

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по курсовой работе
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2019

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73
П26

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 2 от 06.12.2018 г.)*

Составители: *П. В. Лычев, К. М. Медведев, С. С. Зиновьева*

Рецензент: доц. каф. «Физика и электротехника» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. В. Козлов*

П26 **Передача** и распределение электроэнергии : учеб.-метод. пособие по курсовой работе для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / сост.: П. В. Лычев, К. М. Медведев, С. С. Зиновьева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 29 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения и порядок выполнения по девяти разделам курсовой работы, в которых приводится алгоритм выбора основных технических решений при проектировании электрической сети.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2019

1. РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ВЫБОРА ЛУЧШЕГО

Как известно, электрические сети по признаку конфигурации делятся на разомкнутые, замкнутые и смешанные.

До построения конфигурации сети необходимо составить топологическую схему взаимных расположений источников питания узлов нагрузок в соответствии с заданием. На данную схему следует нанести мощности узлов нагрузок и категории потребителей по надежности. В соответствии с заданным масштабом на топологическую схему наносятся расстояния между узлами проектируемой сети (рис. 1), которые округляются до целого числа.

При построении конфигурации сети (разомкнутых, замкнутых или смешанных) для обеспечения предъявляемых к ним требований (надежность, экономичность, гибкость в разных режимах) можно рекомендовать следующее:

- стремиться к передаче электроэнергии от источников к потребителям по кратчайшему пути;
- по возможности исключить потоки мощности в направлениях к источнику питания;
- в замкнутую сеть целесообразно включить узлы нагрузки примерно одинаковой мощности и по возможности не допускать в ней малозагруженных линий большой длины;
- для обеспечения требуемой надежности в разомкнутой сети электроснабжение потребителей I категории необходимо обеспечить по двум линиям, II категории – по двум линиям или одной двухцепной линии, а к потребителям III категории допускается прокладка одной линии, если время устранения повреждения не превышает одних суток;
- в замкнутой сети для потребителей любой категории, включенных в нее, достаточно одной линии с каждого из двух направлений.

В числе разработанных должны быть варианты разомкнутой и смешанной или замкнутой сети (рис. 2).

Для выбора лучшего варианта в качестве критерия сопоставления в первую очередь рекомендуется использовать минимальную суммарную длину линии.

Лучший вариант должен быть согласован с руководителем курсовой работы. Как правило, он должен включать разомкнутую и замкнутую части электрической сети.

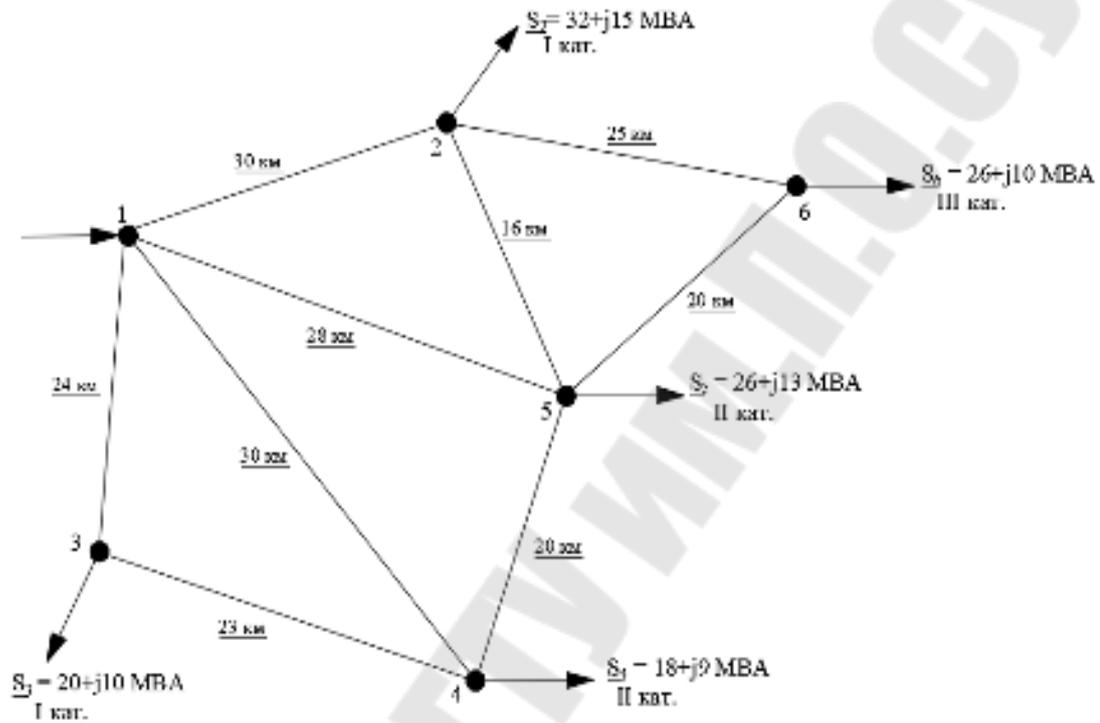
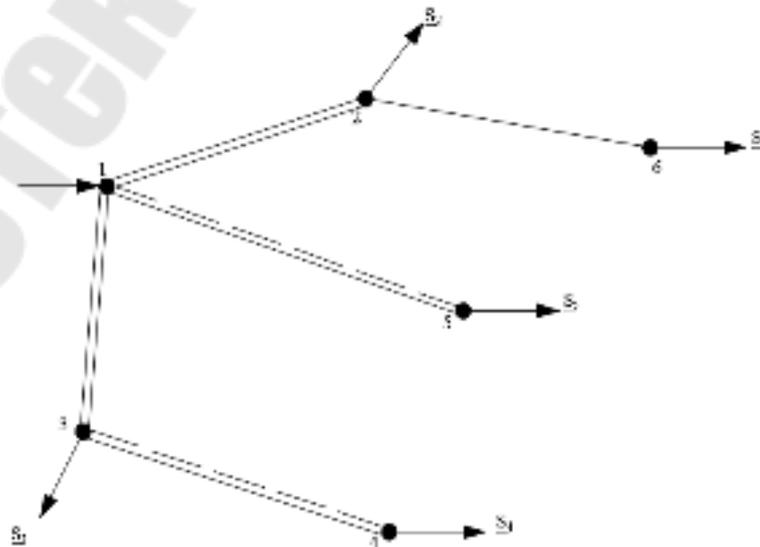
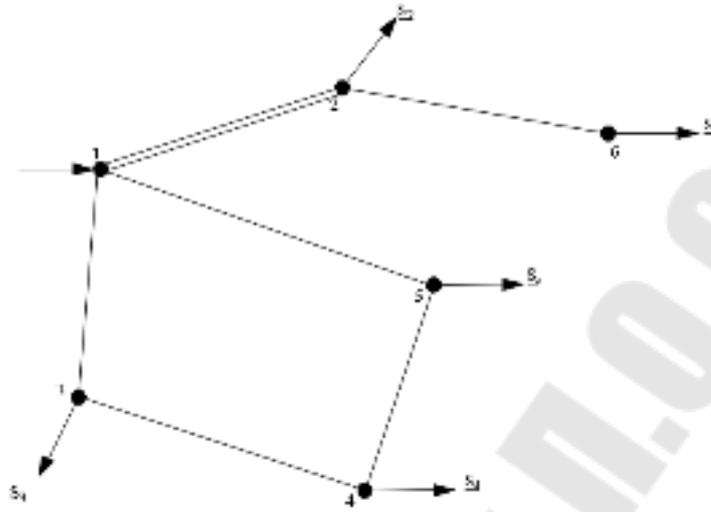


