

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования

«Воронежский государственный технический университет»

Кафедра электромеханических систем и электроснабжения

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

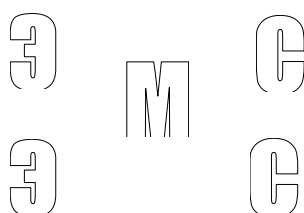
МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям и курсовому проектированию

для студентов направления 13.04.02

«Электроэнергетика и электротехника»

всех форм обучения



Воронеж 2021

УДК 621.311(07)
ББК 31.279я7

Составители:

канд. техн. наук С. А. Горемыкин,
канд. техн. наук Н. В. Ситников

Анализ режимов электрических сетей: методические указания к практическим занятиям и курсовому проектированию для студентов направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения / ФГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет»; сост.: С. А. Горемыкин, Н. В. Ситников. - Воронеж: Изд-во ВГТУ. 2021. - 36 с.

Приводятся сведения, необходимые для получения обучающимися практических навыков при расчете электрических сетей.

Предназначены для проведения практических занятий, а также выполнения курсового проекта по дисциплине «Анализ режимов электрических сетей» обучающимися очной и заочной форм обучения.

Методические указания подготовлены в электронном виде и содержатся в файле «Практикум Анализ.pdf».

Ил. 13. Табл. 1. Библиогр.: 5 назв.

УДК 621.311(07)
ББК 31.279я7

Рецензент – К. Е. Кононенко, д-р техн. наук, проф., профессор кафедры электромеханических систем и электроснабжения Воронежского государственного технического университета

*Издается по решению редакционно-издательского совета
Воронежского государственного технического университета*

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ	5
1.1. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ БЕЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ.	5
1.2. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ.	17
1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОПЕРЕЧНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПАДЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ	21
2. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА.	23
2.1. ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО СТРУКТУРА.	23
2.2. РАСЧЕТ РЕЖИМА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ БЕЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ.	25
2.3. РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ.	27
2.4. ОЦЕНКА ПОЛОЖЕНИЯ ТОЧЕК ПОТОКОРАЗДЕЛА АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ ВАРЬИРОВАНИИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.	28
2.5. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ФАКТОРОВ НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.	29
2.6. РАСЧЕТ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАССЧИТЫВАЕМОЙ СЕТИ В НОРМАЛЬНОМ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ И ИХ ОЦЕНКА.	30
Библиографический список	31
ПРИЛОЖЕНИЕ А.	32
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.	33

ВВЕДЕНИЕ

Воздушные линии электропередачи являются наиболее распространенным способом реализации электрических сетей в Российской Федерации. Определяющим в выборе типа линии электропередачи является технико-экономическое сравнение энергообеспечения объекта, при котором альтернативой воздушным линиям выступают кабельные.

В городской местности преимущество кабельных линий перед воздушными заключается в том, что прокладывание первых не сопровождается отчуждением дорогих земельных участков. Учет стоимости земли не только заставляет во многих случаях отдавать предпочтение кабельным линиям при проектировании новых электрических сетей, но так же побуждает достаточно часто проводить при реконструкции городских электрических сетей замену отслуживших свой срок воздушных линий на кабельные.

Вместе с тем в России с ее огромной территорией и относительно невысокой плотностью населения характерной является, как правило, значительная удаленность потребителей электроэнергии от электростанций. Эти расстояния составляют даже в европейской части страны сотни, а в Сибири счет идет уже на тысячи километров. В этих условиях определяющим обстоятельством при выборе типа линии электропередачи бесспорно выступают затраты на сооружение собственно линий, а учет стоимости отчуждаемой земли не может сколько-нибудь серьезно повлиять на результаты технико-экономического сравнения вариантов.

Уязвимым местом воздушных линий является их зависимость от климатических факторов, к которым относят максимальный скоростной напор ветра и нормативную толщину стенки гололеда. В этой связи мероприятия по повышению механической прочности при проектировании конструктивной части воздушных линий выбирают в соответствии с картами районирования территории России по скоростным напорам ветра и размерам гололедных образований. Кроме того, учитывая анализ данных многолетнего мониторинга окружающей среды, грозовая активность местности.

С учетом изложенного, повышение надежности электроснабжения с использованием воздушных линий электропередачи относится к одной из основных задач проектирования. Наиболее рациональный путь повышения надежности питающих электрических сетей заключается в выборе такой их конфигурации, которая позволяла бы при аварийных отключениях отдельных линий сохранить электроснабжение потребителей. Такие сети получили название замкнутых и, в свою очередь, подразделяются на простые и сложные. Как в нормальных, так и в послеаварийных режимах замкнутые сети должны удовлетворять стандартным требованиям к качеству электроэнергии. В настоящее время действует ГОСТ 32144-2013, устанавливающий требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного токов частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются приемники или потребители электрической энергии. В частности, отклонение напряжения у потребителей не должно выходить за пределы $\pm 5\%$, в нормальном режиме. Допускаем, что в нормальном режиме

работы рассчитываемой сети у потребителей, получающих питание через несколько ступеней понижающих трансформаторных подстанций, напряжение было номинальным. Тогда переход на послеаварийный режим работы должен вызвать необходимость изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, подключенных в узлах рассчитываемой сети, если при этом изменение напряжения в указанных узлах превысило пять процентов.

В простых замкнутых сетях есть узлы, питающиеся по двум ветвям, но нет узлов, получающих питание более чем по двум ветвям, отсутствуют узлы, с которыми соединены три и более ветви. Таким образом, простые замкнутые сети содержат только один контур.

Характерным частным видом простой замкнутой сети является кольцевая сеть. Она содержит один замкнутый контур (рис1.1). В дальнейшем при выполнении задания простая замкнутая сеть будет представлена в двухцепном исполнении.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ К ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

1.1. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ БЕЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

1.1.1. Определение параметров и потоков мощности для схем замещения кольцевой сети

Как уже отмечалось, кольцевая сеть содержит один замкнутый контур (рис.1.1а). В качестве источников питания могут служить или электростанции, или шины подстанций, в свою очередь связанные сетью с электростанций системы.

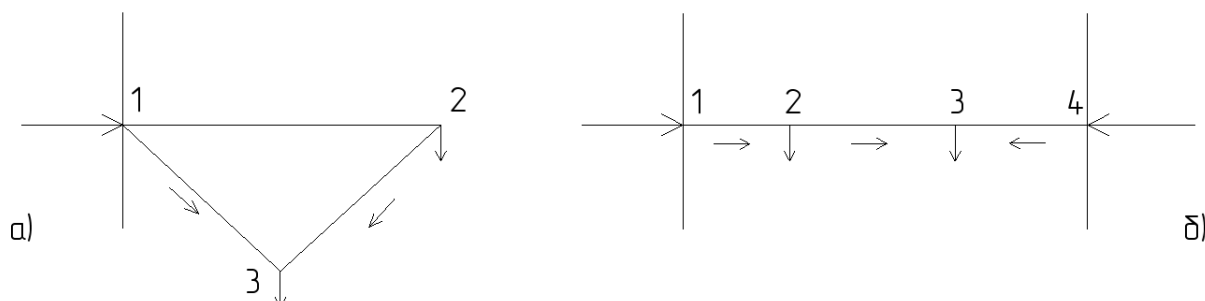


Рис. 1.1. Пример кольцевой сети: а) – кольцевая сеть типа «треугольник», б) - кольцевая сеть в виде линии с двухсторонним питанием

Кольцевая сеть на рис.1.1, а может быть представлена в виде линии с двухсторонним питанием (рис.1.1, б). Действительно, если источник питания в узле 1 мысленно разделить на два и представить в виде узлов 1 и 4, то из кольцевой сети на рис.1.1а получим линию с двухсторонним питанием (рис.1.1, б).

В сложной замкнутой сети есть узел, с которым соединены три ветви или более (рис. 1.2, а). Сложная замкнутая сеть содержит два и более контуров.

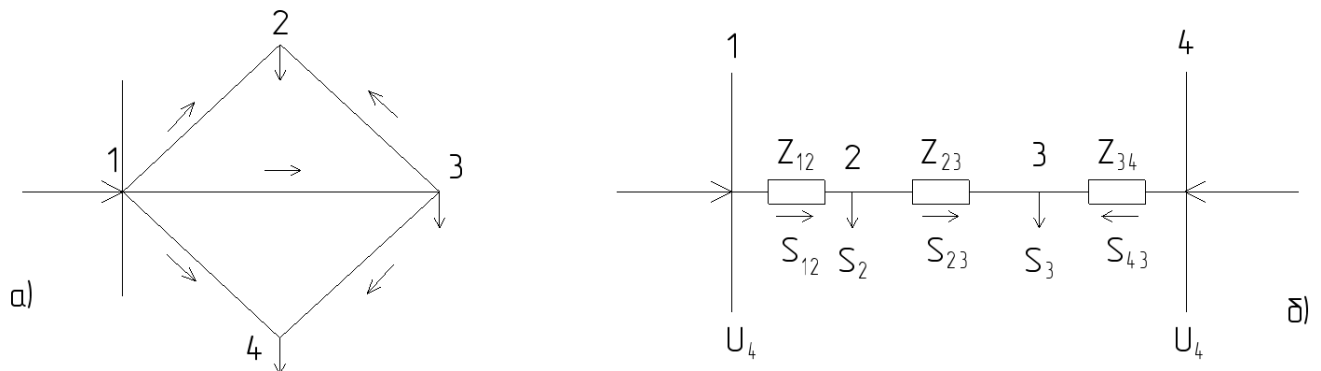


Рис. 1.2. Пример кольцевой сети: а) «сложнозамкнутая сеть»,
б) схема замещения кольцевой сети с четырьмя узлами

К достоинствам замкнутых сетей относят повышенную надежность электроснабжения потребителей, меньшие потери мощности в сети. К недостаткам замкнутых сетей – сложность эксплуатации, удорожание за счет дополнительных линий, расчеты данных сетей сложнее, чем разомкнутых.

