

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации
ФГБОУ ВО «Красноярский государственный аграрный университет»

Л.П. Костюченко

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

2-е изд., испр. и доп.

Рекомендовано учебно-методическим советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Красноярский государственный аграрный университет» для внутривузовского использования в качестве учебного пособия для студентов по направлению подготовки 35.04.06 «Агроинженерия»

Электронное издание

Красноярск 2019

ББК 40.72

К 72

Рецензенты:

*О.М. Лурье, канд. техн. наук, доцент, и.о. зав. кафедрой
электротехники СибГУ им. М.Ф. Решетнева*

*Г.А. Бетехтина, канд. техн. наук, доцент АНО «Учебный центр
“Электросвязь”»*

К 72 **Костюченко, Л.П.**

Специальные вопросы электроснабжения: учеб. пособие [Электронный ресурс] / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – 2-е изд., испр. и доп. – Красноярск, 2019. – 103 с.

В пособии даны рекомендации по самостоятельной работе при изучении дисциплин «Специальные вопросы электроснабжения». Приведены содержание дисциплины, задания для выполнения расчетно-графических работ, тесты для оценки компетентности. Даны основные сведения теоретического и справочного характера по расчету электрических сетей.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 35.04.06 «Агроинженерия», направленности «Электрооборудование и электро-технологии в АПК».

ББК 40.72

© Костюченко Л.П., 2019

© ФГБОУ ВО «Красноярский государственный
аграрный университет», 2019

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Специальные вопросы электроснабжения», изучаемая при подготовке обучающихся по программе магистратуры, фактически является продолжением дисциплины «Электроснабжение». Дисциплина «Электроснабжение» входит в перечень дисциплин обязательной части по направлению подготовки 35.04.06 «Агроинженерия», направленности «Электрооборудование и электротехнологии в АПК», который реализуется в Институте инженерных систем и энергетики кафедрой электроснабжения сельского хозяйства.

Дисциплина «Специальные вопросы электроснабжения» включена в перечень обязательной части блока дисциплин для программы магистратуры. В ней более подробно рассматриваются вопросы, связанные с повышением эффективности функционирования, надежности, экономичности, энергоэффективности и энергосбережения сельских электрических сетей.

В учебном плане, составленном в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования – магистратура по направлению подготовки 35.04.06 «Агроинженерия», на изучение дисциплины «Специальные вопросы электроснабжения» отводится 108 часов (три зачетных единицы), из них самостоятельная работа занимает не менее 0,5 зачетных единиц.

В соответствии с требованиями к результатам освоения программы магистратуры дисциплина нацелена на формирование профессиональных компетенций выпускника.

Содержание дисциплины охватывает круг вопросов, связанных с построением и моделированием сельских электрических сетей, их анализом и расчетом с целью выбора оптимального режима работы сети, оптимизации систем электроснабжения предприятий АПК с точки зрения повышения надежности электроснабжения, экономичности, улучшения показателей качества электрической энергии.

Самостоятельная работа при этом понимается как самостоятельная работа студентов после занятий и выполняется в читальных залах, специальных помещениях для самостоятельной работы и в домашних условиях.

Самостоятельная работа студентов по дисциплине «Специальные вопросы электроснабжения» состоит из следующих видов занятий:

1. Проработка лекционного материала, подготовка к лабораторным занятиям.

2. Изучение по учебникам и учебно-методическим пособиям материала, предусмотренного программой, и подробно не изложенного на лекциях.

3. Выполнение расчетно-графических заданий (РГР).

4. Самостоятельное составление моделей сельских распределительных сетей в программе MATLAB и их исследование.

5. Самостоятельное решение задач для оценки компетентности.

6. Самостоятельная работа в электронной информационно-образовательной среде на платформе LMS Moodle, на базе которой создан электронный учебно-методический комплекс (ЭУМК) дисциплины «Специальные вопросы электроснабжения» (<http://e.kgau.ru/course/view.php?id=3554>). ЭУМК позволяет увеличить объем изучаемого материала по данной дисциплине, дает возможность каждому студенту самостоятельно изучать теоретический материал, готовиться к лабораторно-практическим занятиям, выполнять расчетно-графические работы. Структура ЭУМК базируется на блочно-модульном принципе построения и включает в себя следующие блоки:

– блок модулей дисциплины, который состоит из 4 тематических модулей (см. раздел 1) в соответствии с рабочей программой дисциплины;

– блок самостоятельной работы, включающий в себя методические разработки и задания по всем видам самостоятельной работы студентов при изучении дисциплины и рекомендуемую литературу;

– блок-справочник, в котором приведены справочные материалы по оборудованию, необходимые студентам при решении задач, выполнении расчетно-графических работ и выпускных квалификационных работ;

– блок итогового тестирования (экзамен).

Данный электронный ресурс позволяет студентам оперативно проводить самодиагностику компетенций как в области всей дисциплины, так и по отдельным тематическим модулям, способствует более эффективной организации самостоятельной работы студента.

1 СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

МОДУЛЬ 1

Методы расчета и моделирования режимов и повышения эффективности функционирования сельских распределительных сетей средствами схемных и конструктивных решений

Методы расчета и моделирования режимов сложных замкнутых распределительных сетей:

расчет сложных сетей методом преобразования сети. Имитационное моделирование сельских электрических сетей.

Повышение эффективности функционирования электрических сетей средствами схемных и конструктивных решений:

Пути повышения пропускной способности распределительных сетей. Применение компенсирующих устройств. Применение изолированных (покрытых) проводов воздушных линий. Повышение режимного (рабочего) напряжения. Определение оптимального радиуса действия распределительной сети.

МОДУЛЬ 2

Повышение качества электрической энергии систем сельского электроснабжения

Вопросы эффективности повышения качества электроэнергии для сельскохозяйственных потребителей:

Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников. Реактивная мощность, как показатель качества электроэнергии в сельских электрических сетях и способы ее компенсации. Способы и методы улучшения качества электроэнергии в сельских электрических сетях. Повышение экономичности передачи электроэнергии в сельских распределительных сетях. Управление качеством электрической энергии.

МОДУЛЬ 3

Повышение экономичности систем сельского электроснабжения.

Электросбережение в системах электроснабжения

Электросбережение в электрических сетях:

Расчет потерь электроэнергии в электрических сетях до 1000 В. Выбор средств и мероприятий по повышению надежности электроснабжения. Мероприятия по снижению технических потерь мощности и энергии. Пути экономии электроэнергии в электрических сетях.

МОДУЛЬ 4

Повышение надежности электроснабжения

Выбор средств и мероприятий по повышению надежности электроснабжения:

Показатели надежности участка сети и ее элементов. Технические средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения. Организационно-технические мероприятия по повышению надежности электроснабжения. Повышение надежности распределительных сетей с помощью секционирования. Выбор точек секционирования по условию наибольшей экономической эффективности.

В дисциплине «Специальные вопросы электроснабжения» практически в каждом из рассматриваемых вопросов предполагается самостоятельное углубленное изучение студентами-магистрантами отдельных разделов, степень самостоятельного изучения зависит от темы выпускной квалификационной работы магистранта и задается преподавателем индивидуально. Вне зависимости от темы выпускной работы все магистранты должны владеть приемами имитационного моделирования сельских распределительных сетей, которое подробно рассмотрено в [7].

Далее рассмотрены разделы, связанные с выполнением расчетно-графических работ по электрическому расчету сельских электрических сетей, которые не рассматривались в базовой дисциплине «Электроснабжение», приводятся пример расчета сложнзамкнутой сети, задания и методические рекомендации по выполнению расчетно-графических работ.

2 РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1

РАСЧЕТ СЛОЖНОЗАМКНУТОЙ СЕТИ

Для заданного варианта сложноразветвленной сети рассчитать методом преобразований распределение мощностей (токов) для режимов максимальных и минимальных нагрузок, предположив, что сечения проводов одинаковые, и найти точки токораздела по активным (∇) и реактивным (∇) мощностям.

Варианты исходных данных задаются двузначным цифровым кодом. По первой цифре задания выбирается исходная схема сети (табл. 2.1), по второй цифре принимаются исходные данные по таблице 2.2.

2.1 Варианты задания и методические указания к выполнению расчетно-графической работы № 1

Сущность метода преобразования сети состоит в том, что заданную сложную сеть путем постепенных преобразований приводят к линии с двусторонним питанием, в которой распределение мощностей находят уже известным методом. Затем, после определения линейных мощностей на каждом участке преобразованной схемы, посредством последовательных обратных преобразований находят действительное распределение мощностей в исходной схеме сети.

При выполнении данной работы необходимо использовать параллельное эквивалентирование сети (формула (2.5)), перенос нагрузки в другие точки сети (формулы (2.9), (2.10)), преобразование треугольника в звезду (формула (2.11)). При обратных преобразованиях необходимо использовать формулы (2.6), (2.12). Смотри также расчет сложноразветвленной сети на примере 2.1. Расчет выполнить из предположения, что вся сеть однородная (выполнена проводом одинакового сечения).

Таблица 2.1 – Варианты схем для расчета сложноразветвленной сети

Номер варианта	Схема
1	
2	

Номер варианта	Схема
3	<p>Kinematic diagram for variant 3. It features a fixed pivot point A and a sliding joint g. The mechanism consists of several links: l_1 (connecting A to b), l_2 (connecting b to c), l_3 (connecting c to d), l_4 (connecting d to e), l_5 (connecting e to b), l_6 (connecting b to e), l_7 (connecting e to d), l_8 (connecting g to b), l_9 (connecting g to e), and l_{10} (connecting A to g). Velocity vectors are shown at various points: \dot{S}_{HA} at A, \dot{S}_{HB} at g, \dot{S}_{HA} at b, \dot{S}_{HA} at c, \dot{S}_{HB} at e, \dot{S}_{HC} at d, and \dot{S}_{HC} at d. A force vector f is applied at point b.</p>
4	<p>Kinematic diagram for variant 4. It features a fixed pivot point A and a sliding joint a. The mechanism consists of several links: l_1 (connecting A to a), l_2 (connecting a to b), l_3 (connecting b to c), l_4 (connecting a to c), l_5 (connecting c to b), l_6 (connecting c to d), l_7 (connecting d to e), l_8 (connecting c to g), l_9 (connecting g to e), and l_{10} (connecting a to c). Velocity vectors are shown at various points: \dot{S}_{HA} at a, \dot{S}_{HB} at b, \dot{S}_{HA} at c, \dot{S}_{HB} at e, and \dot{S}_{HC} at e. A force vector f is applied at point c.</p>

Номер варианта	Схема
5	
6	

Номер варианта	Схема
7	<p>Diagram 7: A mechanism with 10 links (l_1 to l_{10}) and 6 joints (A, B, C, D, E, F, G). Link 1 is the ground. Link 2 is a vertical link from point A to point B. Link 3 is a horizontal link from point B to point C. Link 4 is a vertical link from point C to point D. Link 5 is a horizontal link from point D to point E. Link 6 is a horizontal link from point E to point F. Link 7 is a vertical link from point F to point G. Link 8 is a horizontal link from point G to point A. Link 9 is a vertical link from point A to point E. Link 10 is a horizontal link from point E to point D. Joints are at points A, B, C, D, E, F, G. Velocities are labeled as \dot{S}_{HA}, \dot{S}_{HB}, and \dot{S}_{HC}.</p>
8	<p>Diagram 8: A mechanism with 10 links (l_1 to l_{10}) and 6 joints (A, B, C, D, E, F, G). Link 1 is the ground. Link 2 is a vertical link from point A to point B. Link 3 is a horizontal link from point B to point C. Link 4 is a vertical link from point C to point D. Link 5 is a horizontal link from point D to point E. Link 6 is a diagonal link from point E to point F. Link 7 is a diagonal link from point F to point G. Link 8 is a diagonal link from point G to point A. Link 9 is a horizontal link from point A to point E. Link 10 is a diagonal link from point E to point D. Joints are at points A, B, C, D, E, F, G. Velocities are labeled as \dot{S}_{HA}, \dot{S}_{HB}, and \dot{S}_{HC}.</p>

Таблица 2.2 – Исходные данные для расчетно-графической работы № 1
«Расчет сложнзамкнутой сети»

Номер варианта схемы	U, кВ	Нагрузка, МВА			Длина участков, км									
		S_{HA}	S_{HB}	S_{HC}	l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	l_6	l_7	l_8	l_9	l_{10}
1	10	0,3+j0,1	0,2	0,2+j0,1	0,2	0,3	0,4	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	0,2	0,1
2	20	0,7+j0,5	0,2+j0,1	0,3+j0,1	2,5	2,6	2,4	2,9	2,3	1,2	2,0	2,7	1,4	1,5
3	35	1+j0,3	0,5+j0,3	0,7+j0,3	3,2	2,5	3,5	4,7	2,5	3,3	2,0	2,8	3,5	2,5
4	110	8+j5	6+j2	7+j3	15	18	16	15	15	10	7,7	6	15	4
5	220	15+j8	20+j7	15+j7	50	40	30	100	60	30	35	10	20	15
6	330	55+j15	150+j100	37+j15	100	110	90	70	120	45	60	90	120	90
7	500	180+j100	150+j130	250+j70	230	200	90	150	120	150	70	120	150	140
8	0,4	0,1+j0,05	0,02	0,01+j	0,08	0,12	0,06	0,04	0,04	0,04	0,08	0,12	0,04	0,04

2.2 Теоретические положения для выполнения расчетно-графической работы № 1

Одним из распространенных способов расчета сложных сетей является последовательное упрощение схемы сложной сети по методу «преобразования сети».

Сущность метода преобразования сети состоит в том, что заданную сложную сеть путем постепенных преобразований приводят к линии с двусторонним питанием, в которой распределение мощностей находят уже известным методом. Затем, после определения линейных мощностей на каждом участке преобразованной схемы, посредством последовательных обратных преобразований находят действительное распределение мощностей в исходной схеме сети.

Разберем упрощающие преобразования схем замещения.

2.2.1 Эквивалентирование параллельных линий при отсутствии на них нагрузки

Дан участок замкнутой сети с двумя (или более) параллельными линиями, имеющими сопротивления Z_1 и Z_2 и линейные нагрузки S_1 и S_2 . Требуется заменить эти линии одной эквивалентной линией с сопротивлением Z_3 и нагрузкой S_3 при условии, чтобы напряжение в узле B осталось неизменным.

По известным законам электротехники для двух параллельных линий

$$S_3 = S_1 + S_2; \quad Z_3 = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}.$$

Для случая трех параллельных линий

$$S_3 = S_1 + S_2 + S_3; \quad Z_3 = \frac{Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_3}{Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_3 + Z_1 \cdot Z_3}.$$

При разворачивании приведенной схемы сети в исходную необходимо найти распределение S_3 по ветвям исходной схемы. Так как по условию задачи напряжение в узле B должно оставаться неизменным, то величины падения напряжения между точками A и B в параллельных линиях (при любом числе их) должны быть одинаковыми, т.е.

$$\frac{S_1 \cdot Z_1}{U_B} = \frac{S_2 Z_2}{U_B} = \frac{S_3 \cdot Z_3}{U_B} = \frac{S_{\text{Э}} \cdot Z_{\text{Э}}}{U_B} \quad (2.1)$$

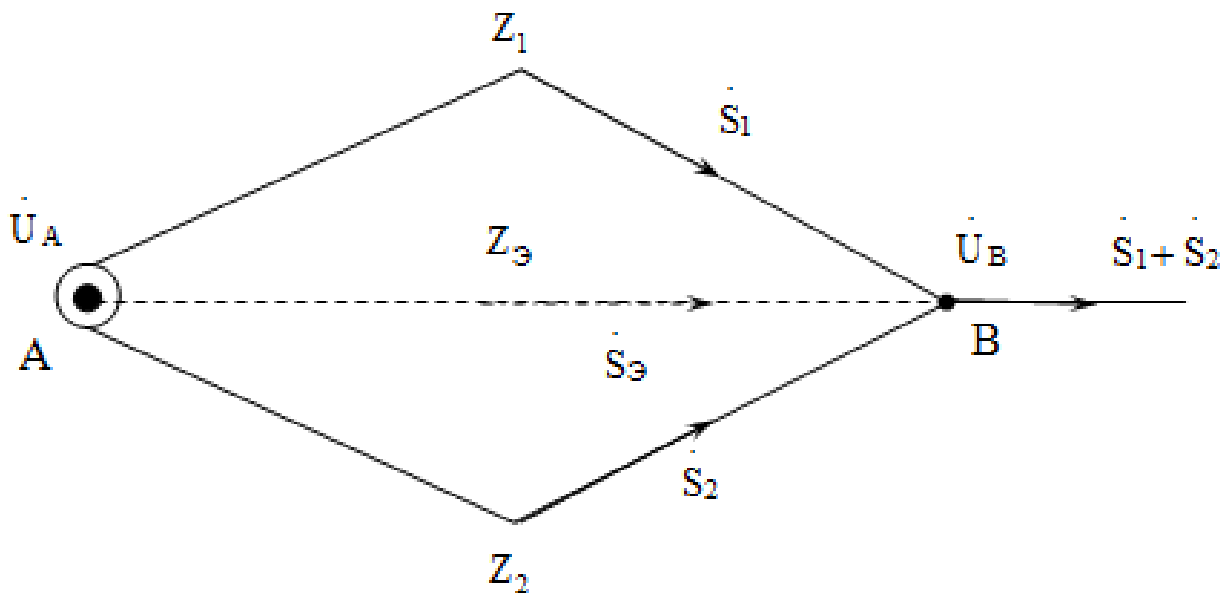


Рисунок 2.1 – Эквивалентирование параллельных линий без нагрузок на них

Из равенства (2.1) найдем

$$S_1 = S_{\text{Э}} \frac{Z_{\text{Э}}}{Z_1}; \quad S_2 = S_{\text{Э}} \frac{Z_{\text{Э}}}{Z_2}; \quad S_3 = S_{\text{Э}} \frac{Z_{\text{Э}}}{Z_3} \quad (2.2)$$

2.2.2 Перенос нагрузок в другие точки сети

Эквивалентирование параллельных линий на любых участках замкнутой сети возможно только в том случае, если на этих линиях нет присоединенных нагрузок, так как в противном случае законы падения напряжения в линиях различны. Для того чтобы произвести эквивалентную замену параллельных линий, имеющих сосредоточенные нагрузки, прибегают к переносу этих нагрузок в другие точки сети, например на границы преобразуемого участка (точки 1 и 3, рисунок 2.2).

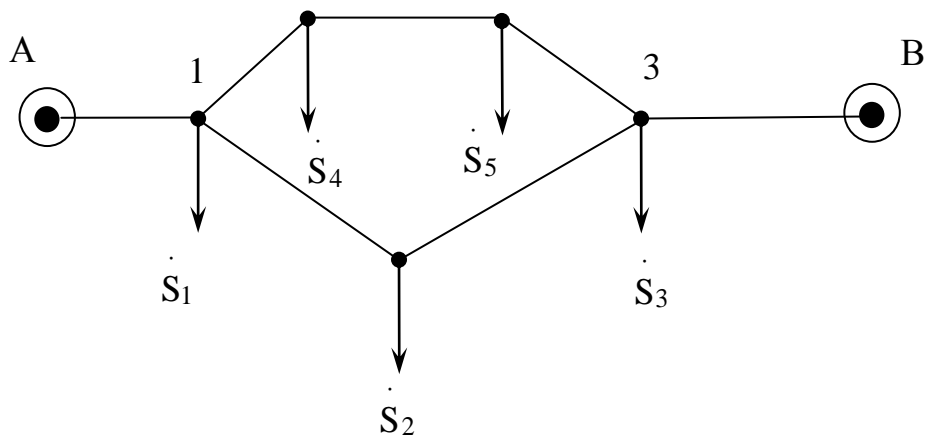


Рисунок 2.2 – Эквивалентирование параллельных линий с нагрузками на них

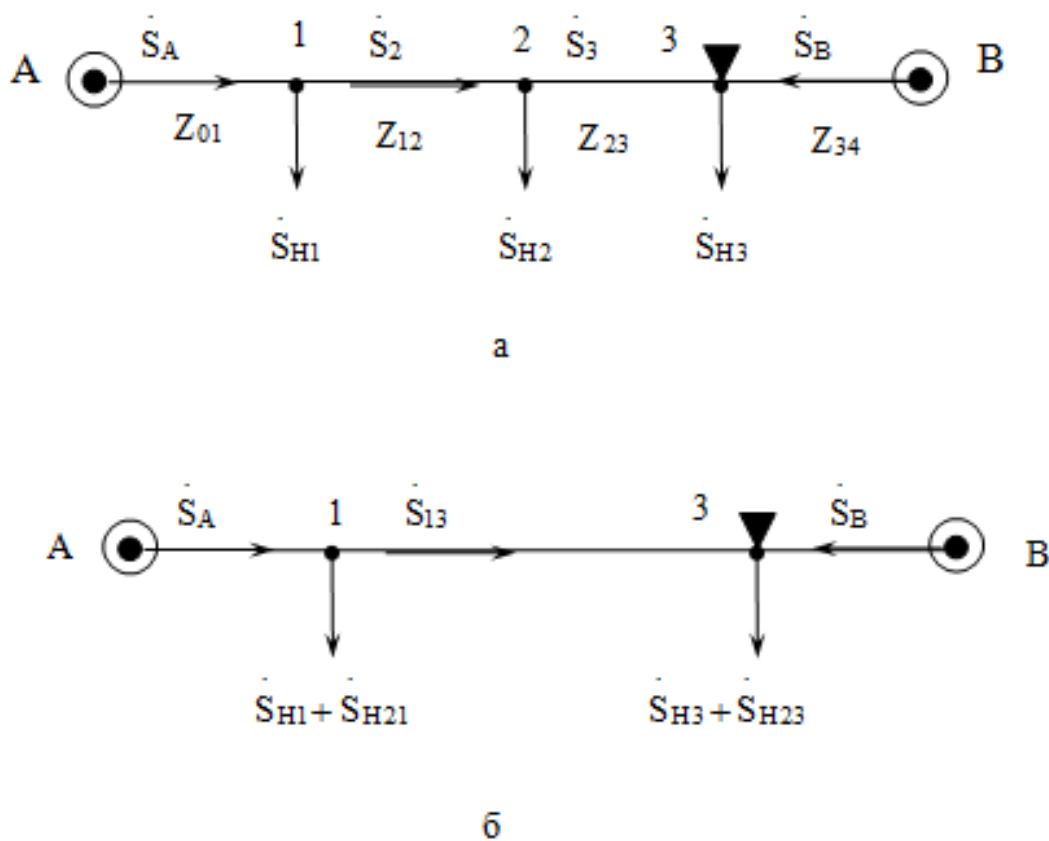


Рисунок 2.3 – Перенос нагрузки в другие точки сети:
а – исходная схема; б – преобразованная схема

Предположим, что требуется заменить линию 1–3 (рисунок 2.3, а) и другую параллельную ей линию одной эквивалентной им линией. Нагрузку \dot{S}_2 , расположенную в точке 2 линии 1–3, можно заменить двумя эквивалентными нагрузками \dot{S}_{H21} и \dot{S}_{H23} , расположенными в точках 1 и 3 при условии, чтобы линейные мощности \dot{S}_A и \dot{S}_B на со-

седних участках и напряжения в точках 1 и 3 как в исходной, так и в преобразованной схемах (рисунок 2.3, б) остались неизменными.

Пусть раздел мощностей оказался в точке 2. По условию задачи, падения напряжения на участке сети 1–3 как в исходной, так и в преобразованных схемах должны быть одинаковы. Исходя из определения токов по номинальному напряжению сети, что соответствует расчету линии без потерь мощности, сообразуясь с приведенным выше условием, получим

$$\frac{S_{12}}{U_H} Z_{12} + \frac{S_{23}}{U_H} Z_{23} = \frac{S_{13}}{U_H} (Z_{12} + Z_{23}). \quad (2.3)$$

По балансу нагрузок в точках 1 и 2 при том же допущении (т. е. без учета потерь мощности) можем написать:

$$\begin{aligned} S_{12} &= S_{A1} - S_{H1}; \\ S_{23} &= S_{A1} - (S_{H1} + S_{H2}); \\ S_{13} &= S_{A1} - (S_{H1} + S_{H21}). \end{aligned} \quad (2.4)$$

Подставив значения линейных мощностей, выраженные через сосредоточенные нагрузки по формулам (2.4), в уравнение (2.3) и произведя упрощения, получим

$$\frac{S_{H2}}{U_H} Z_{23} = \frac{S_{21}}{U_H} (Z_{12} + Z_{23}). \quad (2.5)$$

Откуда

$$S_{H21} = S_{H2} \frac{Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23}}.$$

Аналогичным образом, выразив линейные мощности S_{12} , и S_{23} через мощность другого конца линии S_B и подставив их значения в уравнение (2.5), получим

$$S_{H23} = S_{H2} \frac{Z_{12}}{Z_{12} + Z_{23}}. \quad (2.6)$$

Сложив полученные по формуле (2.6) нагрузки S_{H21} и S_{H23} , найдем, что $S_{H21}+S_{H23}=S_{H2}$, т.е. геометрическая сумма перенесенных нагрузок в преобразованной сети равна исходной нагрузке. *Отсюда также следует, что перенесенные нагрузки определяются по правилу, применяемому для нахождения мощностей в линиях с двусторонним питанием, если за источники питания принять точки, куда перенесены нагрузки.*

Это правило верно для любого числа нагрузок также и при неодинаковых напряжениях в точках А и В.

