

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Чайковский филиал
федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Кафедра автоматизации, информационных и инженерных технологий

МП 12.8-2021

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРЕДПИСАНИЯ

по выполнению курсового проекта по дисциплине

«Электроэнергетические системы и сети»

для студентов очной, заочной форм обучения

по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Чайковский, 2021

Методические предписания по выполнению курсового проекта по дисциплине «ЭЭСиС» / Сост. В.А. Ковязин. – Чайковский: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2021. – 49 с.

Методические предписания по выполнению курсового проекта по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» предназначены для студентов очной, заочной формы обучения, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», и содержат варианты заданий курсового проекта и рекомендации по их выполнению.

Методические предписания по выполнению курсового проекта призваны оказать методическую помощь студентам в освоении дисциплины.

Методические предписания включают в себя краткие теоретические по теме, вопросы для закрепления теоретического материала, задания для курсового проекта.

Рецензент: доктор тех. наук, профессор кафедры АИИТ Иванова Т.Н.

Методические предписания для студентов по выполнению курсового проекта рассмотрены и одобрены на заседании кафедры автоматизации, информационных и инженерных технологий ЧФ ПНИПУ 12.04.2021 г., протокол № 29.

Методические предписания для студентов по выполнению курсового проекта рекомендованы методической комиссией ЧФ ПНИПУ для использования в учебном процессе (протокол № 8 от 29.04.2021 г.)

ВВЕДЕНИЕ

Развитие государства требует роста производства, что, как правило, сопровождается и ростом энергопотребления. Причем рост может происходить как за счет увеличения мощности в уже существующих узлах нагрузки, так и за счет строительства новых предприятий. В любом случае потребуются реконструкция электрической сети, требующая значительных затрат материальных и трудовых ресурсов. Поэтому от инженеров-электриков требуется их разумное и экономное расходование, тем более что ресурсы эти ограничены.

Процесс проектирования является началом реализации капитальных вложений в линии электропередачи, подстанции, распределительные сети. От качества выполнения проекта зависит дальнейшая экономическая эффективность функционирования электроэнергетической системы.

Цель практических занятий состоит в изучении методик проектирования и формировании навыков их использования для выполнения основных процедур этапов проектирования традиционными способами.

Содержанием практических занятий является разработка технико-экономического обоснования варианта электрической сети и разработка эскиза принципиальной схемы электроснабжения промышленного района.

Полученные результаты являются исходными данными для выполнения курсового проекта «Проект развития районной электрической сети» по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети».

Методические указания умышленно не разбивались на отдельные практические занятия, чтобы у студентов сохранилась целостность восприятия процесса проектирования электрической сети. В Приложении Б дан график работы в соответствии с содержанием выполнения процедур проектирования районной электрической сети.

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Задача: спроектировать схему электрической сети промышленного района.

Исходные данные

- Географическое положение узлов нагрузки и источника питания (табл. А.1); масштаб: в 1 см – 2 км.
- Климатические условия – III район по гололеду.
- Электрические нагрузки узлов (табл. А.2).
- Характеристики узлов нагрузки (табл. А.3 – А.4).

Содержание работы

1 ТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВАРИАНТОВ

- 1.1 Расчет суммарной электрической нагрузки района.
- 1.2 Обоснование необходимости и выбор места сооружения узловой подстанции.
- 1.3 Выбор номинального напряжения в системе внешнего электроснабжения. Анализ возможной схемы внешнего электроснабжения.
- 1.4 Разработка вариантов схем системы внутреннего электроснабжения.
- 1.5 Выбор по натуральным показателям вариантов.
- 1.6 Предварительный расчет потокораспределения в выбранных схемах сети.
- 1.7 Выбор номинального напряжения сети и сечений проводов.
- 1.8 Проверка принятых марок проводов.

- 1.9 Проверка сети по потере напряжения.
- 1.10 Выбор трансформаторов и компенсирующих устройств потребителей подстанций.

2 СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

- 2.1 Расчет капитальных вложений
- 2.2 Расчет постоянных издержек
- 2.3 Расчет переменных издержек
- 2.4 Условия сопоставимости вариантов
- 2.5 Определение приведенных затрат и выбор наилучшего варианта системы внутреннего электроснабжения

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

- 3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов на узловой подстанции. Выбор компенсирующих устройств.
- 3.2 Выбор и проверка сечений проводов.
- 3.3 Проверка системы внешнего электроснабжения по потере напряжения.
- 3.4 Описание спроектированной сети.

4 ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

- 4.1 Конфигурация спроектированной электрической сети.
- 4.2 Эскиз принципиальной схемы электроснабжения промышленного района.

УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

1 ТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВАРИАНТОВ

1.1 Расчет суммарной электрической нагрузки района

Расчет электрических нагрузок необходим для решения вопросов о величине номинального напряжения электрической сети, целесообразности сооружения узловой подстанции и многих других, возникающих на стадии проектирования. Расчетные активная P_p и реактивная Q_p нагрузки определяются по формулам:

$$\begin{aligned} P_p &= K_{y.m} P_M + \Delta P, \\ Q_p &= K'_{y.m} Q_M + \Delta Q, \\ S_p &= \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \end{aligned} \quad (1.1)$$

где P_M , Q_M – суммарные активная и реактивная нагрузки района, вычисляемые как сумма максимальных нагрузок i -ых узлов (по данным табл. А.2):

$$P_M = \sum_{i=1}^n P_{Mi}, \quad Q_M = \sum_{i=1}^n Q_{Mi}, \quad (1.2)$$

$K_{y.m}$, $K'_{y.m}$ – коэффициенты участия в максимуме активных и реактивных нагрузок [3],

ΔP , ΔQ – потери активной и реактивной мощности в элементах сети.

Поскольку линии и трансформаторы будущей сети еще не выбраны, потери мощности определяются по эмпирическим формулам в долях от полной максимальной нагрузки района S_M :

$$\begin{aligned}\Delta P &= \Delta P_{л} + \Delta P_{тр} = (0,03 + 0,02)S_M = 0,05S_M, \\ \Delta Q &= \Delta Q_{л} + \Delta Q_{тр} = (0,05 + 0,1)S_M = 0,15S_M,\end{aligned}\tag{1.3}$$

а сама максимальная нагрузка составляет:

$$S_M = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{Mi}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{Mi}\right)^2}.\tag{1.4}$$

1.2 Обоснование необходимости и выбор места сооружений узловой подстанции

Сооружение узловой подстанции (УП) позволяет сократить протяженность электрической сети и, следовательно, уменьшить капитальные вложения. Решение о необходимости УП может быть получено на основе технико-экономического сравнения вариантов. Однако практика проектирования выработала критерий, в соответствии с которым УП целесообразно сооружать, если расстояние от источника питания (ИП) до теоретического центра нагрузок (ТЦН) не менее, чем в три раза превышает средневзвешенное расстояние между ТЦН и всеми узлами нагрузки.

Координаты ТЦН вычисляются по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} X_i}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}}, \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}},$$

в которых X_0, Y_0 – координаты i -го узла нагрузки (по табл. А.1).

На лист миллиметровой бумаги формата А4 нанесите координаты узлов нагрузки, ИП и ТЦН (рис. 1.1). Чтобы найти средневзвешенное расстояние, определите вначале расстояния $L_{\text{ТЦН-}i}$ от ТЦН до каждого i -го узла и подставьте их в формулу:

$$L_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Mi} L_{\text{ТЦН-}i}}{\sum_{i=1}^n P_{Mi}}.$$

Теперь замерьте расстояние от ИП до ТЦН ($L_{\text{ИП-ТЦН}}$) и разделите его на $L_{\text{ср.взв}}$. Если в итоге получилось больше трех (или близко к трем), можно делать вывод о том, что необходимо соорудить УП.

Узловую подстанцию удобно совместить с одним из ближайших узлов нагрузки, чтобы не увеличивать количество подстанций. Капитальные вложения в систему электроснабжения можно сократить, если УП совместить с той потребительской подстанцией (ППС), которая из ближайших к ТЦН расположена ближе к ИП (в нашем примере это подстанция Д см. рис. 1.1). Следует учесть также, что УП лучше совмещать с той потребительской подстанцией, нагрузка которой больше.