Рис.1. Топологическая схема сети

а)



б)



в)

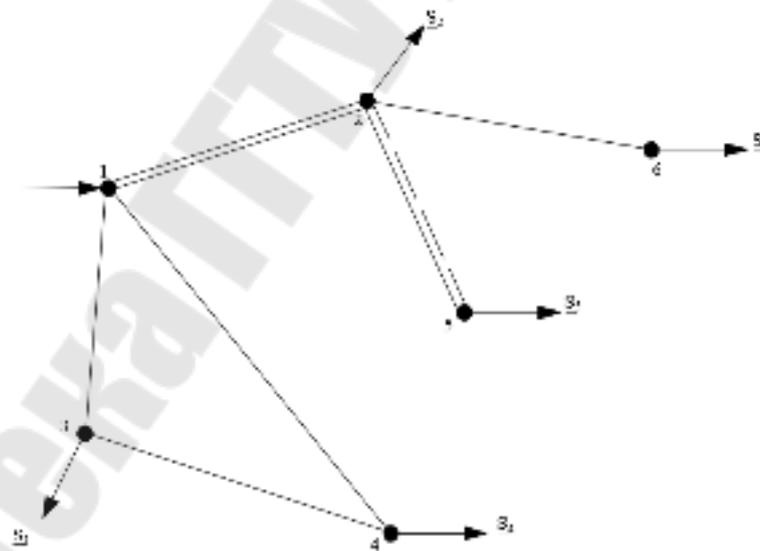


Рис.2. Варианты конфигурации разомкнутой (а) и смешанной (б,в) сети

2. ПРИБЛИЖЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ НОРМАЛЬНОГО И ПОСЛЕАВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ

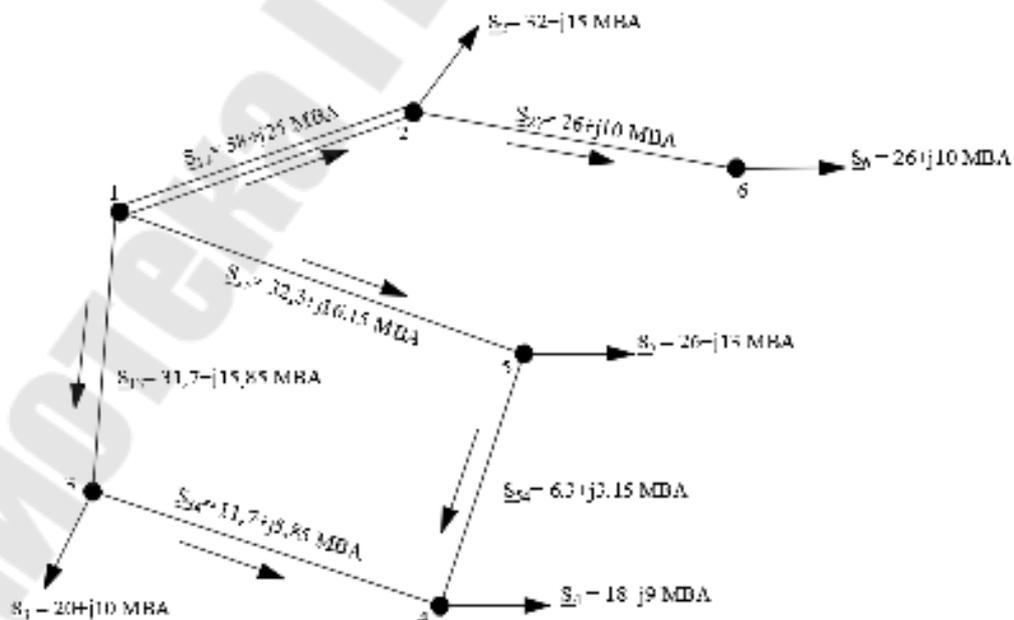
Результаты данных расчетов необходимы для выбора номинальных напряжений и площади сечений проводников линий.

На данном этапе проектирования потокораспределение оценивают приближенно, т.е. без учета потерь мощности.

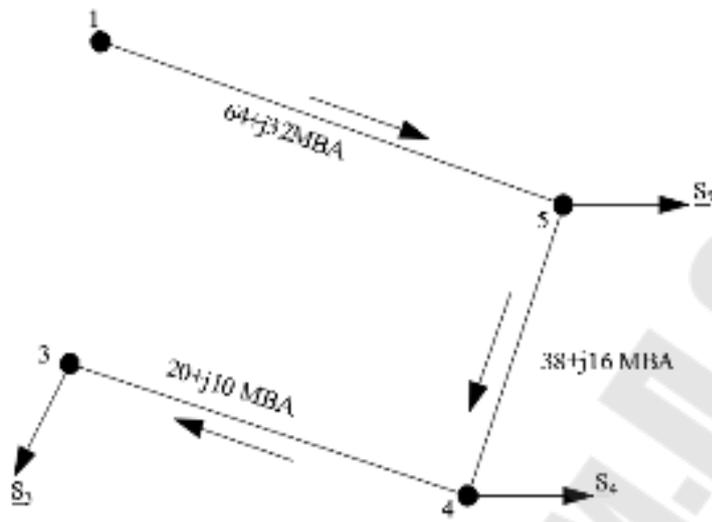
В разомкнутых сетях это делается суммированием мощностей узлов нагрузки, которые получают питание по данной линии. Например, для участков линий 12 и 26 (рис. 2б) рассчитанные значения мощностей в них показаны на рис. 3а.