Рассмотрим распределение потоков мощности в простой замкнутой сети (рис.1.1, а) без учета потерь мощности. Представим данную сеть в виде схемы замещения (рис.1.2б), направление потоков мощности на данном рисунке принято условно. Истинное направление потоков мощности может быть установлено лишь в результате выполнения конкретного расчёта.

Точкой потокораздела называется узел, получающий питание от разных источников. В данной схеме примем узел 3 за точку потокораздела, но также в её роли может выступать и узел 2.

Заданы одинаковые напряжения по концам линий $\dot{U}_1 = \dot{U}_4$. Известны мощности нагрузки \dot{S}_2, \dot{S}_3 , сопротивление участков линий z_{kj} , где k – узел начала участка линии; j – узел конца участка линии.

Предполагаем, что сопротивление участка линии определяется через удельное сопротивление:

$$z_{kj} = r_{kj} + jx_{kj} = r_0 l_{kj} + jx_0 l_{kj}, \quad (1)$$

где r_{kj} – активное сопротивление участка kj ;

x_{kj} – индуктивное сопротивление участка kj ;

r_0 – удельное активное сопротивление провода участка сети;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление провода участка сети.

Таблица 1

Расчетные данные ВЛ 35-150 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 100 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	r_0 , Ом при +20	110 кВ				150 кВ		
		35 кВ x_0 , Ом	110 кВ x_0 , Ом	b_0 , 10 ⁻⁴ См	q_0 , Мвар	150 кВ x_0 , Ом	b_0 , 10 ⁻⁴ См	q_0 , Мвар
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,4	46	2,46	5,5
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,5	45	2,52	5,7
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,8
150/24	19,8	40,6	42	2,7	3,6	43,4	2,61	5,9
185/29	16,2	-	41,3	2,75	3,7	42,9	2,64	5,95
240/65	12	-	40,5	2,81	3,75	42	2,7	6,1

В двухцепных линиях удельные активные и индуктивные сопротивления уменьшаются вдвое, а удельная емкостная проводимость увеличивается вдвое по сравнению с одноцепными линиями.

Принимаем следующие допущения:

А) пренебрегаем потерями мощности $\Delta \hat{S}_{kj}$ при определении потоков \hat{S}_{kj} ;

Б) предполагаем, что ток участка определяется по номинальному напряжению:

$$i_{kj} = \frac{\hat{S}_{kj}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (2)$$

В) используем расчетные мощности нагрузок подстанции.

Сопряженным комплексом некоторого комплекса \hat{A} является число \hat{A} . При этом точка, характеризующая сопряженный комплекс, занимает на комплексной плоскости место, симметричное относительно действительной оси точке, характеризующей исходный комплекс. Например, комплексу $S=P+jQ$ соответствует комплекс $\hat{S} = P - jQ$, а комплексу $\hat{Z} = R+jX$ – сопряженный комплекс $\hat{Z} = R - jX$.

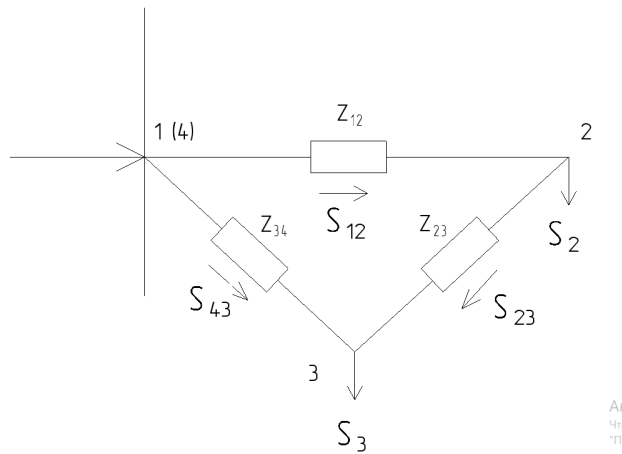


Рис. 1.3. Иллюстрация второго закона Кирхгофа

При равенстве напряжений источников питания на основании второго закона Кирхгофа для схемы (рис.1.3) можно записать:

$$\frac{\dot{S}_{12}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \dot{z}_{12} + \frac{\dot{S}_{23}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \dot{z}_{23} - \frac{\dot{S}_{43}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \dot{z}_{43} = 0; \quad (3)$$

Если заменим в последнем выражении все комплексные величины на сопряженные, то получим уравнение:

$$\frac{\dot{S}_{12}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{12} + \frac{\dot{S}_{23}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{23} - \frac{\dot{S}_{43}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{43} = 0; \quad (4)$$

Т.к. потери мощности не учитываются, первый закон Кирхгофа для узлов 2 и 3 можно записать так

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{12} - \dot{S}_2; \quad (5)$$

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}_3 - \dot{S}_{23} = \dot{S}_2 - \dot{S}_{12} + \dot{S}_3; \quad (6)$$

Подставив значения мощностей (5) и (6) в уравнение (4), получим уравнение с одним неизвестным

$$\frac{\dot{S}_{12}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{12} + \frac{\dot{S}_{12} - \dot{S}_2}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{23} - \frac{\dot{S}_2 - \dot{S}_{12} + \dot{S}_3}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{43} = 0; \quad (7)$$

Отсюда находим значение потока мощности \dot{S}_{12} :

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2(\hat{z}_{23} + \hat{z}_{43}) + \dot{S}_3\hat{z}_{43}}{\hat{z}_{12} + \hat{z}_{23} + \hat{z}_{43}} = \frac{\sum_{k=2}^3 \dot{S}_k \hat{z}_{k4}}{\hat{z}_{14}}; \quad (8)$$

Аналогично можно вывести формулу для определения потока мощности \dot{S}_{43} :

$$\dot{S}_{43} = \frac{\dot{S}_3(\hat{z}_{12} + \hat{z}_{23}) + \dot{S}_2\hat{z}_{12}}{\hat{z}_{12} + \hat{z}_{23} + \hat{z}_{43}} = \frac{\sum_{k=2}^3 \dot{S}_k \hat{z}_{1k}}{\hat{z}_{14}}; \quad (9)$$

Далее определяем \dot{S}_{23} по выражению (5)

Как отмечалось, до получения численного результата за точку потокораздела можно принять с равным основанием как узел 3, так и узел 2.

Покажем, что ранее полученные выражения для определения потоков мощности на головных линиях кольца не зависят от выбора того или иного узла в качестве точки потокораздела.

Считаем узлом потокораздела узел 2, чему будет соответствовать изменение направления потока мощности \dot{S}_{23} на \dot{S}_{32} т.е. противоположное на схеме рис.1.2, б. В таком случае запишем уравнение согласно второму закону Кирхгофа:

$$\frac{\hat{S}_{12}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{12} - \frac{\hat{S}_{32}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{23} - \frac{\hat{S}_{43}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{43} = 0; \quad (10)$$

При замене всех комплексных величин в уравнении (10), на сопряженные получаем

$$\frac{\dot{S}_{12}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{12} - \frac{\dot{S}_{32}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{23} - \frac{\dot{S}_{43}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{43} = 0; \quad (11)$$

Т.к. потери мощности не учитываются, первый закон Кирхгофа для узлов 2 и 3 можно записать так:

$$\dot{S}_{32} = \dot{S}_{43} - \dot{S}_3; \quad (12)$$

$$(13)$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_2 - \dot{S}_{32} = \dot{S}_2 - \dot{S}_{43} + \dot{S}_3;$$

Подставив полученные выражения (12) и (13) в (11), получим следующее:

$$\frac{\dot{S}_2 - \dot{S}_{43} + \dot{S}_3}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{12} - \frac{\dot{S}_{43} - \dot{S}_3}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{23} - \frac{\dot{S}_{43}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \hat{z}_{43} = 0; \quad (14)$$

Отсюда находим \dot{S}_{43} :

$$\dot{S}_{43} = \frac{\dot{S}_3(\hat{z}_{12} + \hat{z}_{23}) + \dot{S}_2 \hat{z}_{12}}{\hat{z}_{12} + \hat{z}_{23} + \hat{z}_{43}} = \frac{\sum_{k=2}^3 \dot{S}_k \hat{z}_{1k}}{\hat{z}_{14}}; \quad (15)$$

Аналогичным образом можно вывести формулу для \dot{S}_{12} :

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2(\hat{z}_{23} + \hat{z}_{43}) + \dot{S}_3 \hat{z}_{43}}{\hat{z}_{12} + \hat{z}_{23} + \hat{z}_{43}} = \frac{\sum_{k=2}^3 \dot{S}_k \hat{z}_{k4}}{\hat{z}_{14}}; \quad (16)$$

Далее определяем \dot{S}_{32} по выражению (12)

Сравнивая выражения (8) с (16) и (9) с (15), можем увидеть, что они идентичны. А следовательно, и значения полученные по выражениям (5) и (12) также будут одинаковы. Это подтверждает свободу выбора между узлами 2 и 3 при предварительном принятии точки потокораздела. Рассмотрим конкретный пример.