Рассмотрим, как определяются линейные мощности в исходной сети при разворачивании преобразованной схемы в исходную.

Пусть в преобразованной схеме получено распределение мощностей, согласно рисунку 2.3, б, где мощность на участке 1–3 равна

$$S_{13} = S_A - (S_{H1} + S_{H21}).$$

Мощность на участке 1 – 2 исходной схемы после возврата в точку 2, при обозначенном на схеме направлении мощностей, будет больше мощности S_{13} на величину возвращаемой мощности, т. е.

$$S_{12} = S_{13} + S_{H21} = S_A - (S_{H1} + S_{H21}) + S_{H21} = S_A - S_{H1}.$$

Мощность на участке 2–3 после возврата S_{H23} в точку 2 будет меньше S_{13} на величину возвращаемой мощности

$$S_{23} = S_{13} - S_{H23} = S_A - (S_{H1} + S_{H21}) - S_{H23} = S_{12} - S_{H2}.$$

Отметим, что в зависимости от величины нагрузок точка раздела мощностей при переходе от преобразованной к исходной схеме может измениться.

2.3 Преобразование треугольника в эквивалентную звезду

Если в заданной схеме сети встречается треугольный контур без сосредоточенных нагрузок на сторонах (рисунок 2.24), то при приведении сложной схемы к линии с двусторонним питанием треугольник

преобразуют в эквивалентную звезду (показанную на рисунке штриховой линией).

Сопротивления лучей эквивалентной звезды, как известно из курса электротехники, определяются следующими равенствами:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; Z_2 = \frac{Z_{23} \cdot Z_{12}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}; Z_3 = \frac{Z_{31} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}}. \quad (2.7)$$

По известному [6] правилу находят распределение мощностей в линии с двусторонним питанием и тем самым определяют мощности в лучах звезды S_1 , S_2 и S_3 преобразованной схемы.

Если в исходной схеме на какой-либо стороне треугольника имеются нагрузки, то до преобразования треугольника в эквивалентную звезду необходимо перенести нагрузки в соответствующие вершины треугольника по изложенному выше правилу.

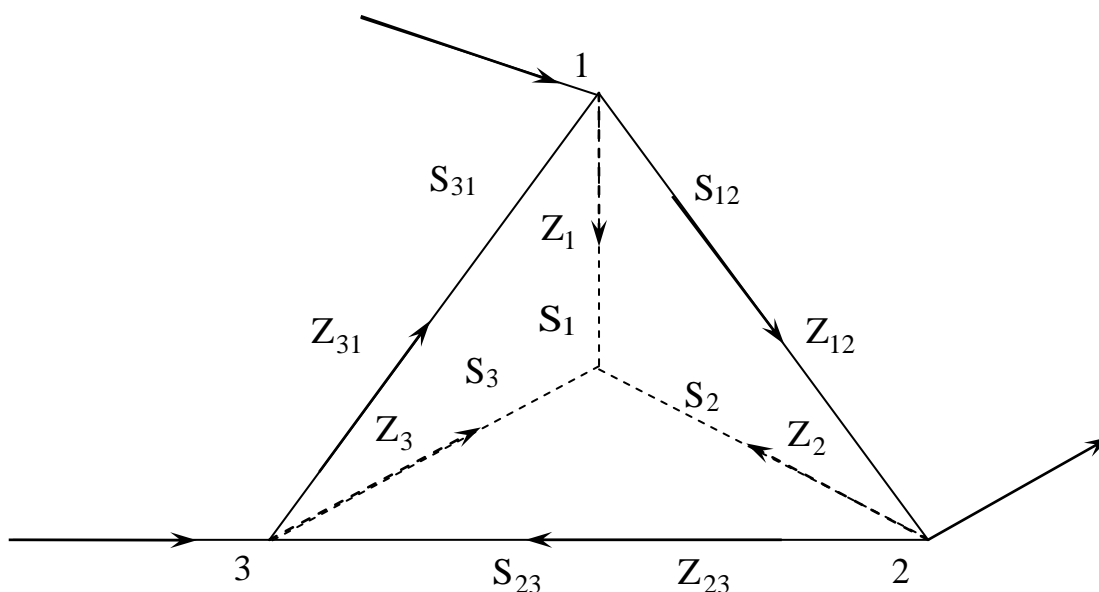


Рисунок 2.4 – Преобразование треугольника в звезду

При разворачивании преобразованной схемы в исходную необходимо найти распределение мощностей в сторонах треугольника по полученному распределению мощностей в лучах эквивалентной звезды.

Предположим условно, что в лучах звезды получено распределение мощностей согласно рисунку 2.4. Мощности в сторонах исходного

треугольника получим исходя из равенства векторов падений напряжения в любой стороне треугольника и смежных ей лучах звезды.

Задавшись изображенными на рисунке 2.4 направлениями мощностей в сторонах треугольника и определив токи на участках по номинальному напряжению сети, получим

$$\frac{S_{12}}{U_H} Z_{12} = \frac{S_1}{U_H} Z_1 - \frac{S_2}{U_H} Z_2.$$

Откуда

$$S_{12} = \frac{S_1 \cdot Z_1 - S_2 \cdot Z_2}{Z_{13}}; \quad S_{23} = \frac{S_2 \cdot Z_2 - S_3 \cdot Z_3}{Z_{23}}; \quad S_{31} = \frac{S_3 \cdot Z_3 - S_1 \cdot Z_1}{Z_{31}}. \quad (2.8)$$

Если результат получится с отрицательным знаком, то условно принятое направление мощности в этой стороне треугольника следует изменить на обратное.

2.4 Общие рекомендации по расчету сложных сетей

Сложные сети рассчитывают, как правило, исходя из мощности, заданной в комплексной форме, $S = P + jQ$ и через полные сопротивления линий $Z = R + jX$.

В частном случае, если сеть выполнена однородно, т.е. отношения x_0/r_0 одинаковы для всех участков, то полные сопротивления могут быть заменены длинами данных линий. Если же сеть имеет смешанную конструкцию (например, воздушная сеть с кабельными линиями на отдельных участках), то приходится прибегать к последовательному подбору ряда сечений и определению потоков мощностей для них. Выбирают то сечение, которое обеспечивает нужную экономическую плотность тока.

Выбранные сечения линий проверяют по нагреву при наибольших токах нагрузки в них, возможных в случае отключения других участков сети или параллельных линий.

Пример расчета сложноразветвленной сети

Для схемы сети, изображенной на рисунке 2.5, определить распределение мощностей. Вся сеть состоит из воздушных линий и является однородной. Максимальные нагрузки приемных подстанций

(с учетом зарядных мощностей) заданы в МВт и Мвар, длины линии (подчернутая цифра) в км.

Выполним расчет сети методом преобразования.

Преобразование заданной схемы сети в линию с двухсторонним питанием

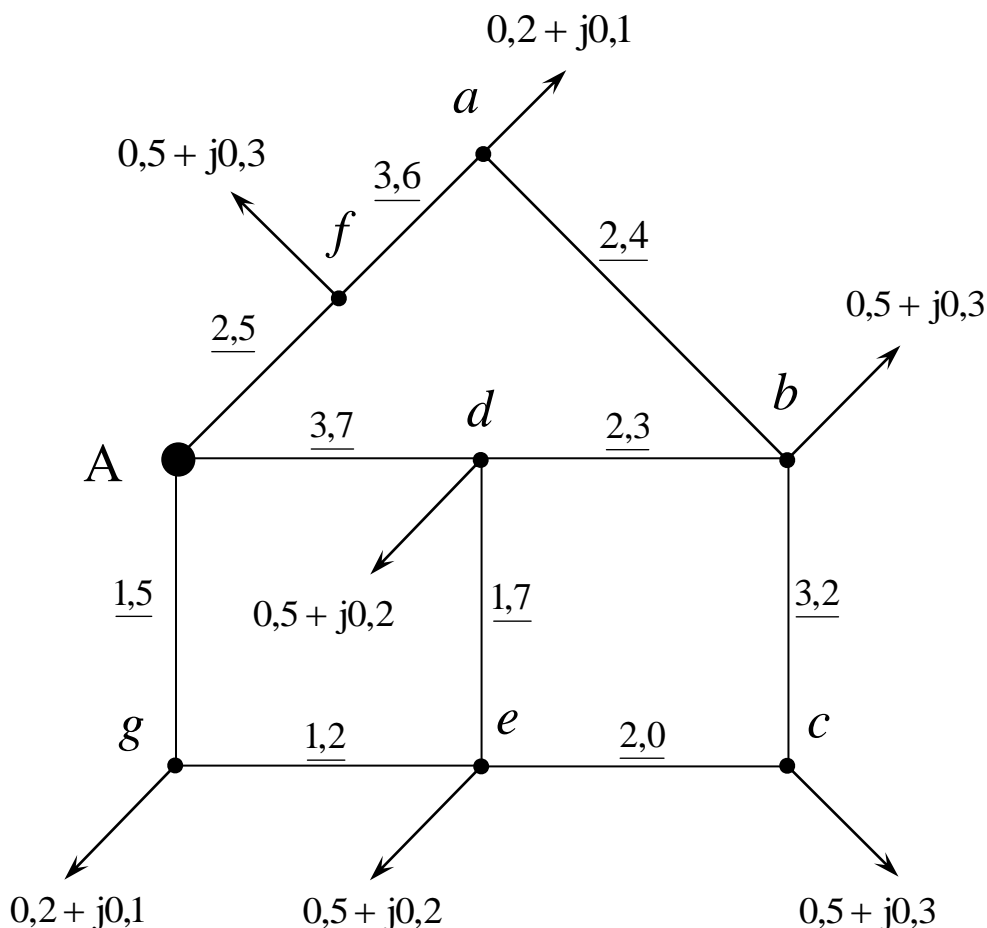


Рисунок 2.5 – Сложная сеть и ее преобразования

Перенесем нагрузки из пунктов а и с в точки е и b по формулам (2.5), (2.6), но с заменой сопротивлений длинами:

$$S_{Haf} = \frac{S_a \cdot l_{ab}}{l_{ab} + l_{af}} = \frac{2,4 \cdot (0,2 + j0,1)}{2,4 + 3,6} = 0,08 + j0,04 \text{ кВА};$$

$$S_{Hab} = \frac{S_a \cdot l_{af}}{l_{ab} + l_{af}} = \frac{3,6 \cdot (0,2 + j0,1)}{2,4 + 3,6} = 0,12 + j0,06 \text{ кВА}.$$

Проверка:

$$S_{Hab} + S_{Haf} = 0,08 + j0,04 + 0,12 + j0,06 = 0,2 + j0,1 \text{ кВА}.$$

$$S_{Haf} + S_{Hab} = S_a - \text{расчет выполнен верно}.$$

Определим нагрузки в узлах после переноса в них нагрузок:

$$S_{Hf} = S_{Hf} + S_{Haf} = 0,5 + j0,3 + 0,08 + j0,04 = 0,58 + j0,34 \text{ кВА};$$

$$S_{Hb} = S_{Hb} + S_{Hab} = 0,5 + j0,3 + 0,12 + j0,06 = 0,62 + j0,36 \text{ кВА}.$$

Аналогично выполняем расчеты при переносе нагрузки из узла с в точки e и b:

$$S_{Hce} = \frac{S_c \cdot l_{cb}}{l_{cb} + l_{ce}} = \frac{3,2 \cdot (0,5 + j0,3)}{3,2 + 2,0} = 0,308 + j0,185 \text{ кВА};$$

$$S_{Hcb} = \frac{S_c \cdot l_{ce}}{l_{cb} + l_{ce}} = \frac{2,0 \cdot (0,5 + j0,3)}{3,2 + 2,0} = 0,192 + j0,115 \text{ кВА}.$$

Проверка:

$$S_{Hcb} + S_{Hce} = 0,308 + j0,185 + 0,192 + j0,115 = 0,5 + j0,3 \text{ кВА}.$$

Суммарные нагрузки в узлах после переноса в них нагрузок:

$$S_{He} = S_{He} + S_{Hce} = 0,5 + j0,2 + 0,308 + j0,185 = 0,808 + j0,385 \text{ кВА};$$

$$S_{Hb} = S_{Hb} + S_{Hcb} = 0,62 + j0,36 + 0,192 + j0,115 = 0,812 + j0,475 \text{ кВА}.$$

Полученная схема сети после преобразования приведена на рисунке 2.6.

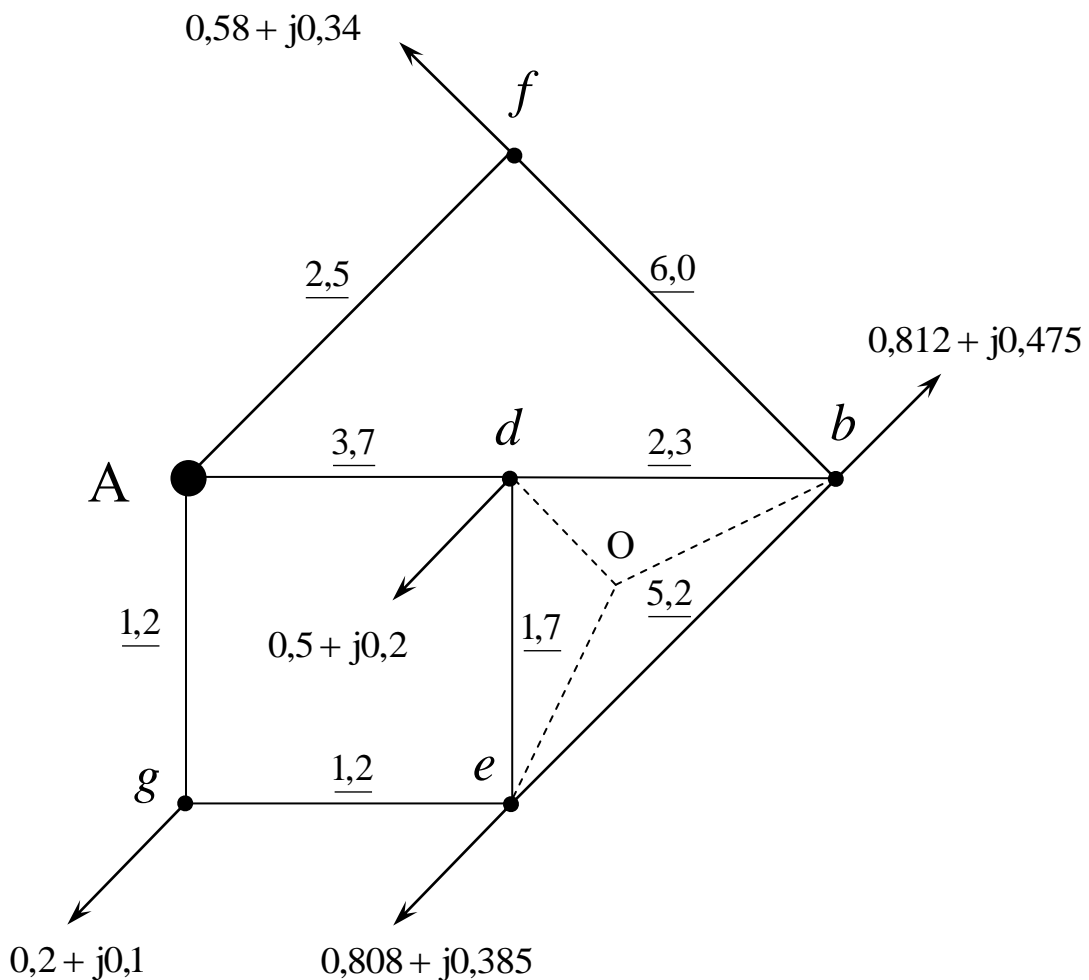


Рисунок 2.6

Преобразуем треугольник edb в звезду (на рисунке 2.6 показано пунктиром).

Определим длины получившихся лучей звезды Oe , Od и Ob по формулам (2.7) с заменой сопротивлений длинами:

$$l_{Od} = \frac{l_{db} \cdot l_{de}}{l_{db} + l_{de} + l_{eb}} = \frac{2,3 \cdot 1,7}{2,3 + 1,7 + 5,2} = 0,425 \text{ км};$$

$$l_{Ob} = \frac{l_{db} \cdot l_{be}}{l_{db} + l_{de} + l_{eb}} = \frac{2,3 \cdot 5,2}{2,3 + 1,7 + 5,2} = 1,3 \text{ км};$$

$$l_{Oe} = \frac{l_{be} \cdot l_{de}}{l_{db} + l_{de} + l_{eb}} = \frac{5,2 \cdot 1,7}{2,3 + 1,7 + 5,2} = 0,961 \text{ км}.$$

После преобразования схема принимает вид (рисунок 2.7)

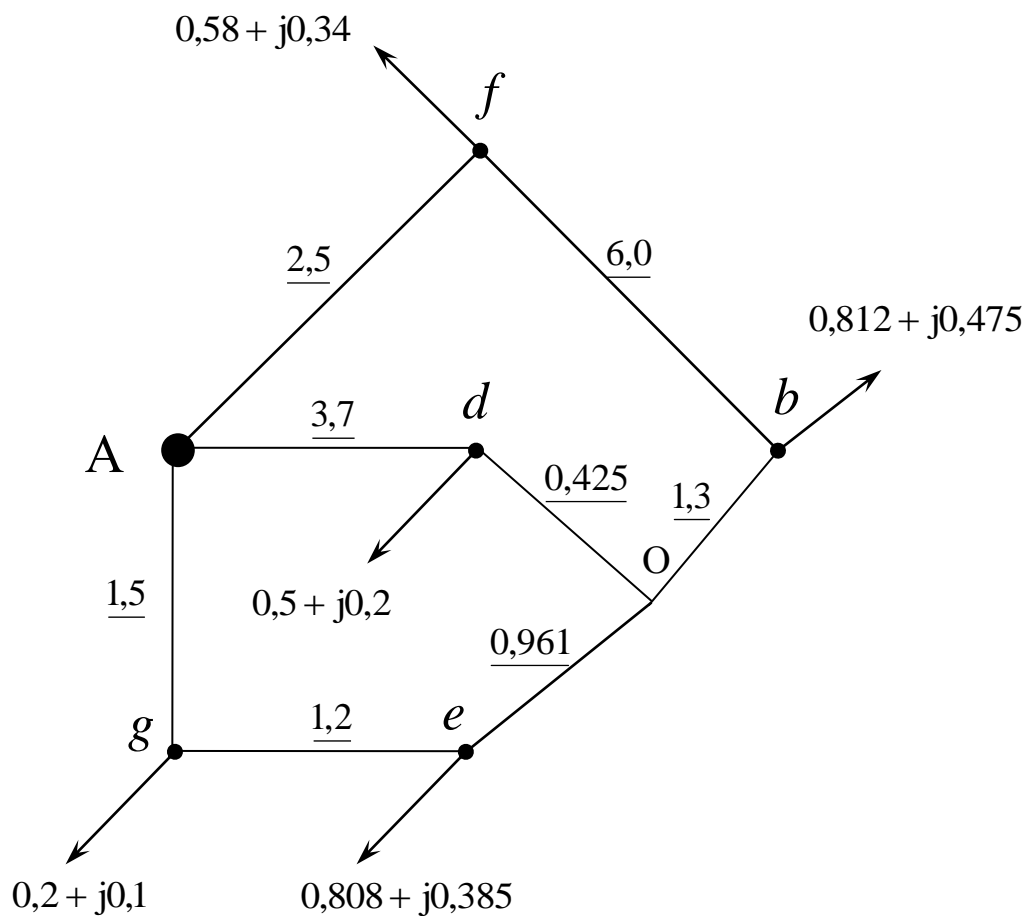


Рисунок 2.7

Далее последовательно выполняем переносы нагрузок:

- из узла e в узлы g и O (рисунок 2.8);
- из узла d в узлы A и O (рисунок 2.9);
- из узла g в узлы A и O (рисунок 2.10).

При переносе выполняем необходимые проверки и суммируем нагрузки в узлах после каждого переноса.

$$S_{\text{He}g} = \frac{S_e \cdot I_{eO}}{I_{eO} + I_{eg}} = \frac{0,961 \cdot (0,808 + j0,385)}{0,961 + 1,2} = 0,359 + j0,171 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{He}O} = \frac{S_e \cdot I_{eg}}{I_{eO} + I_{eg}} = \frac{1,2 \cdot (0,808 + j0,385)}{0,961 + 1,2} = 0,449 + j0,214 \text{ кВА}.$$