При этом следует обратить внимание на следующее. Для нормального режима мощность, приведенная для участка линии 12 на рис. 3а, распределяется по двум работающим линиям. Т.е. фактически по каждой из них передается мощность, равная $0,5S_{12}^i$. В послеаварийном режиме, когда одна из линий на участке 12 отключена, по оставшейся в работе линии будет передаваться вся мощность S_{12}^i .

а)



б)



в)

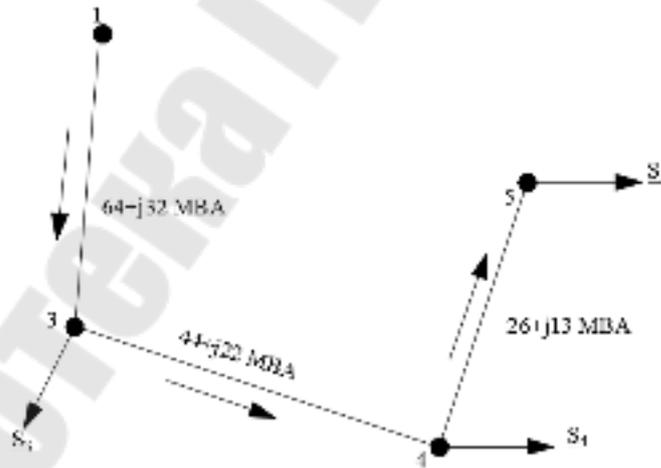


Рис.3. Потокораспределение в режиме наибольших нагрузок для нормального (а) и послеаварийных (б и в) режимов замкнутой части сети

Замкнутую кольцевую сеть (рис. 2б) при условном разделении ее по источнику питания приводят к линии с двухсторонним питанием (рис. 4).

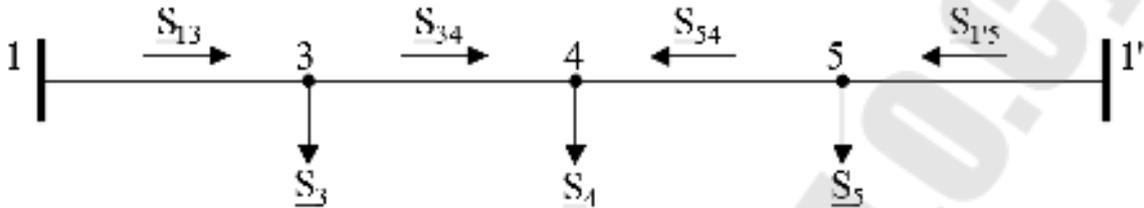


Рис.4. Кольцевая сеть, приведенная к линии с двусторонним питанием

Принимая сеть однородной, приближенно (без учета потерь мощности) находят потоки мощности на участках, примыкающих к источнику питания, по формулам аналогичным (8.14 и 8.15) из [1], которые для рис.4 имеют вид

$$\underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_3 \cdot l_{3451}' + \underline{S}_4 \cdot l_{451}' + \underline{S}_5 \cdot l_{51}'}{l_{13451}'}; \quad (1)$$

$$\underline{S}_{1'5} = \frac{\underline{S}_3 \cdot l_{31} + \underline{S}_4 \cdot l_{431} + \underline{S}_5 \cdot l_{5431}}{l_{13451}'},$$

где, l_{ij}' , – длина указанного участка линии.

На других участках линии замкнутой сети (34 и 45) потоки мощности определяют на основании первого закона Кирхгофа.

Найденное таким образом потокораспределение мощностей в замкнутой сети соответствует приближенному распределению для нормального режима и приведено на рис 3а.

В замкнутой части сети для каждого участка линии необходимо определить наиболее тяжелый послеаварийный режим, при котором по нему будет передаваться наибольшая мощность. В рассматриваемом варианте (рис. 3) на участке 15 наибольшая

мощность будет передаваться при отключении линии 13, а на участке 13 – при отключении линии 15.

Это отображено на рис. 3б и 3в. Из него же видно, что наиболее тяжелым для участка 34, является отключение линии 15, а для участка 54 – отключение линии 13.

3. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ

Номинальное напряжение участков линий определяется их длинами и передаваемыми по ним активными мощностями в нормальном режиме.

Принципы расчета мощностей на участках линий изложены в предыдущем разделе и в качестве примера для нормального режима приведены на рис. 3а.

Для предварительной оценки величины напряжения на каждом участке линии следует использовать известные эмпирические формулы [3, с. 108] или [1, § 9.6], а также данные о пропускной способности линий разного номинального напряжения [2, с.77]. На основании этих данных проектировщик принимает окончательное решение о номинальном напряжении каждого участка линии.

При принятии окончательного решения по номинальному напряжению каждого участка линии целесообразно не допускать в варианте конфигурации больше двух разных номинальных напряжений. В замкнутом контуре сети на всех участках должно быть принято одно значение номинального напряжения. В последующих расчётах принятые здесь номинальные напряжения могут быть уточнены.

Результаты выбора номинального напряжения рекомендуется представить в виде таблицы 1.

Таблица 1. Выбор номинального напряжения

Номер участка а линии	Длина участка линии, км	Активная мощность передаваемая по одной линии (цепи), МВт	Напряжение, кВ		Принятое $U_{ном}$, кВ	
			по эмпирической формуле			по [2, с. 77]
			1	2		
12						

4. ВЫБОР ПЛОЩАДИ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ

В соответствии с исходными данными, приведенными в задании, проектируемая электрическая сеть должна быть воздушной с номинальным напряжением участков линий в диапазоне 35–220 кВ. Проводниками таких линий являются сталеалюминовые провода с одним проводом в фазе.

При проектировании воздушных линий, указанных выше напряжений, выбор площади сечения проводов производится по нормированной плотности тока. Суммарная площадь сечения проводов фазы проектируемой линии составляет:

$$F = \frac{I_p}{J_n}, \text{ мм}^2, \quad (2)$$

где I_p – расчётный ток, протекающий по одной линии или цепи в нормальном режиме работы при наибольших нагрузках, А;

J_n – нормированная плотность тока, А/мм².

Значения I_p для каждого участка рассчитываются по потокам мощности, найденным в пункте 2 для нормального режима работы, которые в качестве примера нанесены на рисунок 3а. Заметим, что для участка линии 12 там указана мощность передаваемая по двум линиям. Это надо учесть при определении I_p в одной линии.

