

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	
"ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА. ЧАСТЬ 2"	8
1.1. Описание содержания курса	8
1.2. Распределение часов лекционных занятий по темам (разделам) ..	9
1.3. Наименования тем лабораторных занятий	9
2. ОПОРНЫЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ	10
2.1. Общая часть	10
2.2. Основные допущения	10
2.3. Классификация электрических сетей	14
2.4. Типы конфигурации электрических сетей и области их применения	16
2.5. Общие сведения о схемах замещения	20
2.6. Линейные и нелинейные уравнения установившегося режима ...	23
2.7. Схемы замещения при расчетах установившихся режимов ЭЭС .	24
2.7.1. Представление синхронных генераторов при расчетах УР	24
2.7.2. Практическое представление синхронных генераторов при расчетах УР	27
2.7.3. Представление нагрузок при расчетах УР	28
2.7.4. Конструктивные элементы воздушных линий электропередач	32
2.7.5. Представление линий электропередач при расчетах УР	38
2.7.6. Представление трансформаторов при расчетах УР	43
2.7.7. Представление реакторов при расчетах УР	59
2.8. Расчет режима линии электропередачи при заданном токе нагрузки	62
2.9. Падение и потеря напряжения в линии	65
2.10. Расчет сети из двух последовательных линий при заданных мощностях нагрузки и напряжении в конце	68
2.11. Расчетные нагрузки подстанций в сетевых задачах	69
2.12. Допущения при расчете режима разомкнутых распределительных сетей напряжением до 35 кВ	70
2.13. Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях	72
2.13.1. Общие положения расчета режимов простых замкнутых сетей	
2.13.2. Метод расщепления схем	76

2.14. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ	82
2.14.1. Общие положения проблемы расчета потерь электрической энергии и мощности при ее транспорте	82
2.14.2. Классические методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии	85
2.14.3. Расчет и нормирование потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	94
3. КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ	98
3.1. Контрольные работы	98
3.2. Контрольные вопросы	106
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	108

ВВЕДЕНИЕ

Цель курса "Электроэнергетика. Часть 2" - формирование основ научных знаний в области расчетов режимов электрической сети, проектирования и эксплуатации электрических систем и сетей. Основное внимание уделяется базовым вопросам, связанным с подготовкой специалистов к выполнению расчетов установившихся режимов электрических сетей и систем с использованием современных программных комплексов, функционированию электросетевых организаций в условиях рынка электрической энергии и мощности.

Задача изучения дисциплины - приобретение студентами навыков расчета и анализа параметров элементов электроэнергетических систем, изучение методов расчета режимов отдельных участков и простейших энергосистем. В процессе индивидуальной и самостоятельной работы у студентов формируется системный подход к анализу единого процесса генерации, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Дисциплина открывает блок учебных дисциплин, посвященных изучению подсистемы передачи и распределения электроэнергетических систем. Изучаемые в курсе вопросы служат непосредственной основой для изучения учебных дисциплин: "Электроэнергетические системы и сети", "Электропитающие системы и электрические сети", "Применение ЭВМ в электроэнергетике", "Дальние электропередачи СВН".

Изложен материал для самостоятельной подготовки студентов заочного и дистанционного обучения высших учебных заведений по курсу "Электроэнергетика. Часть 2".

Учебное пособие соответствует требованиям Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 140200 "Электроэнергетика" и предназначено для студентов специальностей 140205 "Электроэнергетические системы и сети" и 140211 "Электроснабжение" заочной и дистанционной форм обучения.

1. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ПО ДИСЦИПЛИНЕ "ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА. Часть 2"

1.1. Описание содержания курса

Введение. Краткая характеристика курса. Общие задачи электроэнергетики и ее особенности как отрасли народного хозяйства. Краткий обзор развития мировой и отечественной энергетики. План ГОЭЛРО. Перспективы и основные проблемы развития электроэнергетики РФ. Энергетическая и электрическая системы. Техничко-экономические преимущества создания энергосистем и объединений.

Общие сведения об электроэнергетических системах; линии электропередачи переменного и постоянного тока; понижающие и преобразовательные подстанции; характеристики оборудования линий и подстанций; типы конфигураций электрических сетей:

Конструктивные элементы воздушных и кабельных линий электропередачи.

Электрические нагрузки узлов электрических сетей. Представление синхронных генераторов при расчетах УР. Практическое представление СГ при расчетах УР. Представление нагрузок при расчетах УР.

Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов. Общие сведения о схемах замещения. Линейные и нелинейные уравнения УР. Схемы замещения ВЛ и КЛ. Представление ЛЭП при расчетах УР. Расчет параметров схемы замещения ВЛ. R_o ; $X_{o, \text{внешн.}}$; $X_{o, \text{внутр.}}$; b_o ; Q_c . Корректирующие коэффициенты длинных ВЛ. Схемы замещения КЛ. Типы схем замещения, условия выбора. Представление трансформаторов при расчете УР. Двухобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы. Автотрансформаторы. Трансформаторы и АТ с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Трансформаторы и АТ с расщеплением обмоток более чем на две. Оценка активных сопротивлений трансформаторов и АТ с числом обмоток более двух при неполной информации о потерях короткого замыкания. Классификация реакторов. Одинарные токоограничивающие реакторы. Ограничение пусковых токов двигателей. Сдвоенные токоограничивающие реакторы. Шунтирующие реакторы. Заземляющие реакторы.

Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах. Расчет режимов простейших сетей. Основные допущения при анализе УР ЭЭС. Расчет режима ЛЭП и векторная диаграмма при заданном токе нагрузки. Расчет сети из двух последовательных линий при заданном токе нагрузки и напряжении в конце. Падение и потеря напряжения в линии. Допущения при расчете разомкнутых распределительных сетей до 35 кВ. Расчетные нагрузки ПС в сетевых задачах. Распределение пото-

ков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях. Расчет простой замкнутой сети при разных напряжениях в точках питания головных участков. Метод расщепления сети. Понятие однородности сети. Упрощенные методы расчета однородной и почти однородной сети.

Потери электрической энергии и мощности. Общая характеристика существующих методов расчета потерь. Метод определения ΔW по графику нагрузки (метод графического интегрирования). Определение ΔW по методу времени наибольших потерь τ . Модификация 1: $\tau_P \tau_Q$ Модификация 2: 2τ . Схема подключения индукционного счетчика. Обработка показаний, расчетный множитель. Определение ΔW по методу средних нагрузок. Модификации метода. Метод характерных режимов расчетного периода. Потери электроэнергии в сетях 0,4 кВ. Вероятностно-статистические методы расчета потерь электроэнергии. Особенности расчета потерь электроэнергии в сетях ЭЭС. Нормативы потерь.

1.2. Распределение часов лекционных занятий по темам (разделам)

	Наименование темы	18 часов (заочная форма обучения)
1	Введение	1
2	Конструктивные элементы воздушных и кабельных линий электропередачи	2
3	Классификация электрических сетей	1
4	Моделирование электрических нагрузок узлов электрических сетей	2
5	Схемы замещения элементов электроэнергетических систем	4
6	Расчет режимов линий электропередачи и простых электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.	5
7	Потери электрической энергии и мощности	3

1.3. Наименование тем лабораторных занятий

Лабораторные работы выполняются студентами по индивидуальным заданиям. Зачет по лабораторным работам проставляется при предоставлении отчета.

	Тема (наименование) работы	Продолжительность работы (час)
1	Расчет параметров схем замещения линий электропередач	3
2	Расчет параметров схем замещения и потерь мощности в силовых (авто)трансформаторах	3
3	Расчет параметров режимов электропередач и простых сетей	4

2. ОПОРНЫЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

2.1. Общая часть

Объектом изучения в данном курсе является электроэнергетическая система (рис.2.1.), рассматриваемая во взаимосвязи трех основных подсистем:

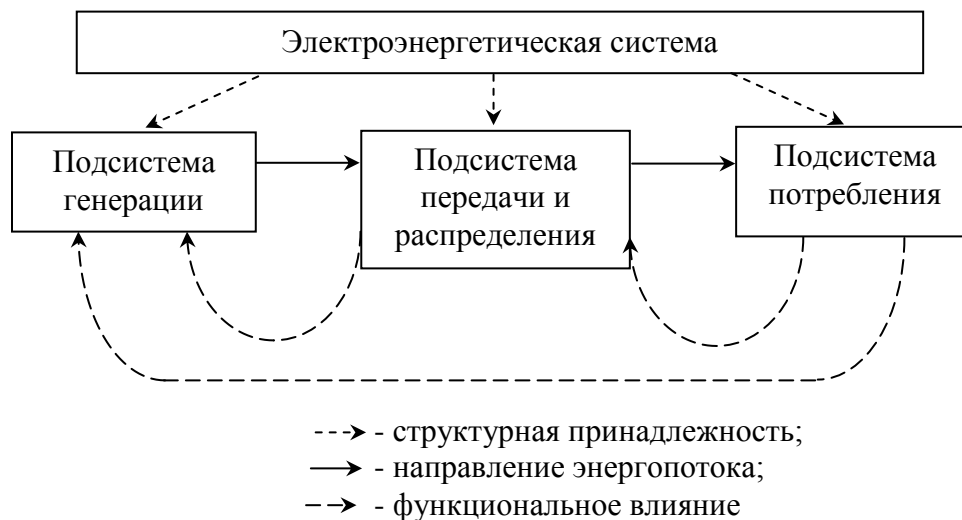


Рис.2.1. Структурная схема электроэнергетической системы

Из всего множества вопросов, связанных с функционированием ЭЭС, будем рассматривать только те, что связаны с установившимися режимами работы системы.

Основными целями изучения дисциплины будем считать:

- формирование у студентов системного подхода к реализации установившегося режима ЭЭС;
- приобретение устойчивых знаний основных физических закономерностей, сопровождающих процессы передачи электроэнергии в рабочих режимах;
- изучение существующих моделей элементов системы электроснабжения, приобретение практических навыков расчета численных значений параметров элементов этих схем и параметров их режимов;
- изучение схемо-технических решений, принимаемых в ходе проектирования и эксплуатации систем передачи электроэнергии.

2.2. Основные допущения

Кроме специально оговоренных случаев в нашем учебном курсе будем всегда рассматривать электрические сети напряжением выше 1000В:

- - переменного тока;
- - трехфазные;
- - при симметричных и синусоидальных токах и напряжениях.

Трехфазная схема замещения участка передачи и потребления электрической мощности показана на рис.2.2.

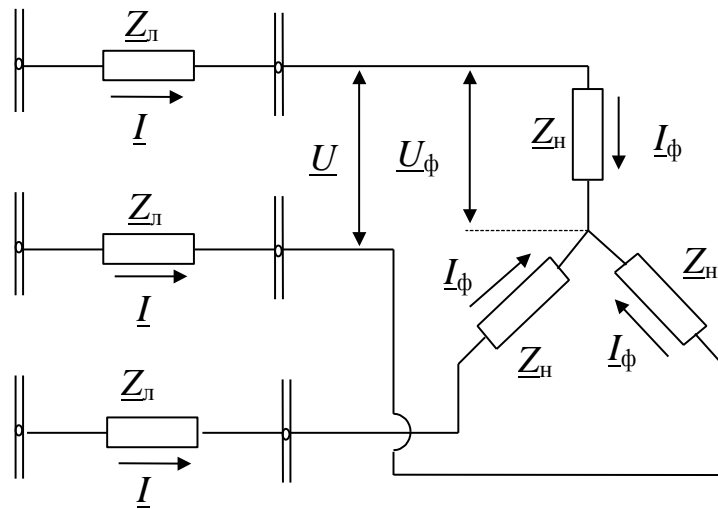


Рис.2.2. Трехфазная схема замещения участка электропередача - нагрузка

Здесь \underline{Z}_H - комплексное сопротивление одной фазы нагрузки;
 \underline{Z}_L - комплексное сопротивление одной фазы линии;
 \underline{I} , \underline{I}_ϕ - комплексы векторов линейного и фазного тока, соответственно.

Для соединения нагрузки звездой имеет место равенство комплексов:

$$\underline{I}_L = \underline{I}_\phi;$$

для соединения нагрузки треугольником имеет место равенство модулей:

$$I_L = \sqrt{3} I_\phi.$$

\underline{U} , \underline{U}_ϕ - комплексы векторов линейного и фазного напряжения соответственно.

Для соединения нагрузки звездой имеет место равенство модулей:

$$U_L = \sqrt{3} U_\phi;$$

для соединения нагрузки треугольником имеет место равенство комплексов: $\underline{U}_L = \underline{U}_\phi$.

Номинальные напряжения электрических сетей - это линейные напряжения.

С учетом принятых допущений можно рассматривать схему замещения и параметры режима только одной фазы (рис.2.3).

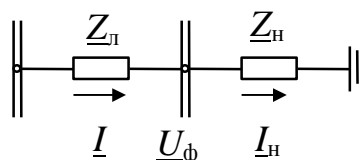


Рис.2.3. Однолинейная схема замещения участка электропередача - нагрузка

Основными аналитическими выражениями, связывающими параметры режима, являются:

Линейное напряжение узла:

$$\underline{U} = U_a + jU_p,$$

где U_a – активная составляющая напряжения;

U_p – реактивная составляющая напряжения.

Ток линии:

$$\underline{I} = I_a + jI_p,$$

где I_a – активная составляющая тока;

I_p – реактивная составляющая тока.

Полная мощность одной фазы:

$$\underline{S}_\phi = \underline{U}_\phi \bar{I},$$

где \bar{I} – сопряженный комплекс тока.

Напомним, что по определению для комплексного числа $C = a + jb$ сопряженным является число $\bar{C} = a - jb$.

Необходимость использования сопряженного комплекса тока определяется тем, что мощность пропорциональна разности фазовых углов напряжения и тока:

$$\varphi = \alpha_u - \alpha_I.$$

Полная мощность электроприемника в трехфазной системе электроснабжения определяется суммой мощностей отдельных фаз.

С учетом допущений

$$\underline{S} = 3\underline{S}_\phi = 3U_\phi \bar{I} = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} \bar{I} = \sqrt{3} \underline{U} \bar{I} = P + jQ,$$

где P и Q – активные и реактивные мощности трех фаз (действительные числа).

Отсюда могут быть получены соотношения:

$$P = \sqrt{3} U I \cos \varphi,$$

$$Q = \sqrt{3} U I \sin \varphi,$$

где φ – угол между комплексами тока и напряжения.

Ток в узле определяется:

$$\underline{I} = \frac{\bar{S}}{\sqrt{3} \underline{U}} = \frac{P - jQ}{\sqrt{3}(U_a - jU_p)}$$

Из последнего выражения квадрат модуля тока можно выразить:

$$I^2 = \frac{S^2}{3U^2}.$$

Потери полной мощности в сопротивлении линии $\underline{Z}_л$ равны

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z}_л = \frac{S^2}{U^2} \underline{Z}_л.$$

Известно, что реактивная нагрузка может иметь индуктивный или емкостной характер (рис.2.4).

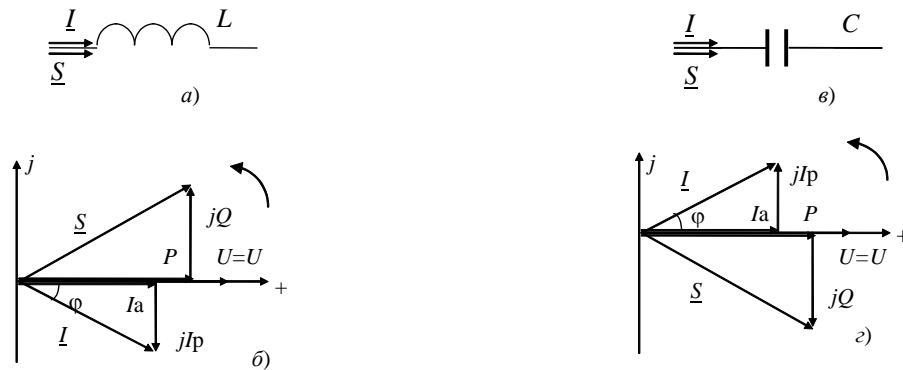


Рис.2.4. Схемы замещения (а, в) и векторные диаграммы (б, г) реактивной нагрузки

Характер энергетического процесса на L - C элементах определяется изменением падения напряжения на них и изменением тока, протекающего через них. При этом в начальный момент переходного процесса возможно скачкообразное изменение лишь одного из них:

U - на индуктивности;

I - на емкости.

Известно простое **мнемоническое правило** для запоминания формы векторных диаграмм L - C элементов:

Индуктивность препятствует любому изменению тока в цепи, ток отстает от напряжения	Емкость (конденсатор) не может быть разряжен мгновенно , отсюда - напряжение отстает от тока, или ток опережает напряжение.
При этом следует помнить, что обычно направление отсчета углов противоположно движению часовой стрелки. Полный ток, определяемый элементом,	
$\underline{I} = I_a - jI_p$	$\underline{I} = I_a + jI_p$
Полная мощность на элементе:	
$\underline{S} = P + jQ$	$\underline{S} = P - jQ$
Сопротивление элемента сети:	
$\underline{Z} = R + jX$	$\underline{Z} = R - jX$
Проводимость элемента сети:	
$\underline{Y} = g - jb$	$\underline{Y} = g + jb$

2.3. Классификация электрических сетей

Классификация электрических сетей может осуществляться:

- по роду тока;
- по номинальному напряжению;
- по выполняемым функциям;
- по характеру потребителя;
- по конфигурации схемы сети;
- по режиму работы нейтрали и т.д.

По роду тока различают сети переменного (частотой 50 Гц) и постоянного тока.

По напряжению:

- сверхвысокого напряжения $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ;
- высокого напряжения $U_{\text{ном}} = 3, \dots, 220$ кВ;
- низкого напряжения $U_{\text{ном}} < 1$ кВ.

В качестве номинального (расчетного) напряжения рассматриваются линейные (междуфазные) напряжения трехфазного переменного тока.

Стандартные значения напряжений (кВ) приведены в таблице.

По выполняемым функциям будем различать:

- системообразующие сети,
- питающие сети,
- распределительные сети.

Системообразующие сети напряжением 330 – 1150 кВ осуществляют функции формирования объединённых энергосистем, объединяя мощные электростанции, обеспечивая их функционирование как единого объекта управления, и одновременно обеспечивают передачу электроэнергии от мощных электростанций. Режимом системообразующих сетей управляет диспетчер объединённого диспетчерского управления (ОДУ).

Питающие сети предназначены для передачи электроэнергии от подстанций системообразующей сети и частично от шин 110 – 220 кВ электростанций к центрам питания (ЦП) распределительных сетей – районным подстанциям. Питающие сети обычно замкнутые. Как правило, напряжение этих сетей 110 – 220 кВ. В последнее время по мере роста плотности нагрузок, мощности электростанций и протяженности электрических сетей в роли питающих начинают использоваться сети 330 – 500 кВ.

Сети 110 – 220 кВ обычно административно подчиняются АО-энерго. Режим ведёт диспетчер АО-энерго.

Распределительные сети предназначены для передачи электроэнергии на небольшие расстояния от шин низшего напряжения районных подстанций (ЦП распределительных сетей) к промышленным, городским и сельским потреби-

лям. Различают распределительные сети высокого (выше 1000 В) и низкого (до 1000 В) напряжения. Распределительные сети обычно разомкнутые или работают в разомкнутом режиме.

Таблица 2.1 - Номинальные междуфазные напряжения, кВ, для напряжений выше 1 кВ по ГОСТ 721 – 77 (СТ СЭВ 779 – 77)

Сети и приёмники электроэнергии	Генераторы и СГ	Тр и АТ без РПН		Тр и АТ с РПН		Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
(3) 6	6,3	6/6,3	6,3 и 6,6	6/6,3	6,3 и 6,6	7,2
10 (20)	10,5	10/10,5	10,5/11	10/10,5	10,5/11	12
35	-	35	38,5	35 и 36,75	38,5	40,5
110 (150)	-	-	121	110 и 115	115 и 121	126
220	-	-	242	220 и 230	230 и 242	252
330						
500	-	500	525	500	-	525
750	-	750	787	750	-	787
1150	-	-	-	1 150	-	1 200

Примечания:

1. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не применяются.
2. В знаменателе приведены напряжения для Тр и АТ, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения или выводам генератора.

Распределительные сети ранее выполнялись на напряжение 35 кВ и ниже, а сегодня – от 110 кВ и даже 220 кВ.

Напряжение 20 кВ использовалось исключительно в Латвии.

Областью применения напряжения 35 кВ остаются в основном сельские сети.

В настоящее время для электроснабжения больших городов и крупных предприятий используется глубокий ввод высокого напряжения 110 – 500 кВ непосредственно на территорию объекта, максимально близко к центру нагрузок.

По характеру потребителя распределительные сети подразделяются на:

- промышленные;
- городские;
- сельскохозяйственного назначения.

По конфигурации различают сети

- замкнутые (кольцевые) и
- разомкнутые.

Последние могут разделяться на магистральные и радиальные.

По режиму работы нейтрали различают сети:

с глухозаземленной нейтралью	- до 1000 В
с изолированной нейтралью	- 3...35 кВ
с компенсированной нейтралью	-
с эффективно-заземленной нейтралью	- 110 кВ и выше

2.4. Типы конфигурации электрических сетей и области их применения

Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует. Однако, несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно расчленить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов.

Одинарная радиальная сеть (рис.2.5) (далее для сокращения тип Р1) является наиболее дешевой, однако обеспечивает наименьшую надёжность; получила широкое распространение как первый этап развития сети – при небольших нагрузках присоединенных подстанций и возможности их резервирования по сети СН и НН. При этом для правильного проектирования сети уже на первом этапе следует решить - в каком направлении намечается дальнейшее развитие сети: путем превращения в один из ниже рассматриваемых типов: Р2, З1, Д1.

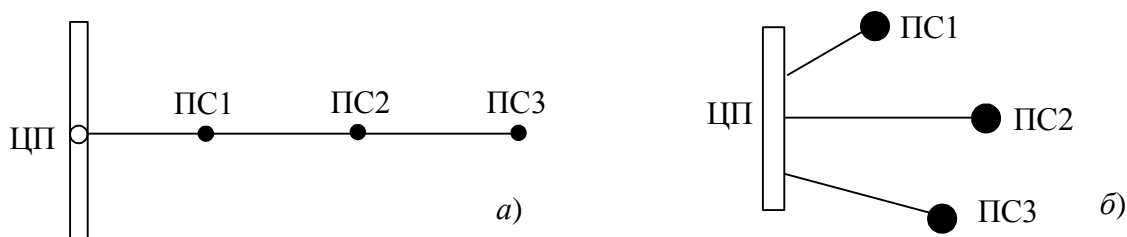


Рис.2.5. Одинарная радиальная сеть типа Р1

а – электросетевая организация; б – промышленное предприятие

Двойная радиальная сеть (рис.2.6) (далее для сокращения тип Р2) за счет дублирования линии (на общих или отдельных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной нагрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения подстанций по простейшим схемам.