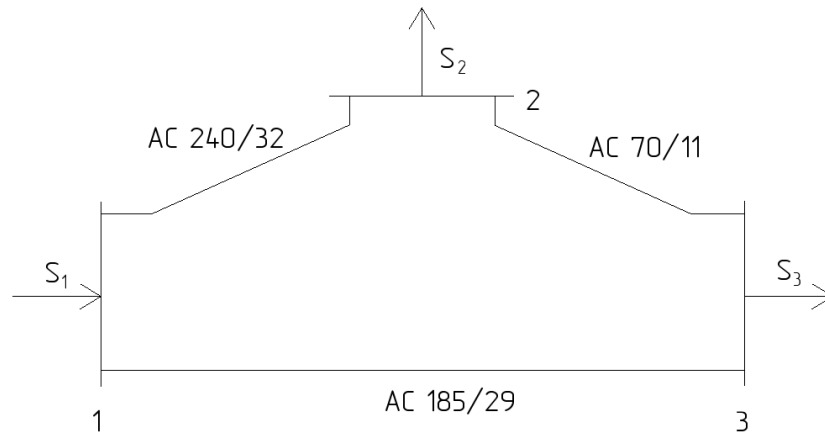


Рис. 1.4. Схема кольцевой сети 110 кВ

Пример 1. Кольцевая сеть (рис.1.4) напряжением 110 кВ связывает электростанцию 1 с понижающими подстанциями 2,3, имеющими расчетные нагрузки $\dot{S}_2 = 36,18 + j29,17$ МВА и $\dot{S}_3 = 39,2 + j32,89$ МВА. Марки проводов: $l_{12} - \text{АС}240/32, l_{23} - \text{АС}70/11, l_{13} - \text{АС} 185/29$. Длины линий $l_{12} = 30$ км, $l_{23} = 23$ км, $l_{13} = 50$ км. Сопровитвления равны: $Z_{12} = 3,6 + j12,15$ Ом; $Z_{23} = 9,84 + j10,21$ Ом; $Z_{13} = 8,1 + j20,65$ Ом. Напряжение на шинах

электростанции 117.7 кВ. Определим мощность, поступающую с шин электростанции. Расчет проводим без учета потерь мощности.

Составим схему замещения сети в виде линии с двусторонним питанием, разрывая кольцо в узле 1 (рис.1.2, б). Примем, что направление потоков мощности соответствует точке потокораздела в узле 3.

Определим по выражениям (8) и (9) потоки мощности в кольце с целью выявления точки потокораздела:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{12} &= \frac{(36,18 + j29,17)(9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65)(39,2 + j32,89)(8,1 - j20,65)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} \\ &= 44,82 + j36,75 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{43} &= \frac{(39,2 + j32,89)(9,84 - j10,21 + 3,6 - j12,15)(36,18 + j29,17)(3,6 - j12,15)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} = \\ &= 30,56 + j25,31 \text{ МВА.}\end{aligned}$$

Проверим правильность определения потоков мощности на головных линиях кольца по условию

$$\dot{S}_{12} + \dot{S}_{43} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3; \quad (17)$$

$$44,84 + j36,75 + 30,56 + j25,31 = 36,18 + j29,17 + 39,2 + j32,89 \text{ МВА.}$$

Значение \dot{S}_{12} и \dot{S}_{43} определены верно. Находим поток мощности в линию 23 по первому закону Кирхгофа для узла 2 согласно уравнению (5):

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{12} - \dot{S}_2 = 44,82 + j36,75 - (36,18 + j29,17) = 8,64 + j7,58 \text{ МВА.}$$

Мощность, поступающая с шин электростанции и определенная без учета потерь мощности, равна

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{43} = 75,38 + j62,06 \text{ МВА.}$$

Убедимся в том, что предварительно взятый узел 3, является точкой потокораздела активной и реактивной мощности. Для этого предположим, что

узел 2 является точкой потокораздела, значит направление потока мощности \dot{S}_{23} (рис.1.2б) изменится на противоположное, а именно примем \dot{S}_{32} . Значение \dot{S}_{32} определим по выражению (12).

$$\dot{S}_{32} = \dot{S}_{43} - \dot{S}_3 = (30,56 + j25,31) - (39,2 + j32,89) = -8,64 - j7,58 \text{ МВА.}$$

Значение \dot{S}_{43} принимаем как ранее подсчитанное в данной задаче для узла 3 принятого в качестве точки потокораздела (так как было показано ранее соответствие выражений (9) и (15)). Полученное значение \dot{S}_{32} по величине совпадает с \dot{S}_{23} , но имеет противоположные знаки действительной и мнимой части. Это подтверждает, что узел 3 является точкой потокораздела активной и реактивной мощности. Таким образом, в общем виде можно сформулировать условия оценки точки потокораздела активной и реактивной мощности: потоки мощности должны совпадать по величине, но иметь противоположные знаки действительной и мнимой части. То есть должны выполняться следующие условия:

$$\dot{S}_{kj} = P_{kj} + Q_{kj}; \quad (18)$$

$$\dot{S}_{jk} = -P_{jk} - Q_{jk}; \quad (19)$$

Следует обратить внимание, что точки потокораздела активной и реактивной мощности могут принадлежать различным узлам, т.е в выражениях (18) и (19) могут совпадать по величине и иметь противоположные знаки только активные части или только мнимые.

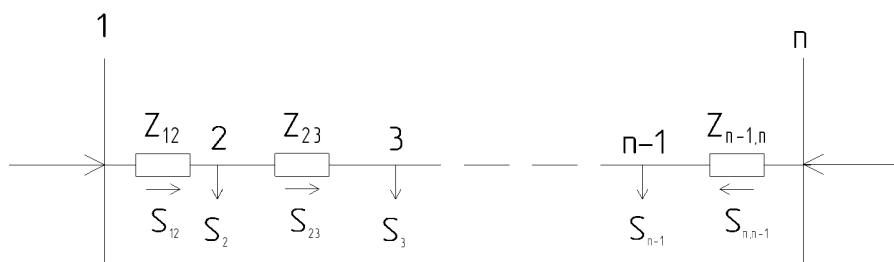


Рис. 1.5. Схема замещения с n-м количеством узлов

Рассмотрим линию с количеством узлов, равным n (рис. 1.5). Потоки мощности на головных участках определяются так:

$$\dot{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \dot{S}_k \hat{z}_{kn}}{\hat{z}_{1n}}; \quad (20)$$

$$\dot{S}_{n.n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \dot{S}_k \hat{Z}_{1k}}{\hat{Z}_{1n}}. \quad (21)$$

Если известны токи нагрузок \dot{I}_k , то можно определить токи на головных участках линии аналогично (20) и (21):

$$\dot{I}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \dot{I}_k \hat{Z}_{kn}}{\hat{Z}_{1n}}; \quad (22)$$

$$\dot{I}_{n.n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \dot{I}_k \hat{Z}_{1k}}{\hat{Z}_{1n}}. \quad (23)$$

1.1.2 Распределение напряжений в линии с двусторонним питанием

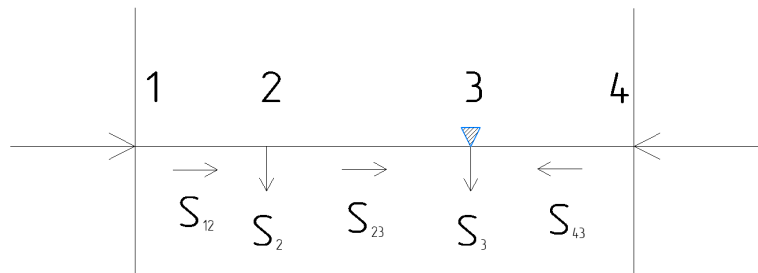


Рис. 1.6. Распределение потоков мощности

Рассмотрим схему линии с двусторонним питанием от источников 1 и 4 на рис.1.6. Линия питает нагрузки 2 и 3. Узел 3 точка потокораздела.

«Разрежем» линию в узле 3 (рис.1.7). Теперь можно определить напряжение и наибольшую потерю напряжения ($\Delta U_{нб}$) в двух разомкнутых сетях, т.е. в линиях 13 и 43'.

$\Delta U_{нб}$ – величина потери напряжения от источника питания до электрически наиболее удаленной точки сети (наибольшая потеря напряжения). Если напряжение начала линии равно напряжению конца линии ($U_1=U_4$), то $\Delta U_{13} = \Delta U_{43'} = \Delta U_{нб}$.

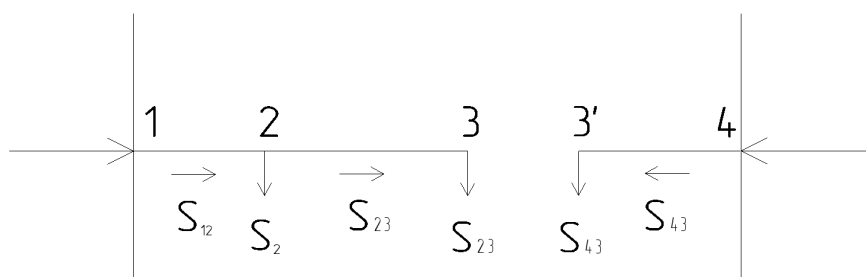


Рис. 1.7. Распределение потоков мощности после преобразований

Рассмотрим послеаварийные режимы линии. Наиболее тяжелые из них – выход из строя и отключение участков 12 или 34. Проанализируем каждый из режимов и определим наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{нб}$.