Величины J_n даны в [2, табл. 3.12]. Для оценки величины $T_{нб}$ необходимо в каждой части схемы сети найти их средневзвешенные значения

$$T_{нб.ср} = \frac{\sum P_{нбi} \cdot T_{нбi}}{\sum P_{нбi}}. \quad (3)$$

Например, для разомкнутой части сети 1-2-6 (рис. 3)

$$T_{нб12} = \frac{P_{нб2} \cdot T_{нб2} + P_{нб6} \cdot T_{нб6}}{P_{нб2} + P_{нб6}} ;$$

$$T_{нб26} = T_{нб6} .$$

Для участка линии 15 замкнутой сети

$$T_{нб15} = \frac{P_{нб5} \cdot T_{нб5} + P_{нб45} \cdot T_{нб4}}{P_{нб5} + P_{нб45}}.$$

При выборе провода на каждом участке площадь сечения, найденная по формуле (2), округляется до ближайшего стандартного сечения. Заметим, что для каждого номинального напряжения линии по условию работы унифицированных опор установлены предельные площади сечений проводов, которые даны в [2, табл. 3.1]. Если найденная по формуле (2) площадь сечения проводов на каком-то участке линии превышает предельное значение, то во избежание увеличения числа линий или цепей на данном участке в соответствии с [4, П.1.3.27], допускается двукратное превышение значения J_n , по которому была найдена площадь сечения проводника.

Выбранные по нормированной плотности провода должны быть в обязательном порядке проверены по условию нагревания длительным допустимым током:

$$I_{нб} \leq I_{доп}. \quad (4)$$

Допустимый ток $I_{доп}$ для выбранного по нормированной плотности провода можно найти в [2, табл. 3.15].

Наибольший ток $I_{нб}$ для проверки проводов по нагреванию определяется по потокораспределению, как исходя из нормального режима работы сети (рис. 3а), так и наиболее тяжелых послеаварийных (рис. 3б и 3в).

Если для выбранного по нормированной плотности тока провода условие по формуле (4) не выполняется, то данный провод должен быть заменен на провод с большей площадью сечения, для которой допустимый ток $I_{доп}$ обеспечивает выполнение условия (4) во всех требуемых режимах.

Напомним, что площадь сечения этого провода не должна быть больше предельных указанных в [2, табл. 3.1]. В противном случае должны быть приняты меры, например, по изменению конфигурации сети, номинального напряжения, числа линий (цепей) и т.д.

Выбранные площади сечений проводов в воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше должны быть не меньше минимально допустимых по условию короны, которые даны [2, табл. 3.7].

В линиях напряжением 35 кВ выбранное сечение провода должно быть не меньше минимального по условию механической прочности.

В итоге окончательно на каждом участке сети выбирается провод, который подходит по всем условиям. Результаты выбора площади сечений и марки проводов рекомендуется оформить в виде таблицы 2.

Таблица 2. Выбор площади сечений проводов

Номер участка линии	Наибольший ток (А) в режиме		Т _{нб} , ч	Расчетная площадь сечения (мм ²) по условию			Марка выбранного провода	Допустимый ток, А
	нормальном	послеаварийном		J _н	нагрева	короны		
12								

5. ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Здесь речь пойдет о трансформаторных подстанциях, обеспечивающих электроэнергией узлы нагрузок.

Выбор числа трансформаторов главным образом зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от них потребителей. В практике проектирования на подстанциях рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов. В полной мере это относится к подстанциям, которые обеспечивают электроэнергией потребителей первой и второй категорий. Для питания потребителей третьей категории допускается установка одного трансформатора, если возможна замена поврежденного трансформатора в течение суток. При этом надо учитывать массовые и габаритные параметры трансформаторов.

До решения задачи выбора мощности трансформаторов надо определиться с выбором типа трансформаторов.

Если подстанция не связана с сетями разных напряжений и питает электроприемники только одного номинального напряжения (например, $U_{\text{нн}} = 10$ кВ), то на ней следует выбрать двухобмоточные трансформаторы, включая трансформаторы с расщепленной обмоткой. Когда подстанция связывает сети трех номинальных напряжений, то на ней целесообразно устанавливать трансформаторы трехобмоточные или автотрансформаторы. Следует также обратить внимание, что на данных подстанциях должны устанавливаться только трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, которые, за исключением автотрансформаторов, могут обеспечить встречное регулирование напряжения на шинах низкого напряжения подстанций [4, П1.2.22]

По выбору мощности трансформаторов необходимо отметить следующее.

На однострансформаторных подстанциях номинальная мощность выбираемого трансформатора S_m должна соответствовать наибольшей нагрузке потребителей $S_{\text{нб}}$, т.е. удовлетворять условию:

$$S_m \geq S_{\text{нб}}. \quad (5)$$

На двухтрансформаторных подстанциях рекомендуется выбирать одинаковые трансформаторы при отсутствии других ограничений. При этом в случае отключения одного трансформатора,

оставшийся в работе должен обеспечить питание нагрузки с учетом допустимой аварийной перегрузки $k_{ав}$. Мощность каждого трансформатора S_m должна удовлетворять условиям:

$$\begin{aligned} S_m &\geq \frac{S_{нб}}{2}; \\ S_m &\geq \frac{S_{нб}}{k_{ав}}. \end{aligned} \quad (6)$$

Здесь первое условие относится к нормальному режиму работы одновременно обоих трансформаторов. Из него видно, что не рекомендуется выбирать такие трансформаторы, для которых коэффициент загрузки в нормальном режиме $k_{норм}$ меньше 0,5.

Величины допустимых аварийных перегрузок трансформаторов $k_{ав}$ установлены ГОСТ 14209-85 [5]. В соответствии с [6] для трансформаторов в послеаварийном режиме допускается перегрузка на 40% в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки. С учетом этого для двухтрансформаторной подстанции мощность каждого трансформатора может быть определена по формуле:

$$S_m = \frac{S_{нб}}{1,4}. \quad (7)$$

Если для выбранных трансформаторов это условие не выполняется, т.е. фактическая перегрузка несколько превышает 40%, то следует обратиться к [5] и уточнить, при каких условиях такая перегрузка в послеаварийном режиме ($k_{ав} > 1,4$) допустима (длительность перегрузки, температура окружающей среды).

При определении величины $S_{нб}$ следует учитывать мощности нагрузки, которые передаются по обмоткам низшего и среднего напряжений выбираемых трансформаторов, и в итоге определяют требуемую мощность трансформаторов. Также надо обратить внимание, что в автотрансформаторах номинальная мощность обмотки низшего напряжения, как правило, меньше номинальной мощности автотрансформатора.

Возможно, что при решении данной задачи не удастся выбрать трансформаторы, которые полностью удовлетворяют условиям (6). В таких случаях следует внести какие-то коррективы, например, в

конфигурацию сети или номинальные напряжения отдельных участков сети.

Результаты расчетов по выбору трансформаторов рекомендуется привести в виде таблицы 3.