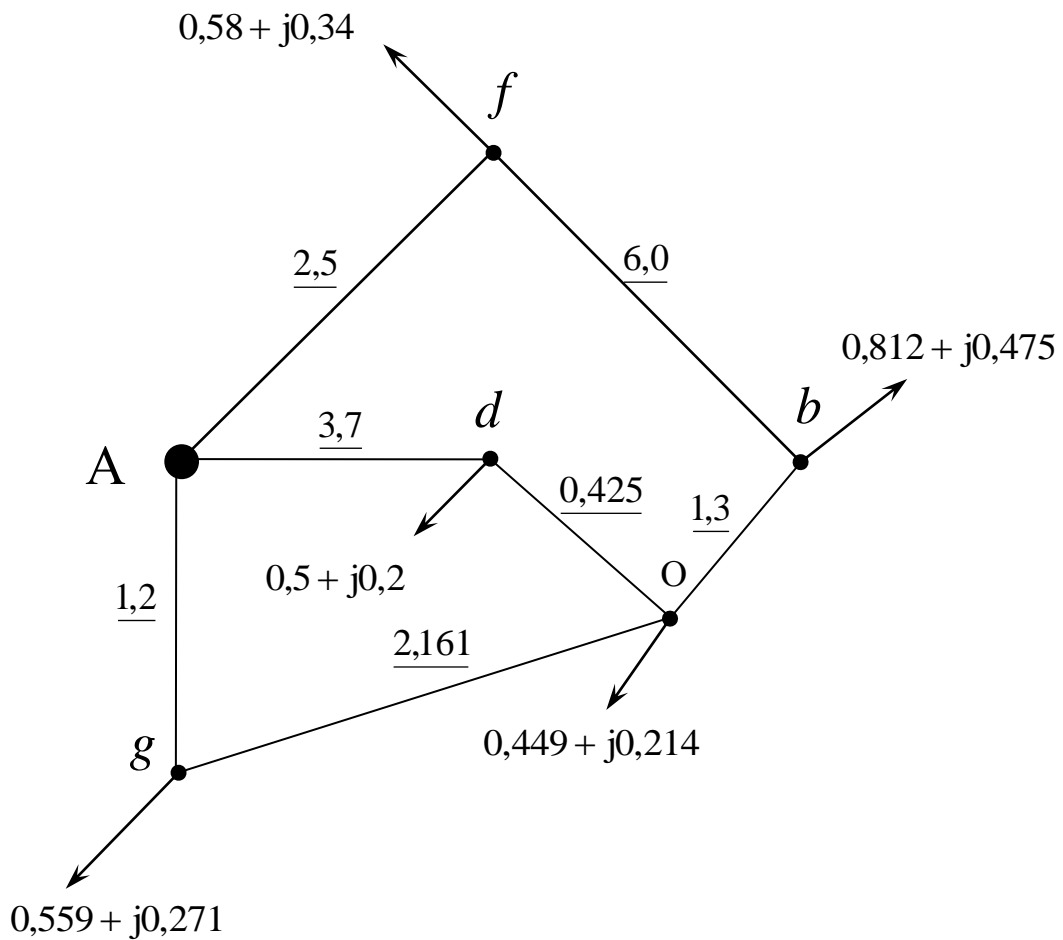


Рисунок 2.8

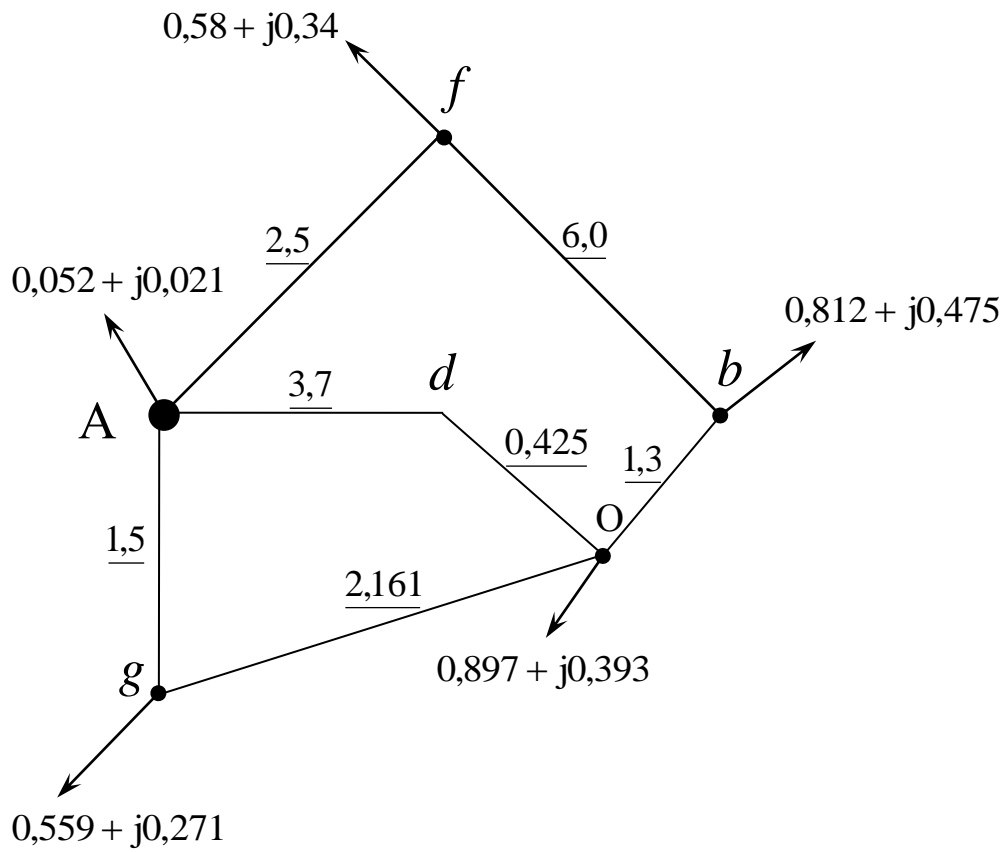


Рисунок 2.9

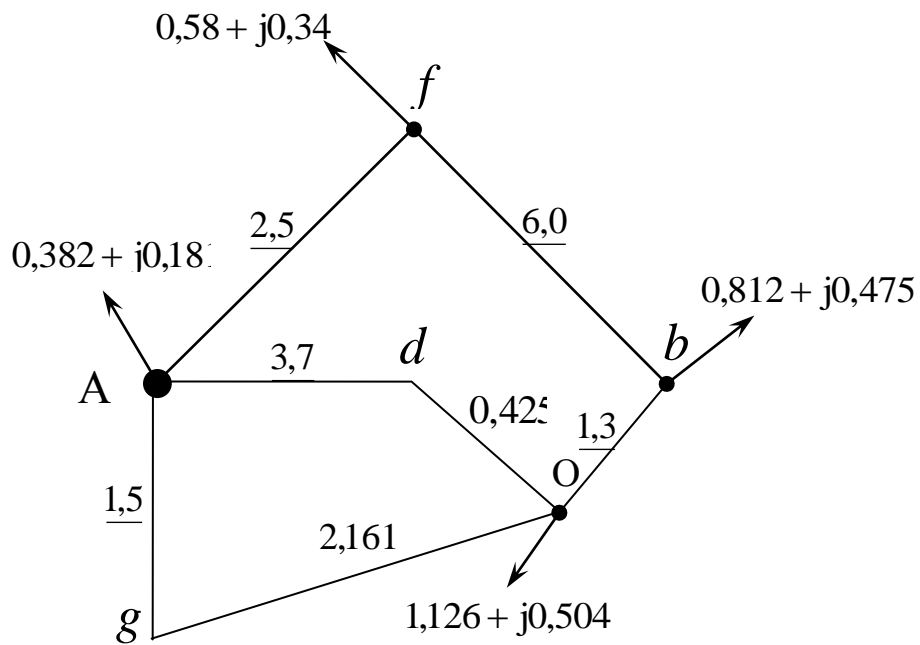


Рисунок 2.10

Проверка:

$$S_{HeO} + S_{Heg} = 0,359 + j0,171 + 0,449 + j0,214 = 0,808 + j0,385 \text{ кВА};$$

$$S_{Hg} = S_{Hg} + S_{Heg} = 0,2 + j0,1 + 0,359 + j0,171 = 0,559 + j0,271 \text{ кВА};$$

$$S_{HO} = S_{HO} + S_{HeO} = 0 + j0 + 0,449 + j0,214 = 0,449 + j0,214 \text{ кВА}.$$

$$S_{HdA} = \frac{S_d \cdot I_{dO}}{I_{dO} + I_{dA}} = \frac{0,425 \cdot (0,5 + j0,2)}{0,425 + 3,7} = 0,052 + j0,021 \text{ кВА};$$

$$S_{HdO} = \frac{S_d \cdot I_{dA}}{I_{dO} + I_{dA}} = \frac{3,7 \cdot (0,5 + j0,2)}{0,425 + 3,7} = 0,448 + j0,179 \text{ кВА}.$$

Проверка:

$$S_{HdO} + S_{HdA} = 0,052 + j0,021 + 0,448 + j0,179 = 0,5 + j0,2 \text{ кВА};$$

$$S_{HO} = S_{HO} + S_{HdO} = 0,449 + j0,214 + 0,448 + j0,179 = 0,897 + j0,393 \text{кВА},$$

$$S_{HA} + S_{HA} + S_{HdA} = 0,0 + j0,0 + 0,052 + j0,021 = 0,052 + j0,021 \text{ кВА};$$

$$S_{HgA} = \frac{S_g \cdot I_{gO}}{I_{gO} + I_{gA}} = \frac{2,161 \cdot (0,559 + j0,271)}{2,161 + 1,5} = 0,330 + j0,160 \text{ кВА};$$

$$S_{HgO} = \frac{S_g \cdot I_{gA}}{I_{gO} + I_{gA}} = \frac{1,5 \cdot (0,559 + j0,271)}{2,161 + 1,5} = 0,229 + j0,111 \text{ кВА}.$$

Проверка:

$$S_{HgO} + S_{HgA} = 0,330 + j0,160 + 0,229 + j0,111 = 0,559 + j0,271 \text{ кВА};$$

$$S_O = S_O + S_{Hgo} = 0,897 + j0,393 + 0,229 + j0,111 = 1,126 + j0,504 \text{ кВА};$$

$$S_A = S_A + S_{HgA} = 0,052 + j0,021 + 0,330 + j0,160 = 0,382 + j0,181 \text{ кВА}.$$

В результате преобразований получаем схему, приведенную на рисунке 2.11

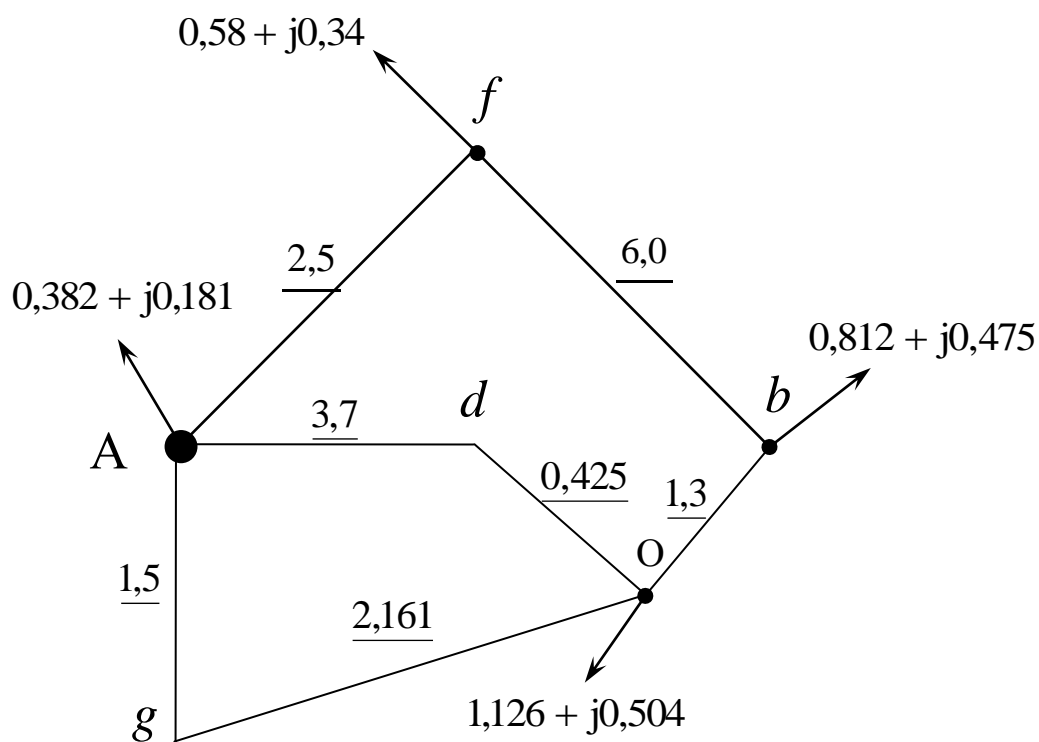


Рисунок 2.11

Преобразуем две параллельные линии AdO и AgO при отсутствии на них нагрузок в одну.

Найдем эквивалентную длину параллельных линий

$$l_{\text{эAO}} = \frac{l_{\text{AdO}} \cdot l_{\text{AgO}}}{l_{\text{AdO}} + l_{\text{AgO}}} = \frac{(3,7 + 0,425) \cdot (1,5 + 2,161)}{(3,7 + 0,425) + (1,5 + 2,161)} = 1,94 \text{ км.}$$

Получим схему, приведенную на рисунке 2.12

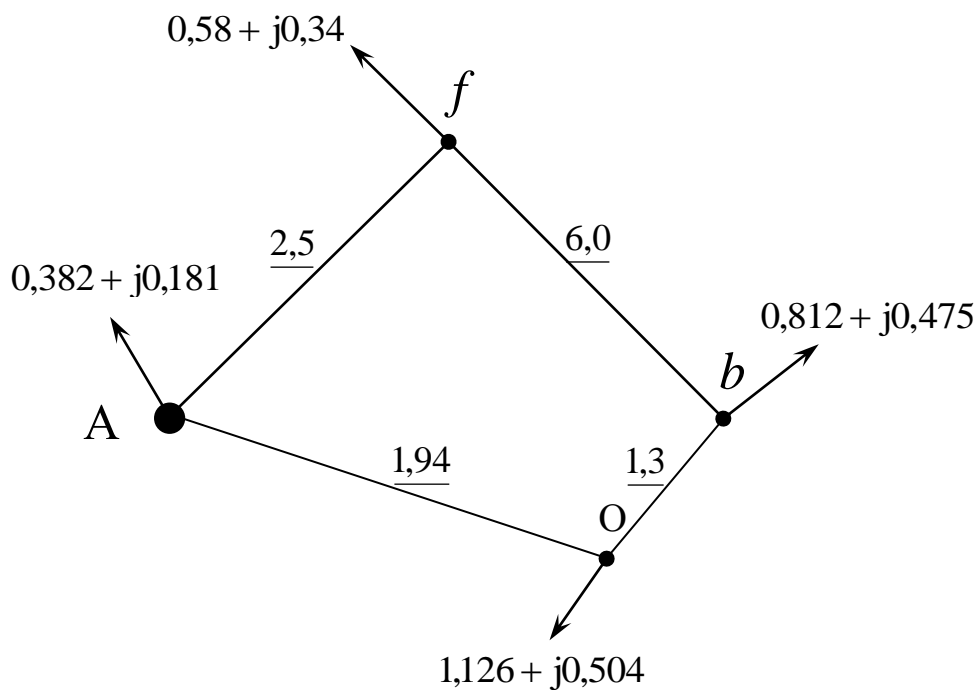


Рисунок 2.12

Приведем полученную простую замкнутую сеть к линии с двухсторонним питанием (рисунок 2.12), разрезав ее по источнику питания. Распределение потоков мощности в ней найдем способом, изложенным в разделе 2.3.6 [6]. Нагрузка, расположенная на шинах источника А ($S_{HA} = 0,382 + j0,181$), на распределение мощности между источниками в рассматриваемой схеме не влияет. Эта мощность потребляется при данном преобразовании схемы на шинах источника и в сеть не течет, поэтому ее можно на схеме сети с двухсторонним питанием не указывать, но не забывать о ней при обратном преобразовании схемы.

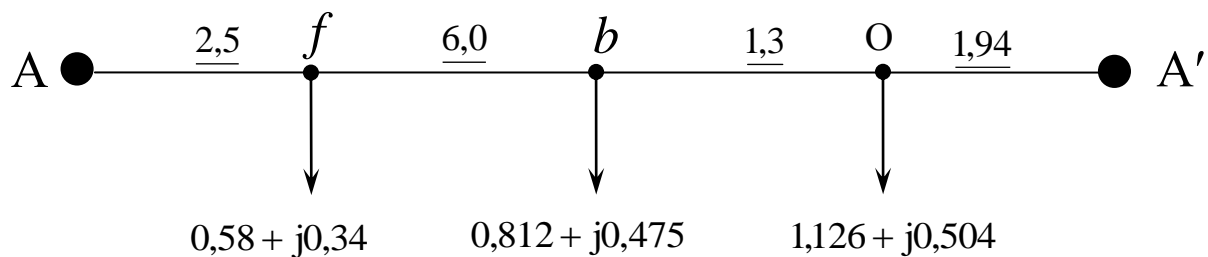


Рисунок 2.13

Находим потоки мощности, вытекающие из источников (на головных участках сети).

$$S_A = \frac{\sum P_i \cdot l_{iA'}}{l_{AA'}} = \frac{9,24 \cdot (0,58 + j0,34) + 3,24 \cdot (0,812 + j0,475)}{2,5 + 6 + 1,3 + 1,94} + \frac{1,94 \cdot (1,126 + j0,504)}{2,5 + 6 + 1,3 + 1,94} = 0,867 + j0,482 \text{ кВА.}$$

$$S_B = \frac{\sum P_i \cdot l_{iA'}}{l_{AA'}} = \frac{2,5 \cdot (0,58 + j0,34) + 8,5 \cdot (0,812 + j0,475)}{2,5 + 6 + 1,3 + 1,94} + \frac{9,8 \cdot (1,126 + j0,504)}{2,5 + 6 + 1,3 + 1,94} = 1,651 + j0,837 \text{ кВА.}$$

Выполним проверку расчета на баланс мощностей (сумма мощностей источников должна быть равна сумме мощностей нагрузок):

$$S_A + S_B = 0,867 + j0,482 + 1,651 + j0,837 = 2,518 + j1,319 \text{ кВА;}$$

$$S_{\text{Hf}} + S_{\text{Hb}} + S_{\text{HO}} = 0,58 + j0,34 + 0,812 + j0,475 + 1,126 + j0,504 =$$

$$= 2,518 + j1,319 \text{ кВА.}$$

Баланс сошелся.

По условию баланса мощностей в узлах находим распределение мощностей по участкам сети, точку раздела активных и реактивных мощностей (точка *b* на рисунке 2.14) и наносим ее на схему. Возвращаемся к замкнутой сети, указываем на ней полученные в результате расчета потоки мощности (рисунок 2.15).

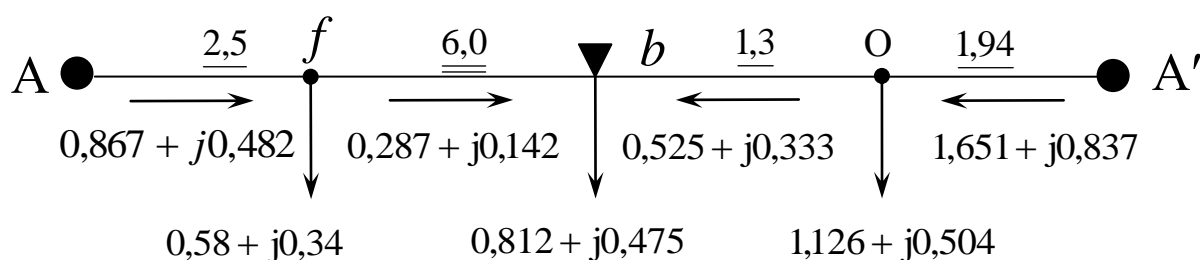


Рисунок 2.14

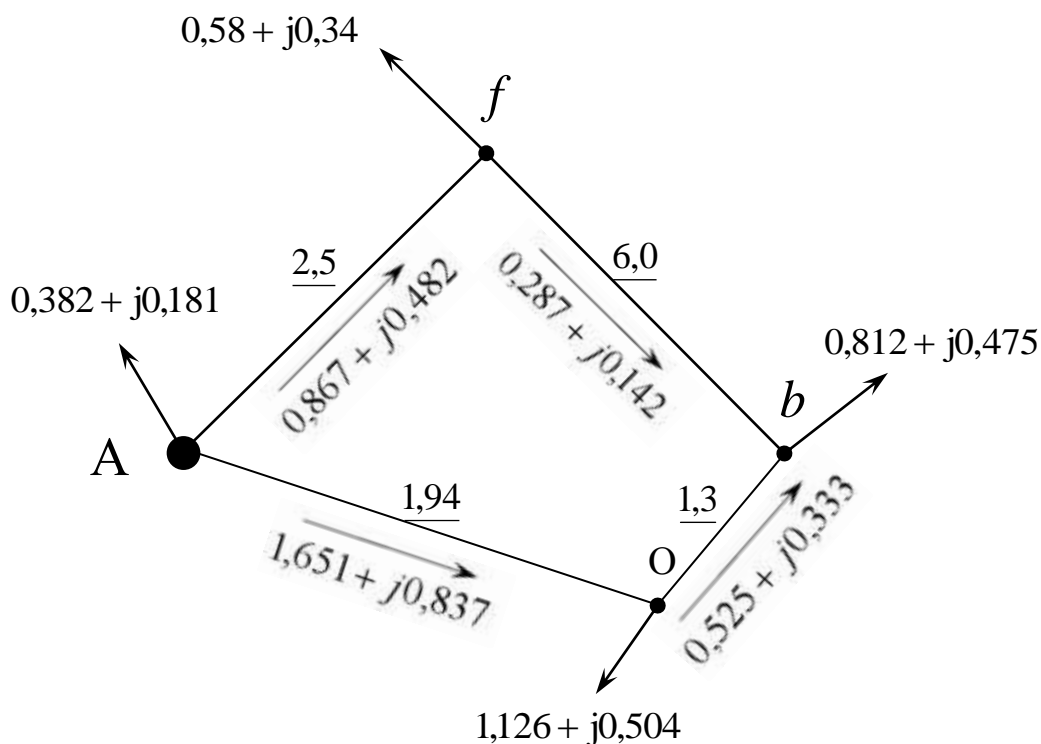


Рисунок 2.15

Развертывание преобразованной схемы в исходную

Разложим поток суммарной эквивалентной мощности, протекающий по эквивалентной линии АО (рисунок 2.14) по составляющим ее параллельным линиям AdO и AgO (рисунок 2.16), при отсутствии на них нагрузок, для чего воспользуемся формулами (2.2), предварительно заменив сопротивление длинами.

$$S_{AdO} = \frac{S_{\text{э}AO} \cdot l_{\text{э}AO}}{l_{AdO}} = \frac{1,94 \cdot (1,651 + j0,387)}{3,7 + 0,425} = 0,776 + j0,394 \text{ кВА};$$

$$S_{AgO} = \frac{S_{\text{э}AO} \cdot l_{\text{э}AO}}{l_{AgO}} = \frac{1,94 \cdot (1,651 + j0,387)}{1,5 + 2,161} = 0,875 + j0,443 \text{ кВА}.$$

Проверка:

$$S_{AgO} + S_{AdO} = 0,776 + j0,394 + 0,875 + j0,443 = 1,651 + j0,837 \text{ кВА};$$

$$S_{AgO} + S_{AdO} = S_{\text{э}AO}.$$

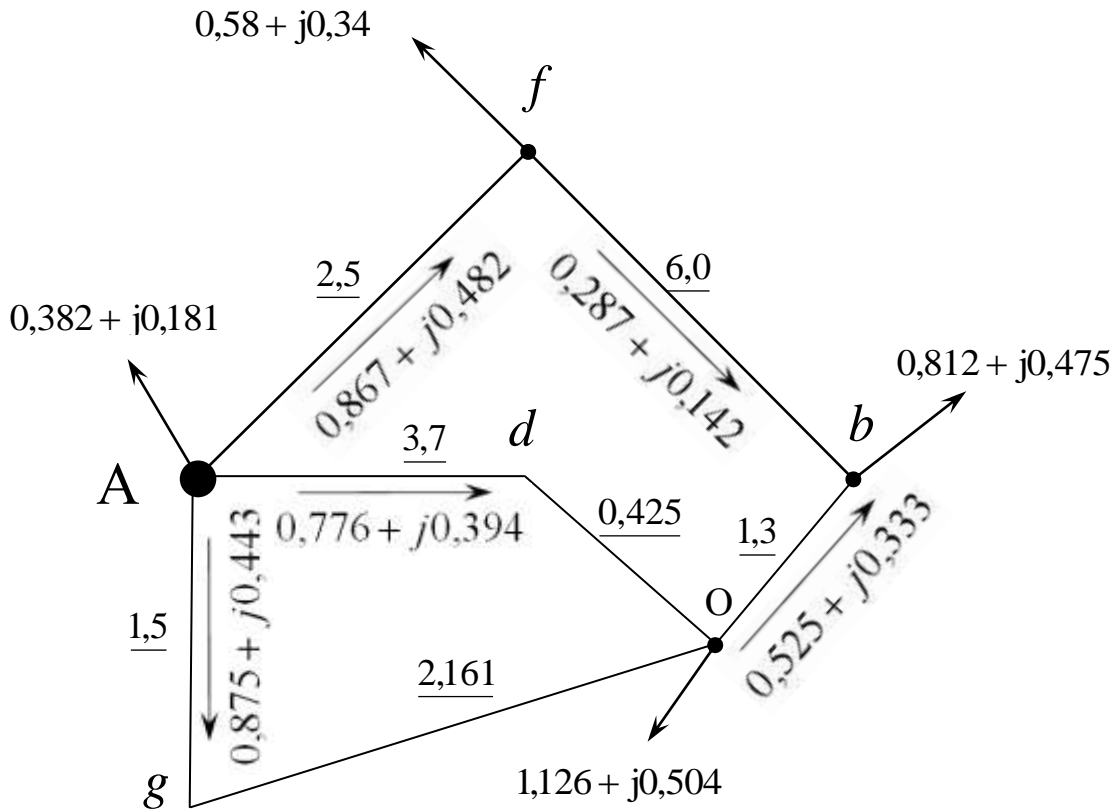


Рисунок 2.16

Возвращаем перенесенные нагрузки S_{hgA} и S_{hgO} в точку g из точки O и источника A . За счет переноса нагрузки из источника A поток мощности от источника A по ветви AgO увеличится на переносимую от источника величину (направление возвращаемой в узел нагрузки совпадает с получившимся расчетным путем направлением потока мощности по рассматриваемому участку сети). На участке gO поток мощности уменьшится на величину возвращаемой нагрузки (встречное направление потока и возвращаемой нагрузки). Полученная схема приведена на рисунке 2.17.