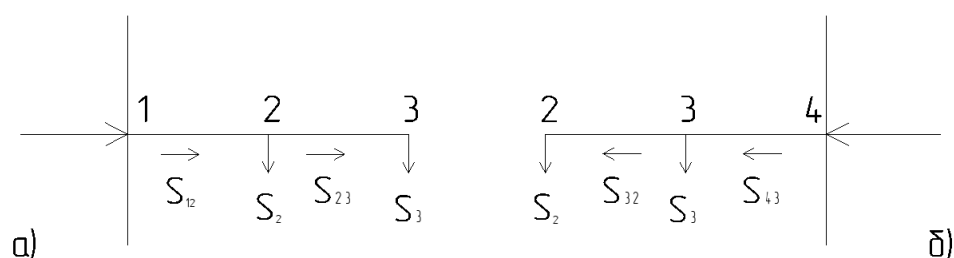


Рис. 1.8. Схема линии при отключении участков:
а) - отключен участок 43; б) - отключен участок 12

В послеаварийном режиме, когда отключен участок 43 (рис.1.8 а), обозначим наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{13ав}$. В послеаварийном режиме, когда отключен участок 12 (рис.1.8 б), наибольшую потерю напряжения обозначим $\Delta U_{42ав}$. Надо сравнить $\Delta U_{13ав}$ и $\Delta U_{42ав}$ и определить наибольшую потерю напряжения $\Delta U_{ав.нб}$.

Пример 2. Определим напряжение в узлах 2 и 3, а также $\Delta U_{нб}$ для сети рис.1.4, рассмотренной в примере 1, используя потоки мощностей, определенные ранее без учета потерь мощности.

Расчет напряжений и $\Delta U_{нб}$ без учета потерь мощности, т.е. по потокам мощности, найденным в примере 1, проведем так же и без учета поперечной составляющей падения напряжения.

Напряжение в узле определяется следующим образом:

$$\dot{U}_j = \dot{U}_k - \Delta U_{kj}, \quad (24)$$

где \dot{U}_j – напряжение в требуемом узле;

\dot{U}_k – напряжение в предыдущем узле;

ΔU_{kj} – продольная составляющая падения напряжения между узлами.

Продольная составляющая падения напряжения без учета потерь мощности вычисляется по следующей формуле:

$$\Delta U_{kj} = \frac{P_{kj} \cdot r_{kj} + Q_{kj} \cdot x_{kj}}{U_k}, \quad (25)$$

где ΔU_{kj} – продольная составляющая падения напряжения;

U_k – напряжение в k-м узле;

P_{kj} – активная мощность, протекающая между узлами k и j;

Q_{kj} – реактивная мощность, протекающая между узлами k и j;

r_{kj} – активное сопротивление двухцепной линии между узлами k и j;

x_{kj} – индуктивное сопротивление двухцепной линии между узлами k и j.

При $U_1=U_4=117,7$ кВ (согласно данным примера 1) потери напряжения и напряжения в узлах таковы:

$$\Delta U_{43} = \frac{P_{43} \cdot r_{34} + Q_{43} \cdot x_{34}}{U_4} = \frac{30,56 \cdot 8,1 + 25,31 \cdot 20,65}{117,7} = 6,54 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = U_4 - \Delta U_{43} = 117,7 - 6,54 = 111,2 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} \cdot r_{12} + Q_{12} \cdot x_{12}}{U_1} = \frac{44,82 \cdot 3,6 + 36,75 \cdot 12,15}{117,7} = 5,16 \text{ кВ.}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 117,7 - 5,16 = 112,5 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} \cdot r_{23} + Q_{23} \cdot x_{23}}{U_2} = \frac{8,64 \cdot 9,84 + 7,58 \cdot 10,21}{112,5} = 1,44 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 112,5 - 1,44 = 111,1 \text{ кВ.}$$

Наибольшая потеря напряжения в нормальном режиме, определяемая без учета потерь мощности:

$$\Delta U_{н6} = \Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 5,16 + 1,44 = 6,6 \text{ кВ.}$$

Также $\Delta U_{нб} = \Delta U_{43} = 6,54 \text{ кВ}$.

Таким образом, погрешность расчета наибольшей потери напряжения составляет:

$$\Delta U_{43} - \Delta U_{13} = 6.6 - 6.54 = 0,06 \text{ кВ}.$$

1.1.3 Определение потоков мощности и напряжения в узлах в послеаварийных режимах сети

Рассмотрим послеаварийные режимы, связанные с отключением линий 12 и 43 (рис.1.8 а,б).

При отключении линии 43 распределение потоков мощности в линии 13 показано на рис.1.8 а.

Мощность в линии 23:

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_3 = 39,2 + j32,89 \text{ МВА}.$$

Мощность в линии 12:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_3 + \dot{S}_2 = 39,2 + j32,89 + 36,18 + j29,17 = 75,38 + j62,06 \text{ МВА}.$$

Определим потери напряжения в линиях 12, 23 и напряжения в узлах 2, 3 и $\Delta U_{ав.нб}$:

$$\Delta U_{12ав} = \frac{P_{12} \cdot r_{12} + Q_{12} \cdot x_{12}}{U_1} = \frac{75,38 \cdot 3,6 + 62,06 \cdot 12,15}{117,7} = 8,71 \text{ кВ}.$$

$$U_{2ав} = U_1 - \Delta U_{12ав} = 117,7 - 8,71 = 109 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{23ав} = \frac{P_{23} \cdot r_{23} + Q_{23} \cdot x_{23}}{U_{2ав}} = \frac{39,2 \cdot 9,84 + 32,89 \cdot 10,21}{109} = 6,62 \text{ кВ}.$$

$$U_{3ав} = U_{2ав} - \Delta U_{23ав} = 109 - 6,62 = 102,4 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{13ав} = 8,71 + 6,62 = 15,33 \text{ кВ}.$$

При отключении линии 12 распределение потоков мощности в линии 42 показано на рис. 1.8, б.

Мощность в линии 43:

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = 39,2 + j32,89 + 36,18 + j29,17 = 75,38 + j62,06 \text{ МВА}.$$

Мощность в линии 32:

$$\dot{S}_{32} = \dot{S}_2 = 36,18 + j29,17 \text{ МВА.}$$

$$\Delta U_{43ав} = \frac{P_{43} \cdot r_{34} + Q_{43} \cdot x_{34}}{U_4} = \frac{75,38 \cdot 8,1 + 62,06 \cdot 20,65}{117,7} = 16,08 \text{ кВ.}$$

$$U_{3ав} = U_4 - \Delta U_{43ав} = 117,7 - 16,08 = 101,6 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{32ав} = \frac{P_{32} \cdot r_{23} + Q_{32} \cdot x_{23}}{U_{3ав}} = \frac{36,18 \cdot 9,84 + 29,17 \cdot 10,21}{101,6} = 6,44 \text{ кВ.}$$

$$U_{2ав} = U_{3ав} - \Delta U_{32ав} = 101,6 - 6,44 = 95,2 \text{ кВ.}$$

$$U_{42ав} = 16,08 + 6,44 = 22,5 \text{ кВ.}$$

Наибольшая потеря напряжения в послеаварийном режиме имеет место при отключении линии 12, т.е. $\Delta U_{ав.нб.} = \Delta U_{42ав} = 22,5 \text{ кВ.}$

1.2. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

1.2.1. Определение параметров и потоков мощности для схем замещения кольцевой сети

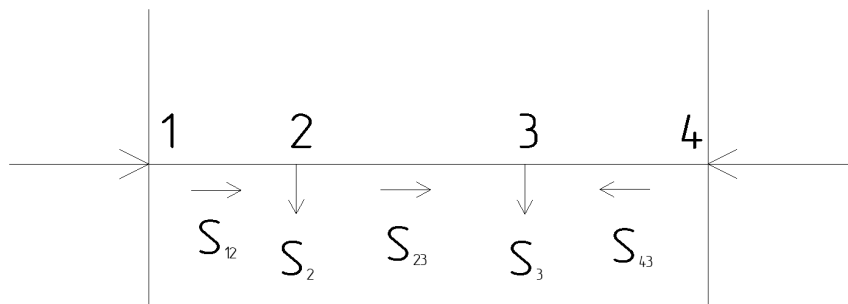


Рис. 1.9. Схема линии с двухсторонним питанием от источников 1 и 4

Еще раз приведем схему линии с двухсторонним питанием (рис.1.2б), в которую преобразуется простая замкнутая сеть (рис. 1.9). Мощности $\dot{S}_{12}, \dot{S}_{23}, \dot{S}_{43}$ определим вначале без учета потерь, т.е по выражениям (8), (9) и

(5). Предположим, что направления мощностей соответствует точке потокораздела в узле 3. «Разрежем» линию в узле 3 (рис.1.10) и рассчитаем потоки мощности в линиях 13 и 43', как это делалось для разомкнутых сетей. [1]