Таблица 3. Выбор трансформаторов

Номер узла	Мощность нагрузки обмотки ВН, МВ·А	Категория потребителей	Число трансформаторов	Марка трансформатора	Коэффициент загрузки в режиме	
					нормальном	послеаварийном
2						

6. ФОРМИРОВАНИЕ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ СЕТИ

Выполнение проектной части расчётов завершают составлением принципиальной однолинейной схемы электрических соединений выбранного варианта электрической сети. На рис. 5 приведен пример выполнения такой схемы.

При составлении схемы электрической сети выбор схем подстанций производится без подробного обоснования. При этом надо руководствоваться следующим: схемы подстанций выбираются на основании конфигурации сети, принятого номинального напряжения сети и выбранного числа трансформаторов. При этом определяющими факторами являются количество присоединений (линий и трансформаторов), требования надежности и возможности перспективного развития.

В проектах районных электрических сетей обычно применяют типовые схемы подстанций. Рекомендации по выбору схем и описание типовых схем подстанций подробно изложены в [2, § 4.4], и ими следует руководствоваться при выполнении курсовой работы.

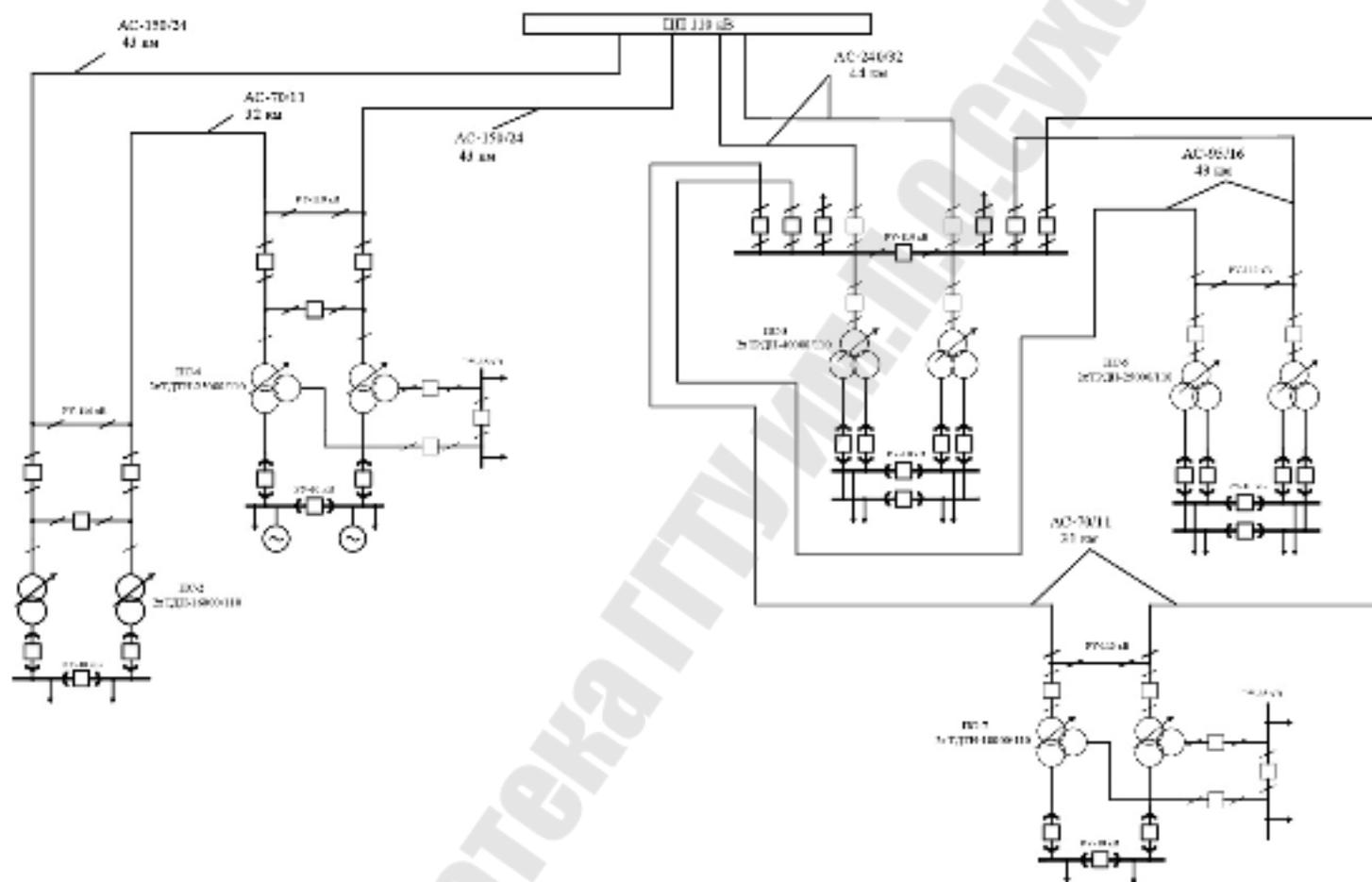


Рис.5. Однолинейная схема электрической сети

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ХАРАКТЕРНЫХ РЕЖИМОВ

К числу характерных режимов относят нормальные установившиеся режимы наибольших и наименьших нагрузок и один наиболее тяжелый послеаварийный режим наибольших нагрузок.

Для спроектированной сети составляется схема замещения. При этом учитывается взаимное расположение линий и трансформаторов, номинальные напряжения и количество линий, тип и число трансформаторов. Пример схемы замещения сети приведен на рис. 6, которая соответствует схеме электрических соединений сети, данной на рис. 5. В них обозначения параметров линий и трансформаторов учитывает их количество на соответствующих участках линий или подстанциях.

Для определения параметров линий и трансформаторов, которые включены в схему замещения, следует максимально использовать справочную литературу [2].

В расчетно-пояснительной записке к курсовой работе результаты расчетов параметров схем замещения линий и трансформаторов подстанций целесообразно представить в виде таблиц 4 и 5 соответственно, где даны примеры их заполнения.