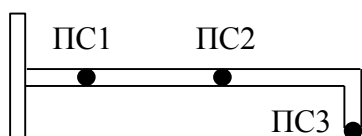


Рисунок 2.6. Двойная радиальная сеть типа Р2

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение замкнутые сети кольцевой конфигурации (рис.2.7): одинарные и двойные замкнутые.

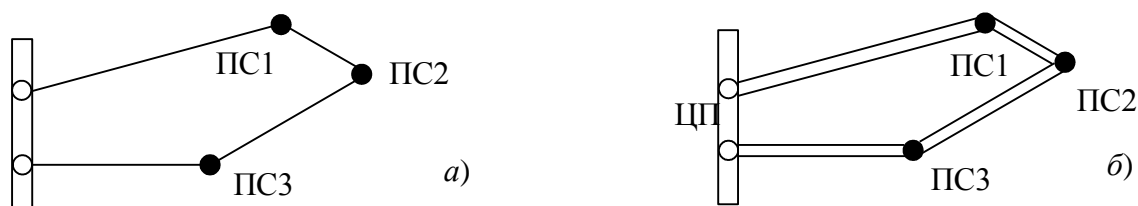


Рис.2.7. Замкнутые сети кольцевой конфигурации:
а – одинарные (типа 31); б – двойные (типа 32)

Достоинствами этих схем, как и радиальных, являются независимость потокораспределения от потоков в сети ВН, отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения подстанций.

Широкое применение находит замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП (рис.2.8, а).

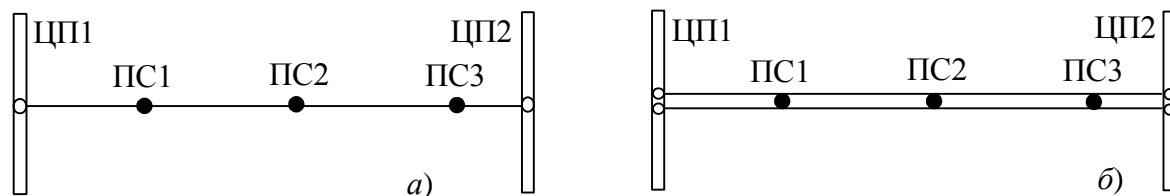


Рис.2.8. Замкнутые сети, опирающиеся на два центра питания:
а – одинарная (типа Д1); б – двойная (типа Д2)

Эта конфигурация образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата значительной территории сетями, создание "шин" между двумя ЦП для присоединения, по мере необходимости, новых подстанций, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединениями каждой подстанции "по кратчайшему пути", что приводит, однако, к созданию сложнозамкнутой сети, возможность присоединения подстанций по упрощенным схемам.

Недостатками конфигурации Д1 являются большая вероятность неэкономичного потокораспределения при параллельной работе сетей разных напряжений и повышение уровней токов КЗ, часто вызывающее необходимость секционирования сети в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации Д1 является двойная замкнутая сеть, опирающаяся на два ЦП (рис.2.8, б). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает практически теми же преимуществами и недостатками, что и конфигурация Д1.

Узловая сеть (рис.2.9) имеет более высокую надежность, чем Д1 и Д2, за

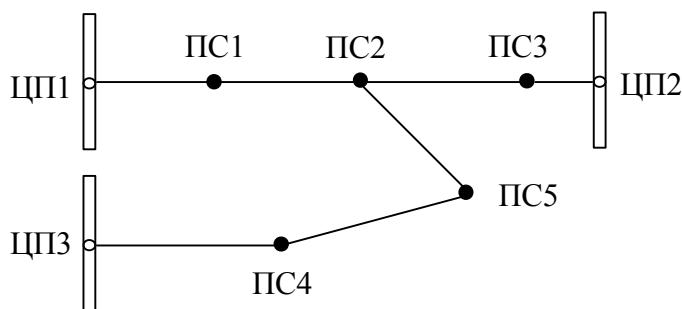


Рис.2.9. Узловая сеть типа У

счет присоединения к трём ЦП, однако она плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции ПС2. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным – при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования конфигурации Д1.

Многоконтурная сеть (рис.2.10) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами подключения подстанций, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

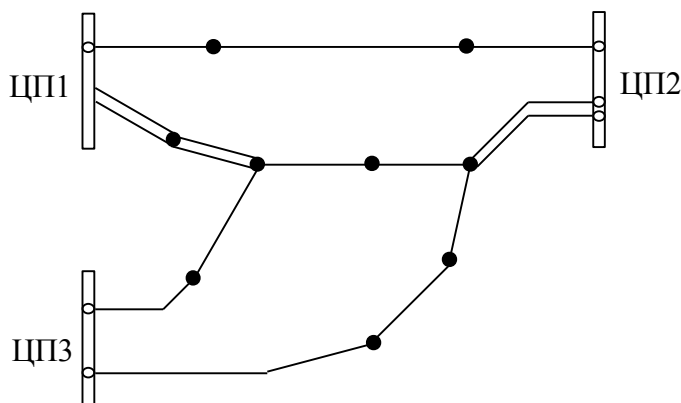


Рис.2.10. Многоконтурная сеть типа М

Основой рационального построения сети является построение простых типов конфигураций и использование в качестве коммутационных пунктов (главным образом подстанций) следующей (большей) ступени напряжения, являющихся центрами питания для проектируемой сети.

Для распределительной сети такими конфигурациями являются в первую очередь двойная радиальная сеть Р2 и одинарная замкнутая, опирающаяся на два ЦП, Д1. Техничко-экономические исследования и анализ области применения этих конфигураций показывают, что применение конфигурации типа Р2 (как правило, на двухцепных опорах) эффективнее при небольших расстояниях от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузок. Соответственно этот тип сети находит применение для электроснабжения промпредприятий и отдельных районов городов на напряжении до 110 кВ.

Конфигурация Д1 находит широкое применение в сетях 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Техническими ограничениями для конфигурации Д1 являются: 1) пропускная способность головных участков, которая должна обеспечивать электроснабжение всех присоединенных подстанций в послеаварийном режиме выхода одного из них, а также 2) предельное количество присоединенных подстанций.

При возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1 она может быть преобразована одним из рассмотренных далее способов:

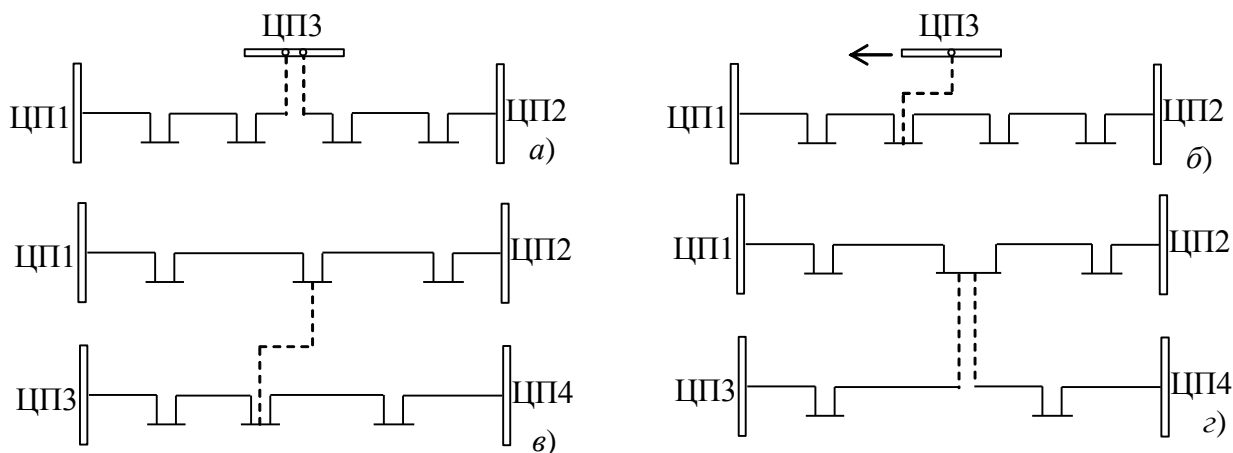


Рис.2.11. Варианты развития участка сети типа Д1:

а – заход на новый ЦП;

б – сооружение ВЛ от нового ЦП;

в – сооружение связи между двумя конфигурациями Д1;

г – расценка одной конфигурации Д1 и ее заход на ПС другого участка сети.

Рис.2.11, *а* - заход на новый ЦП - схема является предпочтительной, т.к. она не усложняет конфигурацию сети, однако возможность её применения обусловлена благоприятным размещением нового ЦП относительно рассматриваемой сети.

Применение схемных решений (Рис.2.11, *б*, *в*, *г*) приводит к созданию узловых (У) и многоконтурных (М) конфигураций и усложнению схем отдельных подстанций; при этом схемы (Рис.2.11, *в*, *г*) применяются, когда сооружение нового ЦП оказывается нецелесообразным.

Конфигурация типа Д2 обладает большей пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы, применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях 110 – 220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей - электрифицированных железных дорог и трубопроводов.

Замкнутые конфигурации, опирающиеся на один ЦП (31 и 32), используются, как правило, на первом этапе развития сети:

первые – в сельской местности с последующим преобразованием в два участка типа Д1;

вторые – в городах с последующим преобразованием в два участка типа Д2.

Применение сложнозамкнутых конфигураций распределительной сети из-за присущих им недостатков нежелательно, однако в условиях развивающейся сети избежать их не удастся. По мере возникновения новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети, при этом новые ЦП целесообразно размещать в её узловых точках.

Питающие сети характеризуются меньшим многообразием типов конфигурации. Здесь, как правило, применяются конфигурации Д1 и У, при этом в качестве узловых точек используются распределительные устройства электростанций и части подстанций сети. Конфигурация питающей сети усложняется тем больше, чем дольше она развивается в качестве сети высшего класса напряжения; после "наложения" сети следующего класса напряжения начинается процесс упрощения конфигурации сети низшего напряжения.

2.5. Общие сведения о схемах замещения

Электрическая система - это электрическая цепь, предназначенная для производства, распределения и потребления электроэнергии.

Анализ условий работы электрической системы трехфазного переменного тока требует расчета ее установившихся режимов (само понятие "установившийся режим" раскроем позже).

Целью расчета установившегося режима является установление таких параметров режима, как напряжения в узловых точках, токи и мощности, протекающие по ее отдельным элементам.

Для выполнения таких расчетов *реальной системе* ставится в соответствие так называемая *схема замещения*, представляющая собой совокупность схем замещения ее отдельных элементов, соединенных между собой в той же последовательности, что и в реальной схеме.

Схемой замещения (или просто схемой) электрической цепи называют графическое изображение электрической цепи, показывающее последовательность соединения ее участков и отображающее свойства рассматриваемой электрической цепи.

Электрическая цепь и, соответственно, ее схема, содержат ветви, узлы и, в общем случае, контуры.

Ветвью - называют участок электрической цепи, состоящий из последовательно соединенных элементов (с одним и тем же током).

Узлом - называют место соединения двух и большего числа ветвей. Одной из них может быть источник тока.

Контур - это любой замкнутый путь, который проходит по нескольким ветвям.

Если схема электрической цепи не содержит контуров, то она называется *разомкнутой*.

В теории цепей различают *устраняемые* и *неустраняемые* узлы и контуры.

Устранимый узел - это такой узел, в котором соединяются только две ветви.

Устранимый контур - образуется только двумя параллельными ветвями.

В дальнейшем будем говорить только о **неустраняемых** узлах и контурах.

В разомкнутых сетях (рис.2.12, а) *питание каждой нагрузки* можно осуществлять *только с одной* стороны. Каждый узел получает питание не более чем *по одной ветви*. В случае отключения любой ветви прекращается питание всех нагрузок, мощность которых течет по этой ветви.

Схема, содержащая хотя бы *один контур*, называется *замкнутой* (рис.2.12, б). В замкнутой сети есть *хотя бы один узел*, получающий *питание по двум или более ветвям*. Отключение какой-либо ветви контура не приводит к перерыву электроснабжения.



Рис.2.12. Структурные схемы основных видов сетей:
а – разомкнутая сеть; б – замкнутая сеть

Рассмотрим однолинейную принципиальную схему относительно простой электрической системы (рис.2.13), содержащей две электрические станции и три подстанции, связанные между собой шестью линиями электропередачи одного номинального напряжения. Суммарную нагрузку потребителей, питающихся от шин низкого напряжения каждой подстанции, будем условно обозначать стрелками.

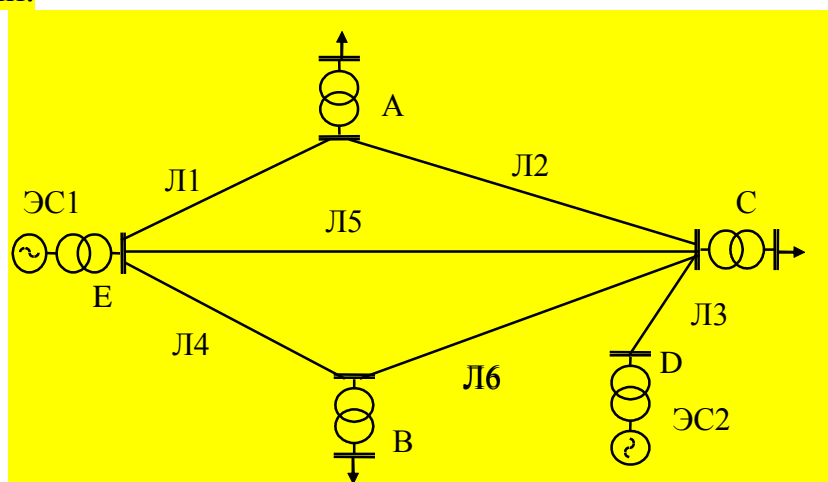


Рис.2.13. Однолинейная схема учебного электросетевого района

Элементы схемы замещения делятся на две большие группы:

- активные элементы;
- пассивные элементы.

Активные элементы схем замещения - источники Э.Д.С. и тока. Они определяют напряжения или токи в точках присоединения этих элементов к соответствующей цепи **независимо** от остальных ее параметров.

Пассивные элементы схем замещения - сопротивления и проводимости - создают пути для прохождения электрических токов.

Пассивные элементы (ветви) электрических систем обычно разделяют на продольные и поперечные.

Поперечные пассивные элементы - это ветви, включенные между узлами схемы и нейтралью, т.е. узлом, имеющим напряжение равно нулю.

Продольные - это ветви, соединяющие все узлы, кроме узла с напряжением, равным нулю, т.е. продольные ветви не соединены с нейтралью.

Продольные ветви включают активное и индуктивное сопротивления линий электропередачи, обмоток трансформаторов, токоограничивающих реакторов, емкостные сопротивления устройств продольной компенсации, шунтирующих реакторов и т.д..

Поперечные пассивные элементы соответствуют проводимостям линий электропередачи на землю, реакторам и конденсаторам, включенным на землю. В некоторых случаях потери в стали трансформаторов представляются в схеме замещения как поперечные проводимости.

С учетом сказанного, принципиальной схеме электрических соединений могут соответствовать различные схемы замещения (рис.2.14):

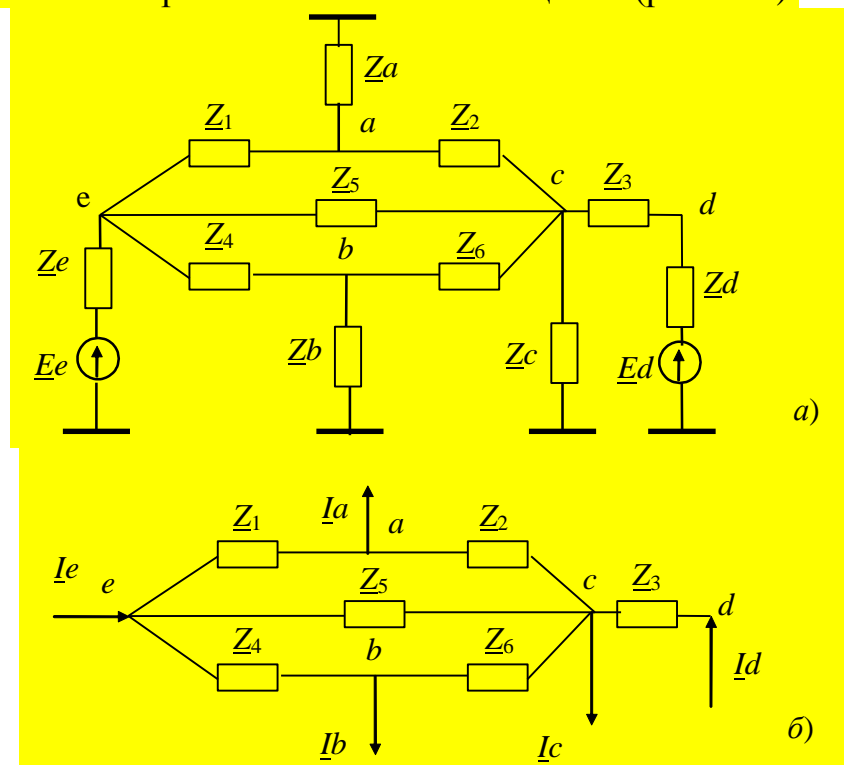


Рис.2.14. Схемы замещения учебного электросетевого района:

а – активные элементы представлены Э.Д.С. и внутренними сопротивлениями;
б - активные элементы представлены источниками тока

Выбор варианта схемы замещения определяется целями расчета и исходными данными.

Определение

Установившимся режимом электрической цепи при постоянных источниках тока и напряжения называют такое состояние, при котором ток в любой ветви и напряжение в любом узле остаются неизменными в течение сколь угодно длительного времени.

2.6. Линейные и нелинейные уравнения установившегося режима

Основными параметрами рассмотренных пассивных элементов электрических цепей являются активные сопротивления r , индуктивность L и емкость C .

Для простоты изучения не будем учитывать взаимную индуктивность.

Параметры цепи почти всегда в той или иной степени зависят от тока и напряжения. Сопротивление r меняется при изменении тока, поскольку при этом изменяется температура проводника.

Емкость конденсатора может зависеть от напряжения, а индуктивность катушки от тока.

Однако во многих случаях эта зависимость настолько слабая, что ею можно пренебречь и считать параметры пассивных элементов цепи не зависящими от тока и напряжения. В этих случаях характеристики элементов электрической цепи, т.е. зависимости:

- напряжения от тока в сопротивлении r ;
- заряда от напряжения на конденсаторе с емкостью C ;
- потокосцепления от тока катушки с индуктивностью L ,

можно представить прямыми линиями.

Такие элементы называются линейными.

В *линейных* элементах сопротивление r , емкость C и индуктивность L постоянны, т.е. не зависят от тока и напряжения этих элементов.

Установившиеся режимы цепей, содержащих только линейные элементы и постоянные по модулю и фазе источники тока, описываются *линейными алгебраическими уравнениями* установившегося режима.

Иногда эти уравнения называют *уравнениями состояния* линейной электрической цепи и понимают под ними хорошо известные законы Ома и Кирхгофа, а сами цепи называются линейными электрическими цепями.

Этот случай соответствует расчету установившихся режимов электрических систем при задании постоянных по модулю и фазе токов нагрузки потребителей и генераторов во всех узлах электрической системы.

Если параметры пассивных элементов электрической цепи существенно зависят от тока или напряжения, т.е. характеристики этих элементов нелинейны, то и сами такие цепи называются нелинейными. В теоретической электротехнике электрическая цепь, *содержащая хотя бы один нелинейный элемент, называется нелинейной.*

В расчетах установившихся режимов электрических систем *нелинейность* пассивных элементов, как правило, *не учитывается*. В этом смысле *продольная часть* схемы замещения *всегда линейна*.

Активные элементы схем замещения электрических сетей и систем - *генераторы и нагрузки* - представляются в виде *линейных и нелинейных* источников. В зависимости от способа задания генераторов и нагрузок *уравнения* установившегося режима *линейны или нелинейны*. Способы представления нагрузок и генераторов при расчетах режимов зависят от вида сети и целей расчета.

Принципиальная важность определения математического класса задачи расчета УР состоит в том, что *нелинейная* задача может иметь *исключительно итерационное решение с конечной точностью*.

В заключение отметим, что задача расчета параметров установившегося режима может считаться решенной в полном объеме при условии, что помимо определения параметров режима, одновременно решена и задача статической устойчивости системы (учебный курс "Электромеханические переходные процессы").

2.7. Схемы замещения при расчетах установившихся режимов ЭЭС

2.7.1. Представление синхронных генераторов при расчетах установившихся режимов

Нагрузка синхронных генераторов изменяется в соответствии с графиком нагрузки станции. При этом реактивную мощность генератора изменяют путем изменения тока возбуждения, воздействуя на измерительный орган автоматического регулятора возбуждения, а активную мощность – изменением количества энергоносителя (пара или воды), пропускаемого через турбину, воздействуя на двигатель изменения оборотов в системе управления турбины. Скорость увеличения нагрузки турбогенератора ограничена. Она определяется временем, необходимым для постепенного нагрева турбины. Обычно это время составляет несколько часов. До недавнего времени считалось, что гидравлическая турбина не ограничивает скорость подъема нагрузки, поэтому набор нагрузки гидрогенератора производится в течение нескольких минут.

Номинальный режим работы генератора характеризуется номинальными параметрами: активной нагрузкой $P_{\text{ном}}$, напряжением $U_{\text{ном}}$, коэффициентом мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$, частотой $f_{\text{ном}}$ и температурой охлаждающего газа на входе ϑ_0 [тэта]. Работа с номинальными параметрами может продолжаться сколько угодно длительно. При этом температуры обмоток статора и ротора, температура стали статора не выходят за допустимые пределы.