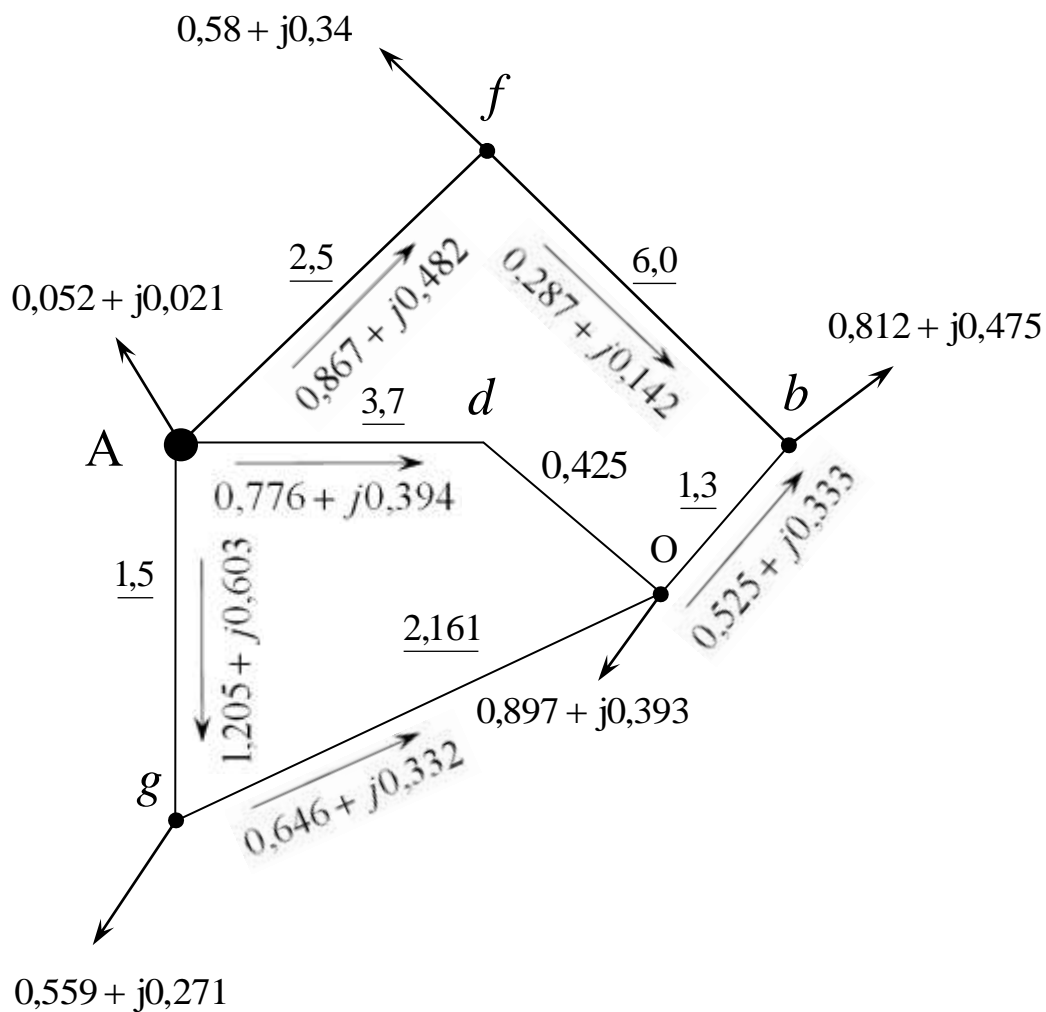


Рисунок 2.17

Аналогично возвращаем нагрузку S_{hdA} в S_{hdO} в точку d из точки O и источника A . За счет переноса нагрузки из источника A поток мощности от источника A по ветви AdO увеличится на переносимую от источника величину (рисунк 2.18).

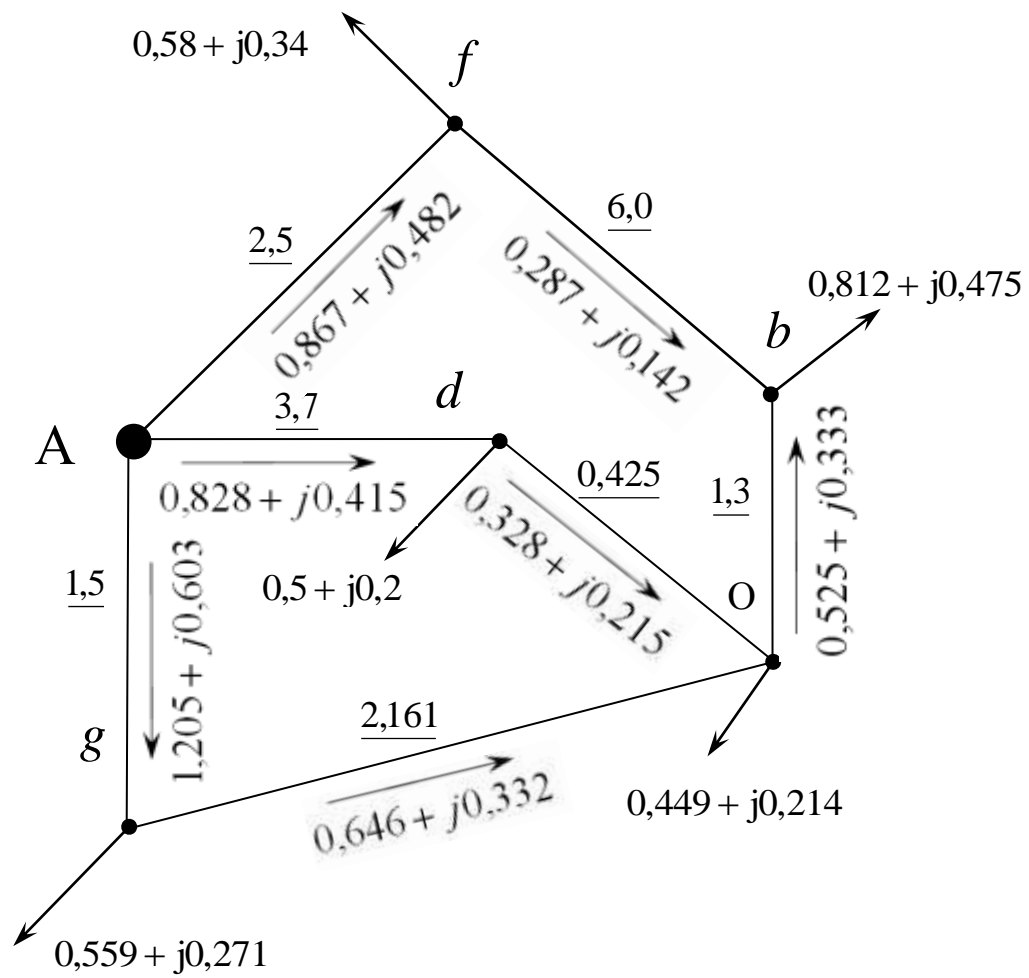


Рисунок 2.18

Возвращаем нагрузку в точку e из точки g и O (рисунок 2.19).

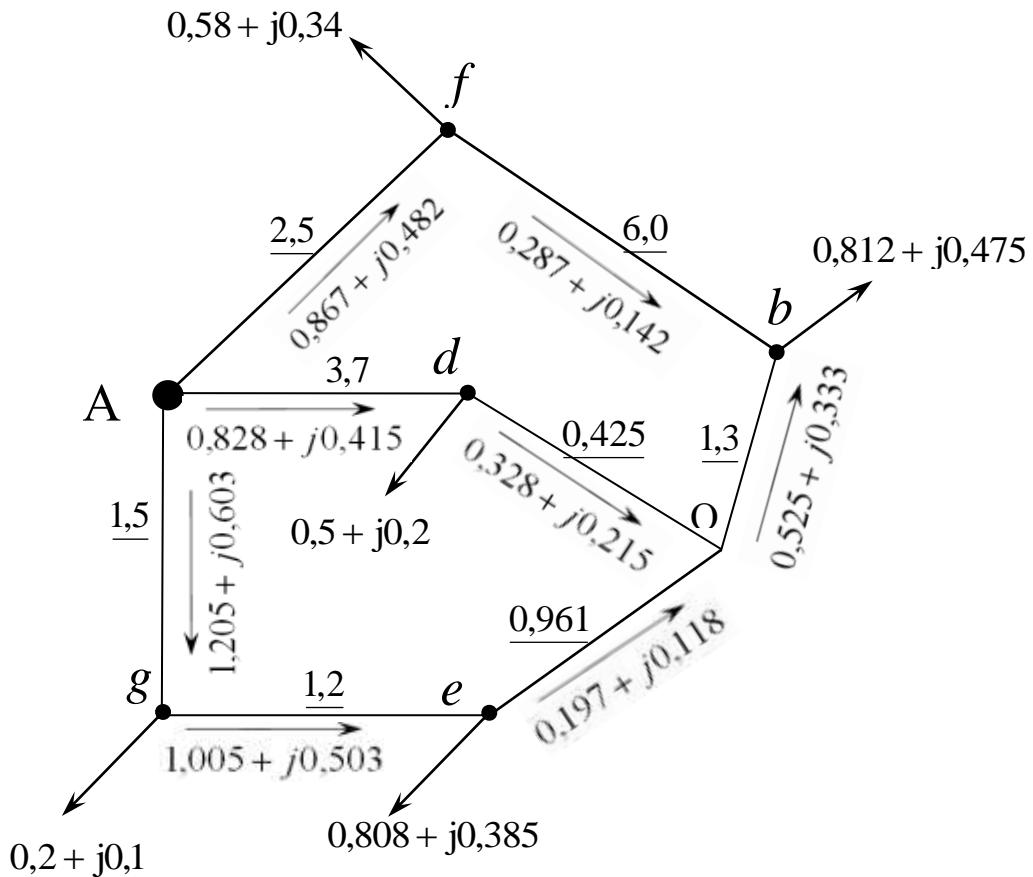


Рисунок 2.19

Преобразуем звезду с центром в точке O в треугольник ebd (рисунок 2.20). Определим нагрузку линий в треугольнике ebd. Задавшись произвольно направлениями мощностей в сторонах треугольника (на рисунке 2.20 показаны пунктиром), составим уравнения для каждого из контуров:

$$Odb : S_{db} \cdot I_{db} - S_{bo} \cdot I_{bo} - S_{do} \cdot I_{do} = 0;$$

$$Oed : S_{do} \cdot I_{do} - S_{eo} \cdot I_{eo} - S_{de} \cdot I_{de} = 0;$$

$$Obe : S_{bo} \cdot I_{bo} - S_{be} \cdot I_{be} + S_{eo} \cdot I_{eo} = 0.$$

Отсюда находим неизвестные перетоки мощности в сторонах треугольника:

$$S_{db} = \frac{S_{bo} \cdot I_{bo} + S_{do} \cdot I_{do}}{I_{db}} = \frac{(0,525 + j0,333) \cdot 1,3 + (0,328 + j0,215) \cdot 0,425}{2,3} =$$

$$= 0,357 + j0,228 \text{ МВА}$$

$$S_{de} = \frac{S_{do} \cdot I_{do} + S_{eo} \cdot I_{eo}}{I_{de}} = \frac{(0,328 + j0,215) \cdot 0,425 + (0,197 + j0,118) \cdot 0,961}{1,7} =$$

$$= -0,029 - j0,013 \text{ МВА};$$

$$S_{be} = \frac{S_{bO} \cdot I_{bO} + S_{eO} \cdot I_{eO}}{I_{de}} = \frac{(0,525 + j0,333) \cdot 1,3 + (0,197 + j0,118) \cdot 0,961}{5,2} =$$

$$= 0,168 - j0,105 \text{ MBA}.$$

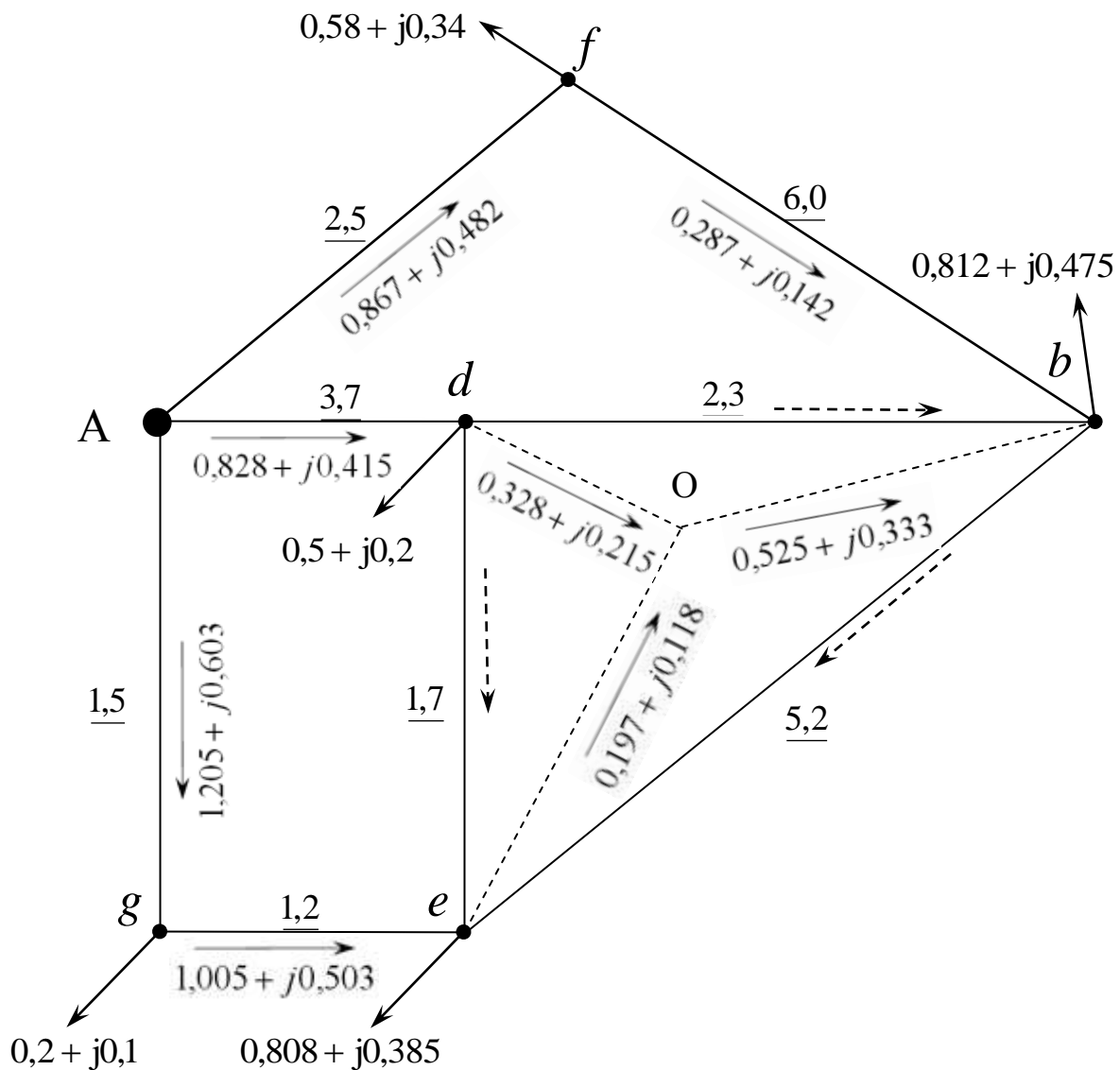


Рисунок 2.20

Направление потока de меняем на противоположное, так как его величина по расчетам получилась отрицательной (рисунок 2.21)

Возвращаем нагрузку в узел с из узлов e и b. Полученная сеть после переноса нагрузок приведена на рисунке 2.22.

Возвращаем нагрузку в узел a из узлов f и b. Полученная сеть после переноса нагрузок приведена на рисунке 2.23.

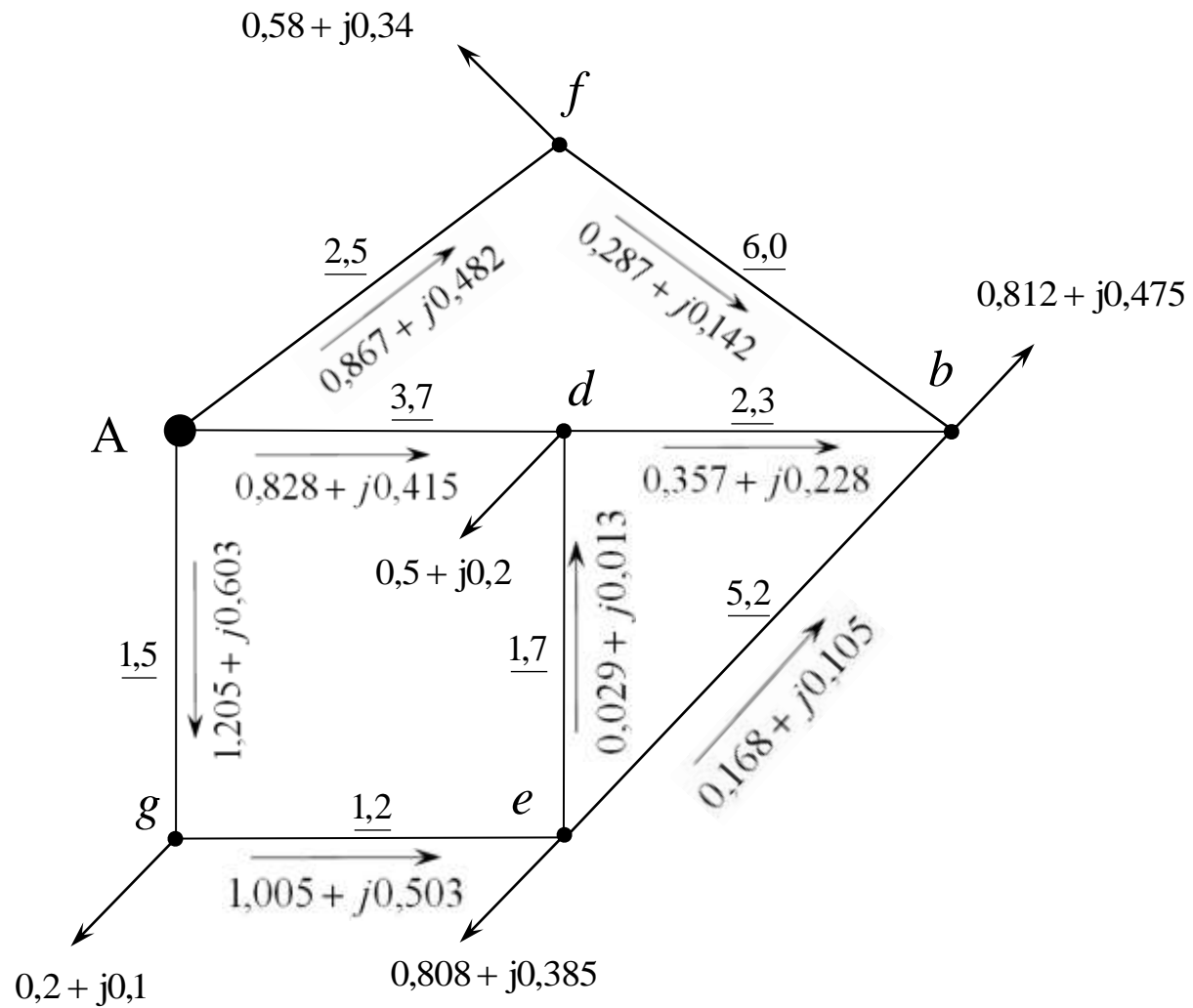


Рисунок 2.21

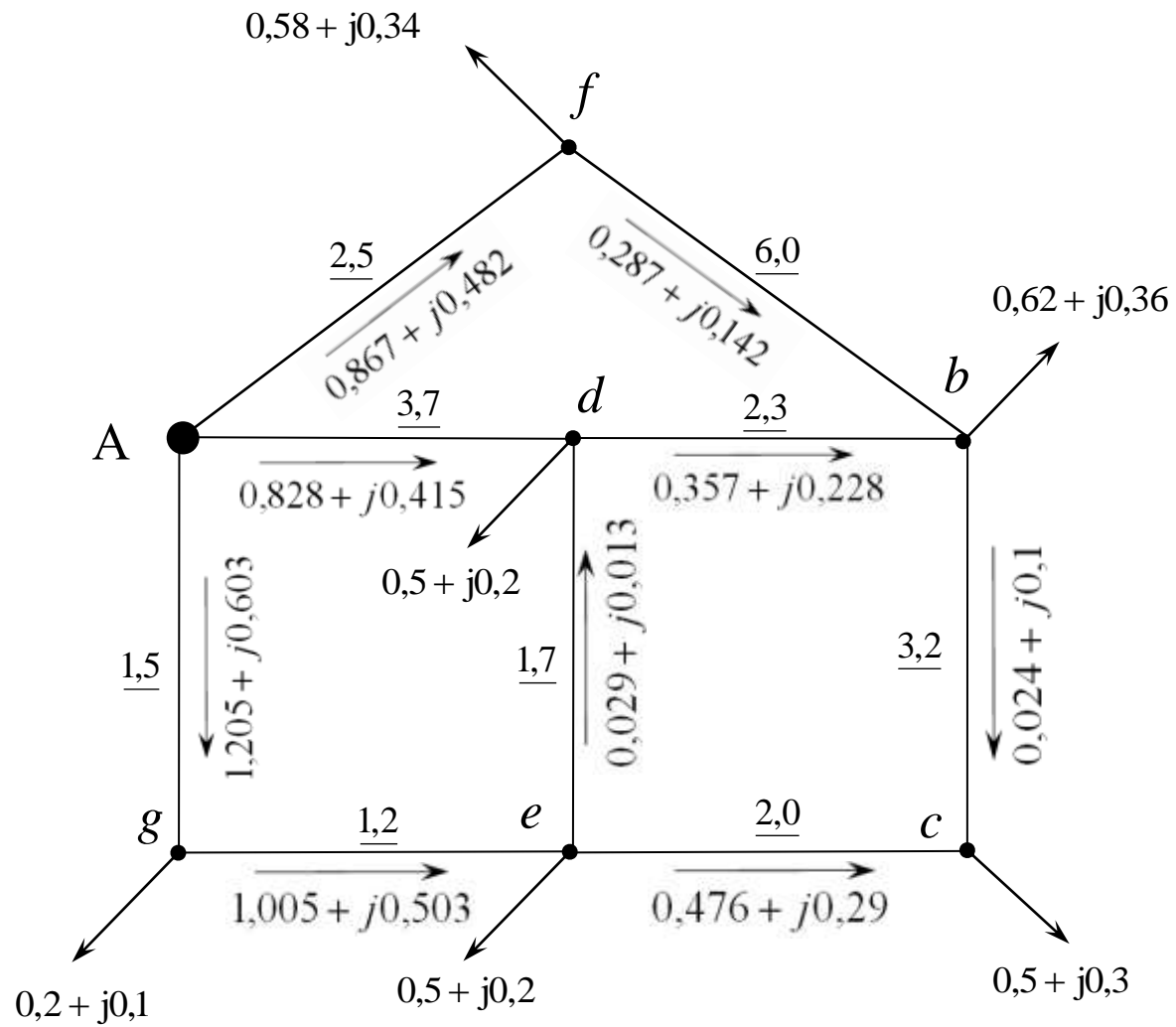


Рисунок 2.22

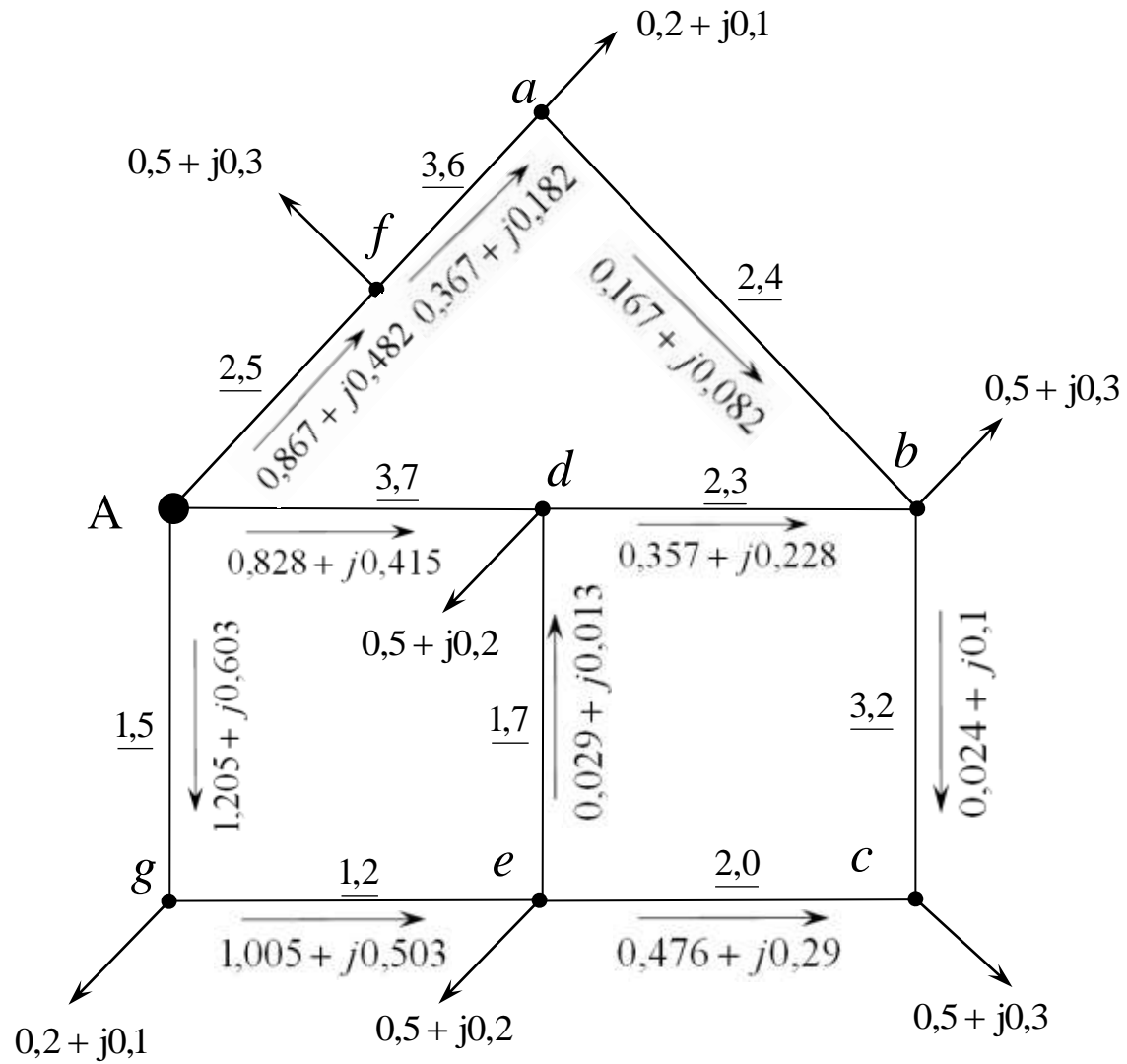


Рисунок 2.23

На рисунке 2.23 показано распределение потоков мощностей исходной сети, полученное из предположения, что сеть выполнена проводом одинакового сечения.