Таблица 4. Результаты расчетов параметров схем замещения участков линий

Участок линии	Марка провода	Длина линии, км	Число цепей или линий, шт.	Погонное активное сопротивление, Ом/км	Погонное реактивное сопротивление, Ом/км	Погонная емкостная проводимость, См/км	Активное сопротивление участка линии, Ом	Реактивное сопротивление участка линии, Ом	Зарядная мощность участка линии, Мвар
13									

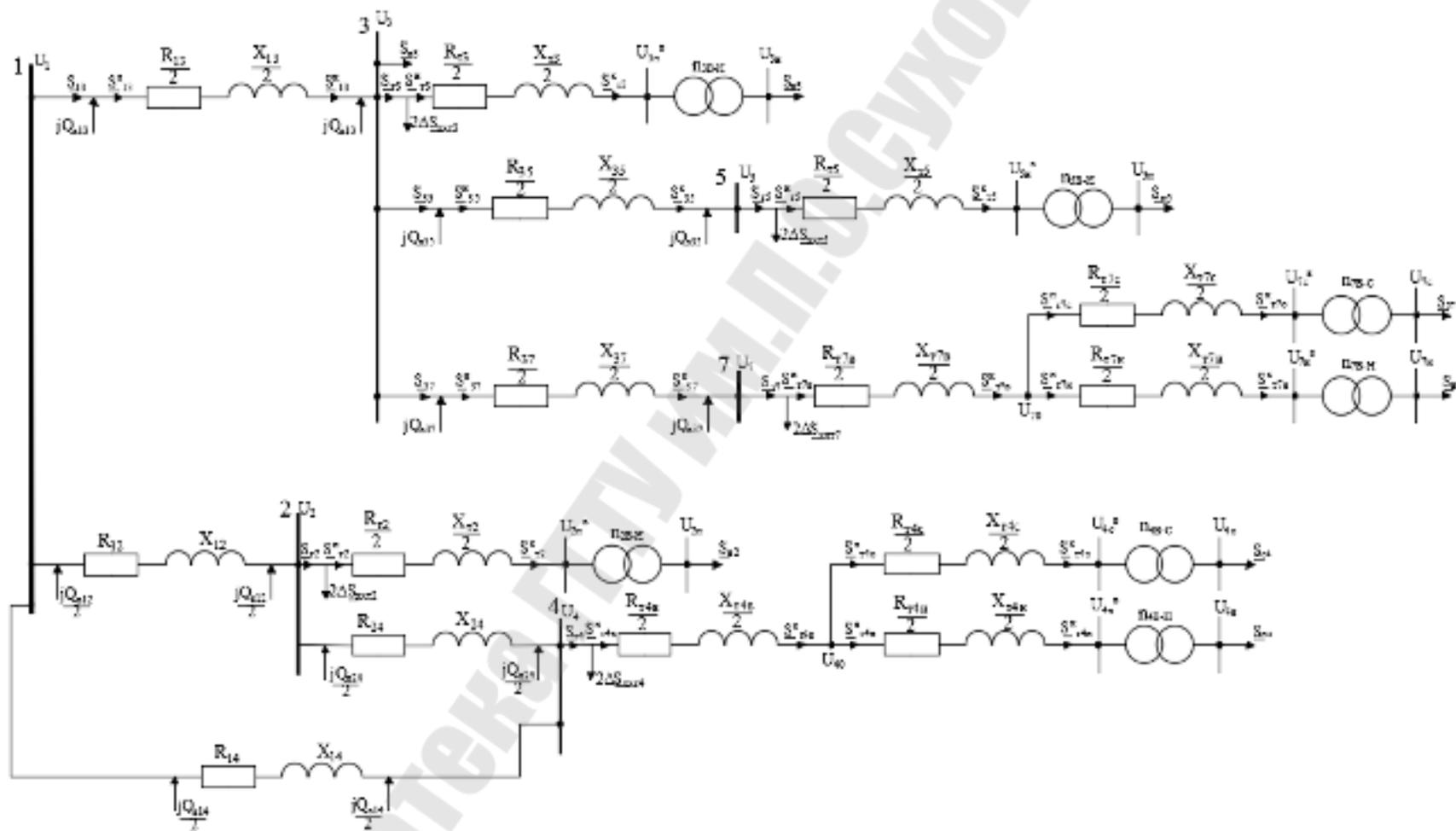


Рис.6. Схема замещения сети

Таблица 5. Результаты расчетов параметров трансформаторов

Номер подстанции	Характеристики трансформаторов					Параметры трансформаторов				
	Марка трансформатора	Число трансформаторов	Номинальное напряжение обмоток, кВ			Номинальная мощность, МВ·А	Активное сопротивление обмоток или обмотки, Ом	Реактивное сопротивление обмоток или обмотки, Ом	Суммарные потери холостого хода, кВ·А	
			ВН	СН	НН				ΔP_x	ΔQ_x
2	ТДН-16000/110	2	115	—	11	16	2.19	43.35	38	224
4	ТДТН-25000/110	2	115	38.5	11	25	$R_B = R_C =$ $R_H = 0.75$	$X_B = 29.45$ $X_C = 0$ $X_H = 17.85$	62	350

Итогом расчета потоков мощности в трансформаторных подстанциях, которые входят как в разомкнутую часть сети (подстанции 3,5 и 7 на рис. 6), так и в замкнутую часть сети (подстанции 2 и 4 на рис. 6) является нахождение значений мощностей, обозначенных S_{Ti}^i на рис. 6. Они находятся по заданным мощностям нагрузок на стороне низшего S_{hi}^i и среднего S_{ci}^i напряжений подстанций с учетом потерь мощности в обмотках трансформаторов и потерь холостого хода в них.

Потом в разомкнутой сети в направлении к источнику питания (узлу 1) находятся потоки мощности в конце S_j^k и начале S_j^h каждой линии с учетом найденной мощности S_{Ti}^i заданной мощности нагрузки на стороне высшего напряжения S_{ci}^i подстанции, зарядных мощностей и потерь мощности в линиях. Итогом расчета потокораспределения в разомкнутой части сети является нахождение мощностей в начале всех линий, которые отходят от источника питания 1 (линия 13 на рис. 6).

Дальше в этой разомкнутой сети по заданному напряжению в узле 1 для характерного режима в направлении от начала к концу рассчитываются напряжения во всех последующих узлах, включая и

напряжения на стороне низшего и среднего напряжения трансформаторных подстанций, приведенные к номинальному напряжению обмотки высшего напряжения (U_{1n}^s, U_{1c}^s).

Для замкнутой части сети после определения для входящих в ее состав трансформаторных подстанций потоков мощности S_{π}^s , схема замещения на рис. 6 приводится к схеме, показанной на рис. 7, а затем – к расчетной схеме (рис. 8).