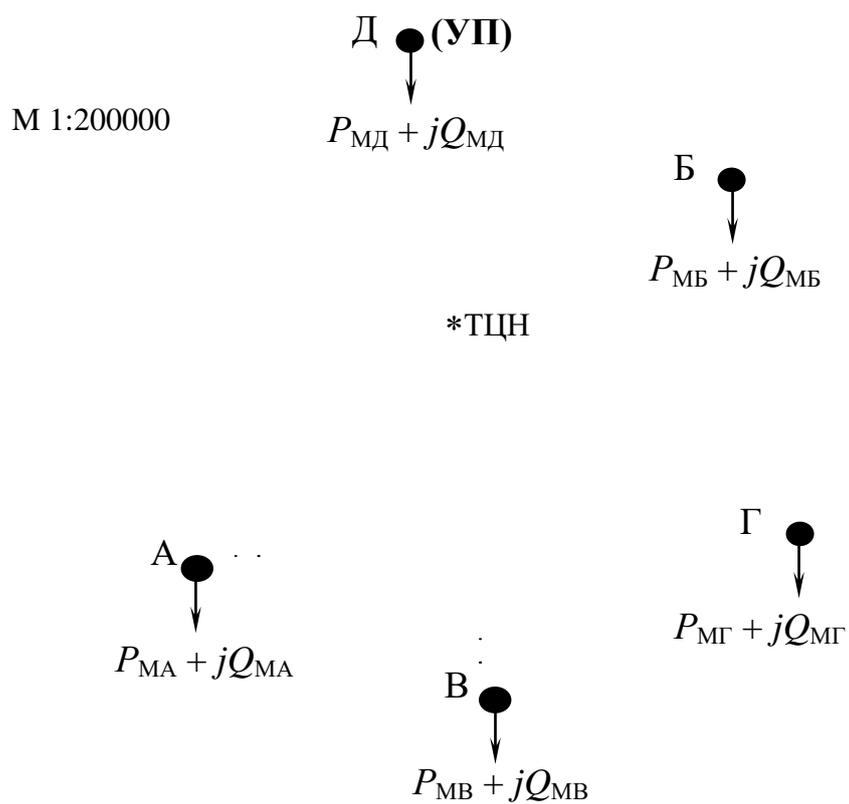
ИП
□

Рисунок 1.1 – Ситуационный план района проектируемой сети

1.3 Выбор номинального напряжения в системе внешнего электроснабжения. Анализ возможной схемы внешнего электроснабжения

Номинальное напряжение сети существенно влияет на ее технико-экономические показатели и технические характеристики. Ориентировочно его можно определить по эмпирическим формулам, устанавливающим зависимость номинального напряжения от передаваемой мощности P (МВт) на одну цепь и расстояния L (км), на которую она передается. С этой целью используются либо формула Стилла:

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{L + 16P}, \quad (1.5)$$

которая справедлива при $L \leq 250$ км и $P \leq 60$ МВт, либо более универсальная формула Илларионова [2], дающая удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ,

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}. \quad (1.6)$$

Обратите внимание, что расстояние L в этих формулах измеряется в километрах. Поэтому расстояние от ИП до УП, замеренное в п.1.2 в см, необходимо умножить на масштаб m (в 1 см – 2 км) и коэффициент неравномерности трассы $k_{\text{н.т}}$, принимаемый в расчетах от 1,05 до 1,3:

$$L = L(\text{см})mk_{\text{н.т}}. \quad (1.7)$$

По расчетному значению выбирается ближайшее номинальное напряжение. Принятое значение сверяется с рекомендациями табл. 6.5 из [1].

Система внешнего электроснабжения предназначена для связи ИП с узловой подстанцией. Для обеспечения надежности и бесперебойности питания эта связь осуществляется по двум одноцепным линиям. Нанесите их на рис. 1.1 и оцените, не тяготеет ли один из узлов района к этой линии. Если такая ситуация наблюдается, то эту подстанцию следует включить в систему внешнего электроснабжения, проектирование которого будет выполнено в соответствующем разделе.

1.4 Разработка вариантов системы внутреннего электроснабжения

Схемы районной электрической сети должны удовлетворять минимальным требованиям надежности и вместе с тем быть достаточно дешевыми и простыми. В этом смысле наиболее распространены радиальные, магистральные или простейшие замкнутые сети с упрощенными схемами первичных соединений, не содержащими сборных шин. Чтобы сократить количество рассматриваемых вариантов, все узлы нагрузки целесообразно разбить на две – три группы по территориальному признаку (взаимное расположение узлов и их местоположение относительно УП). Затем для каждой группы делаются выкопировки из рис. 1.1 и намечаются все возможные разумные варианты (например, рис. 1.2).

При разработке вариантов следует избегать противотоков мощности и стремиться к сокращению протяженности линий электропередачи. На этом рисунке показываються линии и выключатели, которые устанавливаются на головных участках линий, отходящих от УП, и в перемычках кольцевых схем.

Над каждой линией показывается длина участка, рассчитываемая по формуле (1.7). Длины участков сети можно показать в отдельных табличках, как это сделано, например, на рис. 1.2.

Каждой предложенной схеме дается характеристика, учитывающая капиталоемкость (протяженность сети, количество выключателей), надежность, удобство эксплуатации.

1.5 Выбор по натуральным показателям вариантов

Если удалось составить по 4–5 вариантов в каждой группе, то для дальнейших расчетов следует отобрать только по 2–3, чтобы ограничить объем вычислений. Это можно сделать с использованием натуральных показателей, к которым относятся суммарная протяженность сети и количество выключателей в схеме. При расчете протяженности сети необходимо учитывать, что к потребителям второй категории надежности в разомкнутых схемах линии можно выполнять на двухцепных опорах. Это существенно сокращает капитальные вложения в сеть. Если же в одной схеме содержатся потребители и первой и второй категорий, то вся сеть должна строиться из расчета обеспечения требований надежности для потребителей первой категории. Если позволяет район по гололеду [4], то и для потребителей первой категории можно использовать двухцепные опоры. В замкнутых сетях суммарная протяженность сети $L_{\text{л}}$ рассчитывается как сумма длин участков, представленных на рисунке с вариантами. Для разомкнутых сетей, выполненных на одноцепных опорах, суммарная длина умножается на коэффициент 2, а в случае двухцепных опор – на коэффициент 1,6.

Для сопоставимости натуральных показателей вариантов количество выключателей в схеме заменяется эквивалентной по капитальным вложениям длиной линий электропередач (ЛЭП) $L_{\text{экв}}$ из расчета 3 км за один выключатель. Теперь можно найти суммарную длину L_{Σ} , характеризующую капитальные вложения в вариант:

$$L_{\Sigma} = L_{\text{л}} + L_{\text{экв}}.$$

Результаты расчета натуральных показателей удобно привести в таблице 1.2.

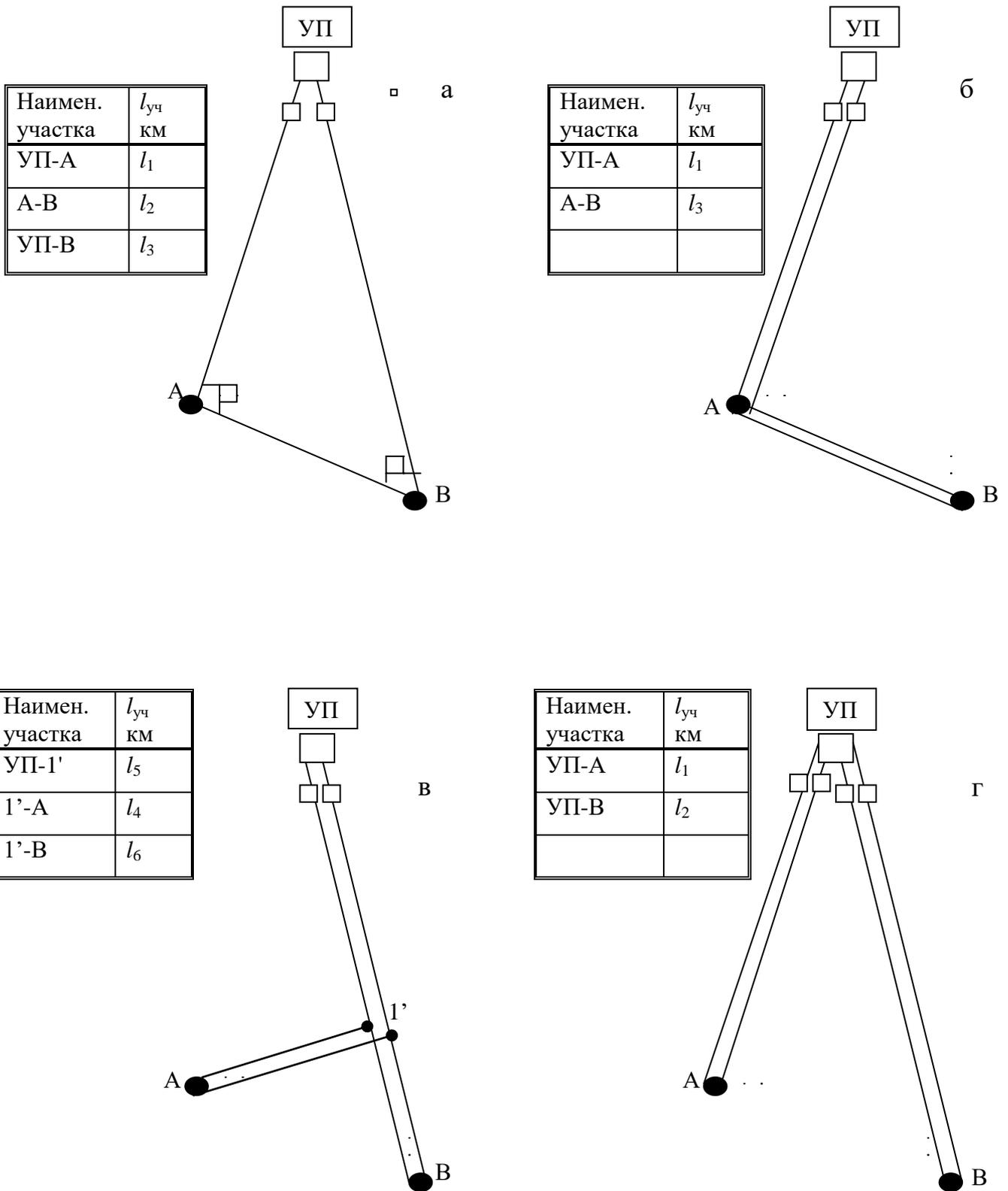


Рисунок 1.2 – Варианты схемы питания для 1 группы потребителей:

а – кольцевая; б – магистральная;

в – магистральная с ответвлением; г – радиальная.