Следует отметить, что во избежание ошибок при расчетах практически после каждого шага необходимо делать проверку баланса мощностей в узлах сети и в точках присоединения нагрузок (алгебраическая сумма всех нагрузок любого узла сети должна быть равна нулю).

Линии электропередачи проектируемой сети могут быть выполнены проводами разных сечений, т.е. сеть может оказаться неоднородной. В этом случае для получения более точного результата необходимо сделать повторный расчет, в котором преобразование исходной схемы в линию с двухсторонним питанием, предварительное определение потоков мощности в ней и развертывание преобразованной схемы в исходную следует выполнить через полные сопротивления линий, выраженные в комплексной форме.

Для окончательного распределения мощностей необходимо прибавить к мощности каждой линии, начиная от точек раздела мощностей, потери мощности в них, и затем определить напряжения в узловых точках сети при заданном напряжении от источника электропитания.

3 РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Задания на выполнение расчетно-графической работы

Задание 3.1

Для n -трансформаторной подстанции определить экономичные зоны загрузки трансформаторов при номинальном напряжении. Исходные данные принять по таблице 3.1. В соответствии с заданным графиком нагрузки подстанций (табл. 3.2) вычислить уменьшение потерь электроэнергии за сутки за счет отключения одного из работающих трансформаторов. Составить график включений и отключений трансформаторов в зависимости от графика нагрузки подстанции. Построить графики зависимости $\Delta P = f(K_3)$. Исходные данные по трансформаторам принять по приложению Б.

Задание 3.2

Выполнить расчеты потерь мощности в наиболее мощном трансформаторе по условиям задания 3.1 при отклонении напряжения подведенного к первичной обмотке трансформатора в пределах: 0; $\pm 5\%$; $\pm 10\%$; $\pm 15\%$ при коэффициентах загрузки трансформатора $K_3 = 0,5; 0,75; 1$. По полученным данным построить зависимости $\Delta P = f(U)$. Сделать анализ результатов расчета.

Задание 3.3

Определить экономию электроэнергии от перевода сети с напряжением U_1 на напряжение U_2 , если по линии, выполненной проводом АС, протяженностью l , максимальная нагрузка составляет $S_{\text{макс}}$, число часов использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}}$. Исходные данные принять по таблице 3.3.

Задание 3.3

Для условий задания 3.3 определить снижение потерь энергии в линии напряжением U_1 при увеличении $\cos\varphi_1 = 0,65$ до $\cos\varphi_2 = 0,9$. Оценить влияние компенсации реактивной мощности на уровень напряжения в сети.

Таблица 3.1 – Исходные данные для заданий 3.1 и 3.2

Номер варианта	Мощность трансформаторов, кВА				Номер типового графика нагрузок
	S _{Н1}	S _{Н2}	S _{Н3}	S _{Н4}	
1	2	3	4	5	6
Подстанции напряжением 10/0,4 кВ					
1	25	25	25	25	1
2	40	40	40	40	2
3	63	63	63	63	3
4	100	100	100	100	4
5	160	160	160	160	5
6	250	250	250	250	6
7	400	400	400	400	7
8	630	630	630	630	8
9	25	40	–	–	9
10	25	63	–	–	10
11	40	63	–	–	11
12	40	100	–	–	12
13	63	100	–	–	13
14	63	160	–	–	14
15	100	160	–	–	15
16	100	250	–	–	1
17	160	250	–	–	2
18	160	400	–	–	3
19	250	400	–	–	4
20	250	630	–	–	5
21	400	630	–	–	6
Подстанции напряжением 35/10 кВ					
22	630	630	630	630	7
23	1000	1000	1000	1000	8
24	1600	1600	1600	1600	9
25	2500	2500	2500	2500	10
26	4000	4000	4000	4000	11
27	6300	6300	6300	6300	12
28	630	1000	–	–	13
29	630	1600	–	–	14
30	1000	1600	–	–	15
31	1000	2500	–	–	1

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
32	1600	2500	–	–	2
33	1600	4000	–	–	3
34	4000	4000	–	–	
35	2500	4000	–	–	4
36	2500	6300	–	–	5
37	4000	6300	–	–	6
Подстанции напряжением 110/10 кВ					
38	2500	2500	2500	2500	7
39	6300	6300	6300	6300	8
40	10000	16000	–	–	9
41	16000	25000	–	–	10
42	25000	40000	–	–	11
43	40000	63000	–	–	12
44	63000	80000	–	–	13
45	80000	125000	–	–	14
46	10000	10000	10000	10000	15
47	16000	16000	16000	16000	1
48	25000	25000	25000	25000	2
49	40000	40000	40000	40000	3
50	63000	63000	63000	63000	4
51	80000	80000	80000	80000	5

Таблица 3.2 – Суточные графики нагрузок потребителей (% от $S_{\text{НОМ}}$ трансформатора)

Но- мер гра- фика	Часы суток																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	35	35	35	35	45	50	60	65	75	90	100	85	60	70	75	75	70	65	60	60	55	50	45	35
2	10	10	10	10	20	35	35	35	40	35	35	35	35	30	35	35	35	35	35	35	30	25	25	20
3	20	20	20	20	25	30	45	65	70	75	80	55	40	30	25	25	40	70	100	100	95	95	50	25
4	25	25	25	25	30	40	60	75	60	45	45	50	55	90	40	50	50	80	100	100	95	85	75	40
5	20	20	20	20	25	30	40	70	50	40	50	50	60	60	40	40	50	90	100	95	70	50	35	25
6	35	35	35	35	40	50	65	80	70	75	80	75	65	65	60	60	60	70	85	100	95	80	60	50
7	45	45	45	55	60	75	85	100	90	85	80	70	65	75	80	95	85	70	80	90	75	55	45	45
8	45	45	45	50	55	65	80	100	90	75	70	70	70	85	75	65	60	60	50	50	50	45	45	45
9	60	60	60	60	60	65	75	75	100	85	80	65	65	65	70	80	80	80	65	65	60	60	60	60
10	100	100	100	100	100	100	100	50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	60	40	40	60	100	100
11	100	100	100	100	100	100	100	75	75	60	60	60	60	60	60	60	60	60	50	50	100	100	100	100
12	50	50	50	50	50	60	75	90	90	100	95	90	85	90	95	95	90	90	90	90	90	90	90	60
13	50	75	85	80	45	60	75	55	60	80	100	85	50	60	60	80	60	60	80	90	70	45	60	70
14	50	75	85	80	60	60	45	70	60	100	80	85	50	60	80	60	60	80	90	70	45	60	75	50
15	35	35	35	35	45	55	70	80	80	85	80	65	65	70	70	75	85	100	95	95	80	70	55	40

Таблица 3.3 – Исходные данные для заданий 3.3 и 3.4

Номер варианта	U_1	U_2	Марка провода	Длина линии l , км	$S_{\text{макс}}$, кВА	$T_{\text{макс}}$, час
1	6	10	АС-50	8	1000	3500
2	6	10	АС-70	5	1200	4000
3	6	10	АС-35	4	880	3200
4	10	20	АС-70	12	2500	3000
5	10	20	АС-50	10	2200	4000
6	10	20	АС-50	7	2100	3500
7	10	20	АС-70	12	1800	3500
8	10	20	АС-50	15	2700	4000
9	10	20	АС-70	13	2500	3800
10	10	35	АС-70	18	3000	4000
11	10	35	АС-95	19	2800	3600
12	10	35	АС-95	17	2500	4000
13	10	35	АС-70	20	2800	3500
14	10	35	АС-120	20	2700	4500
15	10	35	АС-120	15	2800	5000
16	35	110	АС-70	30	20000	5000
17	35	110	АС-95	20	15000	5500
18	35	110	АС-120	25	20000	4500
19	6	10	АС-35	5	800	4000
20	10	35	АС-70	12	2000	4500
21	35	110	АС-70	25	18000	6500
22	35	110	АС-95	17	17000	5000
23	35	110	АС-120	23	21000	6500
24	35	110	АС-120	20	22300	6200
25	35	110	АС-70	15	20000	7500

3.2. Методические указания к выполнению расчетно-графической работы

Рациональное использование электроэнергии предполагает доведение до минимума расхода электроэнергии на единицу производимой продукции. Применительно к электроэнергетическим системам это экономия энергоресурсов при производстве, передаче и потреблении электроэнергии. Одной из основных задач электроснабжения является экономия электроэнергии за счет снижения потерь энергии.

При анализе потерь энергии различают следующие виды потерь:
 - *технологические, или расчетные*, потери, которые обусловлены расходом электроэнергии на нагрев проводов и создание электромагнитных полей;

- *отчетные* потери определяются разностью поступившей в энергосистему электроэнергии и реализованной, которая определяется по оплаченным счетам потребителей;

- *коммерческие* потери – разность между отчетными и технологическими потерями, они определяются несовершенством приборов учета, погрешностями измерительных трансформаторов, хищениями и пр.

В электрических сетях и подстанциях возможно проведение следующих мероприятий, дающих экономию энергоресурсов:

1. Поддержание необходимого уровня напряжения в питающих и распределительных сетях.

2. Отключение части трансформаторов в периоды малых нагрузок.

3. Повышение коэффициента мощности за счет установки в сетях компенсирующих устройств.

4. Замена малозагруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности.

5. Приведение сечения проводов, шин, кабелей в соответствие с нагрузкой, сокращение протяженности питающих линий.

6. Выбор оптимальной конфигурации сети.

Современные сельские системы электроснабжения для обеспечения требуемой надежности работы содержат многотрансформаторные подстанции напряжением 110/35/10, 110/10, 35/10 и 10/0,4 кВ. При проектировании и в условиях эксплуатации предусматривают экономически целесообразный режим работы трансформаторов, сущность которого состоит в следующем. При наличии на подстанции нескольких трансформаторов, могущих работать на общие шины, число включенных трансформаторов определяется условием минимума потерь мощности в этих трансформаторах при работе их по заданному графику нагрузки. При этом учитывают не только потери активной мощности в самих трансформаторах, но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения по всей цепочке питания от генераторов электростанции до рассматриваемых трансформаторов из-за потребления трансформаторами реактивной мощности. Эти потери называют приведенными в отличие от потерь в самих трансформаторах.

Число одновременно работающих трансформаторов при переменном графике электрических нагрузок определяется на основании экономических зон полных мощностей на шинах, которые устанавли-

ваются из условия минимума приведенных потерь активной мощности в трансформаторах.

В зависимости от принятого закона регулирования напряжения на головной подстанции (электростанции), из-за большой протяженности линий электропередач в сельской местности и значительных потерь напряжения в них напряжение первичной обмотки трансформаторов может отличаться от номинального. В соответствии с режимом нагрузки напряжение может быть меньше номинального (максимум нагрузки) или больше номинального (минимум нагрузки).

Для большинства применяемых в сельскохозяйственном электроснабжении трансформаторах потери активной мощности и ток холостого хода пропорциональны кубу напряжения.

Потери активной мощности в трансформаторах с учетом уровня подводимого напряжения

$$\Delta P = n(\Delta P_{xx} + K_{II} \cdot Q_{xx}) \cdot (U/U_n)^3 + n^{-1}(\Delta P_{к.з} + K_{II} \cdot Q_{к.з}) \cdot (S/S_n)^2, \quad (3.1)$$

где ΔP_{xx} – потери активной мощности холостого хода трансформатора при номинальном напряжении, кВт;

K_{II} – коэффициент, учитывающий потери в системе электроснабжения от реактивной мощности, потребляемой трансформаторами, принимается равным 0,08 кВт/квар для подстанций с высшим напряжением 35–110 кВ и 0,12 кВт/квар – с высшим напряжением 10 кВ;

Q_{xx} – потери реактивной мощности холостого хода при номинальном первичном напряжении;

$Q_{к.з}$ – потери реактивной мощности короткого замыкания при номинальном первичном токе;

U_n, S_n – номинальные напряжение первичной обмотки и мощность трансформатора;

U, S – текущие значения напряжения и мощности трансформаторов.

В формулу (3.1) необходимо подставлять мощность, передаваемую через все n трансформаторов.

Потери реактивной мощности определяются

$$Q_x = \sqrt{(0,01 \cdot I_{xx} \cdot S_n)^2 - \Delta P_{xx}^2}, \quad (3.2)$$

где I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, %.

$$Q_{к.з} = \sqrt{(0,01 \cdot U_k \cdot S_H)^2 - \Delta P_k^2}, \quad (3.3)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Кривые приведенных потерь мощности трансформаторов в зависимости от изменения нагрузки показаны на рисунке 3.1. Здесь кривые 1 и 2 – приведенные потери мощности при раздельной работе трансформаторов разной мощности, кривая 3 – суммарные потери активной мощности в трансформаторах 1 и 2 при их параллельной работе. Точки пересечения этих кривых (А, В) и соответствующие им нагрузки (S_1 , S_2) определяются графическим способом. Из рисунка 3.1 видим, что при изменении нагрузки от 0 до S_1 целесообразна работа первого трансформатора (меньшей мощности), при изменении нагрузки от S_1 до S_2 в работе должен находиться второй трансформатор (большей мощности), а при нагрузке более S_2 должны включаться оба трансформатора.

Значительные отклонения напряжения от номинального уровня на зажимах электроприемников приводят к изменению выходных параметров и потребляемой мощности, нарушению нормальной работы технологических установок. Сельскохозяйственный потребитель несет убытки, связанные с недополучением продукции и увеличением затрат. Влияние качества напряжения на технико-экономические показатели электроприемников зависит от их типа, загрузки и производственно-технологической схемы использования. В данной работе необходимо проанализировать влияние напряжения на величину потерь энергии в трансформаторах.

Влияние номинального напряжения сети на величину потерь энергии можно проанализировать по известным формулам: (5.18), (5.19) [1, с. 189]. Перевод сети на более высокое номинальное напряжение применяется для повышения пропускной способности линий, когда нагрузка сети достигла предельных для действующего номинального напряжения значений, уменьшения величины токов короткого замыкания для возможности применения коммутационного оборудования с меньшей отключающей способностью. Снижение потерь электроэнергии в этом случае является сопутствующим эффектом.

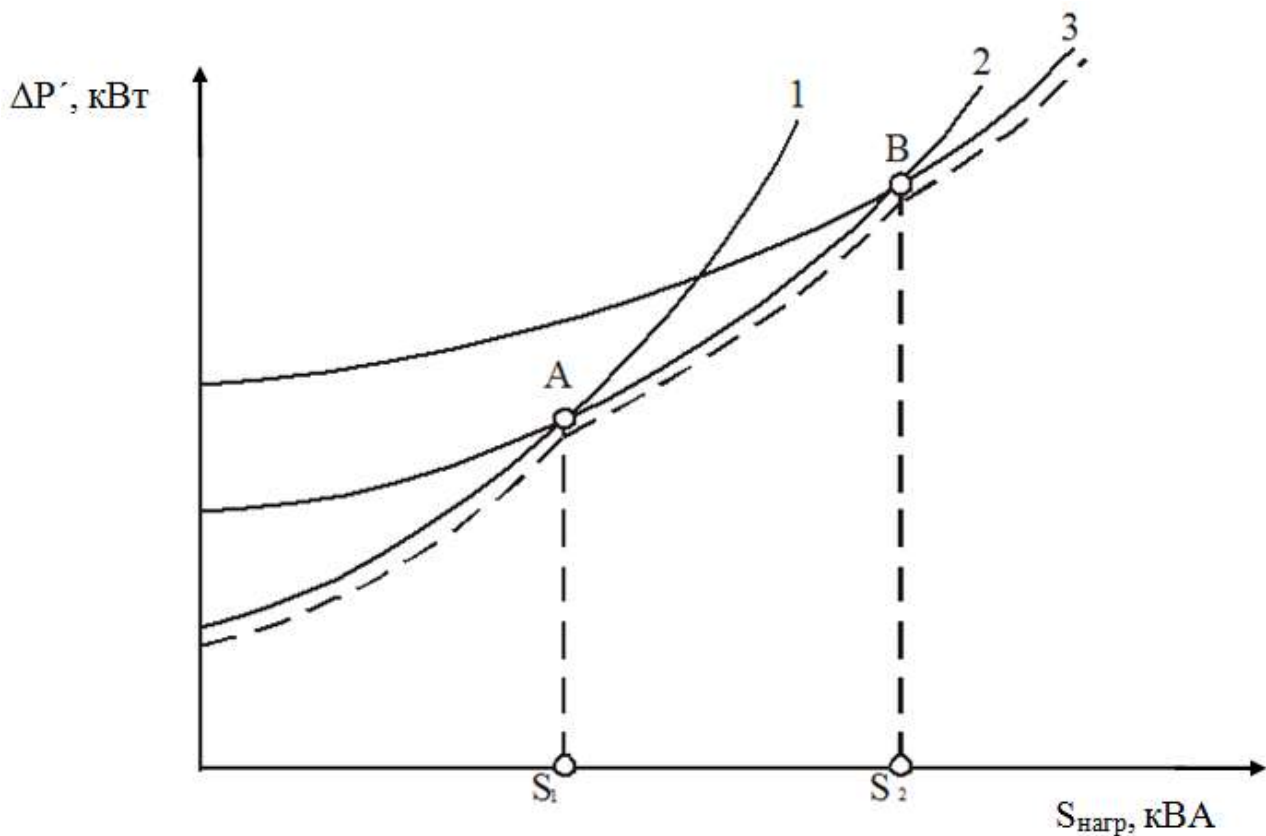


Рисунок 3.1 – Зависимость приведенных потерь активной мощности в силовых трансформаторах от изменения нагрузки

Потери мощности в электрических сетях можно снизить путем компенсации реактивной мощности. При этом уменьшаются установленные мощности генераторов, разгружаются электрические линии и трансформаторы от перетоков реактивной мощности и одновременно улучшается качество напряжения. Влияние величины реактивной мощности, передаваемой по линии, на потери энергии можно проанализировать по тем же формулам: (5.18), (5.19) [1, с. 189]. Расчеты провести при неизменной активной мощности, передаваемой по линии электропередачи. Определить величину активной мощности, передаваемой по линии электропередачи, по заданному значению полной мощности (таблица 3.3), при большем коэффициенте мощности. По формуле (2.6) [5, с. 35] определить компенсацию потерь напряжения в линии при параллельном включении батареи конденсаторов.

ТЕСТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНТНОСТИ

МОДУЛЬ 1

СТРУКТУРА ТЕСТА МОДУЛЯ 1

Форма тестового задания	Номер задания	Количество
Закрытая форма с одним правильным ответом	1.1; 1.5–1.10; 1.14; 1.16; 1.18–1.20; 1.22; 1.24–1.30	20
Закрытая форма с несколькими правильными ответами	1.2–1.4; 1.11; 1.17; 1.21; 1.23	8
На соответствие	1.33	1
На упорядочение	1.12; 1.13	2
На дополнение (открытая форма)	1.30; 1.31	2
Общее количество заданий		33

1.1. Пропускная способность линии – это:

- 1) величина активной мощности, которую можно длительно передавать с учетом имеющихся технических ограничений;
- 2) величина индуктивного тока, который необходимо скомпенсировать включением конденсаторных батарей;
- 3) величина реактивной нагрузки линии;
- 4) величина полной мощности, передаваемой по линии.

1.2. Пути повышения пропускной способности линии является:

- 1) применение устройств поперечной компенсации (компенсирующих устройств, подключенных параллельно нагрузкам);
- 2) использование устройств продольной компенсации;
- 3) применение воздушных линий электропередачи с самонесущими проводами;
- 4) применение секционирования длинных линий.

1.3. Пропускная способность линии зависит:

- 1) от площади сечения проводов воздушных линий;
- 2) количества параллельных линий;
- 3) величины номинального напряжения распределительной сети;
- 4) длины пролета линии.

1.4. Повышению пропускной способности линии способствует:

- 1) применение выключателей с повышенной отключающей способностью;

- 2) применение глубоких вводов в центры нагрузок на повышенном напряжении;
- 3) замена воздушных линий кабельными;
- 4) использование распределительных трансформаторов 6–20/0,38 кВ с расширенным диапазоном регулирования напряжения.

1.5. Пропускная способность линии по нагреву ограничивается:

- 1) ответвлением от магистральной линии;
- 2) головным участком линии, примыкающим к источнику;
- 3) наиболее удаленным от источника участком линии;
- 4) точкой токораздела.

1.6. Точкой токораздела в замкнутой сети называется:

- 1) первый узел от источника питания;
- 2) узел с максимальной нагрузкой;
- 3) узел с минимальной нагрузкой;
- 4) узел, получающий питание с двух сторон.

1.7. Распределительная сеть – это:

- 1) подводящая электроэнергию к потребительским трансформаторным пунктам или к самим потребителям, если это линия низкого напряжения;
- 2) по которой электроэнергию подводят к распределительным пунктам;
- 3) радиальная;
- 4) магистральная.

1.8. Питающая сеть – это:

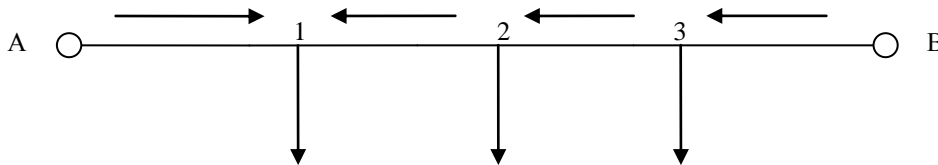
- 1) подводящая электроэнергию к потребительским трансформаторным пунктам или к самим потребителям, если это линия низкого напряжения;
- 2) магистральная;
- 3) по которой электроэнергию подводят от источника питания к распределительным пунктам или подстанциям 35–110/10 кВ;
- 4) напряжением ниже 1000 В.

1.9. В линии с двухсторонним питанием протекает уравнительный ток (мощность), если:

- 1) напряжения источников различны;

- 2) источники загружены неравномерно;
- 3) сеть имеет разные сопротивления проводов по участкам;
- 4) в узлах сети подключены неоднородные нагрузки.

1.10. В схеме, изображенной на рисунке, точка токораздела – это:



- 1) A;
- 2) 1;
- 3) 2;
- 4) 3.

1.11. Точку токораздела определяют при расчетах сетей:

- 1) кольцевых;
- 2) радиальных;
- 3) с двухсторонним питанием;
- 4) разомкнутых.

1.12. Укажите правильную последовательность при расчете кольцевых сетей:

- 1) разрезать кольцевую сеть по источнику питания;
- 2) определить потоки мощности на головных участках сети;
- 3) определить точки токораздела;
- 4) рассчитать потоки мощности на остальных участках сети.

1.13. Укажите правильную последовательность при расчете сети методом преобразования:

- 1) эквивалентирование параллельных линий;
- 2) перенос нагрузки в другие точки сети;
- 3) преобразование треугольника в звезду;
- 4) сложение последовательных сопротивлений (длин) участков линий.

1.14. Пропускная способность сетей, выполненных проводом СИП, по сравнению с сетями, выполненными голыми проводами такого же сечения:

- 1) увеличивается;

- 2) уменьшается;
- 3) не изменяется;
- 4) зависит от уровня изоляции провода СИП.

1.15. Оптимальный радиус действия сельской распределительной сети зависит:

- 1) от уровня напряжения сети;
- 2) сечения проводов линий электропередачи;
- 3) вида опор воздушной линии электропередачи;
- 4) габарита линии.

1.16. Габарит линии – это:

- 1) наименьшее допустимое расстояние от проводов воздушных линий до поверхности земли или воды;
- 2) среднегеометрическое расстояние между проводами фаз;
- 3) длина линии от источника питания до потребителя;
- 4) расстояние между соседними опорами линии.