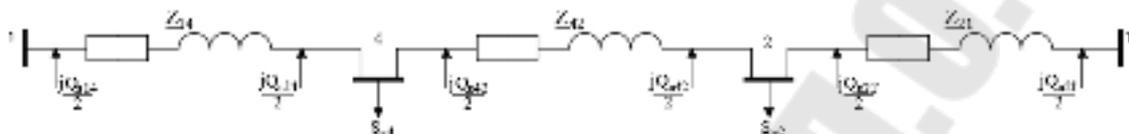


Рис.7. Упрощенная схема замкнутой сети по рис.6

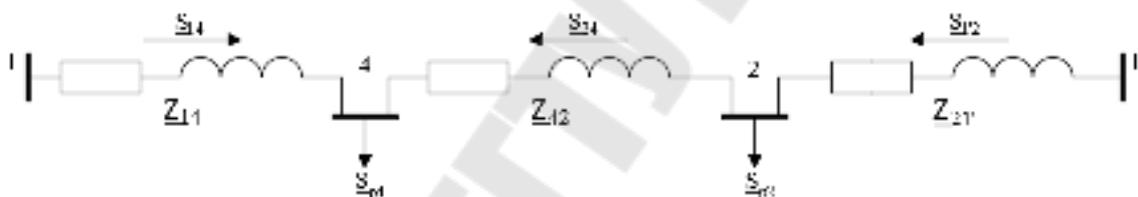


Рис.8. Расчетная схема замкнутой сети с расчетными нагрузками для определения потокораспределения без учета потерь мощности

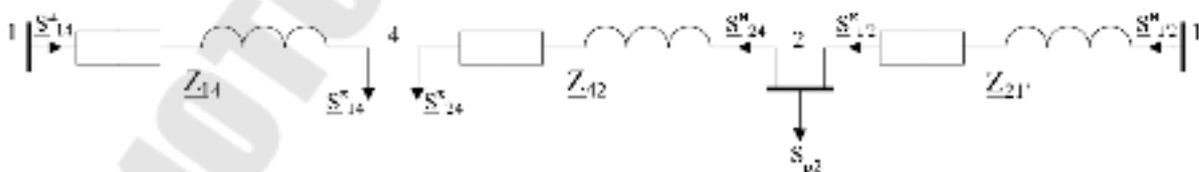


Рис.9. Расчетная схема для определения потокораспределения с учетом потерь мощности в замкнутой сети

В расчетной схеме (рис. 8) расчетные нагрузки узлов S_{pi}^{\square} включают найденные ранее мощности на вводах трансформаторов S_{π}^{\square} , зарядные мощности примыкающих к данному источнику линий Q_{bij}^{\square} и, если они есть, мощности нагрузок на стороне высшего напряжения подстанций S_{ei}^{\square} .

Например,

$$S_{p2} = S_{m2-j} \frac{Q_{b12} + Q_{b24}}{2}$$

Затем в расчетной схеме рассчитываются потоки в линиях, примыкающих к источнику питания, без учета потерь мощности, по формулам аналогичным (8.14 и 8.15) из [1] для однородной замкнутой сети и (8.12 и 8.13) – для неоднородной сети. Результатом этого расчета является определение мощностей S_{14}^{\square} и $S_{1,2}^{\square}$, показанных на рис. 8. Их сумма должна быть равна сумме расчетных мощностей S_{p2}^{\square} и S_{p4}^{\square} . Далее определяется мощность на участке 24 S_{24}^{\square} . Если ее направление соответствует показанному на рис. 8, то узел 4, нагрузка которого S_{p4}^{\square} получает питание по двум линиям 14 и 24, является точкой потоко раздела замкнутой сети. Это позволяет данную линию с двусторонним питанием (замкнутую сеть) представить в виде двух разомкнутых сетей, условно разделив нагрузку S_{p4}^{\square} на две части с величинами S_{14}^{\square} и S_{24}^{\square} , которые были найдены ранее (рис. 8) без учета потерь мощности. Данные значения мощностей принимают за действительные в конце рассматриваемых участков линий S_{14}^{\square} и S_{24}^{\square} , что указано на рис. 9. В результате замкнутая сеть приведена к двум разомкнутым: разомкнутая сеть 14 с нагрузкой S_{14}^{\square} и разомкнутая сеть 124 с нагрузками в узлах 2 и 4 S_{p2}^{\square} и S_{24}^{\square} . В них в направлении от узла 4 к узлу 1 определяются потоки мощности на каждом участке линий с учетом потерь мощности. Например,

$$S_{24}^{\#} = S_{24}^{\square} + \Delta S_{24}^{\square};$$

$$S_{1,2}^{\#} = S_{24}^{\#} + S_{p2}^{\square}.$$

Затем по заданному значению напряжения в узле 1 рассчитываются напряжения в других узлах (U_2 , U_4) аналогично разомкнутой части сети.

Как уже отмечалось, электрические расчеты выполняют для нормальных режимов наибольших и наименьших нагрузок и послеаварийного режима. Для схемы сети, приведенной на рис. 5, в качестве послеаварийного следует рассмотреть отключение линии 12 или 14 замкнутой сети и одной из линий в разомкнутой сети, например, линии 13.

Для всех характерных режимов результаты расчетов приводятся в виде режимной схемы. Как пример, режимная схема сети (рис. 5) для послеаварийного режима (отключение линии 14 и одной из линий 13) с нанесенными на нее параметрами режима приведена на рис. 10.

На ней указаны заданные в задании мощности узлов нагрузки, рассчитанные значения мощностей на входе в трансформаторы S_{Ti} каждой подстанции, найденные потоки мощности в конце S_j^* и начале S_j^* каждого участка линии в соответствии с рис. 6 для разомкнутой сети и рис. 9 для замкнутой сети. Здесь также приведены из данного расчета действительные напряжения на стороне высшего напряжения U_i концевой подстанции.