Простейшая схема замещения синхронного неявнополюсного генератора (СГ), известная из курса электрических машин, имеет вид, показанный на рис.2.15:

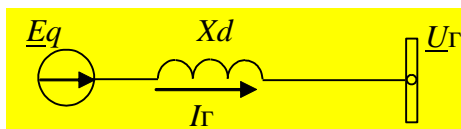


Рис.2.15. Схема замещения синхронного генератора

Режим работы генератора характеризуется векторами напряжения на зажимах генератора $\underline{U}_Г$, током статора генератора $\underline{I}_Г$ и фазовым углом φ между ними.

Взаимосвязь между ними покажем на векторной диаграмме, соответствующей режиму перевозбуждения (рис.2.16, а).

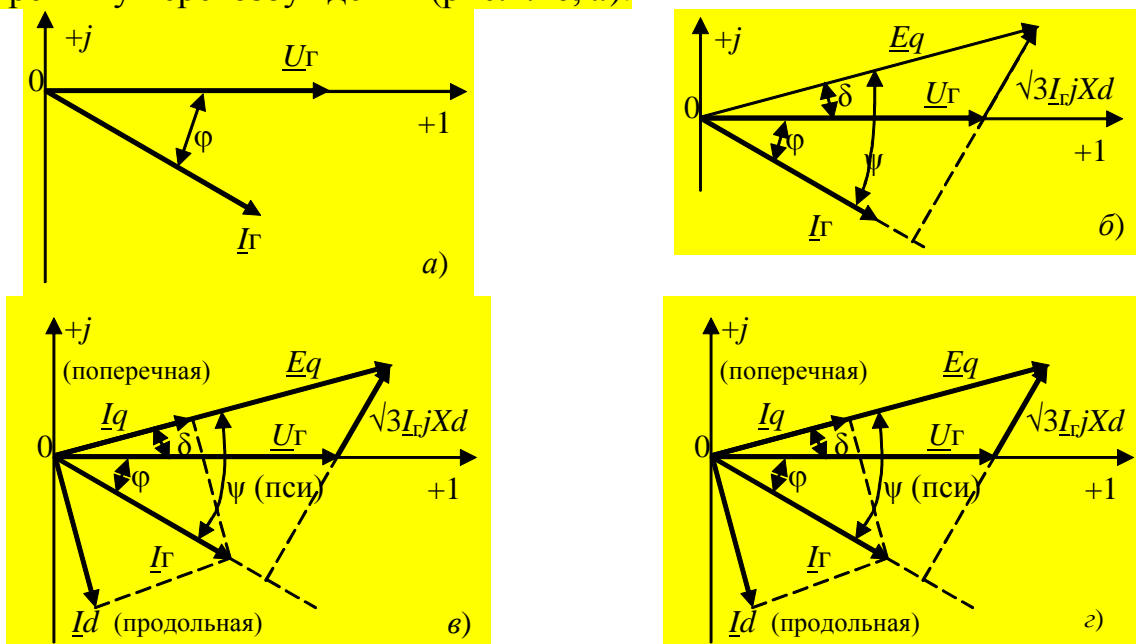


Рис.2.16. Векторные диаграммы синхронного генератора:
а – первый этап построения; б – второй этап построения;
в – третий этап построения; г – четвертый этап построения

На основании схемы замещения можно достроить векторную диаграмму, нанеся вектора ЭДС и падения напряжения в генераторе (рис.2.16, б).

Из диаграммы очевидно, что ЭДС генератора \underline{E}_q уравнивается индуктивным падением напряжения в генераторе $\sqrt{3}\underline{I}_Г jX_d$ и напряжением на шинах генератора $\underline{U}_Г$. Это может быть записано:

$$\underline{E}_q = \underline{U}_Г + \sqrt{3}\underline{I}_Г jX_d. \quad (2.1)$$

Выполним дополнительное построение на векторной диаграмме: опустим перпендикуляры из конца вектора $\underline{I}_Г$ на направление \underline{E}_q и перпендикулярное к нему направление (рис.2.16, в).

В результате получим поперечную составляющую тока \underline{I}_q и продольную составляющую \underline{I}_d . При этом очевидны вытекающие из диаграммы выражения:

$$\begin{aligned} \underline{I}_q &= \underline{I}_Г \cos \Psi; \\ \underline{I}_d &= \underline{I}_Г \sin \Psi. \end{aligned}$$

Из курса электрических машин известно, что синхронная машина работает как генератор (по активной мощности), когда поперечная составляющая тока \underline{I}_q совпадает по направлению с ЭДС \underline{E}_q , и как двигатель, когда составляющая \underline{I}_q противоположна \underline{E}_q .

В генераторе \underline{E}_q опережает \underline{U}_Γ и генерируется активная мощность:

$$P_\Gamma = \sqrt{3} U_\Gamma I_\Gamma \cos \varphi > 0.$$

В двигателе \underline{E}_q отстает от $\underline{U}_{\text{дв}}$, и потребляется активная мощность:

$$P_{\text{дв}} = \sqrt{3} U_{\text{дв}} I_{\text{дв}} \cos \varphi < 0.$$

Из уравнения (2.1) определим значение тока генератора:

$$\underline{I}_\Gamma = \frac{\underline{E}_q - \underline{U}_\Gamma}{\sqrt{3} j X_d}. \quad (2.2)$$

Отметим, что комплексному выражению (2.2) можно поставить в соответствие сопряженный комплекс тока генератора, определяемый с учетом значений входящих комплексных величин (рис.2.16, в): $\underline{U}_\Gamma = \overline{\underline{U}_\Gamma} = U_\Gamma$, поскольку вектор напряжения на зажимах генератора описывается чисто действительной составляющей:

$$\underline{E}_q = E_q (\cos \delta + j \sin \delta) \text{ - из диаграммы рис.2.16, в.}$$

Соответственно сопряженный комплекс тока генератора

$$\overline{\underline{I}_\Gamma} = \frac{\overline{\underline{E}_q} - \underline{U}_\Gamma}{-\sqrt{3} j X_d}.$$

Выражение для полной мощности, вырабатываемой генератором, может быть преобразовано следующим образом:

$$\underline{S} = P + jQ = \sqrt{3} \underline{U}_\Gamma \overline{\underline{I}_\Gamma} = \sqrt{3} \underline{U}_\Gamma \frac{\overline{\underline{E}_q} - \underline{U}_\Gamma}{-\sqrt{3} j X_d} = \frac{\underline{U}_\Gamma (\overline{\underline{E}_q} - \underline{U}_\Gamma)}{-j X_d}.$$

С учетом того, что $\frac{1}{-j} = j$, можно записать:

$$\underline{S} = \frac{j \underline{U}_\Gamma \overline{\underline{E}_q}}{X_d} - \frac{j \underline{U}_\Gamma^2}{X_d}.$$

Используя развернутые значения $\overline{\underline{E}_q}$ и \underline{U}_Γ , имеем:

$$\begin{aligned} \underline{S} &= \frac{j U_\Gamma E_q (\cos \delta - j \sin \delta)}{X_d} - j \frac{U_\Gamma^2}{X_d} = \\ &= \frac{U_\Gamma E_q}{X_d} \sin \delta + j \left(\frac{U_\Gamma E_q}{X_d} \cos \delta - \frac{U_\Gamma^2}{X_d} \right). \end{aligned} \quad (2.3)$$

Из выражения (2.3) легко получить известные выражения для активной и реактивной мощностей синхронного генератора:

$$\begin{aligned} P &= \frac{U_{\Gamma} E_q}{X_d} \sin \delta, \\ Q &= \frac{U_{\Gamma} E_q}{X_d} \cos \delta - \frac{U_{\Gamma}^2}{X_d}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Рассмотрим режимы генерации и потребления синхронного генератора по реактивной мощности.

На векторной диаграмме опустим перпендикуляр из конца вектора \underline{E}_q на ось вещественных чисел (в точку A) (рис.2.16, z).

Очевидно, отрезок $OA = E_q \cos \delta$, при этом $U_{\Gamma} < E_q \cos \delta$.

В соответствии с этим в режиме перевозбуждения генератор выдает в сеть реактивную мощность, т.к. по выражению (2.4) в этом случае $Q_{\Gamma} > 0$.

2.7.2. Практическое представление СГ при расчетах УР

Сопротивление генератора и его ЭДС учитываются при расчетах переходных процессов.

В расчетах установившихся режимов электрических сетей и систем, как правило, не учитываются X_d и \underline{E}_q , а генератор представляется источником тока, подключенным к шинам генераторного напряжения.

Источники, соответствующие генераторам электростанций, при расчетах на ЭВМ установившихся режимов могут задаваться одним из трёх способов:

Постоянные активная и реактивная мощности:

$$P_{\Gamma} = \text{const}, \quad Q_{\Gamma} = \text{const}.$$

Задание постоянной активной мощности соответствует реальным условиям работы генераторов в электрической системе. Она может поддерживаться за счет регулирования частоты на генераторах.

Задание постоянной реактивной мощности не соответствует реальному управлению режимом в электрической системе, так как на генераторах нет регуляторов реактивной мощности. Задание $Q_{\Gamma} = \text{const}$ часто бывает необходимо при расчетах установившихся рабочих или оптимальных режимов, например в тех случаях, когда Q_{Γ} необходимо принять равной её предельно допустимому значению.

Обычно для генерирующих узлов при фиксированных P_{Γ} и Q_{Γ} неизвестны модуль и фаза напряжения узла U_{Γ} и δ_{Γ} (либо активные и реактивные составляющие напряжения $U_{\Gamma,a}$ и $U_{\Gamma,p}$).

Постоянные активная мощность и модуль напряжения:

$$P_{\Gamma} = \text{const}, \quad U_{\Gamma} = \text{const}.$$

В этом случае переменными являются, как правило, реактивная мощность и фаза напряжения.

Узлы со свободной реактивной мощностью при $P_{\Gamma} = 0$ соответствуют синхронным компенсаторам либо при $P_{\Gamma} \neq 0$ - генераторам.

Такие узлы называют *балансирующими по реактивной мощности*. Задание постоянного модуля напряжения при $Q_{\Gamma} = \text{var}$ соответствует реальным условиям работы генераторов или синхронных компенсаторов с регуляторами напряжения, поддерживающими $U_{\Gamma} = \text{const}$.

Постоянные модуль и фаза напряжения:

$$U_{\Gamma} = \text{const}, \quad \delta_{\Gamma} = \text{const}.$$

В таких узлах переменные – это активные и реактивные мощности, т.е.:

$$P_{\Gamma} = \text{var}, \quad Q_{\Gamma} = \text{var}.$$

Этот способ задания исходных данных соответствует узлам, *балансирующим по активной и реактивной мощностям и базисным по напряжению*. Такие узлы будем называть *балансирующими*. В расчетах установившихся режимов, а также при их оптимизации возможно задание нескольких балансирующих узлов. Каждый из них соответствует станции, участвующей в регулировании частоты, принимающей на себя небалансы активной мощности и поддерживающей при этом постоянную частоту в системе. Введение одного или нескольких балансирующих узлов соответствует предположению о том, что частота в электрической системе постоянна.

2.7.3. Представление нагрузок при расчетах установившихся режимов

В расчетах установившихся режимов нагрузки могут быть представлены одним из 5 способов.

Нагрузка задается постоянным по модулю и фазе током:

$$\underline{I}_{\text{H}} = I_{\text{H.a}} + jI_{\text{H.p}} = \text{const}. \quad (2.5)$$

Этому способу задания соответствует схема замещения (рис.2.17).

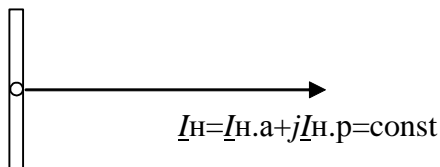


Рис.2.17. Задание нагрузки постоянным по модулю и фазе током

Такая форма представления нагрузки принимается при всех расчетах распределительных сетей низкого напряжения $U < 1 \text{ кВ}$. Как правило, так же задается нагрузка в городских, сельских и промышленных сетях с напряжением $U \leq 35 \text{ кВ}$.

В распределительных сетях источниками питания являются шины низкого напряжения районных подстанций. Как правило, предполагается, что напряжение источника питания известно.

При задании нагрузки в виде постоянного тока (2.5) установившийся режим описывается системой линейных алгебраических уравнений, подробно рассматриваемых в курсе ТОЭ. Особенность этих уравнений в том, что, как правило, отсутствуют ЭДС в ветвях, а в нагрузочных узлах заданы источники тока.

Задание нагрузки в виде (2.5) при расчетах питающих сетей приводит к недопустимо большим погрешностям.

Нагрузка задается постоянной по величине мощностью:

$$\begin{aligned} P_H &= \text{const}, \quad Q_H = \text{const}, \text{ или} \\ \underline{S}_H &= P_H + jQ_H = \text{const}. \end{aligned} \quad (2.6)$$

Этому способу задания нагрузки соответствует схема замещения (рис.2.18).

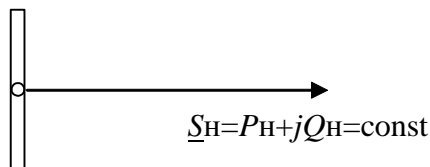


Рис.2.18. Задание нагрузки постоянной по величине мощностью

Способ используется при расчетах установившихся режимов питающих и, иногда, распределительных сетей высокого напряжения.

В питающих сетях $\underline{S}_H = \text{const}$ задается при неизвестном напряжении в узле. Это значит, что в узле задан нелинейный источник тока, сила тока которого зависит от напряжения узла:

$$\underline{I}_H = \frac{\overline{S}_H}{\sqrt{3} \underline{U}} = \frac{P_H - jQ_H}{\sqrt{3} \underline{U}} = \text{var}. \quad (2.7)$$

При использовании (2.6) и (2.7) уравнения установившиеся режимы питающей сети нелинейны.

Задание постоянной мощности нагрузки соответствует многолетней практике эксплуатации электрических сетей и систем. Одна из причин задания $\underline{S}_H = \text{const}$ в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию. Соответственно расчеты текущего (для данного момента времени) режима проводятся в мощностях, а не в токах.

Этот способ задания нагрузки является достаточно точным для электрических систем, полностью обеспеченных устройствами регулирования напряжения. В этих системах на электроприёмниках поддерживается постоянное напряжение за счет широкого использования РПН на трансформаторах и автотрансформаторах, или использования специальных линейных или вольтодобавочных регулировочных трансформаторов на нерегулируемых силовых трансформаторах существующих подстанций. Кроме того, широко используются средства местного регулирования напряжения (управляемые БСК, СД и т.д.). В

этих условиях при изменениях режима напряжение на нагрузке практически не меняется и полная мощность нагрузки остается постоянной.

В действительности у потребителей не обеспечивается поддержание постоянного по модулю напряжения. В этом случае задание постоянной мощности нагрузки потребителей приводит к ошибкам при расчетах установившихся режимов питающих сетей в сравнении с учетом зависимостей $P_H(U)$ и $Q_H(U)$.

Эта ошибка тем больше, чем больше отличаются напряжения на зажимах электроприемников потребителей от номинального напряжения.

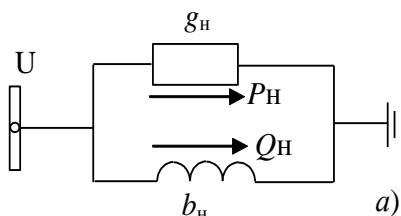
При расчетах распределительных сетей низкого напряжения в случае задания $\underline{S}_H = \text{const}$ предполагают также, что напряжения во всех узлах равны номинальному. По существу это допущение означает, что в узле задан линейный источник тока, не зависящий от напряжения узла:

$$\underline{I}_H = \frac{\bar{S}_H}{\sqrt{3} U} = \frac{P_H - jQ_H}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \text{const}. \quad (2.8)$$

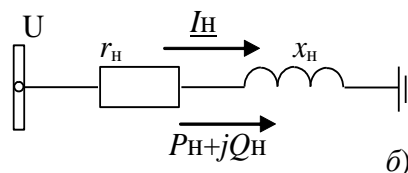
При выполнении условий (2.6) и (2.8) уравнения установившегося режима в распределительных сетях линейны. Расчет потоков мощностей в линиях ведётся по мощностям нагрузок, но уравнения остаются линейными. Фактически задание постоянной мощности нагрузки в предположении, что напряжение в узле равно номинальному напряжению, эквивалентно (2.5).

Нагрузка задается постоянной проводимостью (или сопротивлением):

$$\underline{Y}_H = g_H - jb_H = \text{const} \quad \text{или} \quad \underline{Z}_H = r_H + jx_H = \text{const}. \quad (2.9)$$



$$\underline{Y}_H = g_H - jb_H = \text{const}$$



$$\underline{Z}_H = r_H + jx_H = \text{const}$$

Рис.2.19. Задание нагрузки пассивными элементами:

a – постоянной проводимостью; *б* – постоянным сопротивлением

Такой способ эквивалентен заданию статических характеристик нагрузки в виде квадратичных зависимостей от напряжения:

$$\begin{aligned} P_H &= U^2 g_H, \\ Q_H &= U^2 b_H. \end{aligned} \quad (2.10)$$

Уравнения установившегося режима при условиях (2.9) или (2.10) нелинейны. Задание постоянной проводимости нагрузки используется при расчете электромеханических переходных процессов.

Статические характеристики нагрузок по напряжению (рис.2.20):

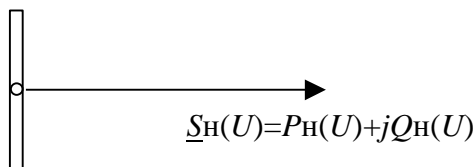


Рис.2.20. Задание нагрузки статическими характеристиками по напряжению

Такие характеристики более полно отражают свойства нагрузки, чем в случае задания постоянного тока, мощности или проводимости, но их использование приводит к усложнению расчетов. Во многих случаях эти характеристики не известны и возможно применение лишь типовых.

Учёт статических характеристик по напряжению оказывает существенное влияние на результаты расчёта послеаварийных установившихся режимов, когда напряжение сильно отличается от номинального. Приведем пример статических характеристик по напряжению для различных способов дискретного задания нагрузки (рис.2.21):

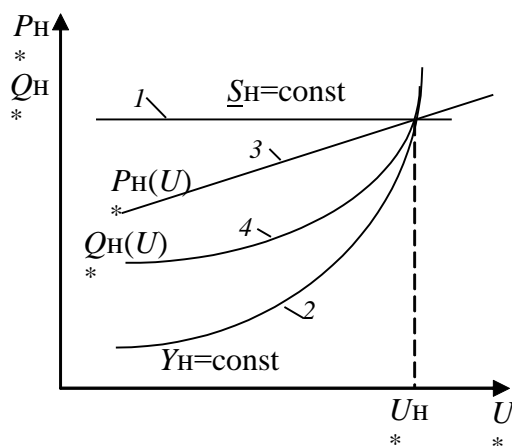


Рис.2.21. Статические характеристики нагрузки по напряжению

1 – прямая, параллельная оси напряжений, $\underline{S}_H = \text{const}$;

2 – квадратичная парабола $\underline{Y}_H = \text{const}$;

3 – типовая статическая характеристика $P_H(U)$;

4 – типовая статическая характеристика $Q_H(U)$

Статические характеристики нагрузки по частоте должны учитываться при расчетах послеаварийных установившихся режимов, в которых имеет место дефицит активной мощности и частота в сети отличается от номинальной. Такие расчеты установившихся режимов учитывают изменение частоты и применяются для анализа действия устройств регулирования частоты и противоаварийной автоматики.

Нагрузка представляется случайным током (рис.2.22):

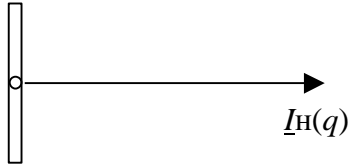


Рис.2.22. Задание нагрузки случайным током

Данный способ представления нагрузки, в котором величина тока нагрузки $I_n(q)$, используется при расчётах электрических систем с большой долей электротяговой нагрузки.

Электрифицированный транспорт – это специальный вид нагрузки, у которой во времени (по мере движения электровоза) меняются величина и место подключения. Расчёты, учитывающие случайный характер нагрузки, применяются для специального анализа режимов электрических систем и в особенности для систем электроснабжения железных дорог. В этих расчётах может учитываться несимметричный или несинусоидальный характер нагрузки.

2.7.4. Конструктивные элементы воздушных линий электропередач

Наибольшее распространение в электроэнергетике РФ получили одно- и двухцепные воздушные линии электропередач (ВЛ) (рис.2.23).

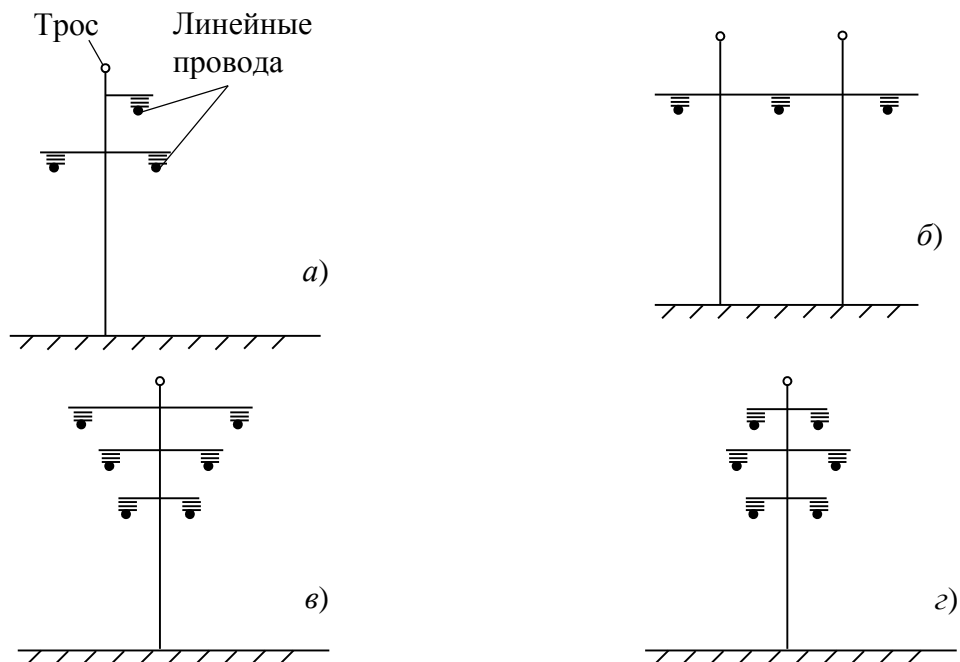


Рис.2.23. Типовые схемы подвески проводов на одноцепных (а, б) и двухцепных (в, г) опорах воздушных линий электропередач:

- а – расположение проводов "треугольником";
- б – горизонтальное расположение проводов;
- в – расположение проводов "обратная ёлка";
- г - расположение проводов "бочка"

Основными конструктивными элементами ВЛ являются:

- провода;
- тросы;
- опоры;
- изоляторы;
- линейная арматура.