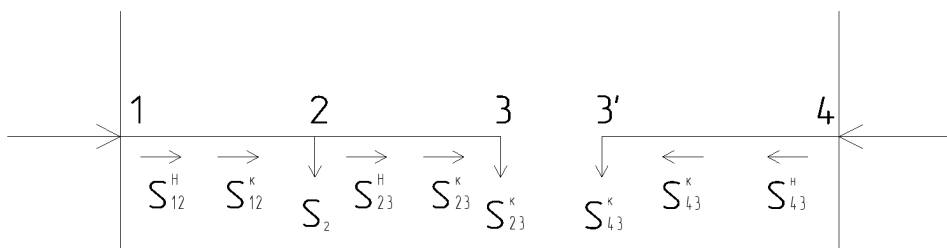


Рис. 1.10. Представление исходной сети в виде двух линий

На участке 23 потери активной мощности:

$$\Delta P_{23} = \frac{(S_{23}^k)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{23}. \quad (26)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{23} = \frac{(S_{23}^k)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{23}. \quad (27)$$

Потери полной мощности:

$$\Delta \dot{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}. \quad (28)$$

Находим значение потока мощности $\Delta \dot{S}_{23}^H$ в начале участка 23 (рис.1.10)

$$\dot{S}_{23}^H = S_{23}^k + \Delta \dot{S}_{23}. \quad (29)$$

По аналогии поток S_{12}^H будет находится по следующим формулам:

$$\Delta P_{12} = \frac{(S_{12}^k)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{12};$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(S_{12}^k)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{12};$$

$$\Delta \dot{S}_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12};$$

$$\dot{S}_{12}^H = S_{12}^k + \Delta \dot{S}_{12}.$$

Потоки S_{23}^k, S_{12}^k определяется следующим образом:

$$S_{23}^k = S_{23}, S_{12}^k = S_{12},$$

где S_{23}, S_{12} - потоки мощности определенные ранее без учета потерь

Аналогичным образом найдем поток S_{43}^H .

Может оказаться, что 1-й этап расчета кольцевой сети выявит две точки потококораздела: одну – для активной, другую для реактивной мощности. Такой случай иллюстрируется на рис.1.11, где узел 2 – точка потококораздела для активной, а узел 3 – для реактивной мощности.

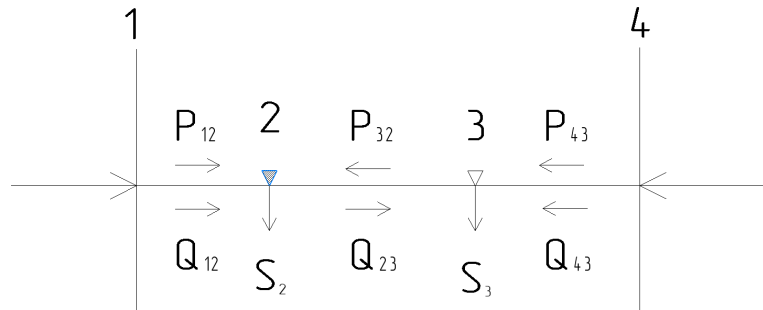


Рис. 1.11. Направление потоков в случае несовпадения точек потококораздела

В этом случае кольцевая сеть для дальнейшего расчета может быть разделена на две разомкнутые линии. Вычислим предварительно потери мощности на участке между точками потококораздела.

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{23}; \quad (30)$$

$$\Delta Q_{23} = \frac{P_{32}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{23}. \quad (31)$$

Если принять, что в точке 2 включена нагрузка:

$$\dot{S}_2^H = P_2^H + jQ_2^H = P_{12} + j(Q_{12} + \Delta Q_{23}). \quad (32)$$

А в точке 3-нагрузка:

$$\dot{S}_3^H = P_3^H + jQ_3^H = P_{43} + \Delta P_{32} + jQ_{43}, \quad (33)$$

где, $P_{12}, Q_{12}, P_{43}, Q_{43}$ определяются по (8), (9), а P_{32}, Q_{23} - по (5), (12) то при дальнейшем расчете можно вместо кольцевой схемы рассматривать две разомкнутые линии, показанные на рис. 1.12.

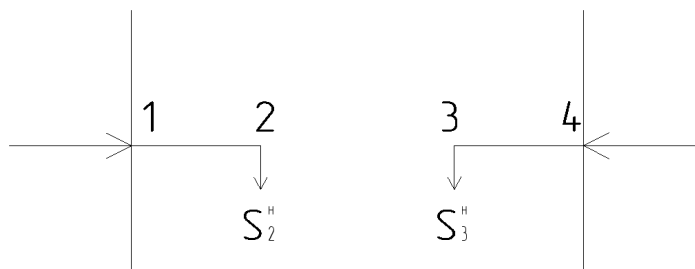


Рис. 1.12. Разделение сети при несовпадающих точках потококораздела

Пример 3. Определим мощность, поступающую с шин электростанции в сеть, рассмотренную в примере 1. Расчет проведем с учетом потерь мощности.

Мощности $\dot{S}_{12}, \dot{S}_{23}, \dot{S}_{43}$ (рис.1.9) определены без учета потерь в примере 1. «Разрежем» линию с двухсторонним питанием в узле 3 потокораздела, как на рис.1.10. Нагрузки в узлах 3 и 3' равны $S_{23}^K = 8,64 + j7,58$ МВА = S_{23} , $S_{43}^K = 30,56 + j25,31$ МВА = S_{43} .

Рассчитаем потоки мощности в линиях 23,12 (рис.1.10).

Мощность в конце линии 23:

$$\dot{S}_{23}^K = \dot{S}_{23} = 8,64 + j7,58 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 23:

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{S_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} z_{23} = \frac{8,64^2 + 7,58^2}{110^2} (9,84 + j10,21) = 0,11 + j0,11 \text{ МВА.}$$

$$\dot{S}_{23}^H = S_{23}^K + \Delta \dot{S}_{23} = 8,64 + j7,58 + 0,11 + j0,11 = 8,75 + j7,69 \text{ МВА.}$$

Мощность в конце линии 12:

$$\dot{S}_{12}^K = \dot{S}_{23}^H + \dot{S}_2 = 8,75 + j7,69 + 36,18 + 29,17 = 44,93 + j36,86 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 12:

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{S_{12}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} z_{12} = \frac{44,93^2 + 36,86^2}{110^2} (3,6 + j12,15) = 1 + j3,39 \text{ МВА.}$$

Мощность, в начале линии 12:

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^K + \Delta \dot{S}_{12} = 44,93 + j36,86 + 1 + j3,39 = 45,93 + j40,25 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем потоки мощности в линии 43' (рис.1.10).

Мощность в конце линии 43':

$$\dot{S}_{43}^K = \dot{S}_{43} = 30,56 + j25,31 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии 43':

$$\Delta \dot{S}_{43} = \frac{S_{43}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} z_{34} = \frac{30,56^2 + 25,31^2}{110^2} (8,1 + j20,65) = 1,05 + j2,69 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии 43'

$$\dot{S}_{43}^H = \dot{S}_{43}^K + \Delta \dot{S}_{43} = 30,56 + j25,31 + 1,05 + j2,69 = 31,61 + j28 \text{ МВА.}$$

Мощность, потребляемая с шин электростанции.

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12}^H + \dot{S}_{43}^H = 45,93 + j40,25 + 31,61 + j28 = 77,54 + j68,25 \text{ МВА.}$$

1.1.4. Распределение напряжений в линии с двусторонним питанием

Выражения для нахождения продольной составляющей падения напряжения при учете потерь мощности будет иметь вид:

$$\Delta U_{kj} = \frac{P_{kj}^H \cdot r_{kj} + Q_{kj}^H \cdot x_{kj}}{U_k} \quad (34)$$

Необходимые значения потоков мощности примем те что, найденным в примере 3, т.е с учетом потерь мощности.

$$\Delta U_{43} = \frac{P_{43}^H \cdot r_{34} + Q_{43}^H \cdot x_{34}}{U_4} = \frac{31,61 \cdot 8,1 + 28 \cdot 20,65}{117,7} = 7,1 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = 117,7 - 7,1 = 110,6 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H \cdot r_{12} + Q_{12}^H \cdot x_{12}}{U_1} = \frac{45,93 \cdot 3,6 + 40,25 \cdot 12,15}{117,7} = 5,56 \text{ кВ.}$$

$$U_2 = 117,7 - 5,56 = 112,1 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^H \cdot r_{23} + Q_{23}^H \cdot x_{23}}{U_2} = \frac{8,75 \cdot 9,84 + 7,69 \cdot 10,21}{112,1} = 1,47 \text{ кВ.}$$

$$U_3 = 112,1 - 1,47 = 110,6 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 5,56 + 1,47 = 7,03 \text{ кВ.}$$

Таким образом, $\Delta U_{н6} = 7,03 \text{ кВ.}$

Погрешность расчета наибольшей потери напряжения составляет:

$$\Delta U_{43} - \Delta U_{13} = 0,07 \text{ кВ.}$$

1.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОПЕРЕЧНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПАДЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

1.3.1. Определение напряжения в узлах сети с учетом поперечной составляющей падения напряжения, без учета потерь мощности

Используя потоки мощности, рассчитанные без учета потерь, определим значение напряжений в узлах сети с учетом поперечной и продольной составляющей падения напряжения по формулам:

$$\dot{U}_j = \dot{U}_k - \Delta U'_{kj}, \quad (35)$$

где \dot{U}_k – напряжение в начале линии kj;

\dot{U}_j – напряжение в конце линии kj;

$\Delta U'_{kj}$ – полное падение напряжения в линии kj.

$$\Delta U'_{kj} = \Delta U_{kj} + j\delta U_{kj} = \frac{P_{kj} \cdot r_{kj} + Q_{kj} \cdot x_{kj}}{U_k} + j \frac{P_{kj} \cdot x_{kj} - Q_{kj} \cdot r_{kj}}{U_k}, \quad (36)$$

где ΔU_{kj} – продольная составляющая падения напряжения;

δU_{kj} – поперечная составляющая падения напряжения;

P_{kj} – активная мощность линии kj;

Q_{kj} – реактивная мощность линии kj;

r_{kj} – активное сопротивление линии kj;

x_{kj} – реактивное сопротивление линии kj.