Таблица 1.2 – Натуральные показатели сравниваемых вариантов

Группа	Вариант	$l_{л\Sigma}$ км	$n_{в}$ шт	$l_{экв}$ км	l_{Σ} км
1	а				
	б				
2	а				
	б				

На основе анализа полученных данных в каждой группе выбирается по 2–3 варианта с наименьшими значениями L_{Σ} , но обязательно принципиально отличающиеся по конфигурации (например, радиально-магистральные и кольцевые схемы).

1.6 Предварительный расчет потокораспределения в выбранных схемах сети

Для расчета системы внутреннего электроснабжения вначале выполняется расчет потокораспределения. В разомкнутых сетях потоки мощности на участках определяются от конечных точек по направлению к узловой подстанции на основании первого закона Кирхгофа. Замкнутая сеть «разрезается» по УП. Затем рассчитывается мощность на головном участке с учетом допущения об однородности сети

$$\vec{S}_{\Gamma} = \frac{\sum_{j=1}^m \vec{S}_j L_{j-УП'}}{L_{УП-УП'}}, \quad (1.8)$$

где \vec{S}_j – мощность j -го узла,

$L_{j-УП'}$ – расстояние от j -го узла до противоположного конца линии,

$L_{УП-УП'}$ – суммарная длина линии от УП до УП'.

На остальных участках кольцевой сети расчет выполняется по первому закону Кирхгофа.

Результаты расчета потоков мощности на участках во всех схемах наносятся на соответствующие рисунки (например, рис. 1.3).

1.7 Выбор номинального напряжения сети и сечений проводов

Напряжение в системе внутреннего электроснабжения рассчитывается по одной из формул, приведенных в п. 1.3. При этом используются рассчитанные в п. 1.6 потоки мощности и длины участков сети. Не забудьте, что в районных электрических сетях нецелесообразно использовать два номинальных напряжения в одной и той же электрически связанной сети. Зато вполне может получиться, что в разных группах вариантов потребуется использовать разные номинальные напряжения. Выбор номинального напряжения вариантов удобно представить в таблице 1.3.

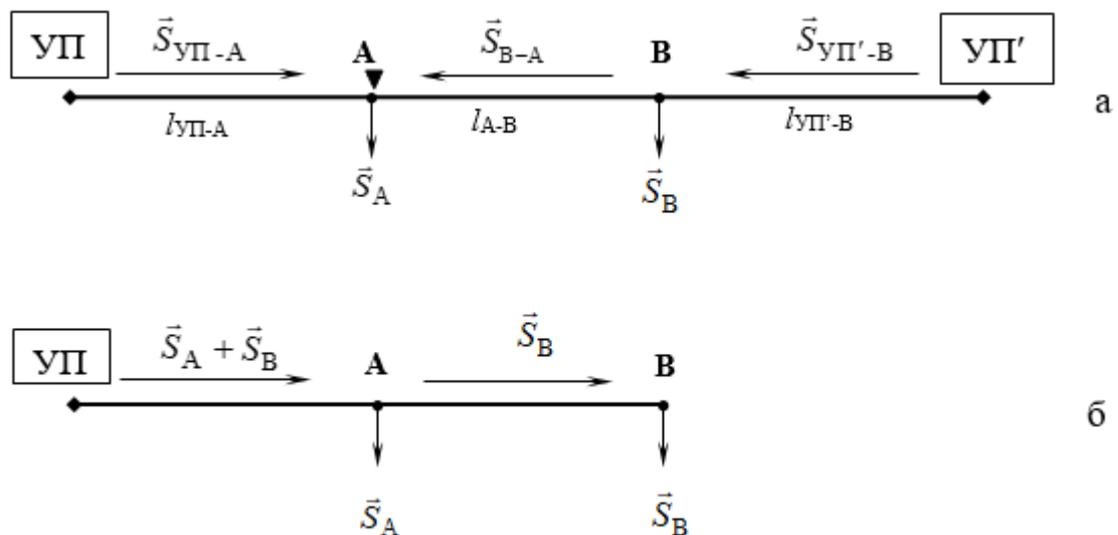


Рисунок 1.3 – Потокораспределения в схемах вариантов а и б 1 группы потребителей

Таблица 1.3 – Выбор номинального напряжения

Группа	Вариант	Наименование участка	$P_{\text{уч}}$ МВт	$n_{\text{ц}}$	P МВт	L км	U кВ	$U_{\text{ном}}$ кВ

Сечения проводов рассчитываются по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$, которая принимается по ПУЭ в зависимости от числа часов максимальной нагрузки $T_{\text{М}}$, материала провода и его конструктивного исполнения. Величина $T_{\text{М}}$ для района в целом находится как средневзвешенная величина по известным значениям $T_{\text{М}i}$ для разных отраслей промышленности (табл. А.4) и мощностям узлов:

$$T_{\text{М}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{М}i} T_{\text{М}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{М}i}}.$$

Экономическое сечение составляет

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{р}} / j_{\text{эк}}, \quad (1.9)$$

где $I_{\text{р}}$ – рабочий ток сети (А), определяемый по величине потока мощности на участке сети $S_{\text{уч}}$ (МВ·А) и номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$ (кВ),

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{уч}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} n_{\text{ц}}}. \quad (1.10)$$

По экономическому сечению выбирается стандартное $F_{\text{ст}}$ таким образом, чтобы учесть требования ПУЭ в отношении механической прочности и условий коронирования. Диапазоны стандартных сечений, используемых при разных номинальных напряжениях, приведены в табл. 6.5 из [1].

Таблица 1.4 – Выбор сечений проводов

Группа	Вариант	Наимен. участка	$P_{уч} + jQ_{уч}$ МВ·А	$S_{уч}$ МВ·А	$n_{ц}$	$U_{ном}$ кВ	I_p А	$F_{эк}$ мм ²	$F_{ст}$ мм ²

1.8 Проверка принятых марок проводов

Проверка принятых проводов сети по нагреву длительным током производится в наиболее тяжелых режимах работы (послеаварийных). С этой целью производится сравнение тока послеаварийного режима $I_{ав}$ на каждом участке сети с допусаемым $I_{доп}$ для соответствующего марки провода.

Аварийный ток определяется с учетом количества цепей $n_{ц.ав}$. этого режима по формуле:

$$I_{ав} = \frac{S_{уч.ав} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ном} n_{ц.ав}}, \quad (1.11)$$

где $S_{уч.ав}$ – потоки мощности на участках в послеаварийном режиме.

В разомкнутых сетях аварийная ситуация связана с отключением одной цепи. При этом потокораспределение не изменяется, но вся нагрузка ложится на одну цепь, что ведет к увеличению тока в два раза ($I_{ав} = 2I_p$).

В замкнутой сети наиболее тяжелыми авариями являются случаи отключения одного из головных участков. Это приводит к тому, что сеть становится разомкнутой, и потокораспределение в ней находятся по первому закону Кирхгофа. Поскольку заранее неизвестно, отключение какого из головных участков приведет к более серьезным последствиям, в работе рассматриваются оба случая (см. рис.1.4).

Провод не перегревается при выполнении соотношений:

$$I_{ав} \leq I_{доп}. \tag{1.12}$$

Результаты проверки проводов по нагреву приводятся в табл.1.5.

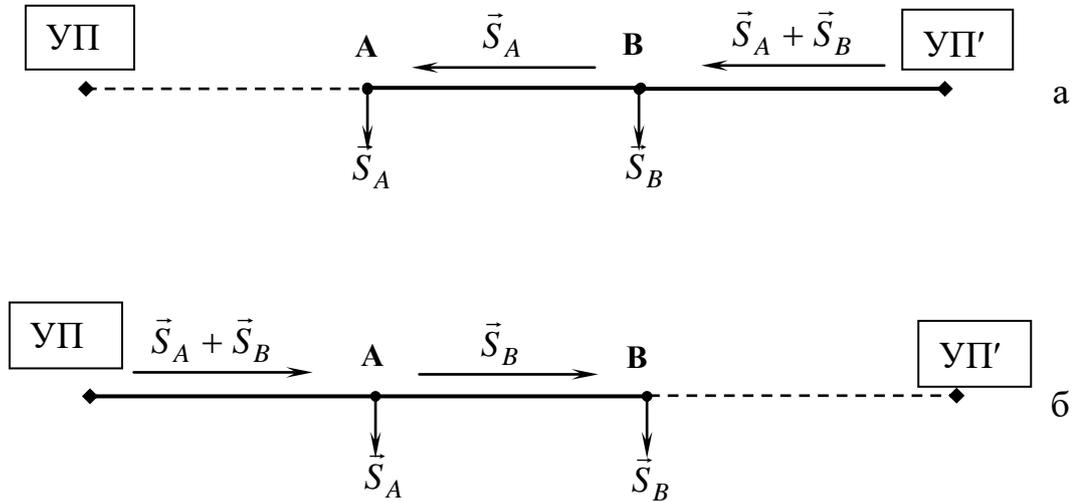


Рисунок 1.4 – Потокораспределение при аварийном отключении головного участка в кольцевой сети слева (а) и справа (б)

Таблица 1.5 – Проверка принятых марок проводов по нагреву длительным током в послеаварийных режимах

Группа	Вариант	Наим. уч-ка	$P_{уч} + jQ_{уч}$ МВА	$I_{ав}$ А	Марка провода	$I_{доп}$ А	$I_{ав} < I_{доп}$
1	а	Отключение «справа»					
		УП-А					
		А-В					
		Отключение «слева»					
		УП'-В					
		В-А					
	б	УП-А					
		А-В					

Если для какого-то участка сети оказалось, что $I_{ав} > I_{доп}$, то необходимо увеличить сечение провода на этом участке. При этом, однако, необходимо

проконтролировать, чтобы оно не превысило максимальное рекомендуемое сечение для используемого номинального напряжения.