Провода служат для передачи электроэнергии.

Тросы грозозащитные монтируют в верхней части опор над проводами для защиты ВЛ от прямых ударов молнии.

На воздушных линиях до последнего времени применяли неизолированные провода, т.е. без изоляционных покровов.

Наиболее распространены провода:

- алюминиевые А;
- сталеалюминиевые АС;
- из сплавов алюминия:
АН – нетермообработанные,
АЖ – термообработанные.

В последнее десятилетие в отечественной энергетике при монтаже ВЛ 0,4 – 35 кВ все чаще применяются изолированные самонесущие провода (СИПы). В этом случае провод каждой фазы и нулевой проводник для линий 0,4 кВ или часть из них имеют внутренний стальной многожильный трос, вокруг которого навит токопроводящий материал – сплав алюминия. Все провода имеют собственную термостойкую изоляцию, что снижает вероятность однофазных к.з. Подключение потребителей к таким линиям осуществляется с помощью специальной арматуры, входящей в комплект СИП. Это практически исключает несанкционированные подключения к сети.

Для применения медных проводов на ЛЭП необходимо технико-экономическое обоснование (как правило, особые условия среды – морской климат, некоторые виды промышленных загрязнений атмосферы и т.д.).

Конструктивно различают провода:

- однопроволочные,
- многопроволочные из одного металла,
- многопроволочные из двух металлов (сталеалюминиевые),
- полые (главным образом для подстанций 330 кВ и выше).

Грозозащитные тросы выполняют из стали. В последние годы они использовались для организации высокочастотных каналов связи. В этом случае используются сталеалюминиевые тросы. В настоящее время проектно прорабатывается применение на ВЛ 500 кВ грозозащитных тросов с вплетенным оптоволоконным кабелем для помехозащищенной передачи огромных объемов информации, в том числе не электроэнергетической.

В электроустановках высокого напряжения имеет место явление "короны".

Коронный разряд – разряд, распространяющийся на часть изоляционного промежутка.

Корона – явление ионизации молекул воздуха в условиях неравномерной напряженности электрического поля. Сопровождается необратимыми потерями электрической энергии в сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Внешне проявляется в форме свечения воздуха на границах проводников и диэлектриков и характерного потрескивания.

Величина потерь на корону определяется степенью неравномерности напряженности электрического поля (класс напряжения электроустановки, радиус кривизны поверхности проводника и его "гладкость") и диэлектрической прочностью воздуха (снижается при увеличении влажности).

В сетях до 35 кВ включительно практически не проявляется.

В сетях 110 и 220 кВ приняты нормированные минимальные сечения проводников по условиям короны, которые во многих случаях распределительных сетей определяют окончательный выбор сечения:

110 кВ – не менее 70 мм^2 ,
220 кВ – не менее 240 мм^2 .

При напряжении ВЛ 330 кВ и выше для снижения потерь энергии на корону каждая фаза ВЛ расщепляется.

При этом применяются различные схемы расщепления фаз (рис.2.24).

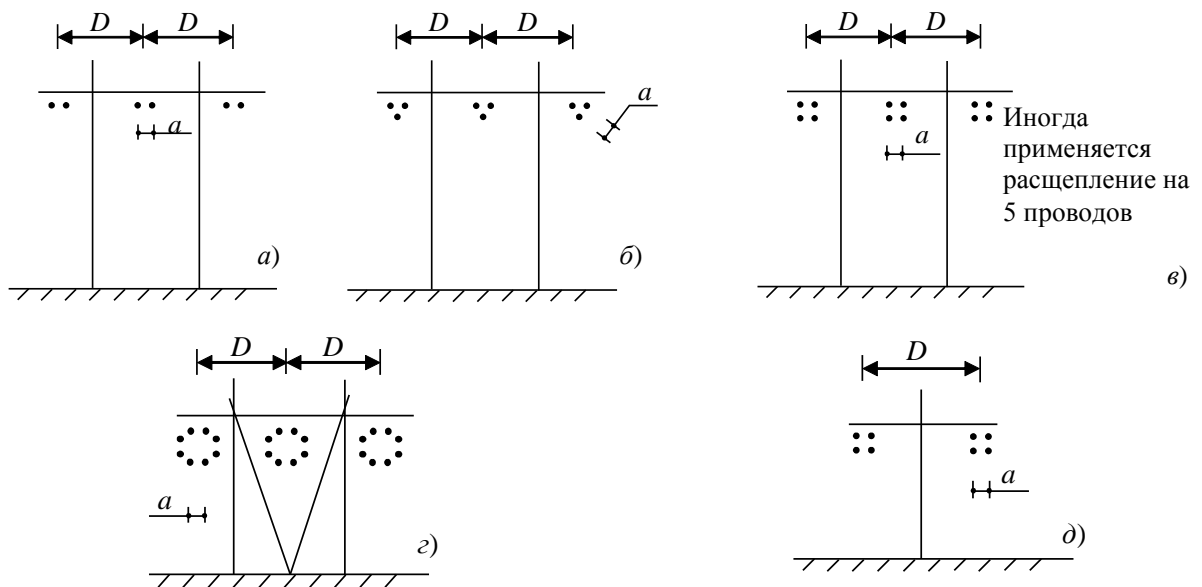


Рис.2.24. Применяемые схемы расщепления фаз в зависимости от класса напряжения ВЛ:

- а – класс напряжения ВЛ 330 кВ;
- б – класс напряжения ВЛ 500 кВ;
- в – класс напряжения ВЛ 750 кВ;
- г – класс напряжения ВЛ 1150 кВ;
- д – передача постоянного тока 1500 кВ ($\pm 750 \text{ кВ}$)

Опоры поддерживают провода и тросы на определенной высоте над уровнем земли и воды.

Опоры ВЛ (рис.2.25) делятся на:

- анкерные,
- промежуточные.

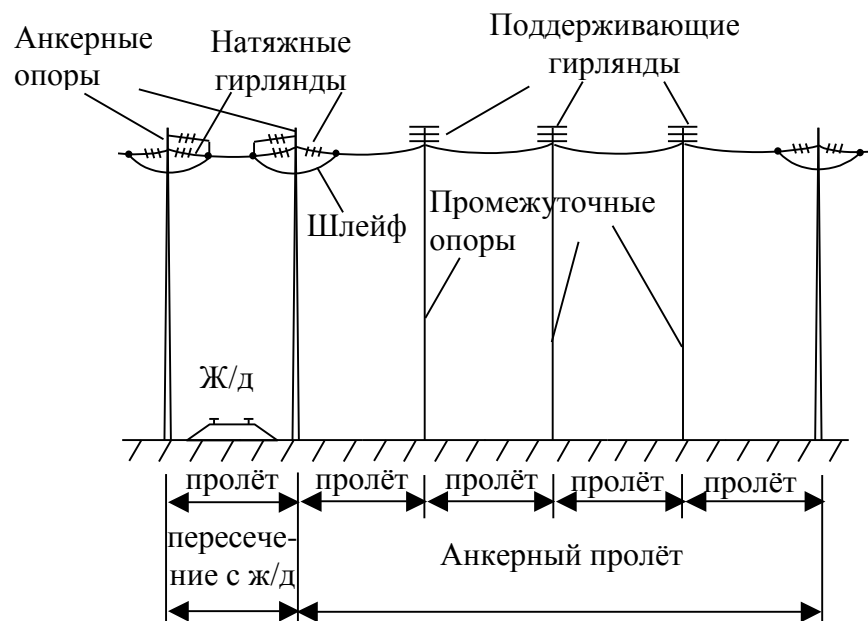


Рис.2.25. Схема анкерного пролета ВЛ и пролета пересечения с железной дорогой

Анкерные опоры предназначены для жесткого закрепления проводов в особо ответственных точках ВЛ:

- на пересечениях особо важных инженерных сооружений (например, железных дорог, ВЛ 330 – 500 кВ, автомобильных дорог шириной проезжей части более 15 м и т.д.),
- на концах ВЛ и на концах прямых её участков.

Анкерные опоры рассчитываются на значительные механические нагрузки, особенно большие для концевых опор. Поэтому они значительно сложнее и дороже, и их число на каждой ВЛ должно быть минимальным.

Промежуточные прямые опоры устанавливаются на прямых участках ВЛ для поддержания провода в анкерном пролете.

Промежуточная опора дешевле и проще в изготовлении, чем анкерная, так как благодаря одинаковому тяжению проводов по обеим сторонам, т.е. в нормальном режиме, не испытывает усилий вдоль линии. Промежуточные опоры составляют не менее 80 – 90 % общего числа опор ВЛ.

Угловые опоры устанавливаются в точках поворота линии (рис.2.26).

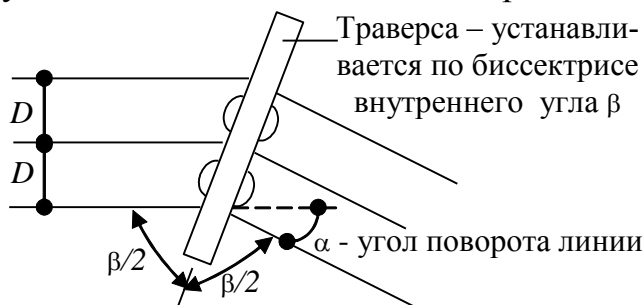


Рис.2.26. Схема поворота ВЛ с использованием угловой опоры

В практике отечественных энергетиков приняты углы поворота до 10 – 20°, так как при больших углах происходит резкое увеличение веса угловой опоры.

На ВЛ применяют специальные опоры следующих типов:

- ответвительные – для выполнения ответвлений от основной линии,
- переходные – для пересечения рек, ущелий и т.д.,
- транспозиционные – для изменения порядка расположения проводов на опорах.

Транспозицию применяют на линиях напряжением 110 кВ и выше протяженностью более 100 км для того, чтобы сделать ёмкость и индуктивность всех трёх фаз цепи ВЛ одинаковыми. При этом последовательно меняют на опорах взаимное расположение проводов по отношению друг к другу на разных участках линии (рис.2.27). Провод каждой фазы проходит одну треть длины линии на одном, вторую – на втором и третью – на третьем месте.



Рис.2.27. Схема транспозиционного цикла ВЛ длиной более 100 км

По материалу – применяют деревянные, железобетонные и металлические опоры различной конструкции.

Изоляторы изолируют провода от опоры. По конструкции изоляторы для ВЛ разделяют на штыревые и подвесные (рис.2.28 а, б).

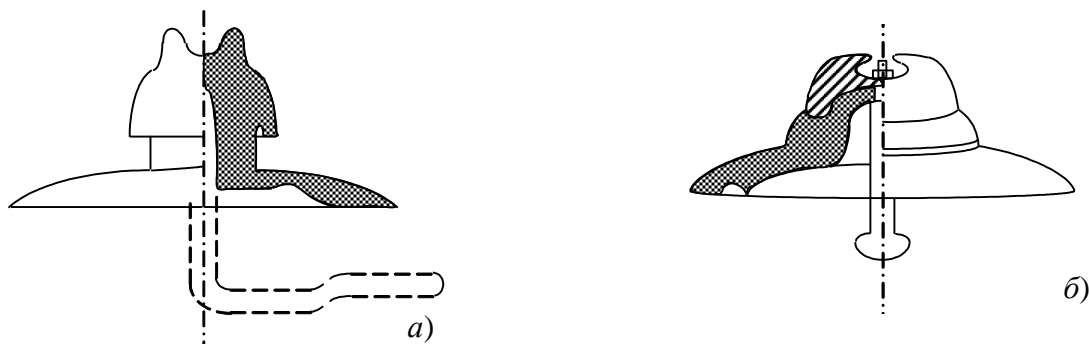


Рис.2.28. Конструкция изоляторов ВЛ:
а – штыревые, крепятся на крюке или штыре;
б – подвесные, объединяются в "гирлянды".

По материалу различают:

- фарфоровые,
- стеклянные,
- на основе полимерных материалов.

Данные таблицы 2.2 говорят о том, что к количеству изоляторов в гирляндах для крепления гибкой ошиновки подстанций предъявляются более жесткие требования, чем к линейной изоляции ВЛ.

Таблица 2.2. Число изоляторов в гирляндах подвесных изоляторов

Тип изолятора	Число изоляторов в гирлянде при рабочем напряжении, кВ, на ЛЭП/ПС				
	35	110	220	330	500
ПФ6 – Б	/5	7/8	14/15	20/21	27/30
ПС6 - Б	/4	8/9	14/16	21/22	29/32

Линейная арматура закрепляет провода на изоляторах, а изоляторы на опорах. В некоторых случаях изоляторы могут крепиться к кронштейнам инженерных сооружений.

Линейная арматура включает различные элементы для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам и включает следующие основные элементы:

- зажимы применяются для закрепления проводов в гирляндах подвесных изоляторов;
- сцепную арматуру для подвески гирлянд на опорах и соединения многоцепных гирлянд между собой (параллельно);
- соединители для соединения проводов и тросов в пролёте.

Кроме того, можно выделить отдельные элементы конструкции ВЛ, показанные на рис.2.29.

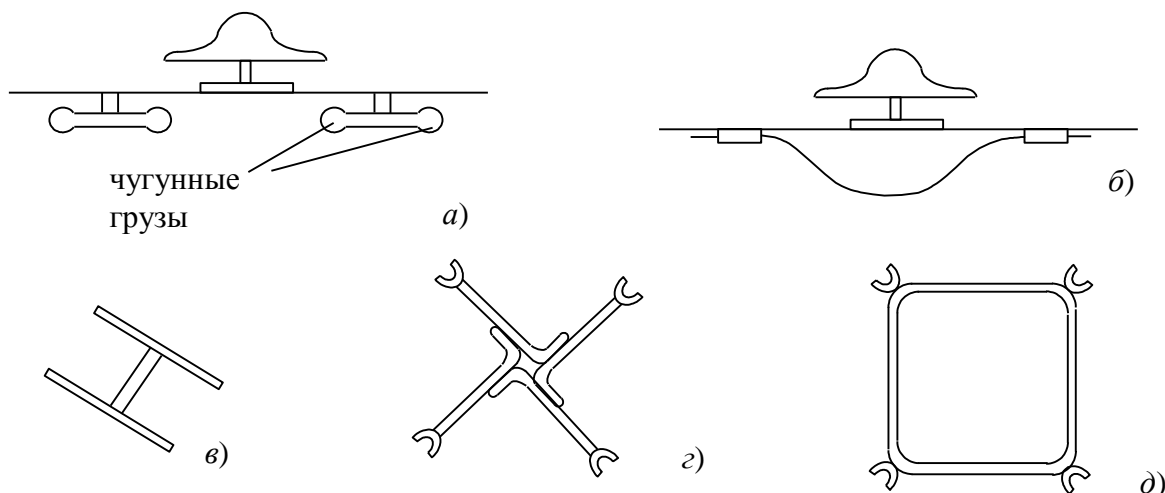


Рис.2.29 – Элементы конструкции ВЛ:

а – гасители вибрации;

б – демпфирующие петли;

в – распорки расщепленной фазы парные;

г – распорки расщепленной фазы многолучевые;

д – распорки расщепленной фазы рамные

2.7.5. Представление линий электропередач при расчетах установившихся режимов

Конкретный вид схемы замещения ЛЭП и порядок расчета ее параметров определяются:

- целями расчета;
- номинальным напряжением линии;
- длиной линии;
- конструктивным исполнением.

Наиболее общий характер имеет Π -образная схема замещения ЛЭП, показанная на рис.2.30.

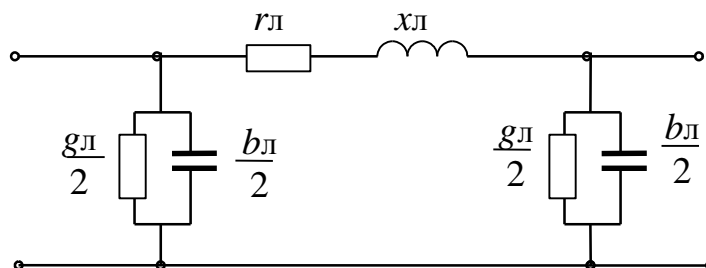


Рис.2.30. Полная Π -образная схема замещения ЛЭП

Рассмотрим конструктивные особенности ВЛ, влияющие на схему ее замещения.

1. При $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ фаза ВЛ состоит из одного линейного провода.
2. При $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ используется расщепление фазы, как основное средство снижения потерь на корону.
3. На ВЛ с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ длиной более 100 км для выравнивания емкостей и индуктивностей всех фаз линии используется транспозиция проводов. На более коротких линиях перекосом по фазам пренебрегают.

В большинстве случаев практических расчетов приемлемую точность удастся получить при использовании наиболее простых схем замещения с сосредоточенными параметрами. При расчетах режимов длинных линий возможно использование либо моделей с сосредоточенными параметрами и корректирующими коэффициентами, либо волновых моделей.

Расчет параметров схемы замещения ВЛ

Активное сопротивление определяется по формуле

$$r_{\text{Л}} = r_0 l,$$

где r_0 - удельное сопротивление, Ом/км, при температуре воздуха $+20^\circ\text{C}$. Определяется по справочным таблицам в зависимости от материала провода (цветные металлы и сталеалюминевые - без учета поверхностного эффекта; стальные - с учетом) и сечения провода. В старой технической литературе эта характеристика часто называлась "погонное сопротивление".

l - длина линии, км.

Для ВЛ с расщепленными фазами удельное активное сопротивление фазы линии:

$$r_o = \frac{r_{o \text{ пр}}}{n_{\text{ф}}},$$

где $r_{o \text{ пр}}$ - удельное активное сопротивление провода данного сечения, определенное по справочным таблицам;

$n_{\text{ф}}$ - число проводов в одной фазе.

Реактивное сопротивление ЛЭП - это индуктивное сопротивление, обусловленное магнитным полем, возникающим вокруг и внутри провода при протекании по нему переменного тока.

Реактивное сопротивление [Ом] ЛЭП длиной l [км] определяется выражением:

$$x_{\text{л}} = x_0 l$$

где x_0 - удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Из курса физики известно, что если магнитная проницаемость проводов из цветных металлов $\mu=1$, то для стальных $\mu \gg 1$ и зависит от протекающего по проводу тока, а также от физических и химических свойств стали.

Удельное реактивное сопротивление ЛЭП можно рассматривать как сумму двух сопротивлений:

- внешнего $x_{0 \text{ внеш}}$;
- внутреннего $x_{0 \text{ внут}}$, т.е.

$$x_0 = x_{0 \text{ внеш}} + x_{0 \text{ внут}}.$$

Внешнее индуктивное сопротивление обусловлено магнитным потоком, замыкающимся вокруг провода, и зависит от геометрических размеров ЛЭП:

$$x_{0 \text{ внеш}} = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{э}}},$$

где $D_{\text{ср}}$ - среднегеометрическое расстояние между фазами [см] (влиянием вторых цепей двухцепных ВЛ пренебрегаем, так как учет этого влияния дает уточнение не более 1 - 3 % при существенном усложнении расчетов).

В общем случае

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}.$$

На практике обычно используются две частные реализации этой формулы:

- при *горизонтальном* расположении проводов

$$D_{\text{ср}} = 1,26 D;$$

- при расположении проводов *по вершинам равностороннего треугольника* со стороной D

$$D_{\text{ср}} = D.$$

$R_{\text{э}}$ - эквивалентный радиус расщепленной фазы:

$$R_{\text{э}} = \sqrt[n_{\text{ф}}]{R_{\text{пр}} a_{\text{ср}}^{(n_{\text{ф}}-1)}}.$$

где $R_{\text{пр}}$ - радиус провода, см;

$a_{\text{ср}}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы, см.

Для *нерасщепленных* фаз

$$R_{\Sigma} = R_{\text{пр}}.$$

С учетом реального соотношения междуфазных расстояний и сечений проводов ВЛ напряжением выше 1000В *внешнее* индуктивное сопротивление мало изменяется с изменением как расстояния между проводами, так и сечения провода. Для ЛЭП с нерасщепленными проводами $x_{0 \text{ внеш}} = 0,35 \dots 0,42$ Ом/км.

Внутреннее индуктивное сопротивление обусловлено магнитным потоком внутри провода и зависит от относительной магнитной проницаемости μ :

$$x_{0 \text{ внут}} = 0,0157 \frac{\mu}{n_{\text{ф}}}.$$

Для ЛЭП со *стальными* проводами

$$x_{0 \text{ внут}} \gg x_{0 \text{ внеш}}.$$

Значение $x_{0 \text{ внут}}$ определяют по специальным таблицам, составленным для проводов различных сечений в зависимости от величины протекающего тока.

Для *нерасщепленных проводов из цветных* металлов магнитная проницаемость μ равна 1, поэтому $x_{0 \text{ внут}} = 0,0157$ Ом/км. Поэтому при выполнении оценочных расчетов значением $x_{0 \text{ внут}}$ обычно пренебрегают, и индуктивное сопротивление ЛЭП x_0 принимают равным 0,35 ... 0,4 Ом/км.

В нашем курсе в большинстве случаев будем использовать общее выражение:

$$x_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\Sigma}} + \frac{0,0157}{n_{\text{ф}}}.$$

Активная проводимость линии $g_{\text{л}}$ моделирует два вида потерь активной мощности:

1. От тока утечки через изоляторы.
2. На корону.

В связи с небольшой величиной токов утечки через изоляторы ими можно пренебречь во всех случаях расчета потокораспределения.

Явление "короны" проявляется себя в электрических сетях 110 кВ и выше. Для сетей 110 кВ установлено наименьшее допустимое сечение по условию короны 70 мм², а для сетей 220 кВ - 240 мм². При расчете установившихся режимов в этих случаях активная проводимость в схемах замещения практически никогда не учитывается, а сами потери на "корону" оцениваются для всего сетевого района в целом по специальной методике.

В сетях сверхвысокого напряжения 330 кВ и выше при определении потерь мощности, при расчете оптимальных режимов необходимо учитывать в расчетной модели потери на корону.