1.17. Выполнить электрический расчет сети – это значит:

- 1) определить потери напряжения в сети при известном сечении провода;
- 2) выбрать сечение провода при известной допустимой потере напряжения;
- 3) найти точку токораздела в сети;
- 4) определить нагрузку участков сети.

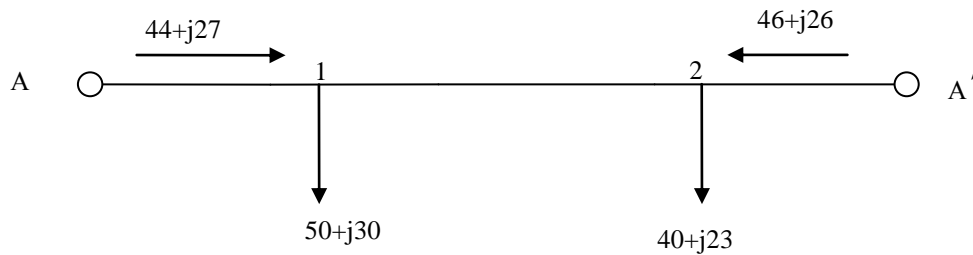
1.18. Экономическим сечением провода называется:

- 1) сечение, соответствующее минимуму потерь энергии в сети;
- 2) сечение, соответствующее минимуму капиталовложений в сеть;
- 3) сечение, соответствующее минимуму приведенных затрат;
- 4) сечение, соответствующее минимальной потере напряжения.

1.19. В линии с двухсторонним питанием протекает уравнительный ток (мощность), если:

- 1) напряжения источников различны;
- 2) источники загружены неравномерно;
- 3) в сети наблюдается небаланс мощностей;
- 4) сеть имеет разные сопротивления проводов по участкам.

1.20. Точкой токораздела сети с двухсторонним питанием, изображенной на рисунке, является:



- 1) A;
- 2) 1;
- 3) 2;
- 4) A'.

1.21. При определении оптимального радиуса действия сети должны учитываться:

- 1) количество питающих подстанций;
- 2) количество потребительских подстанций;
- 3) количество и длина линий 0,38 кВ;
- 4) среднегеометрическое расстояние между проводами фаз линий 0,38 кВ.

1.22. Сумма потерь напряжения от одного источника до точки токораздела в сети с двухсторонним питанием:

- 1) равна сумме потерь напряжения от второго источника до точки токораздела;
- 2) больше суммы потерь напряжения от второго источника до точки токораздела;
- 3) меньше суммы потерь напряжения от второго источника до точки токораздела;
- 4) может равняться сумме потерь напряжения от второго источника до точки токораздела только в частном случае.

1.23. Метод преобразования сети используется:

- 1) для расчета установившегося режима сложнзамкнутых сетей;
- 2) определения токов короткого замыкания;
- 3) выбора аппаратуры защиты от перенапряжений;
- 4) расчета заземляющих устройств подстанций.

1.24. При свертывании преобразованной схемы в исходную потоки мощности в двух параллельных линиях определяются по формуле:

$$1) S_1 = S_{\Sigma} \frac{Z_{\Sigma}}{Z_1};$$

$$2) S_1 = S_{\Sigma} \frac{U_{\Sigma}}{U_1};$$

$$3) S_1 = Z_{\Sigma} \frac{S_{\Sigma}}{Z_1};$$

$$4) S_1 = S_{\Sigma} \frac{Z_{\Sigma}}{S_1}.$$

1.25. Расчет нагрузки переносимой из узла 2 в узел 1 сети определяется по формуле:

$$1) S_{H21} = S_{H2} \frac{U_{23}}{U_{12} + U_{23}};$$

$$2) S_{H21} = S_{H2} \frac{I_{23}}{I_{12} + I_{23}};$$

$$3) S_{H21} = S_{H2} \frac{Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23}};$$

$$4) S_{H21} = S_{H2} \frac{F_{23}}{F_{12} + F_{23}}.$$

1.26. Однородной является сеть, у которой:

- 1) все участки выполнены проводом одинакового сечения (отношения x_0/r_0 одинаковы для всех участков);
- 2) сеть выполнена на одинаковых опорах;
- 3) сеть не имеет ответвлений;
- 4) на всех участках сети плотность тока одинакова.

1.27. В программе MATLAB для моделирования линий электропередачи блоком Three-Phase PI Section Line используется схема замещения линии:

- 1) П-образная;
- 2) Т-образная;
- 3) W-образная;
- 4) U-образная.

1.28. Конденсаторные батареи устанавливаются в линии:

- 1) для уменьшения коэффициента мощности;
- 2) увеличения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 3) уменьшения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 4) увеличения коэффициента мощности и пропускной способности линий.

1.29. За источник бесконечной мощности при расчете и моделировании сельских электрических сетей можно принять питающую трансформаторную подстанцию, мощность которой:

- 1) в 50 раз и больше превышает мощность потребительского трансформатора;
- 2) в 20 раз и больше превышает мощность потребительского трансформатора;
- 3) любую трансформаторную, подключенную к энергосистеме;
- 4) трансформаторную подстанцию с высшим напряжением 110 кВ.

1.30. При моделировании линий электропередачи в программе MATLAB блоком Series RLC Brach сопротивления участков сети задаются:

- 1) длиной участка, r_0 , x_0 ;
- 2) полным сопротивлением участка;
- 3) индуктивностью и активным сопротивлением, определенным для моделируемого участка;
- 4) индуктивным сопротивлением участка.


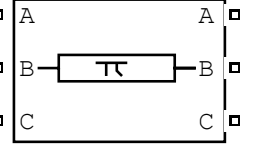

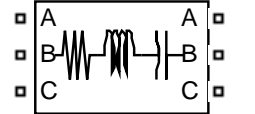
1.31. Дополните

Экономическое сечение провода должно обеспечивать минимум _____ затрат.

1.32. Дополните

Однородной называется сеть, выполненная проводом _____ сечения.

1.33. Установите соответствие между обозначением пиктограммы блока в программе MATLAB и его назначением

Обозначение блока	Назначение блока
1.  Pi Section Line	А. Моделирует трехфазную цепь, состоящую из трех RLC-цепей
2.  Three-Phase PI Section Line	Б. Моделирует трехфазную линию электропередачи с распределенными параметрами с учетом взаимной индуктивности фаз линии.
3.  Series RLC Branch	В. Моделирует однофазную линию электропередачи с сосредоточенными параметрами
4.  Three-Phase Series RLC Branch	Г. Моделирует последовательное включение резистора, индуктивности и конденсатора
	Д. Моделирует трехфазную линию электропередачи с сосредоточенными параметрами с учетом взаимной индуктивности фаз линии.

МОДУЛЬ 2

СТРУКТУРА ТЕСТА МОДУЛЯ 2

Форма тестовых заданий	Номера заданий	Количество
Закрытая форма с одним правильным ответом	2.1–2.6; 2.8; 2.9; 2.17; 2.18; 2.20–2.28; 2.30–2.34	24
Закрытая форма с несколькими правильными ответами	2.7; 2.10–2.16; 2.19; 2.29; 2.39	10
На соответствие	2.37–2.38	2
На упорядочение	-	-
На дополнение (открытая форма)	2.35–2.36	2
Общее количество заданий		39

2.1. Нормы качества электрической энергии регламентирует:

- 1) ГОСТ 13106-87;
- 2) ГОСТ 12109-93;
- 3) ГОСТ 14108-91;
- 4) ГОСТ 13109-97.

2.2. В послеаварийном режиме работы значения показателей качества электроэнергии:

- 1) не должны выходить за пределы нормальных значений;
- 2) не должны выходить за пределы максимальных значений;
- 3) не должны превышать номинальные значения;
- 4) должны соответствовать ГОСТам в нормальном режиме.

2.3. Нормальное значение отклонения напряжения у потребителя, соответствующее ГОСТу:

- 1) $\pm 10\%$;
- 2) $\pm 7,5\%$;
- 3) $\pm 5\%$;
- 4) $\pm 2\%$.

2.4. Формула для определения отклонения напряжения выглядит следующим образом:

- 1) $\delta U = \frac{U - U_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 2) $\delta U = \frac{U_1 + U_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 3) $\delta U = \frac{U_2 - U_{\text{НОМ.}}}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 4) $\delta U = \frac{U_{\text{НОМ.}} - U_2}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$.

2.5. Размах изменения напряжения определяется как:

- 1) $\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i-1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;
- 2) $\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{НОМ.}}} \cdot 100\%$;

$$3) \delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{2 \cdot U_{\text{ном.}}} \cdot 100\% ;$$

$$4) \delta U_t = \frac{|U_i + U_{i+1}|}{2 \cdot U_{\text{ном.}}} \cdot 100\% .$$

2.6. Несинусоидальность напряжения характеризуется:

- 1) коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения;
- 2) коэффициентом неравномерности нагрузки;
- 3) коэффициентом обратной последовательности напряжения;
- 4) коэффициентом использования установленной мощности.

2.7. Несимметрия трёхфазной системы напряжений характеризуется:

- 1) коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- 2) коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- 3) коэффициентом несимметрии нагрузки по обратной последовательности;
- 4) коэффициентом одновременности.

2.8. Доза фликера – это:

- 1) кратность светового потока;
- 2) мера восприятия человеком пульсаций светового потока;
- 3) колебания напряжения зажигания лампы;
- 4) характеристика освещённости.

2.9. Достоинства трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Z0 по сравнению с трансформаторами со схемой соединения обмоток Y/Y0:

- 1) меньше сопротивление токам нулевой последовательности;
- 2) меньше расход цветного металла;
- 3) меньше потери холостого хода;
- 4) меньше габаритные размеры трансформатора.

2.10. Снижению несимметрии фаз в сетях 0,4 кВ способствует:

- 1) равномерное распределение нагрузки по фазам;

- 2) применение шунто-симметрирующих устройств;
- 3) уменьшение сечения нулевого провода;
- 4) установка современных приборов учета.

2.11. При работе двигателя на пониженном напряжении:

1. увеличивается срок службы двигателя;
2. уменьшается вращающий момент двигателя;
3. увеличивается ток двигателя;
4. увеличивается потребление реактивной мощности.

2.12. При работе двигателя на повышенном напряжении:

1. создаются дополнительные потери в двигателе;
2. уменьшается вращающий момент двигателя;
3. увеличивается вращающий момент двигателя;
4. увеличивается коэффициент полезного действия двигателя.

2.13. При снижении напряжения на зажимах ламп накаливания:

1. снижается срок службы ламп;
2. увеличивается срок службы ламп;
3. снижается световой поток;
4. увеличивается световой поток.

2.14. При повышении напряжения на зажимах люминесцентных ламп:

1. увеличивается потребляемая ими реактивная мощность;
2. уменьшается потребляемая ими реактивная мощность;
3. ухудшаются условия зажигания ламп;
4. улучшаются условия зажигания ламп.

2.15. Несимметрия напряжения характеризуется показателями:

$$1) K_{2U} = \frac{I_{2(1)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, ;$$

$$2) K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{I_{\text{ном}}} \cdot 100\%, ;$$

$$3) K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, ;$$

$$4) K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{номф}}} \cdot 100\% .$$

2.16. При несимметричном напряжении на выводах асинхронного двигателя:

- 1) происходит дополнительный нагрев двигателя;
- 2) снижается КПД;
- 3) сокращается срок службы;
- 4) увеличивается пусковой момент.

2.17. Высшие гармоники тока и напряжения вызывают:

- 1) дополнительные потери активной мощности во всех элементах системы электроснабжения;
- 2) только в линиях электропередачи;
- 3) только в трансформаторах;
- 4) только в статических конденсаторах.

2.18. Нормально допустимое отклонение частоты питающего напряжения составляет:

- 1) $\pm 0,5$ Гц;
- 2) ± 1 Гц;
- 3) $\pm 0,2$ Гц;
- 4) $\pm 0,1$ Гц.

2.19. Устройства продольной компенсации предназначены:

- 1) для регулирования напряжения в сети;
- 2) регулирования частоты в сети;
- 3) увеличения пропускной способности сети;
- 4) уменьшения габарита линии.

2.20. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов с ПБВ осуществляется:

- 1) автоматически под нагрузкой;
- 2) вручную под нагрузкой;
- 3) на холостом ходу трансформатора;
- 4) при отключенном от сети трансформаторе.

2.21. Расшифруйте аббревиатуру ПАРН:

- 1) пункт аварийного регулирования напряжения;
- 2) правила автоматического регулирования напряжения;
- 3) пункт автоматического регулирования напряжения;
- 4) пункт анализа регулятора напряжения.

2.22. Преимущество продольной компенсации реактивной мощности по сравнению с поперечной компенсацией состоит:

- 1) в автоматической добавке напряжения при возрастании нагрузки;
- 2) снижении величины реактивной мощности, протекающей по линии;
- 3) повышении надежности электроснабжения потребителей;
- 4) повышении коэффициента мощности нагрузки.

2.23. Расшифруйте аббревиатуру РПН:

- 1) регулирование под напряжением;
- 2) регулирование под нагрузкой;
- 3) регулятор понижения напряжения;
- 4) регулятор повышения напряжения.

2.24. Систематическая несимметрия обусловлена:

- 1) нечувствительностью трехфазных регуляторов напряжения;
- 2) неравномерной постоянной перегрузкой одной из фаз;
- 3) случайными включениями и отключениями отдельных однофазных электроприемников;
- 4) отсутствием регуляторов нагрузки.

2.25. Случайная несимметрия обусловлена:

- 1) нечувствительностью трехфазных регуляторов напряжения;
- 2) неравномерной постоянной перегрузкой одной из фаз;
- 3) случайными включениями и отключениями отдельных однофазных электроприемников;
- 4) отсутствием регуляторов нагрузки.

2.26. Расшифруйте аббревиатуру ПБВ:

- 1) пункт быстродействующего ввода;
- 2) пункт быстрого включения;
- 3) переключение без возбуждения;
- 4) правила быстродействующего ввода.

2.27. Укажите неверное действие при разложении несимметричной системы на симметричные составляющие для фазы А:

- 1) к вектору тока фазы А прибавляем вектор тока фазы В, повернутый на 120° ;
- 2) к полученному вектору прибавляем вектор тока фазы С, повернутый на 240° ;
- 3) из полученного вектора вычитаем вектор тока фазы А, повернутый на 240° ;
- 4) полученный вектор делим на 3 равные части.

2.28. Сопротивление фазы линии для нулевой последовательности:

- 1) равно сопротивлению прямой последовательности;
- 2) равно сопротивлению обратной последовательности;
- 3) зависит от конструктивного исполнения линии;
- 4) не зависит от конструктивного исполнения линии.

2.29. Дополнительные потери напряжения в сети от несимметричной нагрузки зависят:

- 1) от коэффициента мощности нагрузки;
- 2) сечения фазных проводов;
- 3) сечения нулевого провода;
- 4) уровня напряжения на шинах подстанции.

2.30. Для трехфазных четырехпроводных сетей коэффициент увеличения потерь мощности при несимметричной нагрузке определяется:

$$1) K_p = 1 + K_{2I}^2 + K_{0I}^2 \left(10 + 3 \frac{R_N}{R_\phi} \right);$$

$$2) K_p = 1 + K_{2I}^2 + K_{0I}^2 \left(2 + 3 \frac{R_N}{R_\phi} \right);$$

$$3) K_p = 1 + K_{2I}^2 + K_{0I}^2 \left(3 + 3 \frac{R_N}{R_\phi} \right);$$

$$4) K_p = 1 + K_{2I}^2 + K_{0I}^2 \left(1 + 3 \frac{R_N}{R_\phi} \right).$$

2.31. Причиной несимметрии напряжения в сельских сетях являются:

- 1) различные сечения фазного и нулевого провода;
- 2) однофазные потребители;
- 3) маломощные источники питания;
- 4) включение трехфазных потребителей с различным $\cos \varphi$.

2.32. Минимальное сечение нулевого провода в процентах от фазного, согласно требованиям ПУЭ, при равномерной нагрузке фаз равно:

- 1) 20%;
- 2) 30%;
- 3) 50%;
- 4) 100%.

2.33. Встречное регулирование напряжения – режим, при котором напряжение:

- 1) повышают в период минимума нагрузки;
- 2) понижают в период максимума нагрузки;
- 3) повышают в период максимума и понижают в период минимума нагрузки;
- 4) понижают в период максимума и повышают в период минимума нагрузки.

2.34. Конструктивная (постоянная) надбавка напряжения у силовых трансформаторов составляет:

- 1) -5% ;
- 2) $-2,5\%$;
- 3) $+2,5\%$;
- 4) $+5\%$.

2.35. Дополните:

Отклонение напряжения от номинального значения в нормальном режиме работы сети должно составлять не более \pm ____ %.

2.36. Дополните:

Дополнительное понижение напряжения в послеаварийных режимах допускается на ____ %.

2.37. Установите соответствие буквенных обозначений, принятых в ГОСТ 13109-97, показателям качества электрической энергии:

Буквенное обозначение	Наименование показателя
1. δU_y	А. Размах изменения напряжения
2. δU_t	Б. Коэффициент отклонения мощности от номинального значения
3. P_t	В. Установившееся отклонение напряжения
4. K_U	Г. Доза фликера
	Д. Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения
	Е. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения

2.38. Установите соответствие буквенных обозначений, принятых в ГОСТ 13109-97, показателям качества электрической энергии:

Буквенное обозначение	Наименование показателя
1. K_{2U}	А. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности
2. K_{0U}	Б. Отклонение частоты
3. Δf	В. Колебание частоты
4. $K_{перU}$	Г. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности
	Д. Коэффициент временного перенапряжения
	Е. Коэффициент импульсного перенапряжения

2.39. Источниками реактивной мощности на предприятии являются:

- 1) асинхронные двигатели;
- 2) синхронные двигатели;
- 3) батареи конденсаторов;
- 4) двигатели постоянного тока.

МОДУЛЬ 3

СТРУКТУРА ТЕСТА МОДУЛЯ 3

Форма тестовых заданий	Номера заданий	Количество
Закрытая форма с одним правильным ответом	3.2–3.6; 3.8; 3.10; 3.13–3.15; 3.19; 3.25–3.30; 3.32; 3.35; 3.36	20
Закрытая форма с несколькими правильными ответами	3.1; 3.7; 3.9; 3.11; 3.12; 3.16; 3.19	7
На соответствие	3.20–3.22; 3.31; 3.33	5
На упорядочение	3.34	1
На дополнение (открытая форма)	3.17; 3.18; 3.24	3
Общее количество заданий		36

3.1. Для снижения потерь электроэнергии в сети необходимо:

- 1) применение устройств компенсации реактивной мощности;
- 2) замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности;
- 3) применение резервирования электроснабжения;
- 4) применение секционирования линий.

3.2. Синхронный компенсатор предназначен:

- 1) для стабилизации напряжения в точке подключения и регулирования его в небольших пределах (± 5 номинального), а также для выработки и потребления активной мощности;
- 2) компенсации активной и реактивной мощности нагрузки;
- 3) потребления излишней реактивной мощности;
- 4) потребления и выработки реактивной мощности.

3.3. При параллельной работе двух одинаковых трансформаторов:

- 1) потери на намагничивание увеличиваются в 2 раза, а в обмотках остаются без изменения;
- 2) потери на намагничивание уменьшаются в 2 раза, а в обмотках остаются без изменения;
- 3) потери в обмотках уменьшается в 2 раза, а потери на намагничивание остаются без изменения;
- 4) потери на намагничивание увеличиваются в 2 раза, а в обмотках уменьшаются в 2 раза.

3.4. Положительным качеством последовательного включения конденсаторов является, что степень компенсации зависит:

- 1) от тока, поэтому с возрастанием тока нагрузки увеличивается и компенсация потери напряжения;
- 2) напряжения, поэтому с возрастанием напряжения увеличивается и компенсация потери напряжения;
- 3) напряжения, поэтому с уменьшением тока нагрузки возрастает компенсация потери напряжения;
- 4) сопротивления, поэтому с возрастанием тока нагрузки увеличивается и компенсация потери напряжения.

3.5. При повышении напряжения первичной обмотки трансформатора потери в нем:

- 1) увеличиваются;
- 2) уменьшаются;
- 3) потери на намагничивание увеличиваются, а нагрузочные уменьшаются;
- 4) нагрузочные потери увеличиваются, а на намагничивание уменьшаются.

3.6. При переводе сети на более высокое напряжение:

- 1) капиталовложения в нее увеличиваются, а потери электроэнергии уменьшаются;
- 2) капиталовложения и потери энергии уменьшаются;
- 3) капиталовложения в нее увеличиваются и потери энергии увеличиваются;
- 4) увеличиваются токи короткого замыкания.

3.7. При повышении напряжения на лампах накаливания:

- 1) срок службы ламп уменьшается;
- 2) повышается потребление электроэнергии лампами из сети;
- 3) уменьшается потребление электроэнергии лампами из сети;
- 4) срок службы ламп увеличивается.

3.8. Выравнивание графиков электрических нагрузок необходимо:

- 1) для снижения стоимости производства электроэнергии;
- 2) уменьшения токов короткого замыкания в сети;
- 3) снижения затрат на устройства регулирования напряжения;
- 4) повышения надежности электроснабжения потребителей.

3.9. Инструментальные потери энергии зависят:

- 1) от класса точности измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- 2) класса точности измерительных приборов;
- 3) величины токовой нагрузки измерительного трансформатора тока;
- 4) величины токовой нагрузки измерительного трансформатора напряжения.

3.10. При повышении коэффициента мощности потери энергии в сети изменяются:

- 1) пропорционально квадрату коэффициента мощности;
- 2) пропорционально коэффициенту мощности;
- 3) пропорционально кубу коэффициента мощности;
- 4) обратно пропорционально квадрату коэффициента мощности.

3.11. Снижению потерь электроэнергии в сети способствует:

- 1) увеличение сечения провода;
- 2) перевод сети на более высокое напряжение;
- 3) применение автоматического повторного включения;
- 4) уменьшение токов короткого замыкания.

3.12. Технические потери в сети зависят:

- 1) от хищений электроэнергии;
- 2) величины нагрузки в сети;
- 3) параметров сети;
- 4) от погрешности измерения расхода электроэнергии.

3.13. Инструментальные потери энергии в сети зависят:

- 1) от хищений электроэнергии потребителями;
- 2) величины нагрузки в сети;
- 3) параметров сети;
- 4) погрешности измерения расхода электроэнергии.

3.14. Коммерческие потери в сети зависят:

- 1) от хищений электроэнергии потребителями;
- 2) величины нагрузки в сети;
- 3) параметров сети;
- 4) от погрешности измерения расхода электроэнергии.

3.15. Мощность конденсаторной батареи, необходимой для повышения $\cos\varphi$ (от $\cos\varphi_1$, до $\cos\varphi_2$), определяют по формуле:

1. $Q_{\text{комп}} = P(\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2)$;
2. $Q_{\text{комп}} = P(\text{tg}\varphi_1 + \text{tg}\varphi_2)$;
3. $Q_{\text{комп}} = P/(\cos\varphi_1 + \cos\varphi_2)$;
4. $Q_{\text{комп}} = P(\cos\varphi_1 - \cos\varphi_2)$.

3.16. Конденсаторные батареи устанавливаются в линии продольно:

- 1) для уменьшения коэффициента мощности;
- 2) увеличения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 3) уменьшения реактивной составляющей сопротивления линии;
- 4) увеличения коэффициента мощности.

3.17. Дополните:

Число часов максимальной нагрузки – это время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, потребила бы _____ количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику нагрузок.

3.18. Дополните:

Время максимальных потерь – это время, в течение которого электроустановка, работая с максимальной нагрузкой, имеет такие же потери энергии, как и при работе по _____ графику нагрузок.

3.19. При использовании в эксплуатации экономически целесообразного режима работы трансформаторов с целью экономии электроэнергии следует исходить из следующих положений:

- 1) не должна снижаться надежность электроснабжения потребителей;
- 2) трансформаторы должны снабжаться устройством АВР;
- 3) целесообразно автоматизировать операции отключения и включения трансформаторов;
- 4) целесообразно отключать часть неответственных потребителей.