Расчеты на корону не выполняются, поскольку минимальные стандартные сечения проводов в сети 110, 220 и 330 кВ сразу выбираются в соответствии с требованиями ПУЭ (см., например, табл.1.18 в [5]).

По ПУЭ механическая прочность обеспечивается, если выполняется заданное соотношение алюминиевой и стальной части провода А:С [4].

Фактические значения F_a и F_c можно найти в [5].

Пример проверки провода на механическую прочность приведен в табл. 1.6.

Таблица 1.6 – Принятые марки проводов по ПУЭ

Марка Провода	Сечение, мм ²		Отношение А:С	
	алюминия	стали	фактическое	по ПУЭ
АС – 95/16	91,7	15,00	6,11	6,0 – 6,25
АС – 240/32	244,0	31,7	7,70	7,71 – 8,04

1.9 Проверка сети по потерям напряжения

По потере напряжения проверяется не провод, а сеть от УП до каждой конечной точки. Эта проверка представляет собой оценку обеспечения качества электроэнергии на зажимах потребителей с точки зрения ГОСТ 13109-97.

Требования стандарта будут выполняться при условии:

$$\Delta U_{\Sigma k} \leq [\Delta U_{ав}]. \quad (1.13)$$

Допустимое значение $[\Delta U_{ав}]$ зависит от возможности регулирования напряжения в системе [2]. Для сетей 35–110 кВ $[\Delta U_{ав}] = 15\%$.

Потеря напряжения на каждом участке сети определяется как продольная составляющая падения напряжения:

$$\Delta U_{\text{ав}} = \frac{P_{\text{уч.ав}} R + Q_{\text{уч.ав}} X}{U_{\text{ном}}}, \text{ кВ}, \quad (1.14)$$

или в процентах:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U_{\text{ав}}}{U_{\text{ном}}} 100\%, \quad (1.15)$$

где $P_{\text{уч.ав}}$ и $Q_{\text{уч.ав}}$ – активные и реактивные мощности на участках сети, известные из приближенного расчета потокораспределения в послеаварийном режиме;

R и X – активные и реактивные сопротивления соответствующих участков сети.

Сопротивления вычисляются по удельным величинам r_0 , x_0 [3, 5] и длине линии l :

$$R = r_0 l; \quad X = x_0 l. \quad (1.16)$$

Результаты расчета потерь напряжения приводятся в табл. 1.7.

Таблица 1.7 – Расчет потерь напряжения в послеаварийных режимах

Группа	Вариант	Наименование участка	Марка провода	$P_{\text{уч}} + jQ_{\text{уч}}$ МВА	l км	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	R Ом	X Ом	ΔU		
										кВ	%	
1	а	Отключение «справа»										
		УП–А										
		А–В										
И т о г о :												

Обратите внимание на то, что в варианте магистральной схемы с ответвлением в сети имеется несколько конечных точек, для каждой из кото-

рых в итоговой строке должно быть записано соответствующее суммарное значение.

Если получилось, что $\Delta U_{\Sigma k} > 15\%$, то можно попробовать увеличить сечение провода на одном или нескольких участках. Если замена сечений оказалась неэффективной, то нужно принять более высокое номинальное напряжение или отказаться от варианта как технически нереализуемого. В этом случае следует принять к рассмотрению другой вариант из состава предложенных (см. п.1.3).

1.10 Выбор трансформаторов и компенсирующих устройств потребителей подстанций

Для обеспечения минимально необходимого уровня надежности электроснабжения потребителей 1-й и 2-й категорий установка двух одинаковых трансформаторов ($n_T = 2$) является наиболее целесообразным решением. При выходе из строя одного трансформатора оставшийся в работе должен взять на себя всю нагрузку ПС. Требуемая мощность трансформатора $S_{\text{треб}}$ выбирается таким образом, чтобы при отключении одного трансформатора обеспечить питание потребителей 1-й и 2-й категорий:

$$S_{\text{треб}} \geq (0,6 - 0,75) S_M, \quad (1.17)$$

где $0,6 - 0,75$ – доля потребителей 1-й и 2-й категорий.

По $S_{\text{треб}}$ выбирается ближайшее значение номинальной мощности трансформаторов $S_{\text{тр.ном}}$.

Для выбранных трансформаторов рассчитываются коэффициенты загрузки:

– в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{S_M}{n_T S_{\text{ном.т}}}, \quad (1.18)$$

В табл. 1.9 приняты следующие обозначения:

$U_{в.ном}$, $U_{н.ном}$ – номинальные высшее и низшее напряжения;

ΔP_k , ΔP_x – потери короткого замыкания и холостого хода;

U_k – напряжение короткого замыкания;

I_x – ток холостого хода.

Нормальное функционирование электроприемников, работающих с созданием электромагнитных полей, связано с потреблением из сети реактивной мощности. Это ведет к дополнительным потерям активной мощности в элементах сети. Для разгрузки сети от реактивной мощности выполняется ее компенсация. На потребительских ПС целесообразно выполнить ее с помощью конденсаторных батарей, включаемых параллельно нагрузке (поперечная компенсация).

В соответствии с Руководящими указаниями [9] мощность КУ определяется по формуле:

$$Q_{ку} = P_{\phi 1}(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_{эк}), \text{ Мвар}, \quad (1.22)$$

$$\text{где } \operatorname{tg}\varphi_1 = \frac{Q_{\phi 1}}{P_{\phi 1}}, \quad (1.23)$$

$P_{\phi 1}, Q_{\phi 1}$ – наибольшие активная и реактивная нагрузки в часы, устанавливаемые энергосистемой.

Если графики нагрузки для потребительских ПС не заданы, с некоторым запасом принимаем, что

$$P_{\phi 1} = P_M; \quad Q_{\phi 1} = Q_M. \quad (1.24)$$

Величина $\operatorname{tg}\varphi_3$ задается энергосистемой в зависимости от величины первичного напряжения (табл. 1.10).

Таблица 1.10 – Экономические значения тангенса φ

$U_{\text{ном}}$ кВ	$\text{tg}\varphi_3$
35	0,23
110	0,28
220>	0,32

Если $\text{tg}\varphi_1 < \text{tg}\varphi_3$ или $Q_{\text{ку}} < 400$ квар, то КУ не устанавливаются.

При выборе номинальной мощности и количества комплектных конденсаторных установок следует исходить из необходимости равномерной разгрузки трансформаторов от реактивной мощности. Поскольку секционные выключатели на стороне низшего напряжения потребительских ПС отключены, количество однотипных установок должно быть кратно количеству секций на ПС (двум – при двухобмоточных трансформаторах и четырем – при трансформаторах с расщепленными обмотками).

Мощность и тип комплектных конденсаторных установок выбирается по [6] и фиксируются в табл. 1.11.

Таблица 1.11 – Выбор компенсирующих установок

Наименование ПС	$P_{\text{ф1}}$ МВт	$\text{tg}\varphi_1$	$U_{1\text{ном}}$ кВ	$\text{tg}\varphi_3$	$Q_{\text{ку}}$ Мвар	Тип трансформатора	$U_{2\text{ном}}$ кВ	Тип и количество КУ	$Q_{\text{ку.ном}}$ Мвар
А									
Б									
В									

При установке КУ трансформаторы разгружаются от протекания реактивной мощности, поэтому необходимо проверить их загрузку и выявить возможность установки трансформаторов меньшей мощности. Коэффициенты загрузки трансформаторов вычисляются по формулам (1.18) и (1.19) с учетом того, что после компенсации нагрузка узла составляет:

$$S_M^K = \sqrt{P_M^2 + (Q_M - Q_{\text{КУ.НОМ}})^2}. \quad (1.25)$$

Если в этом случае нарушается нижняя граница экономического интервала коэффициентов нагрузки ($k_{3,к} < 0,5$), то следует рассмотреть возможность уменьшения номинальной мощности трансформаторов, устанавливаемых на ПС.

Результаты проверки загрузки трансформаторов приводятся в табл. 1.12.

Таблица 1.12 – Проверка загрузки трансформаторов после установки КУ

Наименование ПС	$P_M + jQ_M$ МВА	$Q_{\text{КУ.НОМ}}$ Мвар	$S_{\text{НОМ.ТР}}$ МВА	S_M^K МВА	$k_{3,к}$	$k_{3,ав.к}$	После замены трансформаторов		
							тип трансформатора	k_3	$k_{3,ав.}$

После табл. 1.12 делается анализ целесообразности замены трансформаторов на конкретных потребительских ПС.