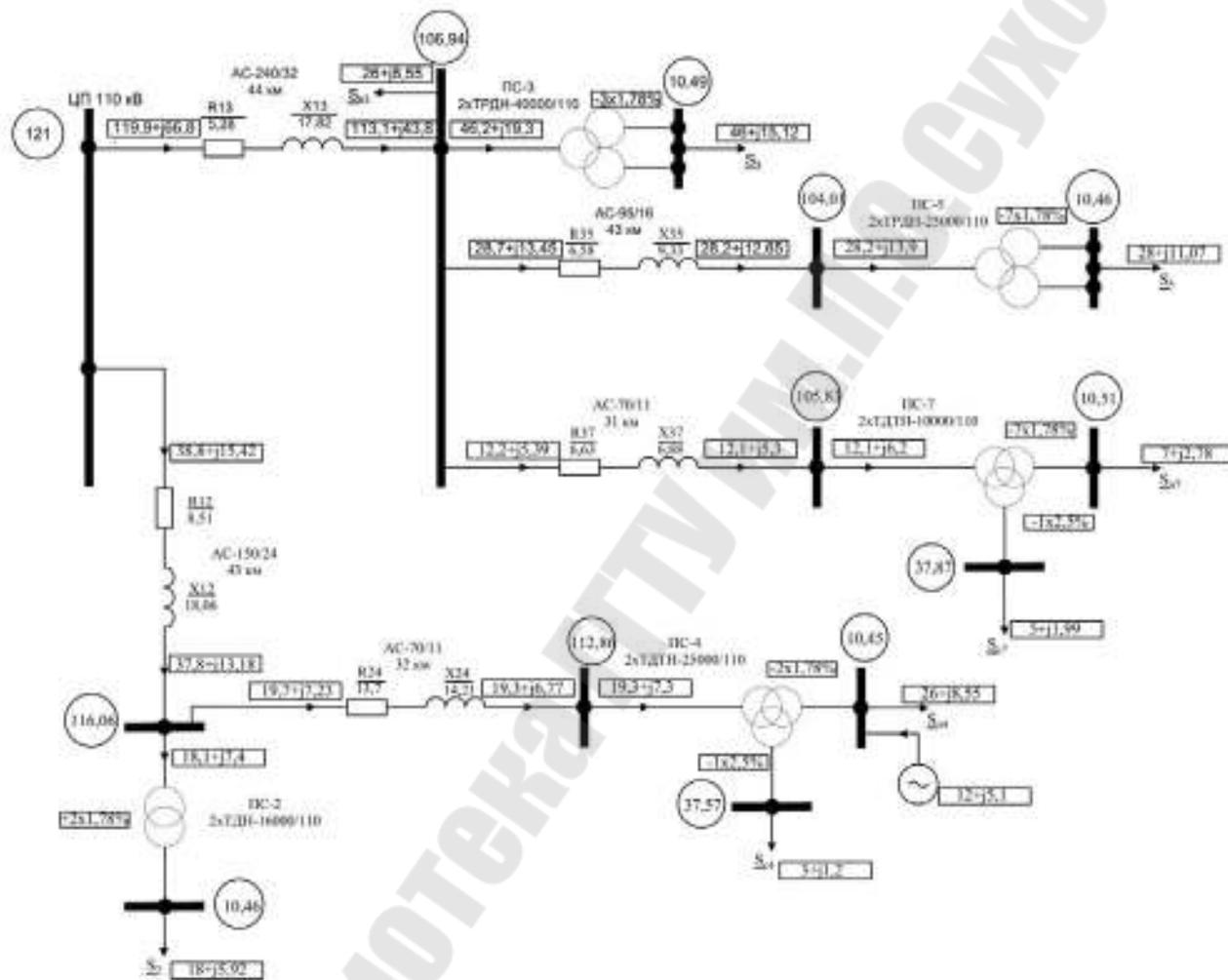


Рис.10. Режимная схема для послеаварийного режима наибольших нагрузок

8. ВЫБОР ОТВЕТВЛЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЗ УСЛОВИЯ ВСТРЕЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Согласно [4, п. 1.2.22] устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 6-20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в режиме наибольших нагрузок, и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Такое регулирование напряжения, при котором с увеличением нагрузки следует повышать напряжение на шинах низшего напряжения подстанций, называется встречным регулированием.

В выполняемой курсовой работе встречный режим регулирования следует обеспечить, прежде всего, с помощью выбранных трансформаторов, которые имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Эти устройства в двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторах выполняют на обмотке высшего напряжения (ВН), а в автотрансформаторах на выводе обмотки среднего напряжения (СН).

В курсовой работе для всех подстанций, где есть нагрузки со стороны обмоток низшего напряжения (НН), надо убедиться, что при подведенных напряжениях к обмотке ВН во всех трех рассматриваемых режимах регулировочный диапазон трансформатора позволяет обеспечить на шинах НН величины напряжений, указанные выше.

Последовательность расчетов по выбору регулировочных ответвлений для разных типов трансформаторов приведена в [3, § 4.3].

Результаты расчетов по выбору ответвлений трансформаторов электрической сети (рис. 5) на примере послеаварийного режима представлены на рис. 10.

Здесь указаны выбранные ответвления трансформаторной подстанции (РПН и ПБВ) и действительные напряжения на шинах низшего и среднего напряжения.

9. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Целью данного раздела курсовой работы является приобретение навыков определения некоторых технико-экономических показателей на примере заданных участков линии и подстанции.

При их определении следует использовать методику, данную в [1, § 9.1] и [2, разделы 6 и 7].

При этом для выбранного участка линии следует дать его характеристику ($U_{ном}$, марка провода, длина участка линии, число линий или цепей на участке, материал и тип опор) и определить следующие показатели:

- капитальные вложения в линию;
- издержки на амортизацию;
- издержки на эксплуатацию;
- потери электроэнергии в линии;
- издержки на возмещение потерь электроэнергии;
- годовые эксплуатационные расходы.

Для выбранной трансформаторной подстанции необходимо дать характеристику основного электрооборудования (марку и число установленных трансформаторов, тип и число выключателей в распределительных устройствах высшего и среднего напряжения) и определить следующие показатели:

- стоимость трансформаторов;
- стоимость распределительных устройств;
- капитальные вложения в подстанцию;
- издержки на амортизацию;
- издержки на эксплуатацию;
- потери электроэнергии в трансформаторах;
- издержки на возмещение потерь электроэнергии;
- годовые эксплуатационные расходы.

ЛИТЕРАТУРА

1. . Пospelов, Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Пospelов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Мн.: УП “Технопринт”, 2004. – 720 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009.
3. Лычев, П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач /П.В. Лычев, В.Т. Федин. – Мн.: Дизайн ПРО, 1997. – 192 с.
4. Правила устройства электроустановок. 6-е изд. доп. с испр. – М.:Госэнергонадзор, 2000.
5. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. ГОСТ 14209-85.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 7.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Разработка вариантов конфигурации электрической сети и выбор лучшего.	3
2. Приближенные расчеты потокораспределения для нормального и послеаварийного режимов.	6
3. Выбор номинального напряжения сети.	10
4. Выбор площади сечений проводов.	11
5. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях.	14
6. Формирование однолинейной схемы сети.	17
7. Электрические расчеты характерных режимов.	19
8. Выбор ответвлений трансформаторов из условия встречного регулирования напряжения.	26
9. Расчет технико-экономических показателей.	27
Литература.	28

ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

**Учебно-методическое пособие
по курсовой работе
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

**Составители: Лычев Петр Васильевич
Медведев Константин Михайлович
Зиновьева Светлана Сергеевна**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 02.09.19.

Пер. № 7Е.

<http://www.gstu.by>