3.20. Установите соответствие:

В условиях эксплуатации оптимальный коэффициент загрузки трансформатора определяется

$$k_{\text{зопт}} = \sqrt{\Delta P'_{\text{xx}} / \Delta P'_{\text{кз}}},$$

где

1. $\Delta P'_{\text{кз}}$	А. Приведенные активные потери мощности холостого хода
	Б. Относительные активные потери мощности холостого хода
2. $\Delta P'_{\text{xx}}$	В. Приведенные активные потери мощности короткого замыкания
	Г. Относительные потери мощности короткого замыкания

3.21. Установите соответствие:

Экономия электроэнергии в трехфазной сети (кВт·ч) можно определить по формуле при:

1. Изменении длины линии	А. $\Delta W_{\text{эк}} = 3 \cdot (I_1^2 \cdot r_{01} - I_2^2 \cdot r_{02}) \cdot \tau \cdot 10^{-3}$.
2. Изменении сечения провода	
3. Изменении напряжения	Б. $\Delta W_{\text{эк}} = 3 \cdot I^2 (r_{01} \cdot l_1 - r_{02} \cdot l_2) \cdot \tau \cdot 10^{-3}$
4. Компенсации реактивной мощности	

3.22. Установите соответствие:

Коэффициент перехода от потерь напряжения к потерям мощности принимается равным при:

1. 0,6	А. При неравномерности нагрузки фаз до 10%
	Б. При неравномерности нагрузки фаз более 10%
2. 0,8	В. При неравномерности нагрузки фаз до 20%
	Г. При неравномерности нагрузки фаз более 20%

3.23. Экономически целесообразный режим работы трансформатора зависит:

- 1) от суммарной нагрузки подстанции;
- 2) числа параллельно включенных на подстанции трансформаторов;
- 3) наличия приборов учета потребленной (переданной) электроэнергии;
- 4) уровня напряжения первичной обмотки трансформатора.

3.24. Дополните:

Располагаемой реактивной мощностью синхронного двигателя называется мощность, которую он может генерировать без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и железных частей ротора и _____.

3.25. Достоинством синхронного двигателя как источника реактивной мощности является:

- 1) возможность плавного регулирования выдаваемой им реактивной мощности;
- 2) широкий предел регулирования;
- 3) безопасность регулирования;
- 4) надежность.

3.26. Электродвигатели и другие электроприемники целесообразно снабжать ограничителями холостого хода, если они имеют продолжительность работы на холостом ходу из всего времени эксплуатации:

- 1) 5–10%;
- 2) 20–30%;
- 3) 40–60%;
- 4) 70–80%.

3.27. Коэффициент полезного действия линии электропередачи не зависит:

- 1) от номинального напряжения сети;
- 2) $\cos \varphi$ нагрузки;
- 3) величины тока короткого замыкания;
- 4) сечения проводов линии.

3.28. Применение трансформаторов с РПН:

- 1) способствует снижению потерь энергии в сети;
- 2) не влияет на потери энергии в сети;
- 3) повышает $\cos \varphi$ нагрузки;
- 4) уменьшает капиталовложения в сеть.

3.29. При повышении температуры окружающего воздуха потери энергии в сети:

- 1) увеличиваются;

- 2) уменьшаются;
- 3) не изменяются;
- 4) изменяются в соответствии с изменением частоты тока в сети.

3.30. Разукрупнение подстанций способствует:

- 1) повышению надежности электроснабжения потребителей и снижению потерь энергии в сети;
- 2) повышению надежности электроснабжения потребителей и повышению потерь энергии в сети;
- 3) снижению надежности электроснабжения потребителей и снижению потерь энергии в сети;
- 4) снижению надежности электроснабжения потребителей и повышению потерь энергии в сети.

3.31. Установите соответствие между измеряемыми величинами и единицами измерения:

1. Полная расчетная мощность участка сети	А. кВА
2. Плотность тока	Б. кВт·ч
3. Напряжение сети	В. кВ
4. Потери электроэнергии	Г. кВт
5. Потери напряжения	Д. А/мм ²
6. Расход электроэнергии	Е. квар

3.32. Нагрузочные потери электроэнергии в линии определяются:

1. $\Delta W = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau$;
2. $\Delta P = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}}$;
3. $\Delta W = 8760 \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau$;
4. $\Delta P = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{\text{л}} + \Delta Q$.

3.33. Установите соответствие:

Годовое время максимальных потерь определяется:

1. Для сельских электрических сетей 2. Для промышленных электрических сетей	А. $\tau = (0,124 + T_{\text{М}}/10^4)^2 \cdot 8760$
	Б. $\tau = 0,69 \cdot T_{\text{М}} - 584$
	В. $\tau = (1 + T_{\text{М}}/10^4)^2 \cdot 8760$
	Г. $\tau = (0,124 + T_{\text{М}}/10^4) \cdot 8760$

3.34. Установите последовательность расчетов при оценке технико-экономической эффективности вариантов схем электроснабжения по приведенным затратам:

- 1) определяются ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание сети;
- 2) определяются капитальные вложения в сеть;
- 3) вычисляются ежегодные затраты на возмещение потерь энергии;
- 4) определяются приведенные затраты.

3.35. Расчетная мощность участка сети перед узлом подключения компенсирующих устройств:

- 1) увеличивается;
- 2) уменьшается;
- 3) не изменяется;
- 4) суммируется с существующими в сети потерями мощности.

3.36. Применение компенсирующих устройств в сети 10 кВ:

- 1) увеличивает $\operatorname{tg} \varphi$;
- 2) снижает $\operatorname{tg} \varphi$;
- 3) не влияет на $\operatorname{tg} \varphi$;
- 4) меняет знак $\operatorname{tg} \varphi$.

МОДУЛЬ 4

СТРУКТУРА ТЕСТА МОДУЛЯ 4

Форма тестовых заданий	Номера заданий	Количество
Закрытая форма с одним правильным ответом	4.1; 4.2; 4.7; 4.8; 4.10; 4.12; 4.13; 4.19–4.27; 4.32	17
Закрытая форма с несколькими правильными ответами	4.3–4.6; 4.9; 4.11; 4.28–4.31	10
На соответствие	-	-
На упорядочение	-	-
На дополнение (открытая форма)	4.14–4.18	5
Общее количество заданий		32

4.1. Для питания потребителей I категории по надежности электроснабжения должно быть предусмотрено:

- 1) питание от двух независимых источников;

- 2) автоматическое секционирование;
- 3) автоматическое повторное включение;
- 4) автоматическая частотная разгрузка.

4.2. Перерыв в электроснабжении потребителей III категории допускается:

- 1) не более 1,5 часа;
- 2) не более 3 часов;
- 3) не более суток;
- 4) на время автоматического включения резервного питания.

4.3. Для резервирования потребителей I категории применяется:

- 1) независимая трансформаторная подстанция;
- 2) дополнительный выключатель в распределительном устройстве;
- 3) ветроэлектростанция;
- 4) дизельная электростанция.

4.4. Для повышения надёжности электроснабжения из перечисленных мероприятий могут использоваться следующие:

- 1) резервирование питания потребителей от нескольких источников;
- 2) замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности;
- 3) установка средств компенсации реактивной мощности;
- 4) применение секционирования протяженных линий.

4.5. Перерыв в электроснабжении потребителей первой категории влечёт за собой:

- 1) опасность для жизни людей;
- 2) повреждение оборудования и массовый брак продукции;
- 3) недоотпуск продукции;
- 4) увеличивает несимметрию в сети.

4.6. Критерием оценки надежности системы электроснабжения для потребителей второй и третьей категории служат показатели надежности:

- 1) параметр потока отказов ω ;
- 2) среднее время восстановления τ ;

- 3) число часов использования максимума нагрузки;
- 4) коэффициент одновременности.

4.7. Магистраль вновь сооружаемой или реконструируемой линии 10 кВ рекомендуется выполнять сталеалюминиевыми проводами одного сечения не менее:

- 1) 95 мм²;
- 2) 70 мм²;
- 3) 35 мм²;
- 4) 25 мм²;
- 5) 120 мм².

4.8. При последовательном секционировании линии 10 кВ, повышается надежность электроснабжения потребителей, расположенных:

- 1) между секционирующим выключателем и головной подстанцией;
- 2) за секционирующим выключателем в сторону хвостовой части линии;
- 3) за наиболее мощным потребителем;
- 4) на ответвлении от магистральной линии.

4.9. В качестве автоматического секционирующего аппарата в сетях 10 кВ могут служить:

- 1) разъединители;
- 2) автоматические отделители;
- 3) масляные и вакуумные выключатели;
- 4) реклоузеры.

4.10. При параллельном секционировании линии 10 кВ повышается надежность электроснабжения потребителей, расположенных:

- 1) между секционирующим выключателем и головной подстанцией;
- 2) за секционирующим выключателем в сторону хвостовой части линии;
- 3) для всех потребителей этой линии, кроме потребителей, расположенных на ответвлении, где установлен секционирующий аппарат;
- 4) на ответвлении от магистральной линии.

4.11. Обеспечение надежности электроснабжения в зависимости от категории потребителя требует применения:

- 1) двух источников питания;
- 2) трехтрансформаторных подстанций;
- 3) двухтрансформаторных подстанций;
- 4) четырехтрансформаторных подстанций.

4.12. К I категории по степени бесперебойности электроснабжения относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых влечет за собой:

- 1) обязательное отключение оборудования;
- 2) опасность для жизни людей;
- 3) короткие замыкания;
- 4) перенапряжения.

4.13. Перерыв в электроснабжении для I категории промышленных потребителей допускается на время:

- 1) включения резерва силами дежурного персонала;
- 2) автоматического включения резерва;
- 3) выполнения операций диспетчером;
- 4) выполнения операций выездной бригадой.

4.14. Дополните:

Допустимое время перерыва электроснабжения для сельскохозяйственных потребителей первой категории составляет _____ .

4.15. Дополните:

Допустимое время перерыва электроснабжения для потребителей третьей категории составляет _____ .

4.16. Дополните:

Количество источников питания потребителей первой категории не менее _____ .

4.17. Дополните:

Количество независимых источников питания для электроприемников третьей категории _____ .

4.18. Дополните:

Количество независимых источников питания для особой группы электроприемников второй категории _____ .

4.19. Количество источников питания потребителя зависит:

- 1) от удаленности данного потребителя от энергосистемы;
- 2) установленной мощности потребителя;
- 3) категории потребителей;
- 4) величины $\cos \varphi$ потребителя.

4.20. Количество источников питания потребителей второй и третьей категорий:

- 1) только один и не более;
- 2) не менее двух;
- 3) один или два;
- 4) три.

4.21. Категории электроприемников по надежности электро-снабжения:

- 1) I;
- 2) II;
- 3) III;
- 4) X.

4.22. Допустимое время перерыва электроснабжения потребителей I категории сельскохозяйственного назначения:

- 1) время включения;
- 2) 15 минут;
- 3) 30 минут;
- 4) 1 час.

4.23. Допустимое время перерыва электроснабжения потребителей второй категории:

- 1) время включения резервного питания действиями дежурного персонала;
- 2) 3 часа;
- 3) 6 часов;
- 4) 12 часов.

4.24. По надежности электроснабжения электроприемники делятся:

- 1) на 3 категории;
- 2) 2 категории;
- 3) 4 категории;
- 4) 10 категорий.

4.25. Фактор надежности учитывается расчётом ущерба:

- 1) от перерывов электроснабжения;
- 2) некачественной электроэнергии;
- 3) низкой энергоэффективности;
- 4) повышенных потерь энергии.

4.26. В реклоузерах в качестве коммутационного аппарата применяется:

- 1) масляный выключатель;
- 2) разъединитель;
- 3) автоматический выключатель;
- 4) вакуумный выключатель.

4.27. В качестве источника питания при исчезновении напряжения в сети в реклоузерах используются:

- 1) трансформаторы тока;
- 2) трансформаторы напряжения;
- 3) солнечные батареи;
- 4) аккумуляторные батареи.

4.28. В реклоузерах для подключения измерительных приборов используются:

- 1) трансформаторы тока;
- 2) трансформаторы напряжения;
- 3) датчики тока;
- 4) датчики напряжения.

4.29. Реклоузер целесообразно использовать:

- 1) для секционирования радиальных сетей с односторонним питанием;
- 2) секционирования магистральных сетей с двухсторонним питанием;

- 3) в качестве головного выключателя фидера на подстанции;
- 4) для ограничения токов короткого замыкания.

4.30. Применение реклоузеров в сети способствует:

- 1) сокращению времени перерыва питания потребителей;
- 2) уменьшению потерь энергии в сети;
- 3) уменьшению потерь напряжения в сети;
- 4) повышению надежности электроснабжения потребителей.

4.31. При применении децентрализованной автоматизации на базе реклоузеров снижаются затраты:

- 1) на расследование аварий, связанных с неправильными действиями РЗА;
- 2) поиск и локализацию поврежденного участка линии электропередачи;
- 3) капиталовложения в сеть;
- 4) сбор, обработку и запись информации о режимах и событиях.

4.32. В схему подключения реклоузера обязательно должен входить:

- 1) ОПН;
- 2) ТН;
- 3) ТТ;
- 4) РПН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данного пособия является формирование у обучающихся компетентностей как выраженных способностей применять свои знания и умения при решении как типовых, так и нетиповых специальных задач. Такие способности предполагают применение интегрированных знаний и умений, полученных при изучении различных дисциплин, умения самостоятельно работать с технической и научной литературой.

При выполнении расчетной работы № 1, обучающийся приобретает знания при проектировании распределительных электрических сетей, умения решать наиболее характерные (в некотором смысле типовые) задачи расчета и проектирования и приобретения опыта в решении таких задач.

При выполнении расчетной работы № 2, предполагается необходимость применения знаний и умений, полученных не только при изучении данной дисциплины, но и других изученных ранее. Задачи сформулированы так, что для решения некоторых из них требуются дополнительная исходная информация, которую необходимо получить самостоятельно из справочной литературы. Кроме того, исходные условия решения задач, могут содержать избыточную информацию. В этих случаях при решении следует использовать только те исходные данные, которые требуются для решения.

Постановка задач сформулирована так, что их решение может быть выполнено различными методами и иметь различные правильные ответы. Эти задачи связаны с необходимостью творческого подхода при решении, иметь различное обоснование по принятию правильного решения. В связи с этим следует рассмотреть различные варианты решения, дать их обоснование и представить аргументацию по принятию окончательного решения.

Тему расчетной работы студент выбирает самостоятельно в соответствии с направленностью интересов и тематикой выпускной квалификационной работы, что обеспечивает вариативность обучения и использование полученных результатов при выполнении расчетно-графической работы в выпускной квалификационной работе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лещинская, Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст] / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. – М.: БИБКМ-ТРАНСЛОГ. – 2015. – 655 с.
2. Лещинская, Т.Б. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства [Текст] / Т.Б. Лещинская, И.В. Наумов. – М.: БИБКМ-ТРАНСЛОГ, 2015. – 455 с.
3. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе [Текст] / ОАО «РОСЭП». – М., 2006. – 73 с.
4. Правила устройства электроустановок – ПУЭ [Текст]. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
5. Костюченко, Л.П. Электроснабжение [Текст]: учеб. пособие / Л.П. Костюченко, А.В. Чебодаев; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2018. – 395 с.
6. Костюченко, Л.П. Электроснабжение: учеб. пособие (ЭУМК). [Электронный ресурс] / Л.П. Костюченко. – URL: <http://e.kgau.ru/course/view.php?id=3554>.
7. Костюченко, Л.П. Имитационное моделирование систем сельского электроснабжения в программе MATLAB: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2012. – 215 с.
8. Костюченко, Л.П. Проектирование систем сельского электроснабжения: учеб. пособие [Текст] / Л.П. Костюченко, Краснояр. гос. аграр. ун-т. – 3-е изд., испр. и доп. – Красноярск, 2016. – 264 с.
9. Зубова, Р.А. Перенапряжения и защита от них [Текст]: учеб.-метод. пособие / Р.А. Зубова, Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2008. – 75 с.
10. Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [Текст] / Сельэнергопроект. – М., 1986.
11. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СВОЙСТВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Таблица А.1

Основные показатели качества электрической энергии по ГОСТ 13109-97

Свойства электроэнергии	Показатель качества электроэнергии	Нормируемые стандартом значения показателей качества
1. Отклонение напряжения	1. Установившееся отклонение напряжения δU_v	$\pm 5\%$ нормально допустимое значение $\pm 10\%$ предельно допустимое значение
2. Колебания напряжения	2. Размах изменения напряжения δU_t	Определяется по прил. 1 [ГОСТ]
	3. Доза фликера P_t	Определяется по прил. 3, 4 [Гост]
3. Несинусоидальность напряжения	4. Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U	См. приложение А.2
	5. Коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	См. приложение А.3
4. Несимметрия трехфазной системы напряжений	6. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	2% – нормально допустимое значение 4% – предельно допустимое значение
	7. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	2% – нормально допустимое значение 4% – предельно допустимое значение
5. Отклонение частоты	8. Отклонение частоты Δf	$\pm 0,2$ Гц – нормально допустимое значение $\pm 0,4$ Гц – предельно допустимое значение
6. Провал напряжения	9. Длительность провала напряжения Δt_{Γ}	Не нормируется
7. Импульс напряжения	10. Импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$	Не нормируется
8. Кратковременное перенапряжение	11. Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	Не нормируется

Таблица А.2

**Значения коэффициента искажения синусоидальности
кривой напряжения**

Показатель	Напряжение сети, кВ			
	0,38	6 – 20	35	110 и выше
Нормально допустимое значение K_U	8	5	4	2
Предельно допустимое значение K_U	12	8	6	3

Таблица А.3

**Значения коэффициента n -й гармонической составляющей
напряжения**

Показатель	Напряжение сети, кВ			
	0,38	6 - 20	35	110 и выше
Для нечетного порядка гармоник $K_{U(n)}$	6	5	4	2
Для четного порядка гармоник $K_{U(n)}$	3	2,5	2	1

**Последствия снижения качества напряжения
для сельскохозяйственных потребителей**

Показатели качества напряжения	Электроприемники	Влияние на работу электроприемников	Последствия для сельского хозяйства
Отклонение напряжения	Асинхронные двигатели	Неустойчивый пуск и работа, изменение срока службы, потребляемой мощности и к.п.д.	Нарушение технологического режима, дополнительные затраты на перерасход электроэнергии и замену двигателей
	Люминесцентные лампы освещения и облучения	Неустойчивое включение, изменение освещенности и спектрального состава излучения, потребляемой мощности и срока службы	Снижение продуктивности животных, дополнительные затраты на перерасход электроэнергии и замену ламп
	Лампы накаливания	Изменение освещенности, потребляемой мощности и срока службы	Снижение продуктивности животных, дополнительные затраты на перерасход электроэнергии и замену ламп
Несимметрия напряжения	Асинхронные двигатели	Дополнительный нагрев, снижение срока службы и к.п.д.	Дополнительные затраты на замену двигателей
	Лампы освещения и облучения	Воспринимается как отклонение напряжения	Снижение продуктивности животных, дополнительные затраты на перерасход электроэнергии и замену ламп
Колебания напряжения	Асинхронные двигатели	Ухудшение условий пуска асинхронных двигателей	Нарушение технологического режима
	Лампы освещения	«Мигание ламп»	Быстрая утомляемость, дискомфорт
Несинусоидальность	Трансформаторы	Снижение срока службы, потребляемой мощности	Дополнительные затраты на замену электрооборудования, на перерасход электроэнергии

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТРЕХФАЗНЫХ
ДВУХОБМОТОЧНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Тип	Номинальная мощность кВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания u_k , % U_H	Ток холостого хода I_x , % I_H
		ВН	НН		холодного хода	короткого замыкания		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТМ	25	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Y/Z _H -11	0,13	0,6 0,690	4,5 4,7	3,2
ТМ	40	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Y/Z _H -11	0,175	0,880 1	4,5 4,7	3,0
ТМ	63	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Y/Z _H -11	0,24	1,28 1,47	4,5 4,7	2,8
ТМ	100	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Y/Z _H -11	0,33	1,97 2,27	4,5 4,7	2,6
ТМ	100	35	0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Y/Z _H -11	0,42	1,97 2,27	6,5 6,8	2,6
ТМ ТМФ	160	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰	0,51	2,65	4,5	2,4
ТМ	160	35	0,4 0,69 0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Д/Y _H ⁻¹¹ Y/Z _H -11	0,62	2,65 3,1 3,1	6,5 6,8 6,8	2,4
ТМ ТМФ	250	6 или 10	0,4 0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Y/Z _H -11	0,74	3,7 4,2	4,5 4,7	2,3
ТМ	250	35	0,4 0,69 0,4	Y/Y _H ⁻⁰ Д/Y _H ⁻¹¹ Y/Z _H -11	0,9	3,7 4,2 4,2	6,5 6,5 6,8	2,3
ТМ ТМФ ТМН	400	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰	0,95	5,5	4,5	2,1
ТМ ТМН	400	35	0,4	Y/Y _H ⁻⁰	1,2	5,5	6,5	

Продолжение приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТМ ТМФ ТМН	630	6 или 10	0,4	Y/Y _H ⁻⁰	1,31	7,6	5,5	2,0
ТМ ТМН	630	35	0,4 0,69	Y/Y _H ⁻⁰ Д/Y _H -11	1,600	7,6 8,5	6,5	2,0
ТМН	630	35	6,3 11	Y/Д-11	1.600	7,6 7,6	6,5	2,0
ТМ ТМН	1000	35	0,69 11	Y/Y _H ⁻⁰	2,35	12,2 11,6	6,5	1,5
ТМ ТМН	1600	35	0,69 11	Y/Y _H ⁻⁰	3,1	18,0 16,5	6,5	1,4
ТМ ТМН	2500	35	0,69 11	Y/Y _H ⁻⁰	4,35	25,0 25,5	6,5	1,1
ТМ ТМН	4000	35	11	Y _H /Д-11	5,7	33,5	7,5	1,0
ТМ ТМН	6300	35	11	Y _H /Д-11	8,00	46,5	7,5	0,9
ТД	10000	38,5	10,5	Y/Д ⁻¹¹	12,3	65,0	7,5	0,8
ТМН	2500	110	6,6; 11	Y _H /Д-11	6,5	22	10,5	1,5
ТМН	6300	115	6,6; 11	Y _H /Д-11	11	44	10,5	1
ТДН	10000	115	6,6; 11	Y _H /Д-11	15	58	10,5	0,75
ТДГ	10000	121	38,5	Y _H /Y-0	38,5	97,5	10,5	3,5
ТДН	16000	115	6,6; 11	Y _H /Д-11	19	85	10,5	0,7
ТД	16000	121	6,3; 10,5	Y _H /Д-11	58	104	10,5	2,8
ТДН	25000	113	38,5	Y _H /Д-11	27	120	10,5	0,65
ТДН	40000	115	38,5	Y _H /Д-11	36	170	10,5	0,55
ТДЦН	63000	115	38,5	Y _H /Д-11	51	245	10,5	0,5
ТДНЦ	80000	115	38,5	Y _H /Д-11	60	310	10,5	0,45

Окончание приложения Б

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТДЦ	125000	121	10,5; 13,8	У _Н /Д-11	120	400	10,5	0,5
ТДЦ	250000	165	13,8; 15,75	У _Н /Д-11	200	640	11	0,55
ТДЦ	80000	242	6,3; 10,5; 13,8	У _Н /Д-11	255	320	11	0,6
ТДЦ (ТЦ)	125000	242	10,5; 13,8	У _Н /Д-11	115	380	11	0,5
ТДЦ	200000	242	13,8; 15,75; 18	У _Н /Д-11	170	580	11	0,45
ТДЦ (ТЦ)	250000	242	13,8; 15,75	У _Н /Д-11	210	650	11	0,45
ТДЦ (ТЦ)	400000	242	13,8; 15,75	У _Н /Д-11	280	880	11	0,4
ТДН	63000	330	38,5	У _Н /Д-11	103	265	11	0,7
ТДЦ	125000	347	10,5; 13,8	У _Н /Д-11	125	360	11	0,5
ТДЦ	400000	347	15,75; 20	У _Н /Д-11	310	810	11	0,4
ТЦ	630000	347	15,75; 20	У _Н /Д-11	345	1380	11	0,3
ТДЦ	206000	525	15,75; 20	У _Н /Д-11	145	700	13	0,35
ТДЦ	250000	525	13,8; 15,75	У _Н /Д-11	205	600	13	0,45
ТДЦ	400000	525	13,8; 15,75; 20	У _Н /Д-11	320	800	13	0,4
ТЦ	630000	525	13,8; 15,75; 20	У _Н /Д-11	420	1300	14	0,35

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Таблица В.1

Марки голых алюминиевых проводов

Марка провода	Конструкция провода	Преимущественная область применения
А	Провод, скрученный из алюминиевых проволок марки АТ	В атмосфере воздуха типов I и II при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/(м ² ·сут) (1,5 мг/м ³) на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*, кроме ТВ и ТС
Ап	То же, но из алюминиевых проволок марки АТп	То же
АКП	Провод марки А, но межпроводочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой, повышенной теплостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов I и II на суше и море всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*
АпКП	То же, но провод марки Ап.	То же
АС	Провод, состоящий из стального сердечника и алюминиевых проволок марки АТ	В атмосфере воздуха типов I и II при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/(м ² ·сут) (1,5 мг/м ³) на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*, кроме ТС и ТВ
АпС	То же, но из алюминиевых проволок марки АТп	То же
АСКС	Провод марки АС, но межпроводочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой повышенной теплостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/(м ² ·сут) (1,5 мг/м ³) и хлористых солей не более 200 мг/(м ² ·сут) на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*, кроме ТВ
АпСКС	То же, но провод марки АпС	То же
АСКП	Провод марки АС, но межпроводочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой, повышенной теплостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III на суше и море всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*