2 СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

Расчет технико-экономических показателей ведется в национальной валюте. Сведения о стоимости ЛЭП и оборудовании можно принимать по [1, 3], из условия, что 1 руб. соответствует 1 доллару США. Перевод в рубли необходимо выполнить по курсу $k_{руб}$ Национального банка России на день выдачи задания. В технико-экономические расчеты не включаются группы, для которых намечен единственный вариант электроснабжения.

2.1 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения включают в себя затраты на линии электропередачи $K_{л}$ и оборудование $K_{об}$:

$$K = K_{л} + K_{об}.$$

Расчет капитальных вложений в ЛЭП производится по формуле:

$$K_{л} = l_{л} k_{0л},$$

где $k_{0л}$ – удельная стоимость одного километра ЛЭП с учетом материала опор и их конструктивного исполнения.

Капитальные вложения в оборудование включают в себя стоимость оборудования на УП $K_{ОРУ}^{УП}$ и на потребительских ПС $K_{ОРУ}^{ПС}$:

$$K_{об} = K_{ОРУ}^{УП} + K_{ОРУ}^{ПС}.$$

Расчет выполняется в табл. 2.1.

Если варианты одной и той же группы потребителей выполнены на одном и том же номинальном напряжении, то стоимость трансформаторов не включается в стоимость оборудования потребительских ПС. В этом случае величина $K_{ОРУ}^{ПС}$ будет определяться только стоимостью коммутационного оборудования. Данные по стоимости выбираются из [1, 3] в зависимости от схемы первичных соединений ОРУ [1, 9].

Таблица 2.1 – Расчет капитальных вложений в ЛЭП

Группа	Вариант	Наименование участка	Марка провода	Тип опор	l км	$k_{0,л}$ т.у.е./км	$K_{л}$	
							т.у.е	т.руб
1	а							
		<i>Итого:</i>						

Если центром питания считаются сборные шины УП, то возможны такие варианты схем первичных соединений: при номинальном напряжении 35 кВ применяется одиночная секционированная система шин, при напряжении 110–220 кВ используется схема с двумя системами сборных шин и обходной СШ.

На напряжении 6–10 кВ принимается одиночная секционированная система шин как для УП, так и для ППС.

На потребительских ПС принимаются упрощенные схемы первичных соединений с минимальным количеством выключателей: схема «блок линия–трансформатор» (рис. 2.1, а) – в разомкнутых сетях; схема «мостика» (рис. 2.1, б) – в замкнутых сетях.

Если потребительские ПС расположены в четвертом и особом районах по гололеду, то в цепях трансформатора устанавливаются выключатели. В

первом, втором и третьем районах по гололеду выключатели могут быть заменены отделителями и короткозамыкателями, если потребители не предъявляют особых требований к надежности электроснабжения.

Расчет капитальных вложений в оборудование выполняется в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет капитальных вложений в оборудование

Группа	Вариант	Узловая подстанция				Потребительские ПС				K _{об}	
		Тип ОРУ	$k_{0\text{яч}}$ т.у.е. яч	$n_{\text{яч}}$	$K_{\text{ОРУ}}^{\text{УП}}$ т.у.е.	Тип ОРУ	$k_{0.\text{ОРУ}}$ т.у.е. ОРУ	$n_{\text{ОРУ}}$	$K_{\text{ОРУ}}^{\text{ПС}}$ т.у.е.	т.у.е.	т.руб
1	а										
	б										

2.2 Расчет постоянных издержек

Ежегодные издержки эксплуатации на линии и оборудование ПС включают в себя амортизационные отчисления I_a , предназначенные для полной замены (реновации) основных фондов после их износа, и расходы на обслуживание сети $I_{\text{обсл}}$ (текущий ремонт, зарплату персоналу, общественные расходы).

Амортизационные отчисления и затраты на обслуживание могут быть приближенно оценены пропорционально стоимости основных фондов (капитальных вложений) по средним нормам затрат на амортизацию p_a и обслуживание $p_{\text{обсл}}$ [10]:

$$I_a = \frac{p_a \%}{100} K; \quad I_{\text{обсл}} = \frac{p_{\text{обсл}} \%}{100} K,$$

тогда

$$I_{\text{пост}} = \frac{p_a + p_{\text{обсл}}}{100} K.$$

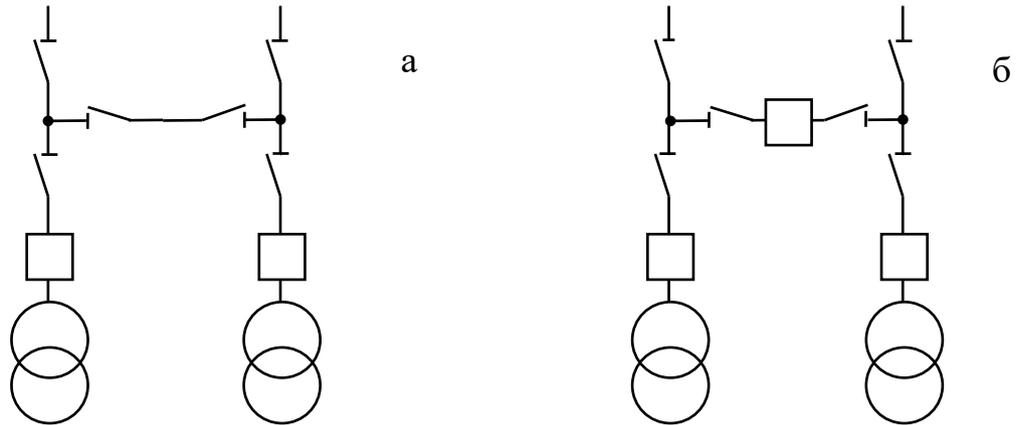


Рисунок 2.1 – Схемы первичных соединений упрощенных потребительских ПС:

а – блок линия–трансформатор;

б – мостик.

Постоянные издержки вычисляются по формуле:

$$I_{\text{пост}} = I_{\text{а}} + I_{\text{обсл.}}$$

Результаты расчета постоянных издержек заносятся в табл. 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет постоянных издержек

Группа	Вариант	ЛЭП			Оборудование			I _{пост} т.руб/Г
		$p_{\text{а}}+p_{\text{обсл}}$ %	K _л т.руб	I _л т.руб/Г	$p_{\text{а}}+p_{\text{обсл}}$ %	K _{об} т.руб	I _{об} т.руб/Г	
1	а							
	б							

2.3 Расчет переменных издержек

Переменные издержки – это стоимость потерянной электроэнергии, вычисляемая по среднему действующему тарифу b_c (с учетом НДС) на электроэнергию,

$$I_3 = b_c \Delta W. \quad (2.1)$$

Отметим, что потери на электроэнергию рассчитывают для нормального режима сети. Послеаварийный режим не рассматривают, так как он существует кратковременно и практически не сказывается на экономических показателях, связанных с потерями электроэнергии.

Величина потерянной электроэнергии ΔW складывается из потерь электроэнергии в ЛЭП $\Delta W_{л}$ и в трансформаторах $\Delta W_{тр}$.

Потери электроэнергии в ЛЭП вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \tau. \quad (2.2)$$

Расчеты потерь мощности и электроэнергии производятся для каждого варианта рассматриваемой группы потребителей.

Потери мощности на участке сети вычисляются по формуле:

$$\Delta P_{л} = \frac{P_{уч}^2 + Q_{уч}^2}{U_{ном}^2 n_{ц}} R.$$

Результаты расчета потерь мощности в линиях сводим в табл. 2.5.

Рассчитав потери отдельных участков сети, находим суммарные потери мощности для каждого варианта $\Delta P_{л\Sigma}$:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \Delta P_{li}$$

и заносим их итоговые строки табл. 2.5.

Расчет потерь электроэнергии по формуле (2.2) и стоимости потерь электроэнергии в ЛЭП по формуле (2.1) выполняется только для итоговых строк табл. 2.5.

Таблица 2.5 – Стоимость потерь электроэнергии в ЛЭП

Группа	Вариант	Наименование участка	S МВА	R Ом	$n_{ц}$	$\Delta P_{л}$ МВт/ч	$\Delta W_{л}$ МВт/ч	$I_{э}$ т.руб/Г
1	а	УП–А						
		А–В						
		УП–В						
		<i>И т о г о :</i>						

Если трансформаторы включаются в технико-экономический расчет (см. п. 2.1), то потери мощности в них вычисляются по формуле:

$$\Delta P_{тр} = n_{т} \Delta P_{х} + n_{т} \Delta P_{к} \left(\frac{S_{М}}{n_{т} S_{тр.ном}} \right)^2 = \Delta P_{ст} + \Delta P_{мд}.$$

Для каждой группы потребителей находятся суммарные потери в стали

$\Delta P_{ст\Sigma}$ и в меди $\Delta P_{мд\Sigma}$ трансформаторов, что дает возможность рассчитать потери электроэнергии трансформаторах по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma} = \Delta P_{\text{ст}\Sigma} T + \Delta P_{\text{мд}\Sigma} \tau,$$

где T – число часов работы трансформаторов в течении года, обычно $T = 8700$ ч.