Емкостная проводимость $b_{\text{л}}$ обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод-земля и определяется по формуле

$$b_{\text{л}} = b_0 L,$$

где b_0 - удельная емкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по справочным таблицам или по выражению

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_0}} 10^{-6}.$$

Для большинства расчетов в сетях 110, 220 кВ вместо емкостной проводимости удобнее учитывать реактивную мощность, генерируемую емкостью линии, так называемую *зарядную мощность*.

Половина емкостной мощности линии, Мвар, равна:

$$Q_c = 3I_c U_{\text{ф}} = 3U_{\text{ф}}^2 \frac{1}{2} b_0 l = \frac{1}{2} U^2 b_{\text{л}},$$

где $U_{\text{ф}}$ и U - фазное и линейное напряжение, кВ;

I_c - емкостной ток на землю:

$$I_c = \frac{U_{\text{ф}} b_{\text{л}}}{2}.$$

Очевидно, что Q_c , генерируемая линией, сильно зависит от величины напряжения.

Для ВЛ $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ емкостную мощность можно не учитывать.

Для ВЛ 330 кВ и выше при длине более 250 - 300 км (по другим данным более 300 - 400 км) при определении параметров П-образной схемы замещения необходим учет равномерного распределения сопротивлений и проводимостей вдоль линии. В инженерных расчетах это обстоятельство учитывается введением поправочных коэффициентов.

При длинах линий $l = 300, \dots, 1000$ км:

$$r_{\text{л}} = r_0 l K_r; \quad x_{\text{л}} = x_0 l K_x; \quad b_{\text{л}} = b_0 l K_c,$$

где

$$K_r = 1 - \frac{L^2}{3} x_0 b_0; \quad K_x = 1 - \frac{L^2}{6} x_0 b_0 \left(1 - \frac{r_0^2}{x_0^2} \right); \quad K_c = \frac{3 + K_r}{2(1 + K_r)} = 1 + \frac{L^2}{12} x_0 b_0.$$

Кабельные линии электропередачи моделируются такой же П-образной схемой замещения, удельные параметры которой определяются по справочным таблицам. Удельные параметры схемы замещения кабеля $r_0, x_0, Q_{\text{с0}}$, приведенные в справочных таблицах, ориентировочны. Более точно значения параметров можно определить по заводским характеристикам кабеля. Конкретные особенности применения схем замещения КЛ, в зависимости от рабочего напряжения, будут рассмотрены далее.

Помимо полной схемы замещения, рассмотренной ранее (рис.2.30), возможно применение упрощенных схем замещения воздушных и кабельных линий электропередач, показанных на рис.2.31.

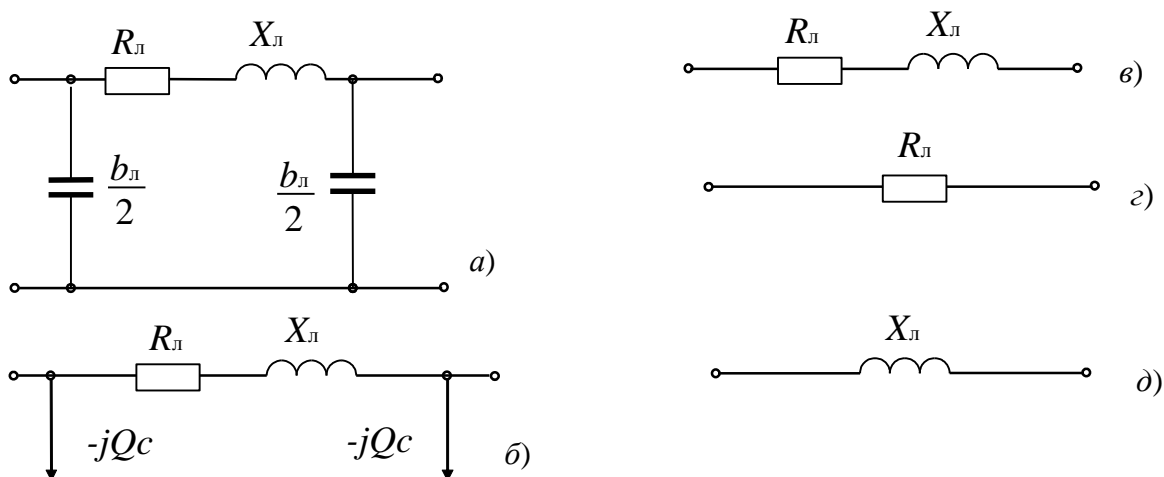


Рис.2.31. Упрощенные схемы замещения ЛЭП

Рекомендации по применению различных модификаций схемы замещения ЛЭП представим в форме табл.2.3.

Таблица 2.3. Рекомендации по применению схем замещения ЛЭП

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Номер рекомендуемой схемы замещения при расчете установившихся режимов	
	ВЛ	КЛ
330 и \uparrow	Рис.2.30	Рис.2.30
220	Рис.2.31, б, а	Рис.2.30
110	Рис.2.31, б, а	Рис.2.30
35	Рис.2.31, в	Рис.2.31, б
10 и \downarrow	Рис.2.31, в	(Рис.2.31, г) ¹

Примечания:

1 - рекомендуется учебной литературой на основе расчетов кабельных линий с медными жилами.

2 - схема замещения рис.2.31, д используется при расчетах электромагнитных и электро-механических переходных процессов.

Задача

Для проверки обоснованности применения для кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно схемы замещения (рис.2.31, г - чисто активное продольное сопротивление) выполнить расчет всех параметров П-образной схемы замещения для случая: длина кабельной линии 4 км; номинальное напряжение 6 кВ; материал жил кабеля - медь, сечением 10 мм².

Справочные данные: $r_0=2,1 \text{ Ом/км}$; $x_0=0,1 \text{ ом/км}$; емкостная проводимость $b_0=60 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$.

Решение:

Для схемы замещения всей КЛ имеем:

$$r=r_0 l = 2,1 \cdot 4 = 8,4 \text{ Ом};$$

$$x=x_0 l = 0,1 \cdot 4 = 0,4 \text{ Ом};$$

$$b=b_0 l = 60 \cdot 10^{-6} \cdot 4 = 240 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Проверка необходимости учета продольного реактивного сопротивления может быть выполнена по отношению

$$\frac{x}{r} = \frac{0,4}{8,4} 100 = 4,76\% .$$

Следовательно, неучет реактивного продольного сопротивления НЕ приводит к значительной погрешности результата.

Для оценки целесообразности учета емкостной проводимости в схеме замещения, определим величину полной зарядной мощности:

$$Q_c = U^2 b = 6^2 240 \cdot 10^{-6} = 8650 \cdot 10^{-6} \text{ Мвар} = 8,65 \text{ квар} .$$

Для медного кабеля данного сечения по условиям нагрева предельный длительный ток составляет: $I_{\text{доп}} = 80 \text{ А}$, что соответствует предельной передаваемой мощности:

$$S_{\text{max}} = \sqrt{3} U I_{\text{доп}} = \sqrt{3} \cdot 6 \cdot 80 = 830 \text{ кВА} .$$

Иными словами, зарядная мощность кабельной линии составляет:

$$\frac{Q_c}{S_{\text{max}}} = \frac{8,65}{830} 100 = 1,04\% .$$

Следовательно, принятый тип схемы замещения кабельной линии (с медными жилами) обеспечивает приемлемую точность расчетов и позволяет существенно сократить количество определяемых параметров расчетной схемы.

2.7.6. Представление трансформаторов при расчетах УР

Двухобмоточные трансформаторы

Условное обозначение простейшего двухобмоточного трансформатора показано на рис.2.32.

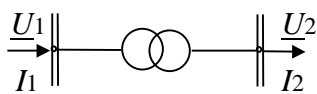


Рис.2.32. Обозначение двухобмоточного трансформатора на однолинейных исполнительных схемах

Двухобмоточный трансформатор может быть представлен в виде *Г-образной* схемы замещения, показанной на рис.2.33, *а*.

В расчетах установившихся режимов электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при $U_{\text{в.ном}}$ до 220 кВ включительно представляют упрощенной схемой (рис.2.33, *б*).

В этой схеме, вместо ветви намагничивания, потери мощности в стали трансформатора (или потери холостого хода $\Delta P_x + j\Delta Q_x$) учитываются в виде дополнительной нагрузки.

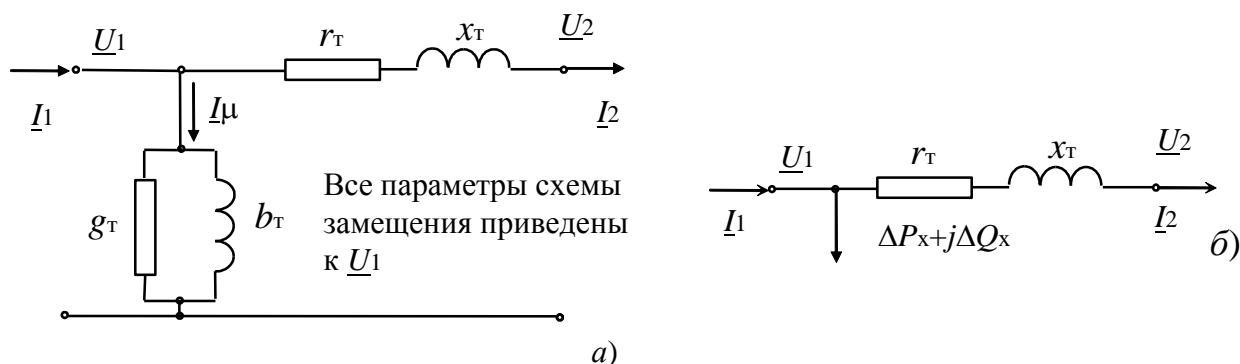


Рис.2.33. Г-образные схемы замещения двухобмоточных трансформаторов

a – полная схема замещения;

б – упрощенная схема замещения

Для каждого трансформатора известны *паспортные (каталожные)* данные:

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность, МВ·А (в справочниках - кВ·А);

$U_{\text{в.ном}}, U_{\text{н.ном}}$ – номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжения;

ΔP_x – активные потери х.х., кВт;

$I_x \%$ – ток х.х., % от $I_{\text{ном}}$;

ΔP_k – потери к.з., кВт;

$u_k \%$ – напряжение к.з., % $U_{\text{ном}}$.

Четыре последних параметра экспериментально определяются для каждого силового трансформатора на заводах - изготовителях и контролируются в эксплуатации при проведении капитальных ремонтов трансформаторов. Суть "опыта холостого хода" состоит в том, что при разомкнутой вторичной обмотке и номинальном напряжении питания на первичной обмотке производятся замеры тока и электропотребления первичной обмотки трансформатора. Суть "опыта короткого замыкания" состоит в том, что на первичную обмотку подают напряжение, повышающееся до тех пор, пока по вторичной обмотке, замкнутой через амперметр, не начнет протекать ток, равный номинальному току. В этот момент производятся замеры напряжения, поданного на первичную обмотку трансформатора, и мощности электропотребления трансформатора.

Исполнительные схемы опытов К.З. и Х.Х. составлять самостоятельно.

Остальные параметры и энергетические характеристики определяются по выражениям:

сопротивления схемы замещения:

$$r_T = \frac{\Delta P_K [\text{МВт}] U_{\text{НОМ}}^2 [\text{кВ}]}{S_{\text{НОМ}}^2 [\text{МВ} \cdot \text{А}]}, \quad [\text{Ом}].$$

$$x_T = \frac{u_K \% [\%] U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}, \quad [\text{Ом}].$$

Отметим, что последнее выражение справедливо для трансформаторов, номинальные напряжения *всех* обмоток которого *выше* 1 000 В. Для трансформаторов этого класса соотношение r/x достаточно мало для того, чтобы пренебречь влиянием активной составляющей напряжения короткого замыкания $u_{\text{к.а}} \%$. Если же напряжение хотя бы одной из обмоток *менее* 1 000 В (380 В), то по аналогичному выражению определяется полное сопротивление трансформатора:

$$z_T = \frac{u_K \% U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}},$$

а собственно реактивное сопротивление определяется выражением

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}.$$

Проводимости определяются выражениями:

$$g_T = \frac{\Delta P_X}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad [\text{См}];$$

$$b_T = \frac{\Delta Q_X}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad [\text{См}].$$

Потери реактивной мощности в стали:

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \% S_{\text{НОМ}}}{100}. \quad (2.11)$$

Для трансформатора, через который проходят ток нагрузки I_2 и мощность S_2 , потери мощности определяются:

$$\Delta P = \Delta P_X + \Delta P_T = \Delta P_X + \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

$$\Delta Q = \Delta Q_x + \Delta Q_T = \frac{I_x \% S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}}.$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой S_2 работают *параллельно* k однотипных трансформаторов, то потери мощности в них определяются:

$$\Delta P = k \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

$$\Delta Q = \frac{k I_x \% S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{1}{k} \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}}.$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы

При необходимости иметь на подстанции три рабочих напряжения целесообразно использование трехобмоточных трансформаторов или, если возможно, более экономичных автотрансформаторов.

Условные обозначения трехобмоточных трансформатора и автотрансформатора показаны на рис.2.34, а, б.



Рис.2.34. Обозначение на однолинейных исполнительных схемах трехобмоточных трансформаторов (а) и автотрансформаторов (б)

Схемы соединения обмоток этих аппаратов в однофазном исполнении выглядят в соответствии с рис.2.35, а, б.

При $U_{\text{НОМ}}$ более 220 кВ необходимо использование полной Г-образной схемы замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов (рис.2.36, а).

При $U_{\text{НОМ}}$ до 220 кВ включительно для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов используется схема замещения (рис.2.36, б).

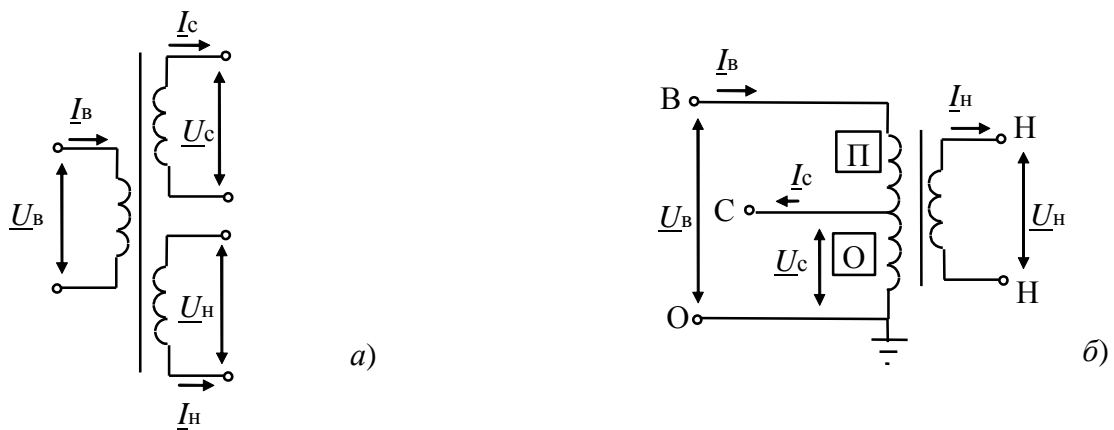


Рис.2.35. Схемы соединения обмоток в однофазном исполнении:

а – трехобмоточного трансформатора;

б – трехобмоточного автотрансформатора

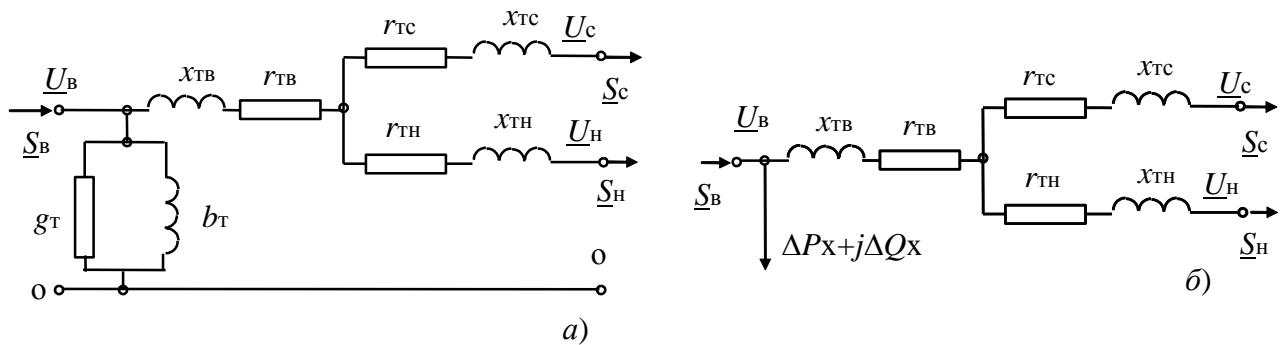


Рис.2.36. Г-образные схемы замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов:

а – полная схема замещения;

б - упрощенная схема замещения

Основные особенности представления в справочниках паспортных данных трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов вытекают из особенностей эксплуатационных режимов (неравномерная загрузка обмоток) и условий экспериментального определения характеристик этих аппаратов в сериях из трех опытов К.З., когда поочередно оказывается отключенной одна из обмоток. В силу этого такие важные показатели, как $u_k \%$ и ΔP_k , приводятся с индексами, отвечающими парам обмоток (В-С; С-Н; В-Н).

При этом значения $u_k \%$ пар обмоток приведены к напряжению обмотки ВН и отнесены к $S_{ном}$.

Для автотрансформаторов, у которых мощность обмотки низкого напряжения в принципе не может быть равна номинальной мощности аппарата, указывается ее мощность (в МВ·А или долях номинальной мощности), определяемая коэффициентом выгодности автотрансформатора:

$$\alpha_{\text{HH}} = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}} = 1 - \frac{U_{\text{с.ном}}}{U_{\text{в.ном}}}.$$

Значения $\Delta P_{\text{к(в-с)}}$ отнесены к номинальной мощности автотрансформатора $S_{\text{ном}}$, а значения $\Delta P_{\text{к(в-н)}}^{\text{H}}$ и $\Delta P_{\text{к(с-н)}}^{\text{H}}$ - к номинальной мощности обмотки низкого напряжения, т.е. к $(\alpha_{\text{HH}} S_{\text{ном}})$. Приведение к единой номинальной мощности реализуется по формулам:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{к(в-н)}} &= \frac{\Delta P_{\text{к(в-н)}}^{\text{H}}}{\alpha_{\text{HH}}^2}; \\ \Delta P_{\text{к(с-н)}} &= \frac{\Delta P_{\text{к(с-н)}}^{\text{H}}}{\alpha_{\text{HH}}^2}.\end{aligned}\tag{2.12}$$

Активные сопротивления схемы замещения определяются выражениями:

$$\begin{aligned}r_{\text{в}} &= \frac{U_{\text{ном}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{\text{к(в-н)}} + \Delta P_{\text{к(в-с)}} - \Delta P_{\text{к(с-н)}}); \\ r_{\text{с}} &= \frac{U_{\text{ном}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{\text{к(в-с)}} + \Delta P_{\text{к(с-н)}} - \Delta P_{\text{к(в-н)}}); \\ r_{\text{н}} &= \frac{U_{\text{ном}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{\text{к(в-н)}} + \Delta P_{\text{к(с-н)}} - \Delta P_{\text{к(в-с)}}).\end{aligned}$$

Для *трехобмоточных трансформаторов* с равными номинальными мощностями обмоток все *активные сопротивления* в схеме замещения **равны**.

Аналогично для *реактивных* сопротивлений:

$$x_B = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{200S_{\text{НОМ}}} (u_{K(B-H)}\% + u_{K(B-C)}\% - u_{K(C-H)}\%);$$

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{200S_{\text{НОМ}}} (u_{K(B-C)}\% + u_{K(C-H)}\% - u_{K(B-H)}\%);$$

$$x_H = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{200S_{\text{НОМ}}} (u_{K(B-H)}\% + u_{K(C-H)}\% - u_{K(B-C)}\%).$$

Потери ΔP_x и ΔQ_x определяются так же, как и для двухобмоточных трансформаторов:

потери ΔP_x – известная каталожная величина;

потери ΔQ_x – определяются через ток холостого хода $I_x\%$ по выражению (2.11).

Особенности расчета параметров трансформатора с расщепленными обмотками рассмотрим позднее на конкретном примере.

Трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения

На электрических станциях и подстанциях нашли применение силовые трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. Это существенно повышает экономичность схемы, облегчает ошиновку и аппараты вследствие уменьшения длительных токов рабочих и форсированных режимов и токов короткого замыкания.

Уже при номинальной мощности трансформатора 25 МВ·А с учетом 40% перегрузки суммарный ток на стороне 6 кВ можно оценить:

$$I = \frac{1,4 S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,208 \text{ кА}.$$

Повышающие трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения используются для формирования укрупненных блоков электростанций, особенно на ГЭС, а понижающие трансформаторы и автотрансформаторы применяются на подстанциях энергосистем и промышленных предприятий; понижающие трансформаторы используются также в системе собственных нужд мощных тепловых и атомных электростанций.

Характерные схемы соединений силовых трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленными на две или три части обмотками низшего напряжения и соответствующие им схемы замещения приведены на рис.2.37.