1	2	3
АпСКП	То же, но провод марки АпС	То же
АСК	Провод марки АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами полиэтилентерефталатной пленки. Многопроволочный стальной сердечник под полиэтилентерефталатными лентами должен быть покрыт нейтральной смазкой повышенной теплостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/(м ² ·сут) (1,5 мг/м ³) и хлористых солей не более 200 мг/(м ² ·сут) на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*, кроме ТВ
АпСК	То же, но провод марки АпС	То же
АН	Провод, скрученный из проволок нетермообработанного алюминиевого сплава марки АВЕ	В атмосфере воздуха типов I и II при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/(м ² ·сут) (1,5 мг/м ³) на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*, кроме ТВ и ТС
АНКП	Провод марки АН, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой, повышенной теплостойкости	На побережьях морей, соленых озер, в промышленных районах и районах засоленных песков, а также в прилегающих к ним районах с атмосферой воздуха типов II и III на суше и море всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*
АЖ	Провод, скрученный из проволок термообработанного алюминиевого сплава марки АВЕ	В атмосфере воздуха типов I и II при условии содержания в атмосфере сернистого газа не более 150 мг/(м ² ·сут) (1,5 мг/м ³) на суше всех макроклиматических районов по ГОСТ 15150-69*, кроме ТВ и ТС

Таблица В.2

Марки проводов СИП

Изготовитель	Тип провода	Страна
Nexans	«Торсада»	Франция
Pirelli Cables and System	«АМКА»	Финляндия
ОАО «Севкабель»	«Аврора»	Россия
ОАО «Иркутсккабель»	«СИП-1(2)»	Россия
ЗАО «Мокабельмет»	«СИП-1(2)»	Россия
ОАО «Камккабель»	«СИП-1(2)»	Россия
ОАО «Белсельэлектросетьстрой»	«САСПсш (САПсш)»	Республика Беларусь

Таблица В.3

Характеристики алюминиевых проводов марок А и АКП

Номинальное сечение, мм ²	Сечение провода, мм ²	Диаметр провода, мм	Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Допустимый длительный ток для неизолированных проводов		Масса провода, кг/км
				вне помещений	внутри помещений	
16	15,9	5,1	1,80	105	75	43
25	24,9	6,4	1,140	136	106	68
35	34,3	7,5	0,830	170	130	94
50	49,5	9,0	0,576	215	165	135
70	69,2	10,7	0,412	265	210	189
95	92,4	12,3	0,308	320	255	252
120	117,0	14,0	0,246	375	300	321
150	148,0	15,8	0,194	440	355	406
185	183,0	17,5	0,157	500	410	502
240	239,0	20,0	0,120	590	490	655

Таблица В.4

Характеристики алюминиевых проводов марок АС, АСКС, АСКП и АСК

Номинальное сечение (алюминий/ сталь), мм ²	Сечение, мм ²		Диаметр, мм		Сопротивление постоянному току при 20 °С, Ом/км, не более	Допустимый длительный ток для неизолированных проводов		Масса, кг/км				
	алю- миния	стали	про- вода	стали		Вне помещений	Внутри помещений	алюминия	стали	провода (без смазки)	смазки	
											провод АСКС	провод АСКП
10/1,8	10,6	1,77	4,5	1,5	2,695	84	53	28,9	13,8	42,7	1,0	1,0
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,9	1,772	111	79	44,0	20,9	65	1,0	1,0
25/4,2	24,9	4,15	6,9	2,3	1,146	142	109	67,9	32,4	100	1,5	1,5
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	175	135	100	48,0	149	2,5	2,5
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	210	165	132	63,0	194	3,0	3,0
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	265	210	188	88,0	274	4,5	4,5
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420			188	567	755	38	38
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	330	260	261	124	384	6,0	6,0
95/15	91/7	15,0	13,5	5,0	0,314			253	117	370	8,5	31
95/141	91/2	141,0	19,8	15,4	0,316			251	1106	1357	69	69
120/19	118	18,8	15,2	5,6	0,245	390	313	324	147	471	11	35
120/27	116	26,6	15,5	6,6	0,249	375		320	208	528	14	37
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	450	365	407	147	554	12	42
150/24	149	24,2	17,1	6,3	0,194	450	365	409	190	600	14	44
150/34	147	34,3	17,5	7,5	0,196	450		406	269	675	18	48
185/24	187	24,2	18,9	6,3	0,154	520	430	515	190	705	14	51
185/29	181	29,0	18,8	6,9	0,159	510	425	500	228	728	16	52
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	515		509	337	846	23	61
185/128	187	128	23,1	14,7	0,155			517	1008	1525	63	101
240/27	205	26,6	19,8	6,6	0,140			566	208	774	15	57
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	605	505	673	248	921	17	66
240/39	236	38,6	21,6	8,0	0,122	610	505	650	902	952	22	71
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	610		665	441	1106	30	78

Таблица В.5

**Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений для воздушных линий
с проводами из меди, алюминия и стали**

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Индуктивное сопротивление (Ом / км) провода при диаметре или сечении, мм или мм ²															
	Ø 4	Ø 5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
400	0,332	0,318	0,385	0,371	0,355	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	-	-	-	-	-
600	0,359	0,345	0,411	0,397	0,381	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	-	-
800	0,375	0,361	0,429	0,415	0,399	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	-	-
1000	0,389	0,375	-	0,429	0,413	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305	0,298
1250	0,403	0,389	-	0,443	0,427	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	0,319	0,312
1500	0,414	0,400	-	-	0,438	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,330	0,323
2000	-	-	-	-	0,457	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	0,349	0,342
2500	-	-	-	-	-	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	0,363	0,356
3000	-	-	-	-	-	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374	0,367
3500	-	-	-	-	-	0,470	0,456	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,392	0,384	0,377
4000	-	-	-	-	-	0,478	0,464	0,453	0,441	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400	0,392	0,385
4500	-	-	-	-	-	-	0,471	0,460	0,448	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407	0,399	0,392
5000	-	-	-	-	-	-	-	0,467	0,456	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414	0,406	0,399
5500	-	-	-	-	-	-	-	-	0,462	0,443	0,439	0,434	0,426	0,420	0,412	0,405
6000	-	-	-	-	-	-	-	-	0,468	0,454	0,445	0,437	0,432	0,426	0,418	0,411

Таблица В.6

**Приближенные значения внешних индуктивных
сопротивлений воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами**

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешние индуктивные сопротивления (Ом/км) для линии с проводами сечением, мм ²							
	35	50	70	95	120	150	185	240
2000	0,403	0,382	0,392	0,371	0,365	0,358	-	-
2500	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	0,365	0,357
3000	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369
3500	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,378
4000	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386
4500	-	-	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394
5000	-	-	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401
5500	-	-	0,446	0,435	0,429	0,442	0,415	0,407
6000	-	-	-	-	-	-	-	0,413

Таблица В.7

**Конструктивные параметры проводов СИП
типа СИП – 1(2)**

Кол-во жил фазных проводов x их сечение + сечение жилы несущего нулевого провода, шт/мм ²	Несущий нулевой провод		СИП в целом			Поставка	
	Наружный диаметр, не более, мм	Разгружающая нагрузка при растяжении, мин. кН	Эффективный диаметр на ветру, мм	Масса, кг/км	Минимальный допустимый радиус изгиба СИП, мм	Строительная длина, м	Номер барабана
1x16+25	6,10	7,40	11,0	135	200	1000	11G
3x16+25	6,10	7,40	20,0	270	240	1000	13G
4x16+25	6,10	7,40	22,0	330	240	1000	13G
3x25+35	7,10	10,30	23,0	390	280	1000	13G
4x25+35	7,10	10,30	25,0	490	280	1000	15G
3x35+50	8,35	14,20	27,0	530	320	1000	15G
3x50+70	9,95	20,60	31,0	700	370	1000	16L
3x70+95	11,70	27,90	36,0	1000	400	500	15G
3x120+95	11,70	27,90	42,0	1500	500	500	16L

Таблица В.8

Электрические параметры проводов СИП типа СИП-1(2)

Количество жил фазных проводов х их сечение + сечение жилы несущего нулевого провода, шт/мм ²	Жилы токопроводящих (фазных) проводов				Жила несущего нулевого провода		
	Сопротивление постоянному току, Ом/км		Реактивное сопротивление, Ом/км		Сопротивление постоянному току, Ом/км		Реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом/км
	+20 °С	+70 °С	прямой последовательности	нулевой последовательности	+20 °С	+70 °С	
1x16+25	1,91	2,30	0,090	–	1,38	1,52	0,074
3x16+25	1,91	2,30	0,108	0,055	1,38	1,52	0,074
3x25+35	1,20	1,44	0,106	0,045	0,986	1,16	0,073
3x35+50	0,868	1,04	0,104	0,045	0,720	0,846	0,073
3x50+70	0,641	0,770	0,101	0,045	0,493	0,579	0,071
3x70+95	0,443	0,532	0,097	0,045	0,363	0,427	0,070
3x120+95	0,253	0,304	0,092	0,030	0,363	0,427	0,078

Таблица В.9

Максимально допустимый длительный ток нагрузки проводов СИП типа СИП – 1(2)

Количество жил фазных проводов х их сечение + сечение жилы несущего нулевого провода, шт/мм ²	Максимально допустимый длительный ток нагрузки, А *	Ток плавкой вставки для защиты от перегрузки, А	Время нагрева и охлаждения СИП, мин
1x16+25	75	63	7
3x16+25	70	50	10
3x25+35	90	63	12
3x35+50	115	80	14
3x50+70	140	100	16
3x70+95	180	125	18
3x120+95	250	200	20

* При температуре окружающего воздуха +25 °С температура СИП +70 °С (при отсутствии ветра и солнца).

Таблица В.10

**Максимально допустимые односекундные токи короткого замыкания
проводов СИП типа СИП-1(2), кА**

Количество жил фазных проводов х их сечение + сече- ние жилы несущего нулевого провода, шт/мм ²	Температура СИП до короткого замыкания, °С				
	30	40	50	60	70
1x16+25	1,35	1,28	1,20	1,12	1,03
3x16+25	1,35	1,28	1,20	1,12	1,03
3x25+35	2,12	2,00	1,87	1,74	1,60
3x35+50	2,96	2,79	2,62	2,44	2,25
3x50+70	4,23	3,99	3,74	3,48	3,22
3x70+95	5,93	5,59	5,24	4,88	4,50
3x120+95	7,60	7,19	6,77	6,33	5,90

Таблица В.11

**Наружный расчетный диаметр провода и электрическое сопротивление
фазных жил проводов СИП типа «САСПш (САПш)»**

Количество и номинальное сечение фазных жил, мм ²	Номи- нальное сечение фазной жилы, мм ²	Номиналь- ное сечение нулевой жилы, мм ²	Наружный расчетный диаметр провода, мм	Сопротивление фазной жилы постоянному току, Ом/км
1	2	3	4	5
2x10	-	-	9,2	3,08
1x10+ 1x16	-	-	10,4	3,08
1x25	16	25	15,2	1,20
1x35	16	25	16,4	0,87
3x16	-	25	15,3	1,91
3x25	-	35	18,9	1,20
3x35	-	50	22,2	0,87
3x50	-	70	25,7	0,64
3x70	-	95	30,2	0,44
3x95	-	95	32,6	0,32
3x120	-	95	34,7	0,25
3x25	25	35	24,2	1,20
3x35	25	50	25,6	0,87
3x50	25	70	28,6	0,64
3x70	25	95	33,7	0,44

1	2	3	4	5
3x95	25	95	36,2	0,32
3x120	25	95	38,7	0,25
3x35	35	50	26,3	0,87
3x50	35	70	29,5	0,64
3x70	35	95	34,1	0,44
3x95	35	95	37,1	0,32
3x120	35	95	39,8	0,25

Таблица В.12

**Допустимый длительный ток для проводов СИП
типа «САСПш (САПш)»**

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А			
	для проводов марок САПш и САСПш		для проводов марок САПт и САСПт	
	при температуре окружающего воздуха, °С		при температуре окружающего воздуха, °С	
	25	40	25	40
10	80	65	60	40
16	95	80	70	45
25	125	105	95	60
35	150	120	110	65
50	195	160	140	85
70	240	190	170	95
95	280	225	200	110
120	330	265	230	120

Таблица В.13

**Допустимый ток короткого замыкания
для проводов СИП типа «САСПш, (САПш)»**

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток короткого замыкания, кА			
	для проводов марок САПш и САСПш		для проводов марок САПт и САСПт	
	при длительности КЗ, с		при длительности КЗ, с	
	1	3	1	3
1	2	3	4	5
10	0,9	0,5	0,6	0,3
16	1,4	0,8	1,0	0,5

1	2	3	4	5
25	2,3	1,3	1,5	0,8
35	3,2	1,8	2,0	1,2
50	4,6	2,6	3,0	1,7
70	4	3,7	4,0	2,4
95	7,6	4,4	5,0	2,9
120	7,7	4,4	5,0	2,9

Таблица В.14

Технические характеристики проводов СИП-3

Площадь сечения, мм ²	Диаметр, мм	Длительно допустимый ток, А	Ток термической стойкости при односекундном КЗ, кА	Удельное активное сопротивление, Ом/км
35	11,5	200	3,2	0,986
50	12,6	245	4,3	0,720
70	14,6	310	6,4	0,493
95	16,0	370	8,6	0,363
120	17,4	430	11,0	0,288
150	18,8	485	13,5	0,263

Таблица В.15

Средние значения реактивных сопротивлений, емкостных проводимостей и мощностей, генерируемых линиями

Тип линии и напряжение, кВ	X_0 , Ом/км	b_0 , Ом/км	Q_{0C} , квар/км	
Кабельные	1	0,06	—	
	6	0,07	3,19	
	10	0,08	3,35	
	20	0,11	—	
	35	0,125	—	
Воздушные	1	0,31	—	
	6 – 10	0,35	—	
	20 – 35	0,4	2,8	
	110	0,41	2,7	
	220			
	Один провод в фазе	0,4	2,8	140
	Два провода в фазе	0,30	2,7	190

Таблица В.16

**Примерные расстояния между соседними проводами
на опорах воздушных линий различных напряжений**

Напряжение, кВ	До 1	10	35	110	220	500
Расстояния, м	0,4-0,6	1,0-2,0	2,5-3	4	7	12

Таблица В.17

Характерные длины пролетов воздушных линий

Номинальное напряжение, кВ	Материалы опор	Длины пролетов, м
До 1	Дерево	40
	Железобетон	50
10	Дерево	60–80
	Железобетон	80–150
35	Дерево	180–220
	Железобетон	220–260
	Сталь	220–260
110	Дерево	180–220
	Железобетон	220–270
	Сталь	250–350

Таблица В.18

Удельный емкостный ток воздушных линий

Характеристика линии	Емкостный ток, А/км, при напряжении, кВ		
	6	10	35
Одноцепная без троса	0,013	0,026	0,078
Одноцепная с тросом	–	0,032	0,091
Двухцепная без троса	0,017	0,035	0,102
Двухцепная с тросом	–	–	0,11

Таблица В.19

Удельный емкостный ток кабельных линий

Номинальная площадь сечения жилы, мм ²	Емкостный ток, А/км, при напряжении, кВ		
	6	10	35
1	2	3	4
10	0,33	0,46	–
16	0,37	0,52	–

1	2	3	4
25	0,46	0,62	–
35	0,52	0,69	–
50	0,59	0,77	–
70	0,71	0,90	3,7
95	0,82	1,00	4,1
120	0,89	1,10	4,4
150	1,10	1,30	4,8
185	1,20	1,40	5,2

Таблица В.20

Параметры резисторов для заземления нейтрали

Наименование параметра	Тип резистора		
	РШ-2		AREVA
Сопротивление при 20°C, Ом	100	200	100
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	10
Номинальный ток, А	–	–	4
Кратковременный ток, А (с)	–	–	60 (2)
Ток термической стойкости при длительности не более 2 ч, А	2,5	2,5	

Таблица В.21

Достигнутые параметры выключателей для распределительных сетей

Тип выключателя	Номинальные параметры		Ток, кА	
	Напряжение, кВ	Ток, А	Отключения	Предельный сквозной
Вакуумный	12–36	250	25–40	63–100
Элегазовый	12–36	1250–3150	25–40	62,5–100
Масляный	12–36	630–2000	8–29	20–80

Таблица В.22

Показатели надежности линий электропередачи в сельской местности [10]

Напряжение воздушной линии, кВ	Частота повреждений, 1/(год·100 км)	Частота преднамеренных отключений, 1/(год·100 км)	Среднее время, ч	
			ремонта повреждений	планового отключения
0,38	75	30	2,2	4,0
10	25	12	3,2	5,0

Таблица В.23

Продолжительность аварийных и плановых отключений [9]

Элемент сети	Удельная продолжительность отключений		
	Условное обозначение	Единица измерений	Значение
Питающая линия: Одноцепная 110 кВ Двухцепная 110 кВ Одноцепная 35 кВ Двухцепная 35 кВ	$\alpha_{п.л}$	ч/(км·год)	0,4
			0,16
			0,7
			0,28
Распределительная: ВЛ 10 кВ ВЛ 0,38 кВ	$\alpha_{р.л}$ $\alpha_{н.л}$	ч/(км·год) ч/(км·год)	0,9 1,3
Районная подстанция 35–110/10 кВ Однотрансформаторная Двухтрансформаторная	$T_{рtp}$	ч/год	12
			0
Потребительская подстанция	$T_{тп}$	ч/год	12

Таблица В.24

Технические характеристики пунктов автоматического регулирования напряжения (ПАРН) на напряжение 6 и 10 кВ

Обозначение ПАРН	Номинальный ток, А	Диапазон регулирования	Расчетная масса ВДТ, кг	Способ установки ВДТ
1	2	3	4	5
ВДТ/VR32-6(10)-50	50	±10 % ±15 %	586	На опорах
ВДТ/VR32-6(10)-100	100		814	На опорах
ВДТ/VR32-6(10)-150	150		1041	На опорах
ВДТ/VR32-6(10)-200	200		1211	На опорах

1	2	3	4	5
ВДТ/VR32-6(10)-300	300		1665	На постаменте
ВДТ/VR32-6(10)-300	400		2059	На постаменте
ВДТ/VR32-6(10)-500	500		3339	На постаменте

Таблица В.25

Расчетные данные сопротивлений вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) ПАРН на напряжение 6 и 10 кВ

Номинальный ток ВДТ	Положение регулировочного ответвления					
	Нейтральное			16-я ступень		
$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	Z, Ом	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	R, Ом	X, Ом
50/100	0,784	0,260	0,740	0,805	0,266	0,759
150	0,636	0,150	0,618	0,653	0,154	0,635
200	0,333	0,099	0,317	0,341	0,102	0,326
300	0,239	0,065	0,230	0,245	0,067	0,236
400	0,129	0,066	0,111	0,133	0,068	0,115
500	0,087	0,034	0,080	0,088	0,034	0,081

Приложение Г

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Таблица Г.1

Сельскохозяйственные потребители первой и второй категорий по надежности электроснабжения

Первая категория (I)	Вторая категория (II)
1	2
<p>Животноводческие комплексы и фермы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по производству молока на 400 коров; - по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. голов в год и более; - по откорму КРС на 5 тыс. голов в год и более; - по выращиванию нетелей на 3 тыс. скотомест и более; - по выращиванию и откорму на 12 тыс. свиней в год и более 	<p>Животноводческие и птицеводческие фермы меньшей производительности, чем указанная, для потребителей первой категории.</p> <p>Тепличные комбинаты и рассадные комплексы.</p> <p>Кормоприготовительные заводы и отдельные цехи с механизированным приготовлением и раздачей кормов</p>

1	2
<p>Птицефабрики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по производству яиц с содержанием 100 тыс. кур-несушек и более; - мясного направления по выращиванию 1 млн бройлеров в год и более; - по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. голов и более, а также гусей, уток и индеек – 10 тыс. голов и более 	<p>Картофелехранилища вместимостью более 500 т с холодноснабжением и активной вентиляцией.</p> <p>Холодильники для хранения фруктов вместимостью более 600 т.</p> <p>Инкубационные цехи рыбководческих хозяйств и ферм</p>

Таблица Г.2

Перечень электроприемников первой (I) и второй (II) категорий по надежности

Наименование электроприемников (групп электроприемников) сельскохозяйственных предприятий	Категория надежности
1	2
Комплексы и фермы молочного направления	
Системы доения коров в стойлах или доильных залах	II*
Рабочее освещение в доильных залах	II*
Система промывки молокопроводов и подогрева воды	II*
Локальный обогрев телят	II*
Облучение телят	II*
Дежурное освещение в родильном отделении	II
Очистка, хранение и охлаждение молока	II
Переработка (пастеризация молока)	II
Системы поения коров и телят в родильном отделении	II
Установки обеспечения микроклимата в телятнике	II
Приготовление кормов	II
Раздача кормов	II
Комплексы и фермы КРС	
Дежурное освещение здания моноблоков	II
Системы поения	II
Раздача кормов	II
Системы механизированного приготовления и выпойки молока в телятнике первого периода	II
Кормоприготовление (кормоцехи)	
Система отопления	II
Система приточно-вытяжной вентиляции	II

1	2	
Свиноводческие комплексы и фермы		
Отопительно-вентиляционные системы свинарников-откормочников	II*	
То же в свинарниках для поросят-отъемышей	II*	
Приготовление кормов (кормоцеха)	Ii	
Раздача кормов стационарными средствами	Ii	
Системы поения животных	Ii	
Рабочее освещение в моноблоках	Ii	
То же в свинарниках-маточниках	II	
Дежурное освещение	II	
Сооружения по обработке и очистке навозных стоков	II	
Водозаборные сооружения	II	
Системы вентиляции в свинарниках для опоросов	II	
Система вентиляции помещений и зон моноблоков, где невозможно осуществить естественное проветривание	II	
Локальный обогрев поросят в свинарниках для опоросов и в санитарных станках	II	
Для всех предприятий		
Установки пожаротушения	II*	
Установки водоснабжения водонапорных башен	II	
Установки теплоснабжения и горячей воды	II	
Котельные	II	
Котельные с котлами высокого и среднего давления	II*	
Птицефабрики и птицефермы	Фабрики	Фермы
Системы поения птиц	I	II*
Локальный обогрев цыплят в первые 20 дней	I	II*
Вентиляция в птичниках с напольным и клеточным содержанием	I	II*
Инкубация яиц и вывод цыплят	I	II*
Сортировка яиц и цыплят, транспортировка, обрезка клювов и освещение инкубатория	I	II*
Цехи убоя	I	II*
Санитарно-убойные пункты	I	II*
Котельные	I	II*
В том числе мазутное хозяйство	I	II*
Насосные оборотного водоснабжения котельной и птицебойни	I	II*
Станции перекачки конденсата	I	II*
Градирни	I	II*
Хлораторные станции обезжелезивания	I	II*
Канализационные насосные станции	I	II*

1	2	3
Насосные 1-го и 2-го подъемов	I	II*
Системы раздачи кормов	II	II
Системы сбора яиц в птичниках	II	II
Освещение	II	II
Системы сборки помета в птичниках	II	II
Цеха подработки кормов	II	II
Склад кормов	II	II

*II – электроприемники второй категории, не допускающие перерыва длительностью более 0,5 ч.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1 СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ	5
2 РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1	
РАСЧЕТ СЛОЖНОЗАМКНУТОЙ СЕТИ	7
2.1 Варианты задания и методические указания к выполнению расчетно-графической работы № 1	7
2.2 Теоретические положения для выполнения расчетно-графической работы № 1	13
2.2.1 Эквивалентирование параллельных линий при отсутствии на них нагрузки	13
2.2.2 Перенос нагрузок в другие точки сети	14
2.3 Преобразование треугольника в эквивалентную звезду.....	17
2.4 Общие рекомендации по расчету сложных сетей	19
3 РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2	
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ...38	
3.1 Задания на выполнение расчетно-графической работы	38
3.2 Методические указания к выполнению расчетно-графической работы.....	42
ТЕСТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНТНОСТИ.....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
ЛИТЕРАТУРА	78
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	79

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие

2-е изд., испр. и доп.

Костюченко Лидия Петровна

Электронное издание

Редактор Т.М. Матрич

Подписано в свет 27.05.2019. Регистрационный номер 225
Редакционно-издательский центр Красноярского государственного аграрного университета
660017, Красноярск, ул. Ленина, 117
e-mail: rio@kgau.ru