Стоимость потерянной в трансформаторах электроэнергии вычисляется по формуле (2.1) для итоговой строки (см. табл. Б.1).

2.4 Условия сопоставимости вариантов

При наличии нескольких технических решений лучшее можно выбрать только при условии сопоставимости вариантов.

Существует 4 условия сопоставимости:

2.4.1 Равенство основного производственного эффекта, под которым будем понимать мощность, передаваемую по линиям от центра питания (ЦП), например, шины ИП или УП. Рассматриваемые варианты отличаются величиной потерь мощности, следовательно, и основным производственным эффектом (ОПЭ). Для приведения к одному и тому же ОПЭ в капитальным затратам добавляются дополнительные капитальные вложения в оборудования электростанций для покрытия потерь мощности в сети:

$$K_{\text{эс}} = k_{\text{эс.0}} \Delta P,$$

где $k_{\text{эс.0}}$ – удельная стоимость дополнительного оборудования;

$$k_{\text{эс.0}} = (150-180)k_{\text{грн}}, \text{ тыс. грн / МВт},$$

тогда

$$K_{\Sigma} = K + K_{эс}.$$

Результаты приведения вариантов к одинаковому ОПЭ показаны в табл. 2.6.

Таблица 2.6 – Расчет дополнительных $K_{эс}$ и суммарных K_{Σ} капиталовложений

Группа	Вариант	ΔP МВт	$K_{эс}$ т.руб	$K_{л}$ т.руб	$K_{об}$ т.руб	K_{Σ} т.руб

2.4.2 Одинаковая надежность. Сравнимые варианты отличаются по надежности, однако для каждого из них вероятность безотказной работы превышает величину $P = 0,999$ [11]. По рекомендациям головного института «Энергосетьпроект» граничная надежность составляет $P = 0,996$. В данном проекте фактор надежности рассматривается как условие ограничения, следовательно, варианты можно считать равнонадежными.

2.4.3 Сопоставимость цен, которая обеспечивается использованием одной и той же информационной базы при расчете всех вариантов.

2.4.4 Приведение затрат к одному сроку, принимаемому для сетевых объектов равным одному году.

2.5 Определение приведенных затрат и выбор наилучшего варианта системы внутреннего электроснабжения

2.5.1 Расчет приведенных затрат. Поскольку условия сопоставимости выполняются, лучший вариант можно выбрать, используя критерий минимума приведенных затрат:

$$Z = E_{н}K_{\Sigma} + И \rightarrow \min, \quad (2.3)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;
при сложившейся системе банковских кредитов можно принимать величину
 $E_n = 0,2$ 1/год.

Результаты расчета затрат приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7 – Сводная таблица технико-экономических показателей сравниваемых вариантов

Группа	Вариант	Кап. вложения, т.руб				Издержки, т.руб/г				З т.руб/г
		$K_{л}$	$K_{об}$	$K_{эс}$	K_{Σ}	$I_{л}$	$I_{об}$	$I_{э}$	I	
1	а									
	б									

На основании табл. 2.7 в каждой группе выбирается лучший вариант, удовлетворяющий условию (2.3).

2.5.2 Оценка экономической эффективности принятого варианта. Оценим целесообразность принятого варианта, рассчитав эффект – натуральное выражение ожидаемого результата:

$$\Theta = Z - Z_{\min},$$

где Z – затраты на ближайший к оптимальному вариант;

Z_{\min} – затраты оптимального варианта.

Затем определим эффективность – относительное выражение ожидаемого результата:

$$\Theta\phi = \frac{\Theta}{Z_{\min}} 100\%.$$

Если эффективность меньше 5%, то варианты считаем равноэкономичными [4]. В этом случае для окончательного выбора варианта привлекаются дополнительные неэкономические критерии:

- более высокая надежность;
- удобство в эксплуатации;
- более высокое качество напряжения;
- энергосбережение.

Отметим, что критерий энергосбережения играет в условиях нестабильности цен на энергоносители важнейшую роль, поэтому должен всегда учитываться при прочих равных условиях.

Если сравниваются варианты с разными номинальными напряжениями, то в случае, когда $\Delta\phi \leq 5\%$, предпочтение отдается варианту с более высоким $U_{\text{ном}}$ [4].

На основании п.п. 2.5.2 окончательно синтезируется система внутреннего электроснабжения района.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Выбор номинального напряжения и анализ возможной схемы системы внешнего электроснабжения выполнены в п. 1.3. Дальнейшие действия по проектированию этой части электрической сети регламентируются перечнем вопросов, подлежащих рассмотрению (см. Содержание контрольной работы). Методика выполнения пунктов этого раздела не отличается от той, которая была рассмотрена при проектировании системы внутреннего электроснабжения. Поэтому здесь мы не будем подробно останавливаться на ее изложении, а лишь отметим особенности, на которые необходимо обратить внимание.

3.1 Выбор количества и мощности трансформаторов на узловой подстанции. Выбор компенсирующих устройств

На УП, как и на потребительских ПС, можно обосновать установку двух трансформаторов, если к ней не предъявляется особых требований, поэтому их мощность определяется по формуле (1.17). Отличие, однако, состоит в том, что вместо S_M необходимо принять $S_{p,уп}$ расчетную мощность УП. Если проектом предусмотрено питание всех без исключения узлов нагрузки шин УП, то $S_{p,уп}$ совпадает с расчетной нагрузкой района (1.1).

В случае, когда к системе внешнего электроснабжения предполагается подключение одного из узлов нагрузки, расчетная мощность УП пересчитывается по методике п. 1.1, но без мощности узла, вошедшего в систему внешнего электроснабжения. Выбор количества и мощности трансформаторов для этого УН не отличается от методики п. 1.10.

Возможна также ситуация, когда в системе внутреннего электроснабжения разные группы потребителей имеют различные первичные номиналь-

ные напряжения. Мощность УН, имеющих $U_{\text{ном}}$, совпадающее с номинальным напряжением системы внешнего электроснабжения, не входит в $S_{\text{р.УП}}$.

По принятой номинальной мощности трансформаторов и $S_{\text{р.УП}}$ рассчитываются коэффициенты загрузки нормального (1.18) и послеаварийного (1.19) режимов и сравниваются с соотношениями (1.20)–(1.21). Затем выбирается тип трансформаторов, который зависит от величин номинальных напряжений в системе внешнего и внутреннего электроснабжения района. Рассмотрим возможные ситуации.

3.1.1 Номинальные напряжения систем внешнего и внутреннего электроснабжения совпадают. В этом случае узловая подстанция будет распределительной, устанавливаемые на ней трансформаторы необходимы для питания только того узла нагрузки, с которым совмещена УП. Это будут двухобмоточные трансформаторы (или трансформаторы с расщепленными обмотками), мощность которых рассчитывается по мощности узла нагрузки.

3.1.2 Номинальные напряжения систем внешнего и внутреннего электроснабжения отличаются. В такой ситуации на УП устанавливаются трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы.

Компенсирующие устройства на УП выбираются для компенсации реактивной мощности узла нагрузки, с которым совмещена УП. Как и в п. 1.10, проверяется загрузка выбранных на УП трансформаторов. В случае, описанном в п.п. 3.1.1, речь фактически идет о потребительской ПС, поэтому методика не отличается от той, которая приведена в п. 1.10. При проверке загрузки трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов после компенсации в расчетной нагрузке $S_{\text{р.УП}}^{\text{к}}$ учитывается мощность компенсирующих устройств, установленных на самой УП, а также всех потребительских ПС, получающих питание с шин среднего напряжения УП.

3.2 Выбор и проверка сечений проводов

Если система внешнего электроснабжения представляет собой радиальную линию, связывающую ИП и УП, то по ней передается расчетная мощность района. Выбор сечения этой линии производится по методике п. 1.7. В случае, когда от системы внешнего электроснабжения получает питание еще и потребительская ПС, необходимо вначале показать рисунок с токораспределением, а затем воспользоваться формулами п. 1.7. Результаты расчетов лучше привести в таблице.

3.3 Проверка системы внешнего электроснабжения по потере напряжения

При проверке системы внешнего электроснабжения по потере напряжения могут встретиться несколько ситуаций. Рассмотрим их.

3.3.1 Линия, связывающая ИП и УП, – радиальная и выполнена на более высоком номинальном напряжении, чем вся система внутреннего электроснабжения. В этом случае на трансформаторах, установленных на УП, имеется возможность регулирования напряжения в системе внутреннего электроснабжения. Поэтому достаточно, чтобы потеря напряжения на участке ИП–УП не превысила допустимого значения (см. п. 1.9).

3.3.2 От линии ИП–УП получает питание также и потребительская ПС, включенная в систему внешнего электроснабжения. Остальные потребители подключены к шинам среднего напряжения УП. Эта ситуация аналогична предыдущей, с тем лишь дополнением, что в рассматриваемой сети внешнего электроснабжения может быть несколько конечных точек, до каждой из которых следует найти суммарные потери напряжения и сравнить их с допустимым значением (см. п. 1.9).