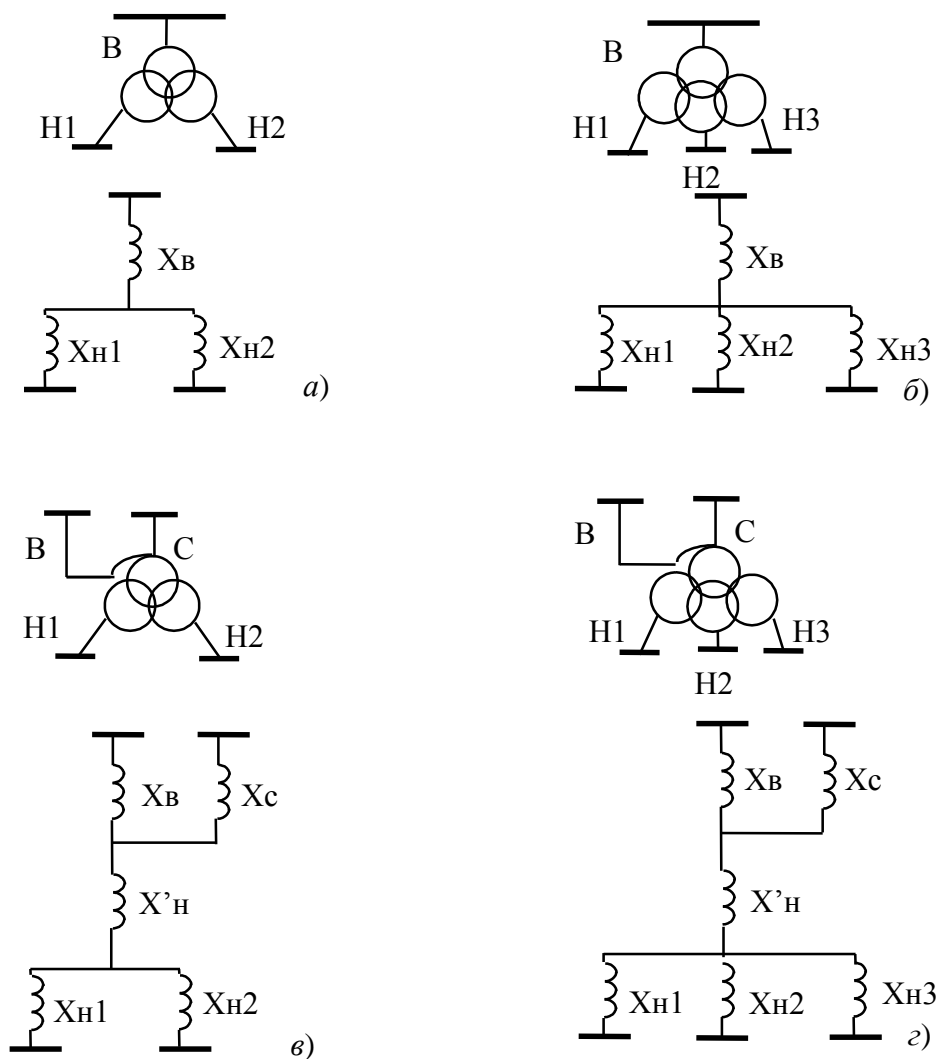


Рис.2.37. Обозначения и схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов с расщеплением одной из обмоток на две или три части:

a – трансформатор, расщепление обмотки на две части;

б - трансформатор, расщепление обмотки на три части;

в – автотрансформатор, расщепление обмотки на две части;

г - автотрансформатор, расщепление обмотки на три части

Трансформаторы с расщепленной вторичной обмоткой широко используются в системах электроснабжения крупных промышленных объектов (черная и цветная металлургия, химия) при наличии там резкопеременных нелинейных нагрузок, например мощных вентильных преобразователей прокатных станов (рис.2.38).

При установке таких трансформаторов на ГПП – Т1 появляется возможность выделить приемники с относительно спокойной нагрузкой на отдельную обмотку и тем самым уменьшить степень воздействия на них резкопеременных и нелинейных нагрузок.

Трансформаторы для *питания* мощных *нелинейных нагрузок*, например *вентильных преобразователей*, Т2 для уменьшения их воздействия на питающую сеть и улучшения технико-экономических показателей желательно выполнять с *возможно большим числом фаз*.

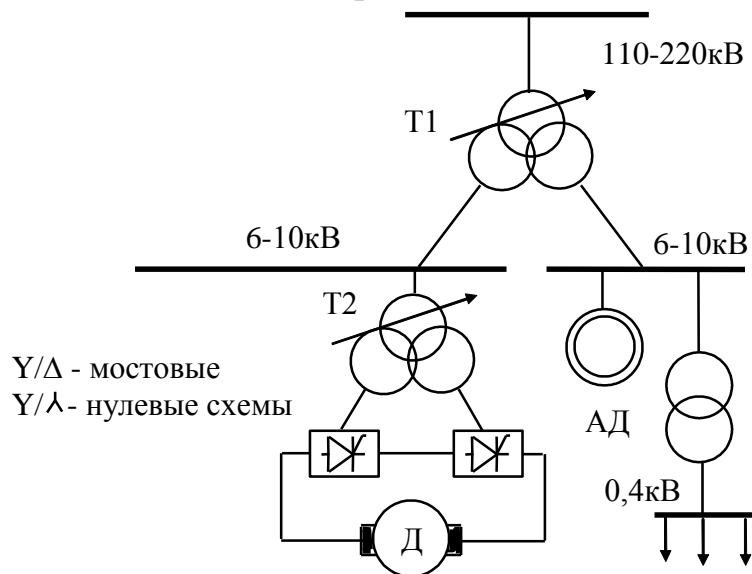


Рис.2.38. Однолинейная схема участка заводской сети, запитанной от трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения

В этом случае установка одного трансформатора с расщепленными вторичными обмотками предпочтительнее, чем установка двух двухобмоточных трансформаторов.

При этом вторичные обмотки должны быть выполнены с разными группами соединений. Покажем два крайних способа размещения вторичных обмоток на стержне трансформатора (рис.2.39).

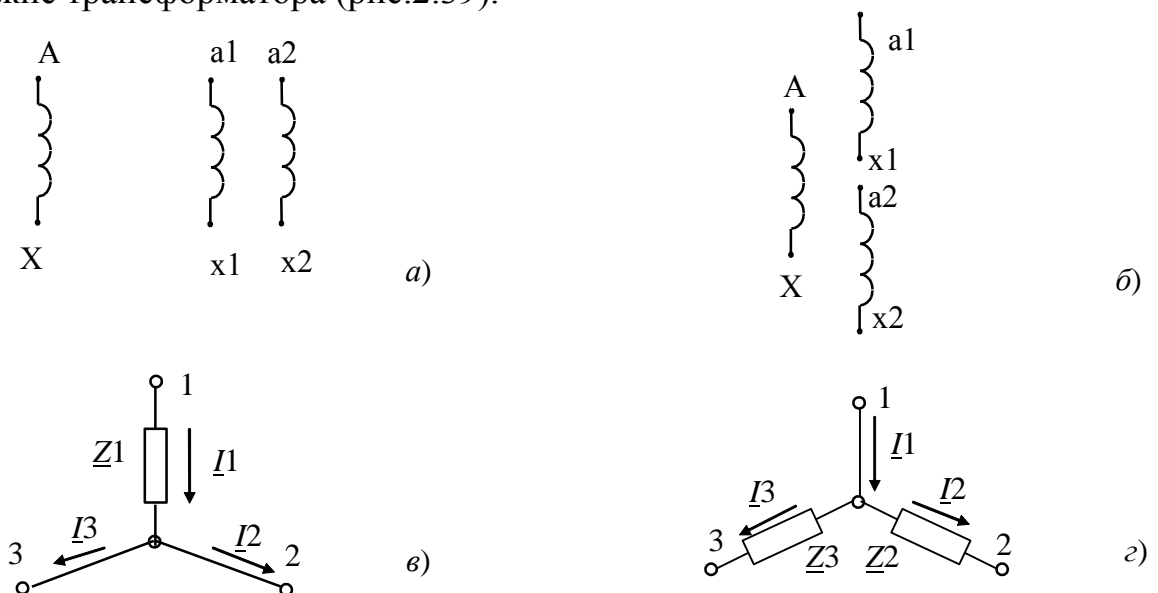


Рис.2.39. Принципиальные схемы (а, б) и схемы замещения (в, г) трансформаторов с расщепленными обмотками

Если ветви *вторичных* обмоток *вмотаны* одна в другую и между ними существует тесная магнитная связь (рис.2.39, а), то их *сопротивления* на трехлучевой схеме замещения *равны нулю*, все *сопротивление* трансформатора оказывается *сосредоточенным в ветви*, соответствующей *первичной* обмотке.

Это значит, что при изменении, например, тока \underline{I}_2 изменяется не только напряжение этой обмотки \underline{U}_2 , но и напряжение \underline{U}_3 , так как ток \underline{I}_2 вызывает падение напряжения на \underline{Z}_1 , которое приводит к изменению напряжения \underline{U}_3 .

Если ветви вторичных обмоток размещены одна под другой на стержне трансформатора (рис.2.39, б) и магнитная связь между ними практически отсутствует, то индуктивное сопротивление на схеме замещения можно считать сосредоточенным в ветвях обмоток низкого напряжения (рис.2.39, г).

Очевидно, что для трансформатора Т1 на ГПП, к вторичным обмоткам которого присоединяется разнородная нагрузка, схема замещения должна быть аналогичной (рис.2.39, г), так как при этом *нагрузки обмоток практически не оказывают влияния друг на друга и уровни напряжения на каждой обмотке зависят лишь от собственной нагрузки*.

Для вентильного преобразователя, наоборот, с точки зрения *ограничения токов короткого замыкания* и скорости нарастания тока di/dt при коммутации вентилей *желательно, чтобы сопротивление* трансформатора было сосредоточено в ветви, соответствующей *обмотке высшего напряжения*. На первый взгляд может показаться, что это приведет к увеличению в 2 раза падения напряжения на общем сопротивлении \underline{Z}_1 от токов \underline{I}_2 и \underline{I}_3 (рис.2.39, в) в нормальном режиме работы. Но при работе преобразователя в нормальных режимах этого не произойдет, так как вторичные обмотки имеют разные группы соединений

(для мостовых схем – Y/Δ , а для нулевых – две обратные звезды Y/Δ) и *моменты коммутаций* токов в них *не совпадают*.

Для рассматриваемых трансформаторов и автотрансформаторов специфическими параметрами являются:

сопротивление расщепления $X_{расщ}$, равное сопротивлению между выводами двух произвольных частей расщепленной обмотки. Обычно части расщепленной обмотки полностью идентичны и поэтому (рис.2.37)

$$x_{расщ} = x_{н1-н2} = x_{н1-н3} = x_{н2-н3};$$

сквозное сопротивление $X_{скв}$, равное сопротивлению между обмотками высшего напряжения (или объединенными выводами обмоток высшего и среднего напряжения при испытаниях автотрансформаторов) и объединенными выводами частей расщепленной обмотки низшего напряжения;

коэффициент расщепления $k_{расщ}$, равный отношению сопротивления расщепления к сквозному сопротивлению :

$$k_{расщ} = x_{расщ} / x_{скв} .$$

При расщеплении обмотки на две части $k_{расщ} \leq 4$;

По данным испытаний $k_{расщ} = 3,5$;

Для схемы рис.2.39, а, в $k_{расщ} = 0$;

Для схемы рис.2.39 б, г $k_{расщ} \approx 4$.

При расщеплении обмотки на три части $k_{\text{расщ}} \leq 6$.

Отметим, что входящие в неравенства знаки "равно" характерны для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, составленных из групп однофазных аппаратов.

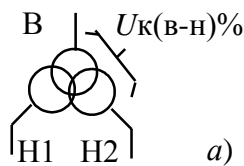
С учетом сказанного, параметры элементов схем замещения – реактивных сопротивлений, показанных на рис.2.37, будут определяться следующими выражениями.

Для схемы замещения (рис.2.37, а) в зависимости от объема исходной информации (рис.2.40) в инженерной практике используются расчетные выражения:

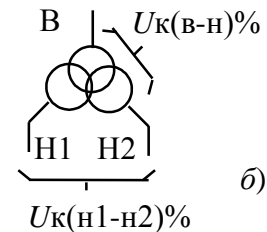
I. Для случая, когда известно единственное значение $u_{\text{к(В-Н)}}\%$, с учетом усредненного значения $k_{\text{расщ}} = 3,5$ (рис.2.40, а):

$$x_{\text{В}} = 0,125 \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} u_{\text{к(В-Н)}}\%;$$

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = 1,75 \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} u_{\text{к(В-Н)}}\%.$$



а)



б)

Рис.2.40. Объем исходной информации для расчета реактивных сопротивлений трансформаторов с расщепленной обмоткой:

а - Вариант 1. Известно $u_{\text{к(В-Н)}}\%$;

б - Вариант 2. Известны $u_{\text{к(В-Н)}}\%$ и $u_{\text{к(Н1-Н2)}}\%$

II. Для случая, когда известны значения $u_{\text{к(В-Н)}}\%$ и $u_{\text{к(Н1-Н2)}}\%$ (рис.2.40, б), значение $U_{\text{к(Н1-Н2)}}\%$ может задаваться отнесенным к мощности расщепленных обмоток низкого напряжения $S_{\text{Н1НОМ}} = S_{\text{Н2НОМ}}$. В этом случае используются выражения:

$$x_{\text{В}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} \left(u_{\text{к(В-Н)}}\% - \frac{u_{\text{к(Н1-Н2)}}\%}{2} \right);$$

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} u_{\text{к(Н1-Н2)}}\%.$$
(2.13)

В некоторых справочниках вместо значения $U_{\text{к(Н1-Н2)}}\%$ может быть задано значение этого же параметра, но ранее приведенное к номинальной мощности трансформатора с использованием выражения

$$u'_{\text{к(Н1-Н2)}} = u_{\text{к(Н1-Н2)}}\% \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ.расщ.обм}}}.$$

В этом случае используется модификация выражений (2.13):

$$x_B = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100S_{\text{НОМ}}} \left(u_{\text{К(В-Н)}} \% - \frac{u'_{\text{К(Н1-Н2)}} \%}{4} \right);$$

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{100S_{\text{НОМ}}} \frac{u'_{\text{К(Н1-Н2)}} \%}{2}.$$

Для схемы замещения (рис. 2.37, б):

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = x_{\text{Н3}} = \frac{x_{\text{расщ}}}{2};$$

$$x_B = x_{\text{СКВ}} - \frac{x_{\text{расщ}}}{6} =$$

$$= x_{\text{СКВ}} \left(1 - \frac{k_{\text{расщ}}}{6} \right) = x_{\text{(В-Н)}} \left(1 - \frac{k_{\text{расщ}}}{6} \right).$$

Для схемы замещения (рис. 2.37, в):

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = x_{\text{расщ}}/2;$$

$$x_B = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{В-С}} - x_{\text{С-Н}})/2;$$

$$x_C = (x_{\text{В-С}} + x_{\text{С-Н}} - x_{\text{В-Н}})/2;$$

$$x_H = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{С-Н}} - x_{\text{В-С}})/2;$$

$$x'_H = x_H - x_{\text{расщ}}/4;$$

$$k_{\text{расщ}} = \frac{x_{\text{расщ}}}{x_{\text{СКВ(ВС-Н)}}} = \frac{x_{\text{расщ}}}{[(x_B \parallel x_C) + x_H]}.$$

Для схемы замещения (рис. 2.37, г):

$$x_{\text{Н1}} = x_{\text{Н2}} = x_{\text{Н3}} = x_{\text{расщ}}/2;$$

$$x_B = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{В-С}} - x_{\text{С-Н}})/2;$$

$$x_C = (x_{\text{В-С}} + x_{\text{С-Н}} - x_{\text{В-Н}})/2;$$

$$x_H = (x_{\text{В-Н}} + x_{\text{С-Н}} - x_{\text{В-С}})/2;$$

$$x'_H = x_H - x_{\text{расщ}}/6;$$

$$k_{\text{расщ}} = \frac{x_{\text{расщ}}}{x_{\text{СКВ(ВС-Н)}}} = \frac{x_{\text{расщ}}}{[(x_B \parallel x_C) + x_H]}.$$

Отметим, что перед подстановкой в указанные выражения, все сопротивления (напряжения к.з.) должны быть приведены к номинальной мощности трансформатора или автотрансформатора.

Оценка активных сопротивлений трансформаторов и автотрансформаторов при числе обмоток более двух

Целью наших рассуждений является определение достоверных численных значений активных сопротивлений, моделирующих необратимые превращения электромагнитной энергии в тепловую в обмотках трансформаторов и автотрансформаторов с числом обмоток более двух. При этом определяющим является наличие информации только об одном из трех значений $\Delta P_{k(i-j)}$, определяемых в опытах к.з.

Номинальная мощность реального трансформатора (или автотрансформатора), соотношение номинальных мощностей его обмоток, схема их соединения и класс номинальных напряжений обмоток в целом определяют номинальные токи обмоток, следовательно, определяют различные сечения проводников и активные сопротивления обмоток реального трансформатора.

Информацию о численных значениях активных сопротивлений получают после обработки результатов опытов к.з., в которых всегда определяются одновременно параметры двух обмоток – питающей и приемной (закороченной).

Особенности опытов к.з. для трансформаторов с расщепленными обмотками и автотрансформаторов рассмотрим позже.

По результатам отдельного опыта определяют так называемое сквозное сопротивление трансформатора $r_{скв}$, отражающее физические свойства обмоток различных сечений, участвующих в опыте.

Для расчета параметров установившегося режима сетей, расчета потерь электрической мощности и энергии и решения ряда других задач используются схемы замещения элементов реальных ЭЭС, в том числе и трансформаторов. При этом часто каждая обмотка трансформатора должна моделироваться отдельным сопротивлением в схеме замещения, кроме того, все параметры схемы замещения отдельного трансформатора приводятся к высшему напряжению обмоток.

Неполнота исходной информации, имеющейся в справочной литературе по результатам опытов к.з. для трансформаторов с числом обмоток более двух, не позволяет использовать ранее приведенные выражения для прямого определения интересующих параметров схемы замещения. Воспользуемся следующим логическим построением для решения поставленной задачи.

Поставим в соответствие схеме замещения силового трансформатора как некоторому объекту другую физическую модель – трансформатор с тем же соотношением номинальных мощностей обмоток, но с единым номинальным напряжением всех обмоток, что соответствует приведенному характеру параметров моделируемой схемы замещения. При таких допущениях сечения проводов, которыми выполнены обмотки "трансформатора – модели", будут одинаковыми, если их мощности равны и меньшей по мощности обмотке будет соответствовать прямо пропорциональное снижение сечения провода. При условии одинакового материала обмоток существует очевидная обратно пропорциональная связь между номинальной мощностью обмоток и их активным сопротивлением (меньшей вдвое мощности соответствует вдвое большее сопротив-

ление). Таким образом, предложенная физическая модель позволила определить закономерности, имеющие место в исследуемом объекте, схеме замещения трансформатора с приведенными параметрами.

Рассмотрим несколько характерных ситуаций.

Расчет активных сопротивлений схемы замещения трехобмоточного трансформатора с равными номинальными мощностями обмоток.

Для силового трансформатора с $S_{ВНОМ} = S_{СНОМ} = S_{ННОМ}$ единственное известное значение $\Delta P_{к(В-С)}$ было получено в опыте, приведенном на схеме рис 2.41.

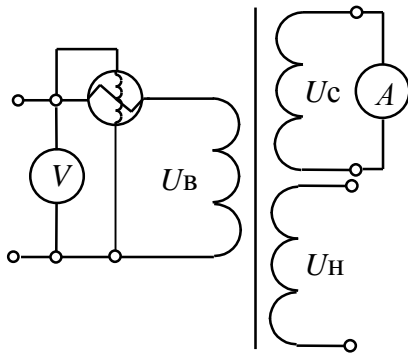


Рис.2.41. Схема опыта короткого замыкания трехобмоточного трансформатора

Значение сквозного сопротивления $r_{СКВ}$ в данном опыте К.З. определяется параметрами обмоток высокого и среднего напряжения:

$$r_{СКВ} = \frac{\Delta P_{к(В-С)} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}.$$

Очевидна эквивалентность преобразования схем, приведенных на рис.2.42.

Из условия равенства мощностей обмоток следует равенство приведенных сопротивлений:

$$r_B = r_C = r_H = \frac{r_{СКВ}}{2}.$$

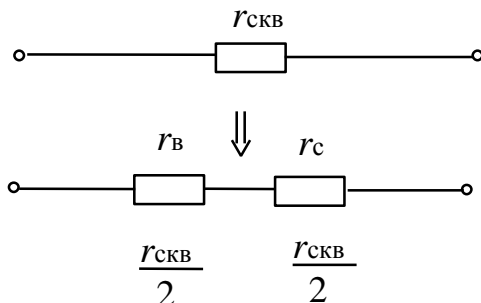


Рис.2.42. Эквивалентная связь между активным сквозным сопротивлением трехобмоточного трансформатора и активными сопротивлениями схем замещения обмоток

Расчет активных сопротивлений схемы замещения трехмоточных трансформаторов и автотрансформаторов с неодинаковыми мощностями обмоток.

Для большинства отечественных автотрансформаторов характерны соотношения мощностей обмоток:

$$S_{В.НОМ} = S_{С.НОМ} = 2S_{Н.НОМ}$$

при единственном известном значении $\Delta P_{К(В-Н)}$.

Очевидна эквивалентность преобразования схем, приведенных на рис.2.43.

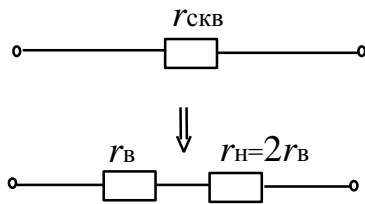


Рис.2.43. Эквивалентная связь между активным сквозным сопротивлением автотрансформатора и активными сопротивлениями схем замещения обмоток

Очевидны следующие расчетные выражения:

$$r_{СКВ} = \frac{\Delta P_{К(В-Н)} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad r_{В} = r_{С} = \frac{1}{3} r_{СКВ}; \quad r_{Н} = 2r_{В} = \frac{2}{3} r_{СКВ}.$$

Иногда встречаются АТ с соотношением номинальных мощностей обмоток 100/100/33 %. В этом случае коэффициенты расчетных выражений должны быть пропорционально изменены.

Расчет активных сопротивлений трансформаторов с расщепленными обмотками.

Особенность опыта к.з. для трансформаторов с расщепленными обмотками ($S_{Н1} = S_{Н2} = 0,5S_{В}$) состоит в том, что благодаря соотношению мощностей обмоток, выполненных на одинаковые $U_{НОМ}$, при одновременном закорачивании обеих обмоток Н1 и Н2, обмотка ВН загружается до номинальной мощности $S_{НОМ}$.

Эквивалентность схем замещения опыта короткого замыкания легче иллюстрировать следующим образом:

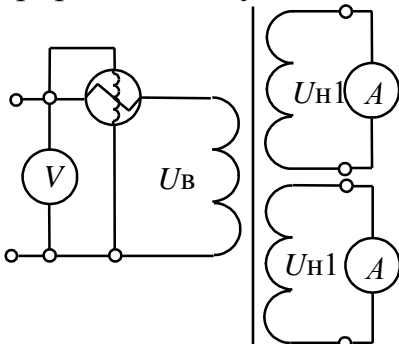


Рис.2.44. Схема опыта короткого замыкания трансформатора с расщепленными обмотками

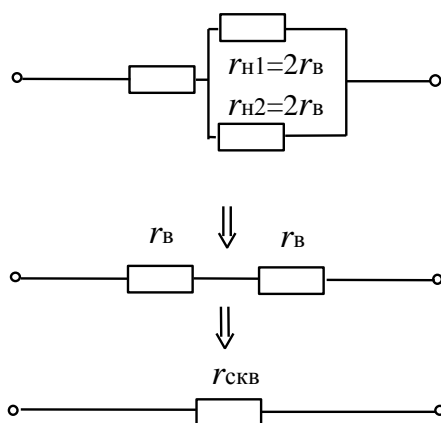


Рис.2.45. Эквивалентная связь между активным сквозным сопротивлением трансформатора с расщепленными обмотками и активными сопротивлениями схем замещения обмоток

Очевидны следующие расчетные выражения:

$$r_{СКВ} = 2r_B = \frac{\Delta P_K U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad r_B = 0,5r_{СКВ}; \quad r_{H1} = r_{H2} = r_{СКВ}.$$

При этом значение $r_{СКВ}$ рассчитывается по единственному значению ΔP_K , определение которого осуществляется при одновременном участии в опыте к.з. всех обмоток трансформатора с расщепленными обмотками.

