	0,013	0,012	0,2	29	0,8	8
	110	0,003 /0,017	20	0,004	0,004	0,2	45	0,8	12
	220	0,004 /0,016	55	0,004	0,006	0,2	122	0,8	15
	330	0,005 /0,026	48	0,002	0,006	0,2	160	0,8	16
	500	0,025 /0,125	60	0,007	0,003	0,2	130	0,8	20
	750	0,050 /0,200	75	0,009	0,003	0,2	270	0,8	30
	1150*	0,060 /0,240	90	0,010	0,004	0,2	350	0,8	40

Рисунок А5 – справочные данные по показателям надежности оборудования [2]

Номинальная мощность, МВа	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов 1/год	Среднее время восстановления, ч	Средняя частота текущих ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч	Средняя частота капитальных ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность кап.ремонта, ч
До 2,5	6...20	0,016	50	0,25	6	0,166	150
	35	0,010	40	0,25	6	0,166	200
2,5...7,5	6...20	0,008	120	0,25	8	0,166	150
	35	0,007	65	0,25	26	0,166	200
	110	0,018	40	0,25	28	0,166	250
10...80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26	0,166	200
	110	0,014	70	0,75	28	0,166	280
	220	0,035	60	0,75	28	0,166	300
Более 80	110	0,075	95	1,0	30	0,166	300
	220	0,025	60	1,0	30	0,166	330
	330	0,053	45	1,0	30	0,166	380
	500...750	0,024*	220	1,0	50	0,166	400

Рисунок А6 - справочные данные по показателям надежности оборудования [2]

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключении, у.е./кВт ...при продолжительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки технологической брони, %	Удельный ущерб при невосполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенсации неданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
1. Топливная промышленность								
Добыча нефти	0,4	3,5	3,5	3,5	8	12	0,60	0,10
Нефтепереработка	0,6	1,5	1,5	1,5	1	90	1,00	0,15
Шахты	0,2	0,2	0,3	0,8	4	20	0,35	0,10
Добыча торфа	0,25	0	0	0	0	0	0,35	0,15
2. Черная металлургия								
Горно-обогатительные комбинаты (ГОК)	0,15	0,35	0,45	0,7	3,0	35	0,35	0,05
Металлургический завод полного цикла	0,4	2,9	4,0	8,0	2	33	0,60	0,20
Трубопрокатный завод	0,3	0,5	0,5	0,5	4	33	0,45	0,10
Завод ферросплавов	0,1	0,07	0,10	0,35	4	5	0,35	0,02
Производство высококачественных сталей	0,25	0,5	0,1	0,1	5	20	0,35	0,10
3. Цветная металлургия								
Глиноземный завод	0,15	10	11	12	2	10	0,35	0,10
Алюминиевый завод	0,10	0	0,05	0,35	16	5	0,35	0,02
Медеплавильный завод	0,40	0,30	0,50	1,6	20	5	0,55	0,25

Рисунок А7 - справочные данные по показателям надежности оборудования [9]

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключении, у.е./кВт ...при продолжительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки технологической брони, %	Удельный ущерб при невосполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенсации недоданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
4. Химическая промышленность								
Серный карьер и рудники	1,5	0,15	0,15	0,15	1	5	2,00	0,90
Фосфорный карьер	0,25	0,15	0,15	0,15	1	5	0,40	0,15
Суперфосфатный завод	0,15	0,21	0,30	0,80	3	50	0,35	0,10
Содовый завод	0,60	25,0	30,0	42,0	5	35	0,90	0,35
Завод азотно-туковых удобрений	0,10	2,1	3,0	5,0	15	10	0,35	0,01
Лакокрасочный завод	0,30	6,3	6,3	6,3	22	10	0,50	0,05
Химфармзавод	0,30	100	100	100	2	60	0,50	0,10
Электрохимкомбинат	0,20	0,3	0,5	0,5	2	50	0,45	0,10
Производство смол и пластмасс	0,80	0,3	2,0	2,0	2	30	1,20	0,20
Карбидный завод	0,10	0,10	0,15	0,26	2,0	30	0,60	0,10
5. Нефтехимическая промышленность								
Нефтехимический комбинат орг. синтеза	1,00	4,8	12,5	27,5	2	60	2,00	0,35
Шинный завод	0,60	6,5	6,5	6,5	3	50	1,20	0,15
Завод асбестовых технических изделий	0,20	0,15	0,20	0,20	3	50	0,35	0,10
Завод резинотехнических изд.	0,60	2,0	2,0	2,0	3	50	1,20	0,10
6. Машиностроение и металлообработка								
Завод турбостроения	0,25	2,50	5,30	15,0	6	30	0,40	0,10

Рисунок А8 – Справочные данные по удельным ущербам