3.3.3 Системы внешнего и внутреннего напряжения выполнены на одном и том же номинальном напряжении. УП имеет статус распределитель-

ной. На ней нет устройств, с помощью которых можно регулировать напряжение в районной сети. Поэтому потеря напряжения на линии ИП–УП $\Delta U_{\text{внешн}}$ суммируется с максимальной потерей напряжения $\Delta U_{\text{внутр.мах}}$ в выбранной схеме внутреннего электроснабжения

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{\text{внешн}} + \Delta U_{\text{внутр.мах}}$$

и затем уже сравниваются с допустимым значением. При такой системе электроснабжения района вероятно нарушение условия

$$\Delta U_{\Sigma} < [\Delta U].$$

Добиться восстановления неравенства можно несколькими способами:

- скорее всего, расчет потерь напряжения выполнялся без учета установки компенсирующих устройств. Попробуйте повторить расчет за вычетом мощности КУ;

- попробуйте увеличить сечение проводов в системе внешнего электроснабжения;

- если ни одно из этих мероприятий или их совокупность не помогают, принимайте более высокое напряжение в системе внешнего электроснабжения. Однако при этом нужно будет вернуться к началу проектирования этой системы: потребуется установка трансформаторов или автотрансформаторов на УП, изменение сечения проводов. Возможно, придется отказаться от ранее принятой схемы подключения одного из потребителей к линии ИП–УП (по той причине, например, что в справочниках нет трансформаторов принятой ранее мощности трансформаторов на этой ПС с новым более высоким номинальным напряжением).

3.4 Описание схем электроснабжения района

В этом пункте вначале обосновываются схемы первичных соединений ИП, УП и потребительских ПС на всех номинальных напряжениях. Для этого нужно нарисовать конфигурацию электрической сети (п. 4.1), чтобы знать количество присоединений на шинах УП и схему соединения потребительских ПС. Выбор схемы первичных соединений производится в соответствие с требованиями [7].

Затем дается описание системы внешнего электроснабжения (номинальное напряжение, схема сети, протяженность линии, марка проводов, тип опор, количество, тип и мощность трансформаторов или автотрансформаторов, установленных на УП). Описывается конфигурации сети внутреннего электроснабжения, отмечаются достоинства выбранного варианта. Приводятся марки принятых проводов и типы опор. Делается ссылка на принципиальную схему электроснабжения района (п. 4.2).

Описываются основные средства автоматики, предусмотренные в схеме для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения.

4 ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

4.1 Конфигурация спроектированной электрической сети

Для создания этого рисунка, который будет иметь номер 3.1 (см. далее по тексту), необходимо повторить ситуационный план (см. рис. 1.1), но дополнить его линиями электропередачи системы внешнего и внутреннего электроснабжения, а также привести условные обозначения для ПС разного уровня (потребительские, УП, ИП) и ЛЭП различных номинальных напряжений.

4.2 Эскиз принципиальной схемы электроснабжения промышленного района

Рис. 3.2, содержащий эскиз принципиальной схемы электроснабжения района, выполняется на листе миллиметровой бумаги формата не менее А3 или в графическом редакторе (например, КОМПАС). На схеме показываются шины всех номинальных напряжений, начиная с шин ИП и заканчивая шинами 6–10 кВ потребительских ПС, с обязательным указанием значений напряжения на шинах, основные коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, предохранители с указанием их типов).

Изображаются трансформаторы УП и потребительских ПС с указанием схемы соединения обмоток. Для сетей с эффективно заземленной нейтралью показываются также аппараты, включаемые в нейтраль трансформаторов. Подписываются названия подстанций и типы трансформаторов.

На схему наносятся линии электропередачи, на которых надписываются их длины и марки проводов.

Обязательным является расстановка средств автоматики в соответствии с описанием, приведенным в п. 2.4.

Перечень ссылок

- 1 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 2 Электрические системы и сети / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач. – К.: Вища шк. Головное издательство, 1986. – 584 с.
- 3 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
- 4 Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
- 5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 6 Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередачи и сетей / Под ред. Я.М. Большама, В.И. Круповича, М.Л. Самовера. – М.: Энергия, 1974. – 696 с.
- 7 Справочник по электроустановкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна и В.М. Хомякова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 656 с.
- 8 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Министерство энергетике и электрификации СССР. – 14-е изд., переработанное и дополненное, – М.: Энергоатомиздат., 1989. – 191с.
- 9 Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях – М.: Энергия 1974. – 72 с.
- 10 Мельников Н.А. Электрические системы и сети. Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 599 с.

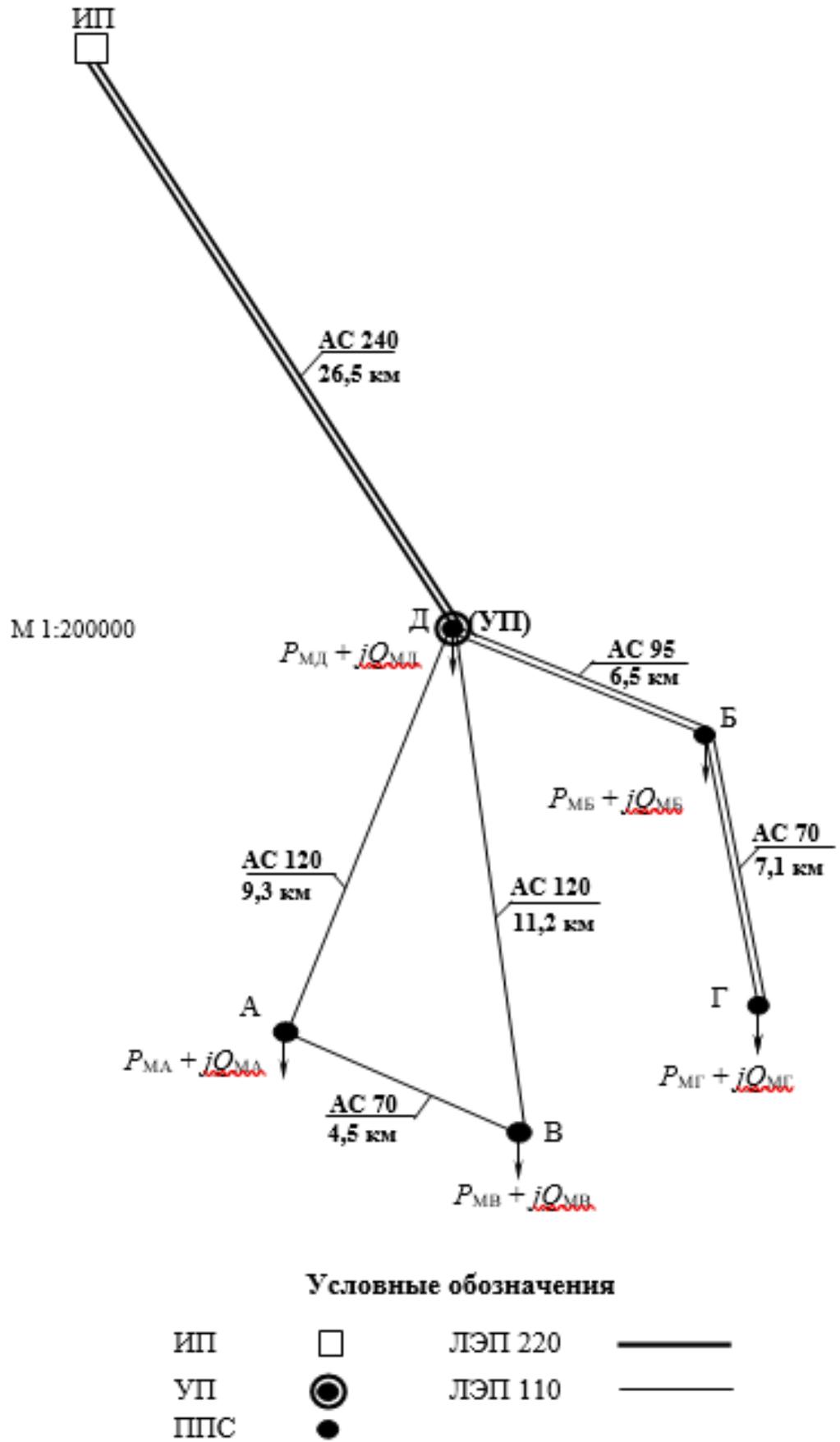


Рисунок 3.1 – Конфигурация электрической сети

Приложение А.
Исходные данные к курсовому проекту

Таблица А.1 – Географическое положение узлов нагрузки и источника питания

№ вари- анта	Координаты узлов нагрузки, мм										Координаты ИП, мм	
	А		Б		В		Г		Д			
	Х	У	Х	У	Х	У	Х	У	Х	У	Х	У
1	130	180	55	230	33	174	110	210	70	180	25	70
2	35	180	80	230	20	210	55	170	95	200	90	55
3	70	95	20	140	45	120	90	130	55	70	145	225
4	65	40	15	70	35	20	70	70	55	60	125	220
5	95	145	0	175	80	195	25	195	40	180	10	10
6	120	220	80	250	160	200	145	240	155	180	40	100
7	80	185	55	230	40	190	100	220	75	210	100	30
8	120	200	50	215	145	230	75	240	85	195	75	45
9	45	105	10	90	95	90	60	50	70	60	120	215
10	45	145	35	180	60	175	100	185	50	155	45	5
11	100	215	45	200	120	235	75	245	95	220	25	65
12	75	215	125	170	110	250	40	235	90	250	0	50
13	100	240	95	200	50	260	140	215	120	230	20	90
14	120	40	165	10	150	55	100	15	135	35	20	110
15	65	250	30	210	50	180	115	230	95	190	105	50
16	45	55	30	85	65	20	85	75	50	50	145	190
17	115	150	100	185	165	170	130	220	140	190	85	15
18	85	85	70	125	120	105	165	110	90	110	150	245
19	75	40	45	45	60	15	15	25	30	55	190	145
20	90	245	110	215	75	195	45	235	105	220	145	45
21	80	220	40	195	65	240	15	230	30	200	130	60
22	45	205	10	180	95	230	65	165	30	210	140	10
23	80	20	140	55	115	10	165	35	130	40	15	155
24	55	140	70	180	115	130	30	165	80	125	10	10
25	45	75	70	50	50	35	25	45	60	85	90	225