1.3.2. Определение напряжения в узлах сети с учетом поперечной составляющей падения напряжения и с учетом потерь мощности

Используя потоки мощности, рассчитанные с учетом потерь мощности, определим значение напряжений в узлах сети с учетом поперечной и продольной составляющей падения напряжения по выражениям аналогичным рассмотренным выше, а именно:

$$\dot{U}_j = \dot{U}_k - \Delta U''_{kj}, \quad (37)$$

где: \dot{U}_k – напряжение в начале линии kj;

\dot{U}_j – напряжение в конце линии kj;

$\Delta U''_{kj}$ – полное падение напряжения в линии kj.

$$\Delta U''_{kj} = \Delta U_{kj}^{\Pi} + j\delta U_{kj}^{\Pi} = \frac{P_{kj}^H \cdot r_{kj} + Q_{kj}^H \cdot x_{kj}}{U_k} + j \frac{P_{kj}^H \cdot x_{kj} - Q_{kj}^H \cdot r_{kj}}{U_k}, \quad (38)$$

где ΔU_{kj}^{Π} – продольная составляющая падения напряжения с учетом потерь мощности;

δU_{kj}^{Π} – поперечная составляющая падения напряжения с учетом потерь мощности;

P_{kj}^H – активная мощность в начале участка линии kj ;
 Q_{kj}^H – реактивная мощность в начале участка линии kj ;
 r_{kj} – активное сопротивление линии kj ;
 x_{kj} – реактивное сопротивление линии kj .

2. ПОЯСНЕНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

2.1. ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТА И ЕГО СТРУКТУРА

Курсовой проект выполняется в соответствии с индивидуальным заданием, выданным преподавателем. Курсовой проект (КП) состоит из расчетно-пояснительной записки и графической части. Оформление курсового проекта должно соответствовать СТП ВГТУ и ЕСКД.

Расчетно-пояснительная записка (РПЗ) должна содержать все необходимые расчеты, а также поясняющие схемы и рисунки.

РПЗ должна быть выполнена в печатном виде на листах формата А4 по ГОСТ 9327 (210x297 мм). Текст следует набирать, соблюдая следующие размеры полей: правое – 10 мм; левое – 20 мм; верхнее – 20 мм; нижнее – 10 мм;

Набор текста в текстовом редакторе должен удовлетворять следующим требованиям: шрифт Times New Roman, кегль 14, цвет шрифта – черный, межстрочный интервал – 1,5. Текст должен быть отформатирован по ширине страницы с применением автоматического переноса слов, первая строка с абзацным отступом 1,25 см.

Страницы РПЗ следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему тексту, включая приложения.

Номер страницы проставляют в центре нижней части страницы без точки.

Титульный лист включается в общую нумерацию страниц. Номер страницы на титульном листе не проставляют.

Наименования структурных элементов «СОДЕРЖАНИЕ», «ВВЕДЕНИЕ», «ЗАКЛЮЧЕНИЕ», «СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ», «ПРИЛОЖЕНИЕ» служат заголовками этих структурных элементов. Заголовки структурных элементов следует располагать по центру строки без точки в конце и печатать прописными буквами, не подчеркивая. Расстояние между заголовком и текстом должно быть равно одной строке. Каждый структурный элемент КП следует начинать с новой страницы. Страница КП должна быть заполнена текстом не менее чем на 1/3 часть. Содержание включает все структурные элементы КП с указанием номеров страниц, с которых они начинаются.

Для основной части приводятся наименования всех разделов, подразделов, пунктов (если они имеют наименование). Приложения указываются с их наименованием. Иллюстрации (чертежи, графики, диаграммы, схемы, фотоснимки, компьютерные распечатки) следует располагать непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые или на следующей странице.

РПЗ содержит титульный лист, исходные данные согласно номеру варианта, взятые из приложений А, Б, содержание, введение, основную часть, заключение, список литературы и чертежи, оформленные в виде приложений на листах формата А3.

Основная часть работы содержит проработанные разделы и подразделы указанные ниже.

Графическая часть проекта содержит: схему кольцевой сети и её схему замещения, потоки мощности в замкнутой сети без учета и с учетом потерь мощности. Вся графическая документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями ЕСКД. Вариант задания выдается преподавателем.

Структура курсового проекта:

1 Расчет кольцевой сети без учета потерь мощности

1.1 Определение параметров и потоков мощности для схем замещения

1.2 Выявление точек потокораздела активной и реактивной мощности

1.3 Определение напряжения в узлах сети в нормальном режиме работы

1.4 Определение напряжения в узлах сети в послеаварийных режимах работы

1.4.1 Расчет напряжений при отключении участка линии 12

1.4.2 Расчет напряжений при отключении участка линии 54

1.5 Оценка необходимости регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов в узлах сети в послеаварийных режимах

2 Расчет кольцевой сети с учетом потерь мощности

2.1. Определение потоков мощности для схем замещения

2.2. Определение напряжения в узлах сети в нормальном режиме работы

2.3. Определение напряжения в узлах сети в послеаварийных режимах работы

2.3.1. Расчет напряжений при отключении участка линии 12

2.3.2. Расчет напряжений при отключении участка линии 54

2.4. Оценка необходимости регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов в узлах сети в послеаварийных режимах

3. Оценка положения точек потокораздела активной и реактивной мощности при варьировании нагрузок электрической сети

3.1. Выявление точек потокораздела активной и реактивной мощности при перераспределении нагрузки, без учета потерь мощности

3.2. Определение предельного изменения нагрузок в узлах сети при которых происходит миграция точек потокораздела активной и реактивной мощности, без учета потерь мощности

4. Оценка влияния отдельных факторов на точность определения напряжения в узлах электрической сети

4.1. Оценка влияния учета потерь мощности на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети

4.2. Оценка влияния учета поперечной составляющей падения напряжения на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети

4.3. Оценка влияния учета поперечной составляющей падения напряжения на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети при учете потерь мощности

5. Расчет суммарных потерь активной мощности в рассчитываемой сети в нормальном и послеаварийных режимах и их оценка

2.2. РАСЧЕТ РЕЖИМА КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ БЕЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

2.2.1. Определение параметров и потоков мощности для схем замещения

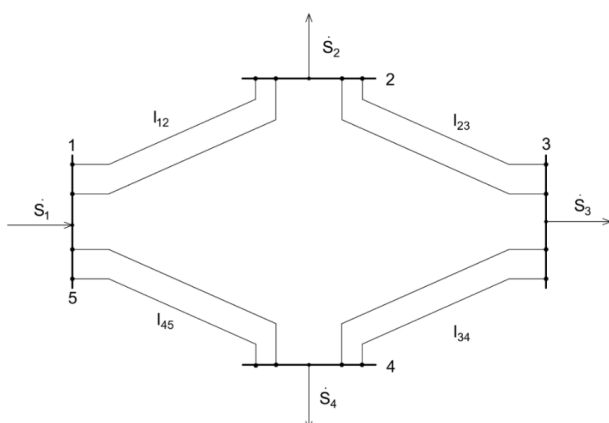


Рис. 2.1. Схема простой замкнутой (кольцевой) электрической сети в двухцепном исполнении

Расчет установившегося режима электрической сети будем производить следуя примеру расчета замкнутой сети, приведенному в разделе 1.1.1

Конфигурация данной сети в двухцепном исполнении приведена на рис.2.1. Номинальное напряжение кольцевой сети 110 кВ.

Для выполнения расчетов данную сеть представляем в виде линии с двухсторонним питанием, с центрами питания в узлах 1,5 и с узлами 2,3,4, в каждом из которых подключен силовой трансформатор с мощностью на стороне ВН S_2 , S_3 , S_4 соответственно. Параметры кольцевой сети и мощности силовых трансформаторов приведены в ПРИЛОЖЕНИИ А,Б.

Представим рассматриваемую кольцевую сеть в виде линии с двухсторонним питанием (аналогично рассмотренной схемы рис.1.2б). Произведем расчет параметров данной схемы замещения.

Далее определим потоки мощности в линиях для разработанной схемы. Методика расчета была рассмотрена ранее, в практической работе.

2.2.2. Выявление точек потокораздела активной и реактивной мощности

Методика определения точки потокораздела активной и реактивной мощности описывалась в Примере 1 раздела 1.1.1. Опираясь на приведенную методику найдем точки потокораздела активной и реактивной мощности.

2.2.3. Определение напряжения в узлах сети в нормальном режиме работы

«Разрежем» разработанную схему замещения в точке потокораздела. Определим напряжения в узлах и наибольшую потерю напряжения в двух разомкнутых участках сети. Методика расчета указана в разделе 1.1.2. При расчете принимаем, что напряжение на шинах центра питания (шины 1,5) соответствует 117,7 кВ.

2.2.4. Определение напряжения в узлах сети в послеаварийных режимах работы

Для определения напряжения в узлах сети в послеаварийных режимах сети будем руководствоваться методикой, изложенной в разделе 1.1.3.