Модель трансформатора с расщепленными обмотками единственная среди всех типов моделей трансформаторов и автотрансформаторов, может *изменяться в зависимости от режима работы* трансформатора:

При *равномерной* нагрузке обмоток НН1 и НН2 (оптимальный режим) трансформатор может моделироваться *одним сопротивлением* $Z_{СКВ}$, что соответствует параллельной работе обмоток низкого напряжения.

При *неравномерной* нагрузке обмоток следует использовать *развернутую* схему замещения.

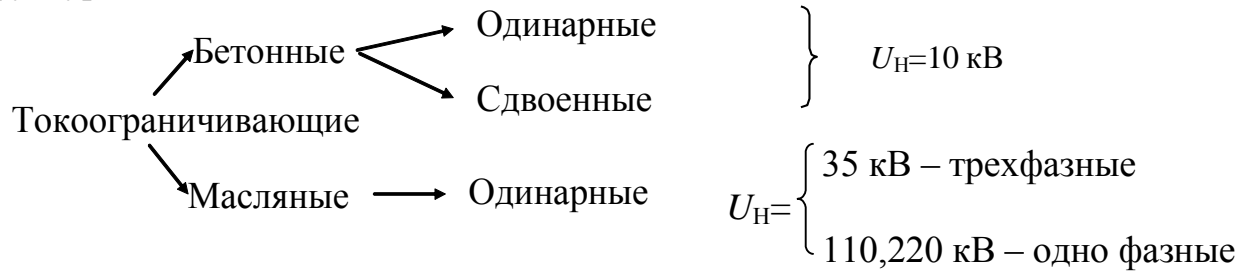
В заключение повторим, что полученные соотношения численных значений активных сопротивлений имеют место *только при приведении параметров схемы к одному напряжению*. При реальных напряжениях активное сопротивление, например, обмотки ВН трансформатора с расщепленными обмотками много больше, чем сопротивление одной из обмоток НН, хотя и имеющей вдвое меньшую мощность.

2.7.7. Представление реакторов при расчетах УР

По функциональному назначению различают реакторы трех типов:

- токоограничивающие;
- шунтирующие;
- заземляющие или дугогасящие.

Номенклатура выпускаемых реакторов характеризуется следующей структурой:



Шунтирующие ---- масляные

$$U_H = \frac{6}{\sqrt{3}} \dots \frac{1200}{\sqrt{3}} \text{ кВ одно- и трехфазные}$$

Заземляющие, дугогасящие ---- масляные

$$U_H = \frac{6}{\sqrt{3}} \dots \frac{35}{\sqrt{3}} \text{ кВ.}$$

Одинарные токоограничивающие реакторы

Если в линию последовательно включить реактор, то произойдет увеличение реактивного сопротивления линии (рис.2.46).

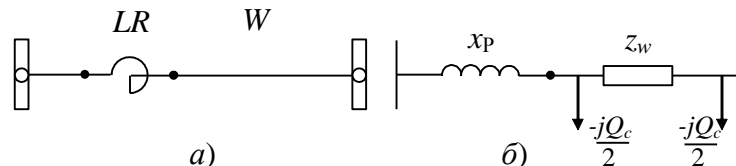

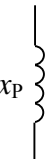




Рис.2.46. Однолинейная схема (а) и схема замещения передачи (б) с использованием одиночного реактора

Такие реакторы называют токоограничивающими и выполняют в виде индуктивных катушек с малым активным сопротивлением. Витки реактора изолированы один от другого, а вся катушка изолирована от заземленных частей и закреплена на каркасе из изолирующего материала.

В настоящее время токоограничивающие реакторы особенно широко используются в сетях 6-10 кВ как в одиночном, так и в сдвоенном исполнении.

Расчет параметров схемы замещения одинарных токоограничивающих реакторов осуществляется по выражениям:

			x_p , Ом	R_p , Ом
Расчет Т.К.З.			$x_p = x_{\text{ном}}$ $x_{*p} = x_{\text{ном}} \frac{S_6}{U_{\text{ср.ном}}^2}$	$\approx 3\%$ от x_p для РБ-10/400
Расчет УР			x_p – справочник или $x_p = \frac{x_p \% U_{\text{ном.р}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{ном.р}}}$ для масля- ных	$R_p = \frac{\Delta P_{\text{ном.р}}}{I_{\text{ном.р}}^2}$ или $R_p = 0$ - для масляных

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение реактора, кВ;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток реактора, кА;

$\Delta P_{\text{ном.р}}$ - номинальные потери на фазу реактора, МВт;

S_6 - базисная мощность, МВ·А;

x_p, R_p - реактивное и активное сопротивления реактора, Ом;

$x_p \%$ - относительное реактивное сопротивление, %

x_{*p} - относительное реактивное сопротивление, о.е.

Сдвоенные токоограничивающие реакторы

Конструктивно сдвоенные реакторы подобны одиночным, но от средней точки обмотки имеется дополнительный вывод, рассчитанный на удвоенный номинальный ток ветви (например, 2х630 А). Выводы от крайних точек обмоток рассчитаны на номинальный ток ветви.

Например, при ступенчатой схеме установки сдвоенного реактора внутри помещений (рис.2.47, а) выводы от средней (1) и крайних (2, 3) точек обмоток могут быть показаны, так как это выполнено на рис.2.47, а, б.

В справочниках по сдвоенным реакторам приводятся данные об индуктивном сопротивлении, Ом:

$x_{\text{ном}}$ - номинальное индуктивное сопротивление;

$(x_2 + x_3)$ - сопротивление двух цепей при последовательном их соединении;

x_4 - сопротивление одной ветви при встречных токах.

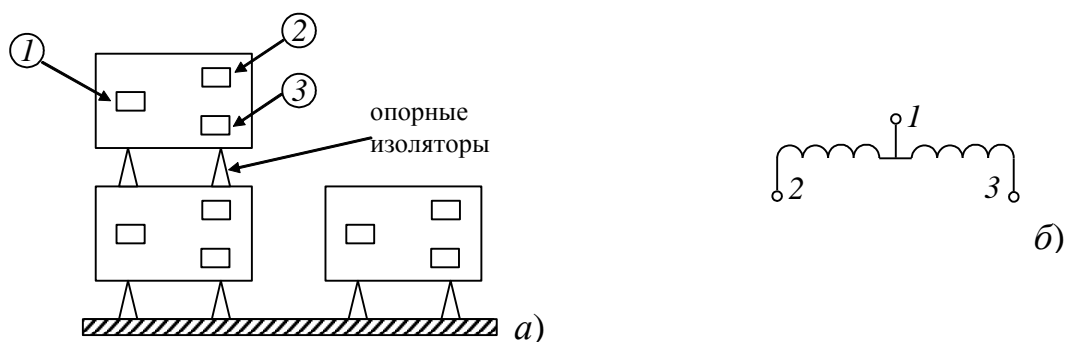


Рис.2.47. Схема установки сдвоенного токоограничивающего реактора:
а – "ступенчатая" установка;
б - принципиальная схема одной фазы сдвоенного реактора

Расчет параметров схемы замещения сдвоенных токоограничивающих реакторов осуществляется по выражениям:

			$x, \text{Ом}$	$R, \text{Ом}$
Расчет т.к.з.			$x_1 = -k_{\text{св}} x_{\text{НОМ}}$ $x_{*1} = -k_{\text{св}} x_{\text{НОМ}} \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.НОМ}}^2}$ $x_2 = x_3 = (1 + k_{\text{св}}) x_{\text{НОМ}}$ $x_{*2} = x_{*3} =$ $= (1 + k_{\text{св}}) x_{\text{НОМ}} \frac{S_{\delta}}{U_{\text{ср.НОМ}}^2}$	$R_p = 0$
Расчет УР			$x_4 = x_5 = x_{\text{НОМ}} (1 - k_{\text{св}})$	$R_4 = R_5 =$ $= \frac{\Delta P_{\text{НОМ}}}{I_{\text{НОМ}}^2}$

Шунтирующие реакторы

При выполнении длинных линий сверхвысокого напряжения 330 кВ и выше в качестве мероприятий по ограничению чрезмерных уровней напряжений в линии, вызванных большими значениями емкостных проводимостей на землю фаз линии, используется включение шунтирующих реакторов (рис.2.48).

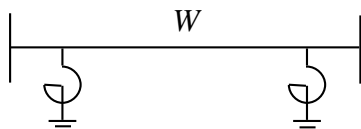


Рис.2.48. Однолинейная схема передачи с шунтирующими реакторами в начале и конце линии

Реакторы такого типа относят к устройствам поперечной компенсации.

В отличие от токоограничивающих реакторов, шунтирующие реакторы выполняют со стальным сердечником и воздушным зазором, и по внешнему

виду они напоминают трансформаторы (при напряжении 110 кВ и выше – исключительно однофазные).

На линиях сверх- и ультравысоких напряжений шунтирующие реакторы могут устанавливаться не только по концам ЛЭП, но и на специально сооружаемых в промежуточных точках линии секционных пунктах вместе с соответствующей коммутационной аппаратурой.

Устройство и принцип действия шунтирующих реакторов, применяемых для компенсации зарядной мощности линий, имеет много общего с трансформаторами. Поэтому определение потерь мощности в реакторах данного типа в принципе может быть выполнено по формулам, записанным для двухобмоточного трансформатора. Однако на практике используют метод удельных показателей потерь.

Потери мощности в шунтирующем реакторе при этом:

$$\Delta P_{\text{р.ш}} = \Delta P_{\text{уд.р.ш}} Q_{\text{ном.р.ш}},$$

где $\Delta P_{\text{уд.р.ш}}$ – удельные потери мощности в реакторе, отнесенные к его номинальной мощности $Q_{\text{ном.р.ш}}$, кВт/кВ·А.

Значение этого показателя для отечественных нерегулируемых шунтирующих реакторов принимается:

0,005 – при $U_{\text{ном}}$ 35-110 кВ;

0,006 – при $U_{\text{ном}}$ 220-750 кВ.

Помимо токоограничивающих и шунтирующих реакторов, на подстанциях могут устанавливаться заземляющие реакторы, предназначенные для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью при $U_{\text{ном}}$ 6, 10, 35 кВ. В схемах замещения при расчетах УР эти реакторы не учитываются.

2.8. Расчет режима линии электропередачи при заданном токе нагрузки

Известны:

I_2 – ток нагрузки;

$\underline{U}_2 = \text{const}$ – напряжение в конце линии;

$\underline{Z}_{12} = r_{12} + jx_{12}$ – сопротивление линии;

$j b_{12}$ – проводимость линии.

Требуется определить:

\underline{U}_1 – напряжение в начале линии;

\underline{I}_{12} – ток в продольной части линии;

ΔS_{12} – потери мощности в линии;

\underline{I}_1 – ток в начале линии.

Алгоритм расчета состоит в последовательном определении неизвестных токов и напряжений от конца линии к началу с использованием первого закона Кирхгофа и закона Ома.

Расчет проведем относительно фазных величин напряжений и токов. Схема замещения линии имеет вид, показанный на рис.2.49.

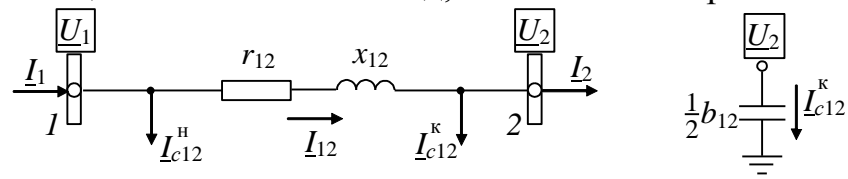


Рис.2.49. Схема замещения ЛЭП с рабочим напряжением выше 35 кВ

На векторной диаграмме (рис.2.50) нанесем известные нам величины $\underline{U}_{2\phi}$, \underline{I}_2 , считая, что:

- 1) фазное напряжение направлено по действительной оси;
- 2) нагрузка имеет индуктивный характер.

Емкостный ток в конце линии по закону Ома:

$$\underline{I}_{c12}^K = j0,5\underline{U}_{2\phi}b_{12}.$$

Вектор этого тока \perp (перпендикулярен) вектору $\underline{U}_{2\phi}$, опережает его на 90° и строится из конца вектора \underline{I}_2 , поскольку, на основании первого закона Кирхгофа, это позволяет определить комплекс тока в продольной части схемы замещения линии:

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_2 + \underline{I}_{c12}^K.$$

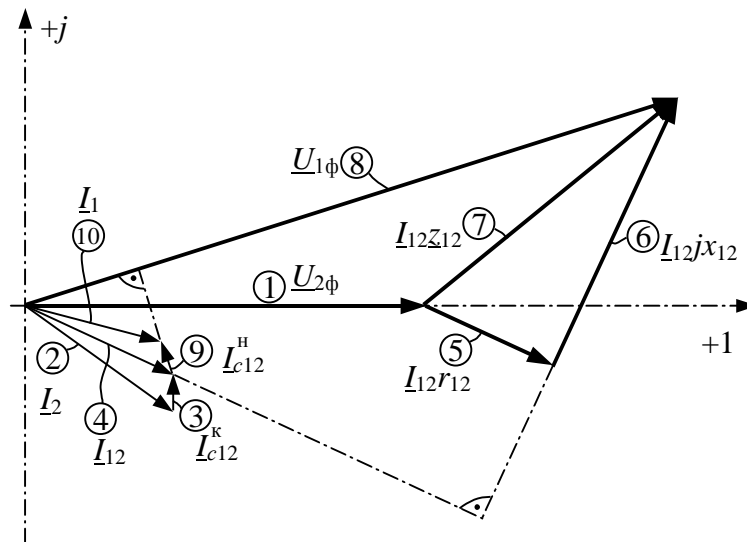


Рис.2.50. Векторная диаграмма режима ЛЭП по данным конца

По закону Ома теперь возможно определить напряжение в начале линии:

$$\underline{U}_{1\phi} = \underline{U}_{2\phi} + \underline{I}_{12}z_{12},$$

что соответствует построению:

- 1) векторов падения напряжения на активном и реактивном сопротивлениях линии,

- 2) по их сумме – вектора полного падения напряжения и, наконец,
- 3) искомого напряжения в начале линии.

Зная напряжение в начале линии, легко определить емкостный ток в начале линии:

$$\underline{I}_{c12}^H = j0,5\underline{U}_{1\phi}b_{12}.$$

С учетом чего ток в начале линии по первому закону Кирхгофа:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{12} + \underline{I}_{c12}^H,$$

можно завершить построение векторной диаграммы.

Потери мощности в трех фазах линии определяются соотношением:

$$\Delta S_{12} = 3\underline{I}_{12}^2 z_{12}.$$

По аналогичному алгоритму выполним построение векторной диаграммы линии для частного случая холостого хода ($\underline{I}_2 = 0$) (рис.2.51).

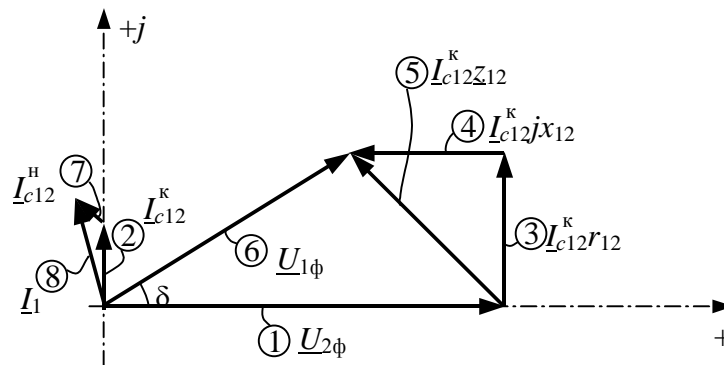


Рис.2.51. Векторная диаграмма режима холостого хода ЛЭП по данным конца

Сравнение полученных векторных диаграмм позволяет сделать важные выводы:

- 1) в линии с *индуктивной* нагрузкой напряжение в конце по модулю меньше, чем в начале: $\underline{U}_{2\phi} < \underline{U}_{1\phi}$;
- 2) в линии на *холостом ходу* напряжение в конце линии больше, чем в начале.

2.9. Падение и потеря напряжения в линии

Рассмотрим векторную диаграмму для *линейных* напряжений в начале и в конце линии \underline{U}_1 и \underline{U}_2 (рис.2.52), аналогичную рассмотренной ранее диаграмме фазных напряжений (рис.2.52).

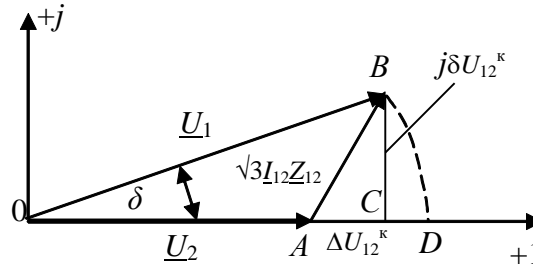


Рис.2.52. Векторная диаграмма линейных напряжений ЛЭП по данным конца

Определяют следующие величины:

Падение напряжения – геометрическая (векторная) разность между комплексами напряжений начала и конца линии.

В данном случае – это вектор \overrightarrow{AB} , т.е.

$$\overrightarrow{AB} = \underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \sqrt{3} \underline{I}_{12} \underline{Z}_{12}.$$

Продольной составляющей падения напряжения ΔU_{12}^k называют проекцию падения напряжения на действительную ось или на напряжение \underline{U}_2 , т.е.

$$\Delta U_{12}^k = AC.$$

Индекс "к" означает, что речь идет о проекции на напряжение конца линии. Обычно ΔU_{12}^k выражается через данные в конце линии: \underline{U}_2 , P_{12}^k , Q_{12}^k .

Поперечной составляющей падения напряжения δU_{12}^k называют проекцию падения напряжения на мнимую ось:

$$\delta U_{12}^k = CB.$$

С учетом последних определений

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \sqrt{3} \underline{I}_{12} \underline{Z}_{12} = \Delta U_{12}^k + j \delta U_{12}^k.$$

Часто используется понятие *потеря напряжения*, под которой понимают алгебраическую разность между модулями напряжений начала и конца линии:

$$U_1 - U_2 = AD.$$

Если поперечная составляющая δU_{12}^k мала (например, в сетях $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ), то можно приближенно считать, что потеря напряжения равна продольной составляющей падения напряжения.

Расчет режимов электрических сетей обычно ведется в мощностях, поэтому выразим падение напряжения и его составляющие через потоки мощности в линии, используя схему замещения (рис.2.53).

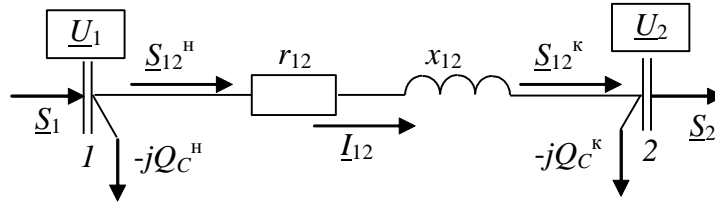


Рис.2.53. Схема замещения ЛЭП с нанесенными параметрами режима в виде мощностей

Рассмотрим два случая.

*Известны мощность и напряжение в конце линии
(расчет напряжения в начале линии по данным конца)*

Выражение для тока в линии \underline{I}_{12} через мощность в конце продольной части линии \underline{S}_{12}^K и напряжение \underline{U}_2 имеет вид

$$\underline{I}_{12} = \frac{\overline{S}_{12}^K}{\sqrt{3}U_2}.$$

Тогда

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 - \underline{U}_2 &= \sqrt{3}\underline{I}_{12}\underline{Z}_{12} = \frac{P_{12}^K - jQ_{12}^K}{U_2}(r_{12} + jx_{12}) = \\ &= \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K x_{12} - Q_{12}^K r_{12}}{U_2}. \end{aligned}$$

Отсюда, очевидно, имеют место соотношения:

$$\begin{aligned} \Delta U_{12}^K &= \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2}; \\ \delta U_{12}^K &= \frac{P_{12}^K x_{12} - Q_{12}^K r_{12}}{U_2}. \end{aligned}$$

Тогда решением задачи является выражение:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta U_{12}^K + j\delta U_{12}^K, \text{ где}$$

\underline{U}_2 - известно; а ΔU_{12}^K и δU_{12}^K определяем.

Соответственно модуль напряжения в начале линии

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^K)^2 + (\delta U_{12}^K)^2};$$

фаза напряжения в начале линии

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_{12}^K}{U_2 + \Delta U_{12}^K}.$$

*Известны мощность и напряжение в начале линии
(расчет напряжения в конце линии по данным начала)*

Для решения этой задачи направим по действительной оси не вектор \underline{U}_2 , как ранее, а \underline{U}_1 , т.е. примем $\underline{U}_1 = U_1$ (построим прежнюю диаграмму и повернём оси так, чтобы действительная ось совпала с \underline{U}_1 , при этом мнимая ось займет новое положение, рис.2.54).

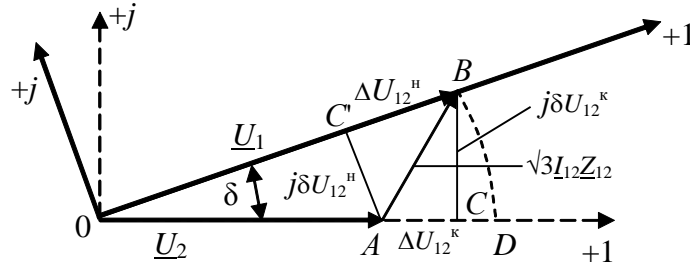


Рис.2.54. Векторная диаграмма напряжений ЛЭП по данным начала

После поворота осей координат:

продольная составляющая падения напряжения

$\Delta U_{12}^H = C'B$ - проекция падения напряжения на действительную ось;

поперечная составляющая падения напряжения

$\delta U_{12}^H = AC'$ - проекция падения напряжения на мнимую ось.