Таблица А.2 – Максимальные нагрузки потребителей

№ варианта	Активная P_M (МВт) и реактивная Q_M (Мвар) нагрузки потребителей									
	А		Б		В		Г		Д	
	Р	Q	Р	Q	Р	Q	Р	Q	Р	Q
1	15,0	8,9	20,0	13,4	20,0	10,2	18,0	8,2	16,0	7,3
2	8,0	6,0	5,0	3,0	8,0	5,4	12,5	5,0	7,0	4,0
3	12,0	5,8	6,0	3,8	8,0	3,8	5,0	3,4	10,0	4,5
4	45,0	18,4	30,0	14,0	20,0	9,1	15,0	6,4	18,0	7,2
5	32,0	16,4	30,0	14,0	45,0	16,5	35,0	8,8	24,0	9,3
6	30,0	17,8	25,0	10,0	38,0	9,5	22,0	15,4	18,0	4,9
7	6,0	2,5	8,0	5,0	12,4	4,0	10,0	6,2	14,0	3,6
8	5,0	3,0	8,0	3,0	5,0	2,3	7,0	4,1	6,6	3,0
9	6,0	2,8	4,0	1,5	10,0	7,0	6,0	3,0	5,5	2,3
10	16,0	10,0	20,0	12,6	32,0	15,5	35,0	17,6	24,0	9,6
11	42,0	27,0	37,0	17,5	20,0	9,7	35,0	19,0	17,5	9,0
12	25,0	6,3	18,0	7,6	20,0	10,3	27,0	9,6	12,0	7,2
13	5,0	3,0	6,0	3,0	4,0	2,0	5,0	3,0	7,0	3,0
14	40,0	8,0	35,0	10,0	21,0	11,4	18,0	7,6	13,0	6,5
15	27,0	13,0	19,0	8,6	23,0	12,8	16,0	9,3	13,0	5,6
16	25,0	9,3	15,0	6,4	5,0	2,1	26,0	8,8	12,0	5,5
17	20,0	9,5	25,0	12,3	15,0	7,0	20,0	8,0	27,0	11,0
18	25,0	10,6	10,0	3,6	22,0	13,3	18,0	5,7	19,5	6,5
19	5,0	1,5	15,0	8,0	3,0	2,0	6,0	4,0	12,0	5,5
20	4,0	1,8	6,0	2,0	25,0	15,2	17,5	8,4	8,0	3,5
21	17,0	8,0	7,0	4,3	5,0	2,6	12,3	7,9	11,5	4,5
22	20,0	11,0	4,0	1,6	25,0	6,2	9,0	2,7	18,0	6,5
23	10,6	4,8	12,0	5,3	15,0	5,5	22,0	12,4	17,0	6,0
24	9,5	6,5	6,0	4,0	7,5	3,0	5,5	2,7	12,0	7,0
25	20,0	9,8	22,0	9,0	12,0	5,4	17,0	8,3	7,5	3,6

Таблица А.3 – Состав потребителей в узлах

№ варианта	Код электрической нагрузки					№ варианта	Код электрической нагрузки				
	А	Б	В	Г	Д		А	Б	В	Г	Д
1	а	г	ж	а	м	14	о	н	н	п	р
2	б	г	д	р	з	15	е	л	м	н	п
3	а	г	ж	и	л	16	в	з	и	м	р
4	е	а	к	и	г	17	г	а	е	з	а
5	б	з	д	е	р	18	н	л	п	н	р
6	б	е	ж	и	н	19	е	к	в	л	н
7	а	г	г	з	р	20	б	е	з	д	и
8	л	м	к	н	о	21	е	и	д	з	н
9	о	з	е	п	л	22	а	ж	е	г	а
10	о	н	п	л	р	23	а	а	г	ж	е
11	а	г	е	р	н	24	б	е	д	л	н
12	г	е	е	а	г	25	л	м	о	п	к
13	и	к	р	н	р	26	а	г	д	е	ж

Таблица А.4 – Характеристики электрических нагрузок различных отраслей промышленности [3]

Код электрической нагрузки	Наименование отрасли промышленности	Категория ответственности	Номинальное напряжение $U_{2ном}$, кВ	Число часов использования макс. нагрузки T_M , ч
а	Угледобыча	I	6	6000
б	Нефтепереработка	I	6	8000
в	Торфоразработка	II	6	3500
г	Черная металлургия	I	6	6500
д	Цветная металлургия	I	10	7500
е	Химия	I	6	7600
ж	Тяжелое машиностроение	I	10	5500
з	Ремонтно-механические предприятия	II	10	4000
и	Станкостроение	II	10	4500
к	Автомобилестроение	II	10	5500
л	Деревообрабатывающая промышленность	II	10	3500
м	Целюлезно-бумажная промышленность	II	10	6000
н	Легкая промышленность	II	10	3500
о	Прядильно-ткацкие фабрики	II	10	4500
п	Печатных и отделочных работ	II	10	4500
р	Пищевая промышленность	II	10	3500

Приложение Б

График выполнения курсового проекта

№ недели	Наименование этапов работы	№№ пунктов по оглавлению	Сроки выполнения	Характер работы
1	Исходные данные. Графики нагрузки	1.1	1 неделя	Расчетно-графическая
2	Характеристики графиков нагрузки	1.2	1 неделя	Расчетно-графическая
3	Определение расчетных электрических нагрузок района	1.3	1 неделя	Расчетная
4	Обоснование необходимости и выбор места сооружения УП	1.4	1 неделя	Расчетно-графическая
5	Выбор номинального напряжения в системе внешнего электроснабжения. Разработка вариантов системы внутреннего электроснабжения	1.5 1.6	1 неделя	Расчетная
6	Выбор по натуральным показателям вариантов для дальнейшего технико-экономического сравнения	1.7	1 неделя	Расчетная
7	Предварительный расчет потоко-распределения в выбранных схемах	1.8	1 неделя	Расчетная
8	Выбор номинального напряжения сети и сечений проводов	1.9	1 неделя	Расчетная
9	Проверка принятых марок проводов	1.10	1 неделя	Расчетная
10	Проверка сети по потерям напряжения	1.11	1 неделя	Расчетная
11	Выбор трансформаторов и компенсирующих устройств потребительских подстанций	1.12	1 неделя	Расчетная
12	Расчет капитальных вложений. Расчет постоянных издержек	2.1 2.2	1 неделя	Расчетная
13	Расчет переменных издержек. Условия сопоставимости вариантов	2.3 2.4	1 неделя	Расчетная
14	Определение приведенных затрат и выбор наилучшего варианта системы внутреннего электроснабжения	2.5	1 неделя	Расчетная
15	Проектирование системы внешнего электроснабжения	3.1–3.4	1 неделя	Расчетная
16	Разработка схемы системы электроснабжения промышленного района	4.1–4.2	1 неделя	Расчетно-графическая

ВОПРОСЫ, РАССМАТРИВАЕМЫЕ В ПРОЕКТЕ

- 1 Задачи и методы проектирования энергосистем и электрических сетей [1, с. 237-240; 3, с. 21-26]
- 2 Капитальные вложения [2, с. 398-402]
- 3 Годовые эксплуатационные расходы [2, с. 402-404]
- 4 Потери электроэнергии в элементах электрических систем и сетей. Определение себестоимости передачи электроэнергии [2, с. 404-409]
- 5 Техничко-экономическое сравнение вариантов [1, с. 243-247; 2, с. 396-398]
- 6 Выбор варианта с учетом фактора надежности [1, с. 247-257]
- 7 Определение потребности в электроэнергии [2, с. 417-421, с. 426-427; 3, с. 29-31]
- 8 Определение нагрузок на разных ступенях системы [2, с. 421-426]
- 9 Выбор номинального напряжения [1, с. 257-263; 2, с. 490-494]
- 10 Выбор сечений проводов по экономической плотности тока [1, с. 263-268; 2, с. 428-433]
- 11 Выбор сечений проводов по экономическим интервалам [1, с. 268-274]
- 12 Проверка сечений проводов и кабелей по условиям допустимого нагрева [1, с. 289-302; 2, с. 433-437]
- 13 Ограничения по допустимым потерям напряжения [2, с. 437-440]
- 14 Схемы электрических сетей [1, с. 311-315]
- 15 Способы присоединения подстанций к сети [1, с. 315-321]
- 16 Схемы электрических соединений подстанций [1, с. 321]
- 17 Число и мощность трансформаторов подстанций [2, с. 481-490]