Послеаварийные режимы будем рассматривать после отключения линии 12, а также линии 45, поочередно. В следствии отключения данных линий изменяется и конфигурация сети. Следовательно, первоначально определяем потоки мощности для каждого из послеаварийных режимов. Зная потоки мощности, производим расчет напряжений и потерь напряжения в каждом из

режимов. Далее производим оценку наибольшей потери напряжения ($\Delta U_{\text{нб.ав}}$), в рассмотренных аварийных режимах.

2.2.5. Оценка необходимости регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов в узлах сети в послеаварийных режимах

Регулировать коэффициент трансформации в узлах рассчитываемой сети в послеаварийных режимах необходимо в тех случаях, когда напряжение в узлах в послеаварийных режимах будет отличаться от напряжения в соответствующих узлах в нормальном режиме более чем на 5 %.

Оценку изменения напряжения выполнить по соотношению:

$$U_{\%k} = \frac{U_k - U_{k,\text{ав}}}{U_k} \cdot 100\%, \quad (39)$$

где: $U_{\%k}$ – отклонение напряжения в k -м узле сети в процентах;

U_k – напряжение в k -м узле сети в нормальном режиме работы;

$U_{k,\text{ав}}$ – напряжение в k -м узле сети в послеаварийном режиме работы.

Таким образом, по выражению (39), необходимо оценить напряжение во всех узлах сети для каждого из послеаварийных режимов и сделать выводы о необходимости регулирования коэффициентов трансформации.

2.3. РАСЧЕТ КОЛЬЦЕВОЙ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

2.3.1. Определение потоков мощности для схем замещения

Особенность расчета потоков мощности в узлах данной схемы состоит в том, что мощность в начале и в конце линии между двумя смежными узлами будет отличаться на величину потерь мощности между этими узлами. Т.е. мощность в начале линии необходимо определить по следующему выражению. Методика и пример расчета потоков мощности, приведены в разделе 1.2.1.

Мощность S_{kj}^k , приравниваем к значению мощности S_{kj} определенную ранее без учета потерь мощности, для соответствующего узла. Таким образом, для выполнения расчета потоков мощности необходимо разработать схему аналогичную рис.1.10, причем исходную схему необходимо «разрезать» в узле соответствующему точке потокораздела.

2.3.2. Определение напряжения в узлах сети в нормальном режиме работы

При определении напряжения в узлах сети и наибольшей потери напряжения необходимо руководствоваться ранее рассмотренной методикой в разделе 1.2.2.

2.3.3. Определение напряжения в узлах сети в послеаварийных режимах работы

Порядок расчета напряжения и наибольшей потери напряжения в узлах сети для двух послеаварийных режимов, будет аналогичен рассмотренному выше в разделе 2.2.4, однако при этом необходимо учитывать различие потоков мощности в начале и в конце линий.

2.3.4. Оценка необходимости регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов в узлах сети в послеаварийных режимах

Методика оценки необходимости регулирования коэффициента трансформации в узлах рассчитываемой сети, будет аналогична указанной в разделе 2.2.5, однако в данном разделе необходимо сравнивать данные по напряжению полученные в разделах 2.3.3.

2.4. ОЦЕНКА ПОЛОЖЕНИЯ ТОЧЕК ПОТОКОРАЗДЕЛА АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПРИ ВАРЬИРОВАНИИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.4.1. Выявление точек потокораздела активной и реактивной мощности при перераспределении нагрузки, без учета потерь мощности

Рассмотрим, как изменяются потоки мощности в замкнутой сети при перераспределении нагрузки в узлах. Для этого рассмотрим ранее разработанную схему в разделе 2.2.1. Присвоим мощности \dot{S}_2 значение \dot{S}_4 , а \dot{S}_4 значение \dot{S}_2 . Поскольку структура сети не изменилась, можем определить потоки мощности используя ранее приведенные выражения. Руководствуемся методикой оценки положения точек потокораздела активной и реактивной мощности, использованной в разделе 2.2.2.

2.4.2. Определение предельного изменения нагрузок в узлах сети, при которых происходит миграция точек потокоразделов активной и реактивной мощности, без учета потерь мощности

Для узла 2 производим изменение нагрузки в сторону увеличения с шагом 10%, до того момента пока произойдет миграция точки потокораздела активной и реактивной мощности (если произошла миграция только одной точки потокораздела активной или реактивной, то производим дальнейшее увеличение нагрузки). Фиксируем эти предельные изменения нагрузок, при которых произошла миграция точек потокораздела активной и реактивной мощностей.

Далее аналогичным образом уменьшаем S_2 с шагом 10%. Затем выполняем аналогичные действия с нагрузкой S_4 , вернув S_2 в исходное состояние. Полученные результаты сводим в таблицу.

2.5. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ФАКТОРОВ НА ТОЧНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.5.1. Оценка влияния учета потерь мощности на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети

Для оценки влияния учета потерь мощности на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети в нормальном и послеаварийных режимах сравним напряжения, определенные с учетом потерь мощности со значениями, определенными без учета потерь мощности для соответствующих узлов в нормальных и послеаварийных режимах.

В результате чего находим отклонение напряжения в %. При этом за достоверные данные принять напряжения, полученные с учетом потерь мощности.

2.5.2. Оценка влияния учета поперечной составляющей падения напряжения на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети

Определим напряжение в узлах электрической сети в нормальном и послеаварийных режимах с учетом поперечной составляющей падения напряжения, руководствуясь методикой представленной в разделе 1.3.1.

Далее полученные значения напряжений сравниваем и оцениваем в %, по отношению к значениям напряжений, полученных в узлах без учета

поперечной составляющей падения напряжения и без учета потерь мощности. Данную оценку проводим для нормального и послеаварийных режимов. При этом за достоверные данные принять значения напряжений, полученные в этом разделе.

2.5.3. Оценка влияния учета поперечной составляющей падения напряжения на точность определения напряжения в узлах рассчитываемой сети при учете потерь мощности

Первоначально определяем напряжения в узлах электрической сети в нормальном и послеаварийных режимах с учетом поперечной составляющей падения напряжения и учете потерь мощности, согласно методике представленной в разделе 1.3.2.

Далее сравниваем в процентном соотношении полученные значения с теми же значениями, что и в п.2.5.2. За достоверные принимаем результаты расчета напряжений, полученные в данном разделе.

2.6. РАСЧЕТ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАССЧИТЫВАЕМОЙ СЕТИ В НОРМАЛЬНОМ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ И ИХ ОЦЕНКА

Суммарные потери активной мощности для каждого из режимов работы сети можно определить как разницу активной мощности, потребляемой с шин центра питания, и суммы активных мощностей нагрузок.

Так для нормального режима суммарные потери активной мощности можно определить по следующему выражению:

$$\Delta P_{\Sigma}^H = P_1^H - (P_2 + P_3 + P_4), \quad (43)$$

где ΔP_{Σ}^H – суммарные потери активной мощности в нормальном режиме;

P_1^H – активная мощность на шинах центра питания в нормальном режиме;

$P_{2,3,4}$ - активные мощности нагрузок в узлах 2,3,4.

Для нахождения P_1^H , необходимо предварительно найти мощность с шин центра питания $S_1 = S_{12}^H + S_{45}^H$, исходя из данных полученных в разделе 2.3.1.

Активная составляющая S_1 и есть P_1^H .

Для аварийного режима при отключении линии 12, суммарные потери активной мощности можно определить:

$$\Delta P_{\Sigma}^{12} = P_1^{54} - (P_2 + P_3 + P_4), \quad (44)$$

где ΔP_{Σ}^{12} – суммарные потери активной мощности в послеаварийном режиме, установившемся после отключения линии 12;

P_1^{54} – активная мощность на шинах центра питания в послеаварийном режиме, у установившемся после отключения линии 12, данная величина представляет собой активную составляющую мощности $S_1 = S_{54}^H$, определенную в разделе 2.3.3.

Для аварийного режима при отключении линии 45 определим потери активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma}^{45} = P_1^{12} - (P_2 + P_3 + P_4), \quad (45)$$

где ΔP_{Σ}^{45} – суммарные потери активной мощности в послеаварийном режиме, установившемся после отключения линии 12;

P_1^{12} – активная мощность на шинах центра питания в послеаварийном режиме, установившемся после отключения линии 45, данная величина определяется как активная составляющая мощности $S_1 = S_{12}^H$, определенная в разделе 2.3.3

После нахождения суммарных потерь по выражением 44, 45, находим их %-е изменение по отношению к величине ΔP_{Σ}^H и делаем соответствующие выводы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов, - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.: ил.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учеб. Пособие. – М: Университетская книга; Логос, 2008. – 254с.
3. Афонин В.В. Электрические системы и сети. Часть 1: учебное пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2013. – 80 с.
4. Афонин В. В. Электрические системы и сети : учебное пособие : в 2 ч. / В. В. Афонин, К. А. Набатов. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2014. – Ч. 2. – 128 с.
5. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. Пособие для электроэнерг. спец./ В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под. ред. В. А. Строева – М.: Высш. Шк., 1999 – 352 с.: ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Марки проводов и длины линий рассчитываемой сети

Вариант	l ₁₂ =l ₄₅ , км	l ₂₃ , км	l ₃₄ , км	Марка провода									
				12 и 45	23	34	1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7	20	19,0	19,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
1	20	17,0	32,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	22	20,0	17,0	32,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
2	19,5	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19	23	19,5	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19
3	19,0	18,0	30,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	23	19,5	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19
4	18,5	18,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	24	19,0	18,0	30,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
5	18,0	19,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	25	18,5	18,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
6	17,5	19,5	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19	26	18,0	19,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
7	17,0	20,0	28,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	27	17,5	19,5	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19
8	19,7	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	28	17,0	20,0	28,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
9	19,3	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	29	19,7	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
10	19,0	18,5	30,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	30	19,3	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
11	18,7	18,0	31	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	31	19,0	18,5	30,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
12	18,3	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	32	18,7	18,0	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
13	17,8	17,0	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	33	18,3	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
14	17,5	19,0	28,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	34	17,8	17,0	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
15	22,0	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	35	17,5	19,0	28,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
16	21,5	16,5	31,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	36	22,0	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
17	22,5	17,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	37	21,5	16,5	31,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
18	20,0	18,0	31,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	38	22,5	17,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
19	19,5	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	39	20,0	18,0	31,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7

40	19,5	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	63	18,0	21,0	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
41	19,0	19,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	64	20,0	17,0	32,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
42	18,0	21,0	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	65	19,5	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19
43	20,0	17,0	32,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	66	19,0	18,0	30,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
44	19,5	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19	67	18,5	18,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
45	19,0	18,0	30,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	68	18,0	19,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
46	18,5	18,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	69	17,5	19,5	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19
47	18,0	19,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	70	17,0	20,0	28,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
48	17,5	19,5	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 120/19	71	19,7	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
49	17,0	20,0	28,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	72	19,3	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
50	19,7	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	73	19,0	18,5	30,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
51	19,3	17,5	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	74	18,7	18,0	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
52	19,0	18,5	30,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	75	18,3	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
53	18,7	18,0	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	76	17,8	17,0	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
54	18,3	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	77	17,5	19,0	28,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
55	17,8	17,0	29,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	78	22	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
56	17,5	19,0	28,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	79	21,5	16,5	31,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
57	22,0	17,0	32,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	80	22,5	17,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
58	21,5	16,5	31,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	81	20,0	18,0	31,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
59	22,5	17,0	29,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	82	19,5	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
60	20,0	18,0	31,0	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24	83	19,0	19,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19
61	19,5	19,0	29,5	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19	84	18,0	21,0	31,5	AC 240/32	AC 185/29	AC 150/24
62	19,0	19,5	31,0	AC 240/32	AC 150/24	AC 120/19							

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Характеристики нагрузок в виде мощностей на стороне ВН трансформаторов,
подключенных в узлах рассчитываемой сети

Номер варианта	Мощности нагрузок на стороне ВН трансформаторов $S_{п} = P_{п} + jQ_{п}$, МВА				1	2	3	4	1	2	3	4
	S_2	S_3	S_4	4								
1					18	21,9+j18,5	17,4+j14,9	40,3+j34,9	37	21,5+j18,0	16,5+j14,6	41,9+j35,0
	22,0+j17,5	17,0+j14,1	41,0+j34,2	4	19	21,5+j17,9	17,3+j14,1	41,9+j35,0	38	21,0+j18,3	16,7+j14,9	40,2+j34,6
1	21,5+j18,0	16,5+j14,6	40,5+j35,0		20	22,2+j17,9	16,8+j15,0	40,2+j34,6	39	21,8+j17,8	16,9+j14,5	41,4+j34,9
2	21,0+j18,3	16,7+j14,9	40,1+j34,6		21	22,6+j17,5	16,9+j14,5	41,7+j34,8	40	22,2+j17,9	17,1+j14,7	40,3+j34,9
3	21,8+j17,8	16,9+j14,5	41,5+j34,0		22	21,7+j17,2	16,8+j15,0	41,2+j34,7	41	22,6+j17,5	17,0+j14,1	41,2+j34,8
4	22,2+j17,9	17,1+j14,7	42,0+j35,1		23	23,0+j16,1	17,3+j14,1	41,4+j34,9	42	21,5+j16,8	16,2+j14,0	42,0+j35,1
5	22,6+j17,5	17,0+j14,1	40,5+j35,2		24	20,9+j18,1	17,1+j14,5	41,2+j34,8	43	22,6+j17,5	16,9+j14,5	41,7+j34,8
6	21,5+j16,8	16,2+j14,2	40,3+j34,4		25	21,5+j17,9	17,4+j14,9	40,3+j34,9	44	21,7+j17,2	16,8+j15,0	41,2+j34,7
7	21,7+j17,2	18,8+j15,0	41,7+j34,8		26	21,9+j18,5	17,0+j14,7	41,9+j35,0	45	23,0+j16,1	17,3+j14,1	41,4+j34,9
8	23,0+j16,1	17,3+j14,1	41,9+j35,0		27	22,5+j17,5	17,3+j14,1	40,2+j34,6	46	20,9+j18,1	17,1+j14,5	41,2+j34,8
9	20,9+j18,1	17,1+j14,5	40,2+j34,6		28	22,8+j18,1	17,9+j14,5	41,7+j34,8	47	21,5+j17,9	17,4+j14,9	40,3+j34,9
10	21,5+j17,9	17,4+j14,9	41,4+j34,9		29	22,1+j18,3	17,1+j14,4	41,0+j34,2	48	21,9+j18,5	17,0+j14,7	41,9+j35,0
11	21,9+j18,5	17,0+j14,7	40,3+j34,9		30	22,1+j17,8	17,0+j14,7	40,5+j35,0	49	22,5+j17,5	17,3+j14,1	40,2+j34,6
12	22,5+j17,5	17,3+j14,1	41,2+j34,8		31	22,5+j17,5	17,1+j14,5	40,1+j34,6	50	22,8+j18,1	17,9+j14,5	41,7+j34,8
13	22,8+j18,1	17,9+j14,5	42,0+j35,1		32	21,9+j18,5	17,4+j14,9	41,5+j34,0	51	22,1+j18,3	17,1+j14,4	41,0+j34,2
14	22,1+j18,3	17,1+j14,4	41,2+j34,7		33	21,5+j17,9	17,3+j14,1	42,0+j35,1	52	22,1+j17,8	17,0+j14,7	40,5+j35,0
15	22,1+j17,8	17,0+j14,7	41,4+j34,9		34	22,2+j17,9	16,8+j15,0	40,5+j35,2	53	22,5+j17,5	17,1+j14,5	40,1+j34,6
16	22,5+j17,5	17,1+j14,5	41,2+j34,8		35	22,6+j17,5	16,9+j14,5	40,3+j34,4	54	21,9+j18,5	17,4+j14,9	41,5+j34,0
17					36	22,0+j17,5	17,0+j14,1	41,7+j34,8	55	21,5+j17,9	17,3+j14,1	42,0+j35,1

1	2	3	4	1	2	3	4
56	22,2+j17,9	16,8+j15,0	40,5+j35,2	80	22,1+j17,8	17,0+j14,7	41,4+j34,9
57	22,6+j1,5	16,9+j14,5	30,3+j34,4	81	22,5+j17,5	5	41,2+j34,8
58	22,0+j17,5	17,0+j14,1	41,7+j34,8	82	21,9+,18,5	17,4+j14,9	40,3+j34,9
59	21,5+j18,0	16,5+j14,6	41,9+j35,0	83	21,5+j17,9	17,3+j14,1	41,9+j35,0
60	21,0+j18,3	16,7+j14,9	40,2+j34,6	84	22,2+j17,9	16,8+j15,0	40,2+j34,6
61	21,8+j17,8	16,9+j14,5	41,4+j34,9				
62	22,2+,17,9	17,1+j14,7	40,3+j34,9				
63	22,6+j17,5	17,0+j14,1	41,2+j34,8				
64	21,5+j16,8	16,2+j14,2	42,0+j35,1				
65	22,0+j17,5	17,0+j14,1	41,0+j34,2				
66	21,5+j18,0	16,5+j14,6	40,5+j35,0				
67	21,0+j18,3	16,7+j14,9	40,1+j34,6				
68	21,8+j17,8	16,9+j14,5	41,5+j34,0				
69	22,2+j17,9	17,1+j14,7	42,0+j35,1				
70	22,6+j17,5	17,0+j14,1	40,5+j35,2				
71	21,5+j16,8	16,2+j14,2	40,3+j34,4				
72	21,7+j17,2	16,8+j15,0	41,7+j34,8				
73	23,0+j16,1	17,3+j14,1	41,9+j35,0				
74	20,9+j18,1	17,1+j14,5	40,2+j34,6				
75	21,5+j17,9	17,4+j14,9	41,4+j34,9				
76	21,9+j18,5	17,0+j14,7	40,3+j34,9				
77	22,5+j17,5	17,3+j14,1	41,2+j34,8				
78	22,8+j18,1	17,9+j14,5	42,0+j35,1				
79	22,1+j18,3	17,1+j14,4	41j2+j34,7				

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям и курсовому проектированию
для студентов направления 13.04.02
«Электроэнергетика и электротехника»
всех форм обучения

Составители:

Горемыкин Сергей Александрович
Ситников Николай Васильевич

Компьютерный набор Б. М. Омельченко

Подписано к изданию 01.12. 2021.

Уч.-изд. л. 2,2.

ФГБОУ ВО «Воронежский государственный
технический университет»

394006 Воронеж, ул. 20-летия Октября, 84