Важно иметь в виду, что один и тот же вектор падения напряжения \overrightarrow{AB} проектируются на разные не параллельные оси, поэтому

$$\Delta U_{12}^H \neq \Delta U_{12}^K \quad BC' \neq AC$$

$$\delta U_{12}^H \neq \delta U_{12}^K \quad AC' \neq CB$$

Используя тот же алгоритм вывода выражений, что и в предыдущей задаче, легко получить аналогичные выражения для расчета по началу:

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1};$$

$$\delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H x_{12} - Q_{12}^H r_{12}}{U_1}.$$

Напряжение в конце линии

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta U_{12}^H - j \delta U_{12}^H,$$

где \underline{U}_1 - известно; а ΔU_{12}^H и δU_{12}^H определяются.

Модуль напряжения в конце линии:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^H)^2 + (\delta U_{12}^H)^2}.$$

Фаза напряжения в конце линии:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_{12}^H}{U_1 - \Delta U_{12}^H}.$$

2.10. Расчёт сети из двух последовательных линий при заданных мощностях нагрузки и напряжениях в конце

Однолинейная схема сети может иметь вид, показанный на рис.2.55.

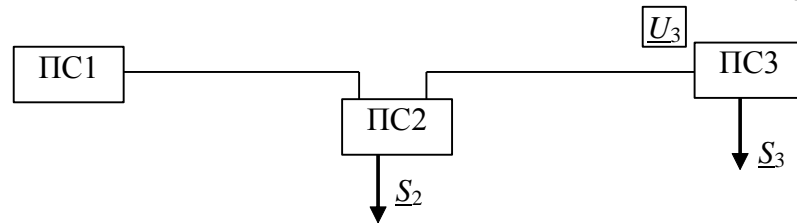


Рис.2.55. Схема сети из двух последовательных ЛЭП

Известны:

- $\underline{S}_2, \underline{S}_3$ - мощности нагрузок;
- \underline{U}_3 - напряжение в конце второй линии;
- $\underline{Z}_{12} = r_{12} + jx_{12}$ - сопротивление линий 1-2 и 2-3;
- $\underline{Z}_{23} = r_{23} + jx_{23}$ - сопротивление линий 1-2 и 2-3;
- b_{12}, b_{23} - проводимости линий 1-2 и 2-3.

Определить:

- $\underline{U}_2, \underline{U}_1$ - неизвестные напряжения в узлах 1 и 2;
- $\underline{S}_{23}^K, \underline{S}_{23}^H, \underline{S}_{12}^K, \underline{S}_{12}^H$ - потоки мощности в линиях;
- $\Delta \underline{S}_{23}, \Delta \underline{S}_{12}$ - потери мощности в линиях;
- \underline{S}_1 - мощность источника питания, текущую от узла 1 в линию 1-2.

Расчет сводится к двум последовательным расчётам одиночных линий.

На первом рассчитывается режим линии 2-3. Ей соответствует схема замещения, показанная на рис.2.56.

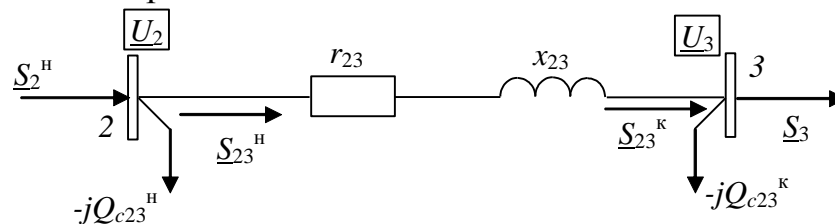


Рис.2.56. Схема замещения ЛЭП, соединяющей ПС-2 и ПС-3

По данным конца производим расчет линии 2-3, определяя: $\underline{S}_{12}^K, \Delta \underline{S}_{23}, \underline{S}_{23}^H, \underline{S}_2^H = \underline{S}_{23}^H - jQ_{c23}^H$ - мощность, текущую от узла 2 в линию 2-3, а также напряжение \underline{U}_2 .

2. Далее производится расчёт линии 1-2 по данным конца: по напряжению \underline{U}_2 и мощности $\underline{S}_2 + \underline{S}_2^H$.

В результате определяют:

$\underline{S}_{12}^K, \underline{S}_{12}^H$ - потоки мощности;

$\Delta \underline{S}_{12}$ - потери мощности;

\underline{U}_1 - напряжение;

\underline{S}_1 - мощность, текущую от узла 1 в линию 1-2.

Векторная диаграмма строится последовательно: сначала для линии 2-3, затем для линии 1-2 (рис.2.57).

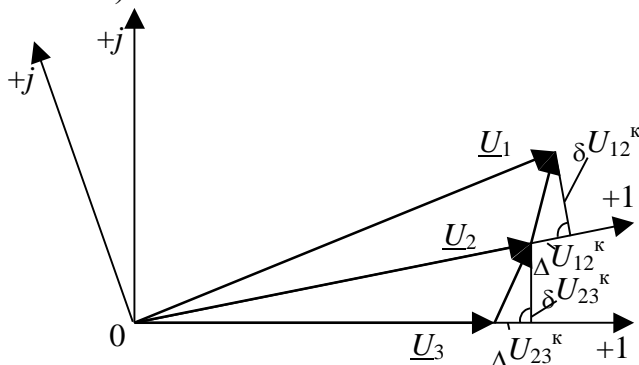


Рис.2.57. Векторные диаграммы напряжений ВЛ₂₃ и ВЛ₁₂

2.11. Расчётные нагрузки подстанций в сетевых задачах

В данном контексте под *расчетными нагрузками* будем понимать вспомогательные величины, позволяющие упростить расчеты установившегося режима, выполняемые вручную, ценой внесения некоторой погрешности вычислений. Порядок вычисления расчетных нагрузок в сетевых задачах отличается от методики определения одноименных величин, применяемых при выборе электрооборудования РУ.

Рассмотрим схему сети, состоящую из трех электропередач и трех двухтрансформаторных подстанций (рис.2.58).

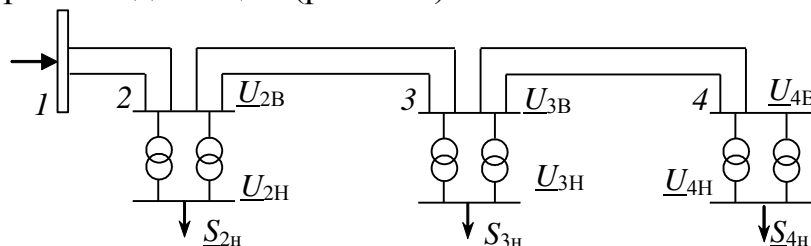
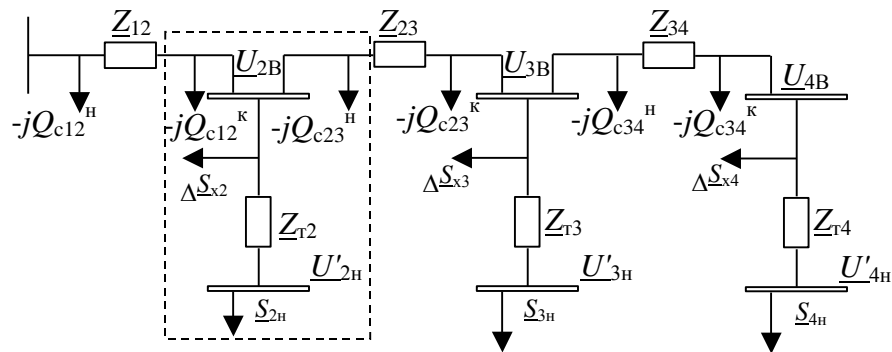


Рис.2.58. Расчетная схема участка сети

Полная схема замещения электрической сети для расчёта установившегося режима должна иметь вид, показанный на рис 2.59.



---- пунктиром показана область схемы замещения, которая может быть заменена расчетной нагрузкой \underline{S}_{p2} .

Рис.2.59. Полная схема замещения участка сети

Производить расчёт напряжений даже для такой простой схемы весьма сложно, с ростом сложности схемы электроснабжения трудности расчёта растут опережающими темпами.

Суть подхода состоит в предварительном определении зарядных мощностей линии и потерь в трансформаторах не при реальных условиях, а при номинальных напряжениях (источник погрешности расчёта) и их суммировании по соответствующим узлам нагрузок (шинам подстанций).

В этом случае упрощенная схема замещения с расчётными нагрузками подстанций имеет вид, показанный на рис.2.60.

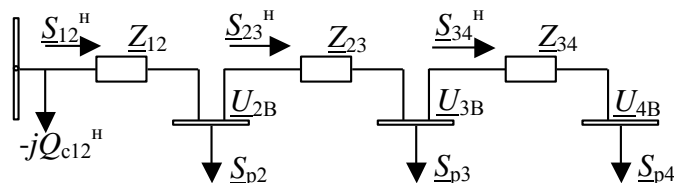


Рис.2.60. Схема замещения участка сети при использовании расчетных нагрузок узлов

Например, для подстанции 2 расчетная нагрузка определится выражением:

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_{2n} + \Delta \underline{S}_{x2} + \Delta \underline{S}_{T2} - jQ_{c12}^K - jQ_{c23}^H.$$

2.12. Допущения при расчёте режима разомкнутых распределительных сетей напряжением до 35 кВ

Рассматриваем распределительные сети с ВЛ и КЛ. ВЛ сетей этого типа имеют, как правило, $U \leq 35$ кВ (в последнее время появились 110 и даже 220 кВ). КЛ чаще имеют $U_{НОМ} \leq 10$ кВ и, как исключение, 35 кВ.

Распределительные сети подразделяются на:

- городские,
- сельскохозяйственные,
- промышленные.

Распределительные сети, как правило, разомкнутые или работают в разомкнутом режиме.

Сети содержат очень большое число нагрузок, общая их протяженность и потери электроэнергии в них велики. На их сооружение расходуется значительное количество металла. Пример схемы распределительной сети показан на рис.2.61.

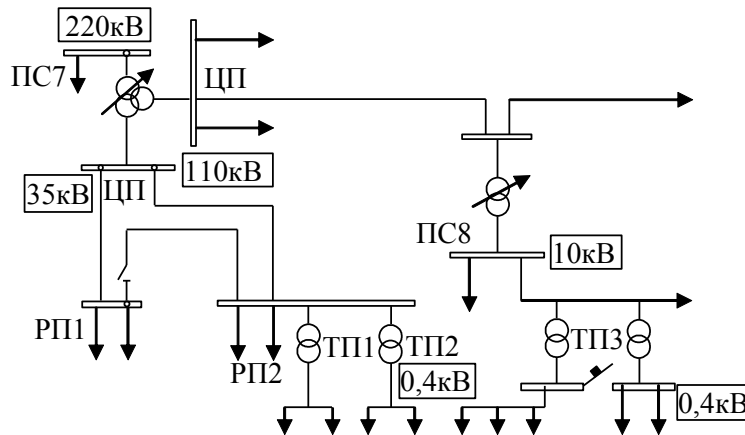


Рис.2.61. Пример схемы распределительной сети

Допущения при расчёте распределительных сетей при $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ состоят в следующем:

1. Зарядная мощность линий не учитывается.
2. Не учитывается реактивное сопротивление кабеля (x) для медных кабелей.
3. При расчете потоков мощности в линиях не учитываются потери в стали трансформаторов с $U_{\text{ВН}} \leq 35$ кВ. Потери мощности в стали учитываются лишь при подсчете потерь активной мощности ΔP и энергии ΔA (или ΔW) во всей сети.
4. При расчёте потоков мощности не учитываются потери мощности. При этом:

$$\underline{S}_{12}^{\text{к}} = \underline{S}_{12}^{\text{н}} = \underline{S}_{12}.$$

5. Пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения δU . При расчете учитывают лишь продольную составляющую падения напряжения ΔU , которая принимается равной потере напряжения:

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \Delta U_{12} = U_1 - U_2.$$

6. Расчёт потери напряжения ведётся по $U_{\text{ном}}$, а не по действительному напряжению сети:

$$U_1 - U_2 = \Delta U_{12} = \frac{P_{12}r_{12} + Q_{12}x_{12}}{U_{\text{ном}}},$$

где P_{12} - активная мощность в линии;

Q_{12} - реактивная мощность в линии;

r_{12} - активное сопротивление линии;

x_{12} - реактивное сопротивление линии.

2.13. Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях

2.13.1. Общие положения расчета режимов простых замкнутых сетей

Сети, которые мы рассматривали до сих пор, относятся к классу **разомкнутых**.

Различают неразветвленные и разветвленные разомкнутые сети (рис.2.62). В разомкнутых сетях все узлы получают питание только по одной ветви.

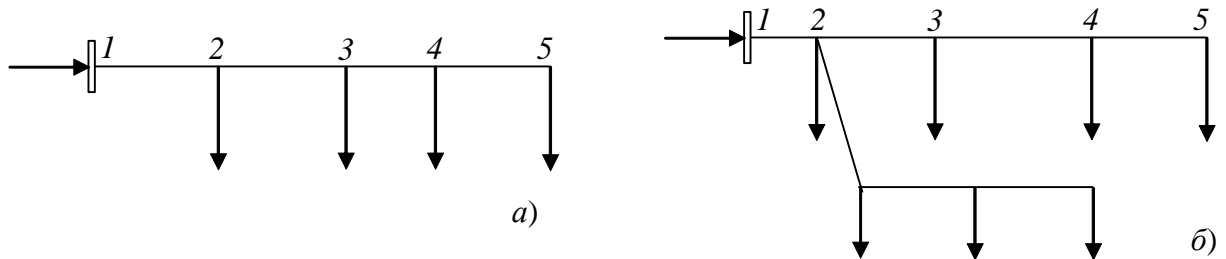


Рис.2.62. Основные типы разомкнутых сетей:
а – неразветвленные; б – разветвленные.

В *простых замкнутых сетях* есть узлы, питающиеся по двум ветвям, но нет узлов, получающих питание более чем по двум ветвям, и отсутствуют узлы, с которыми соединены три и более ветвей.

В качестве характерных примеров таких сетей можно выделить *кольцевые сети* (рис.2.63, а). Головные участки этой сети включены на шины питательного пункта А, которым может служить либо одна из узловых подстанций системы, либо электрическая станция.

Если схему такой сети представить *разрезанной по питательному пункту и развернутой* (рис.2.63, б), то она будет иметь вид, позволяющий классифицировать кольцевые сети как линии с двусторонним питанием, у которых напряжения по концам равны по величине и фазе. Как будет показано далее, аналогично можно рассматривать режимы работы отдельных линий сети произвольной конфигурации, опирающиеся на два центра питания (линии с двусторонним питанием).

В **сложной замкнутой сети** (рис.2.63, в) есть хотя бы один узел, с которым соединены три или более ветвей. Сложная замкнутая сеть содержит два и более контуров.

К достоинствам замкнутых сетей следует отнести:

- повышенную надежность электроснабжения потребителей;
- меньшие потери мощности.

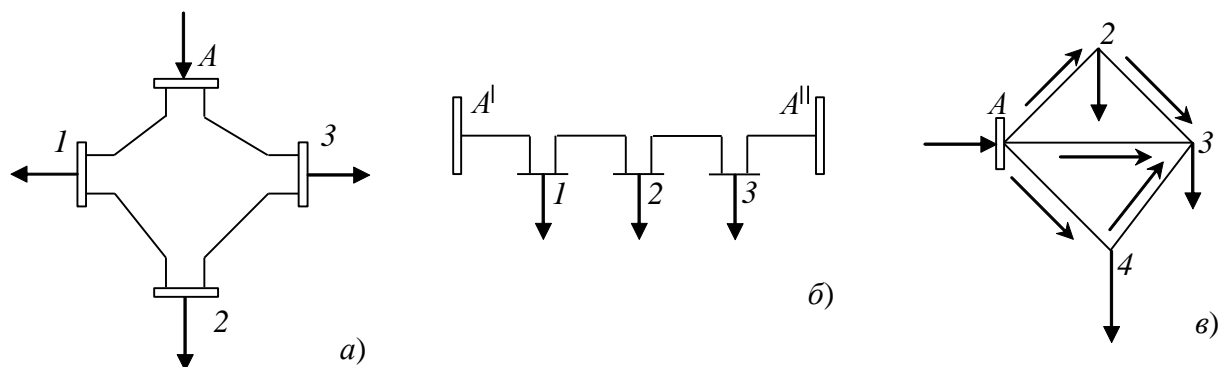


Рис.2.63. Примеры замкнутых сетей:
 а – простая замкнутая (кольцевая) сеть;
 б – кольцевая сеть, разрезанная по центру питания;
 в – сложная замкнутая сеть.

К недостаткам:

- сложность эксплуатации;
- удорожание за счет дополнительных линий;
- режимные расчеты замкнутых сетей сложнее, чем разомкнутых.

Рассмотрим схему замещения кольцевой сети, показанную на рис.2.64.

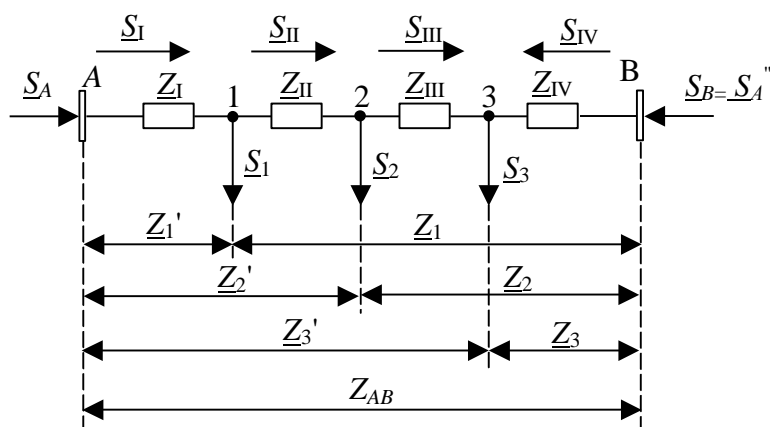


Рис.2.64. Схема замещения кольцевой сети с использованием расчетных нагрузок

\underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 - расчетные нагрузки подстанций, включающие, в общем случае, часть зарядной мощности линий и потери мощности в трансформаторах.

Направление потоков мощности \underline{S}_I , \underline{S}_{II} , \underline{S}_{III} , \underline{S}_{IV} на отдельных участках этой схемы принято условно. Действительное их направление определится в результате расчета.

Принимаем одинаковые напряжения по концам линии $\underline{U}_A = \underline{U}_B$.

Принимаем следующие допущения:

- пренебрегаем потерями мощности $\Delta \underline{S}_i$ при определении потоков \underline{S}_i , где $i=I, \dots, IV$;
- предполагаем, что ток участка определяется по номинальному напряжению:

$$\underline{I}_i = \frac{\bar{S}_i}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}.$$

При равенстве напряжений источников питания на основании второго закона Кирхгофа можно записать:

$$\frac{\bar{S}_I}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \underline{Z}_I + \frac{\bar{S}_{II}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \underline{Z}_{II} + \frac{\bar{S}_{III}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \underline{Z}_{III} - \frac{\bar{S}_{IV}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \underline{Z}_{IV} = 0.$$

Если заменить в этом выражении все комплексные выражения на сопряженные и отбросить заведомо отличные от нуля знаменатели, то равенство не нарушится:

$$\underline{S}_I \bar{Z}_I + \underline{S}_{II} \bar{Z}_{II} + \underline{S}_{III} \bar{Z}_{III} - \underline{S}_{IV} \bar{Z}_{IV} = 0$$

Так как потери мощности не учитываются, то первый закон Кирхгофа для нагрузочных узлов можно записать:

$$\underline{S}_{II} = \underline{S}_I - \underline{S}_1;$$

$$\underline{S}_{III} = \underline{S}_{II} - \underline{S}_2 = \underline{S}_I - \underline{S}_1 - \underline{S}_2;$$

$$\underline{S}_{IV} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{III} = \underline{S}_3 + \underline{S}_2 + \underline{S}_1 - \underline{S}_I.$$

Выполним подстановку полученных выражений мощностей в уравнение второго закона Кирхгофа:

$$\underline{S}_I \bar{Z}_I + (\underline{S}_I - \underline{S}_1) \bar{Z}_{II} + (\underline{S}_I - \underline{S}_1 - \underline{S}_2) \bar{Z}_{III} - (\underline{S}_3 + \underline{S}_2 + \underline{S}_1 - \underline{S}_I) \bar{Z}_{IV} = 0.$$

Отсюда значение потока мощности \underline{S}_I :

$$\underline{S}_I = \frac{\underline{S}_1(\bar{Z}_{II} + \bar{Z}_{III} + \bar{Z}_{IV}) + \underline{S}_2(\bar{Z}_{III} + \bar{Z}_{IV}) + \underline{S}_3 \bar{Z}_{IV}}{\bar{Z}_I + \bar{Z}_{II} + \bar{Z}_{III} + \bar{Z}_{IV}} = \frac{\underline{S}_1 \bar{Z}_I + \underline{S}_2 \bar{Z}_2 + \underline{S}_3 \bar{Z}_3}{\bar{Z}_{AB}}.$$

В общем случае при n нагрузках на кольцевой линии

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{S}_k \bar{Z}_{kB}}{\bar{Z}_{AB}}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{S}_k \bar{Z}_{kA}}{\bar{Z}_{AB}}, \quad (2.14)$$

где \bar{Z}_{kA} и \bar{Z}_{kB} - сопряженные сопротивления линии от точки k , в которой включена некоторая расчетная нагрузка \underline{S}_k , до точки питания A и B соответственно.

Рассмотрим режим разомкнутой сети с двусторонним питанием при условии, что напряжения по концам сети различны, например, $U_A > U_B$.

Известны мощности нагрузок $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$, сопротивления участков линии $\underline{Z}_I, \underline{Z}_{II}, \underline{Z}_{III}, \underline{Z}_{IV}$.

Найти потоки мощности $\underline{S}_I, \underline{S}_{II}, \underline{S}_{III}, \underline{S}_{IV}$.

В соответствии с известным из ТОЭ принципом суперпозиции схему замещения линии (рис.2.65, а) можно заменить двумя схемами замещения (рис.2.65, б, в).

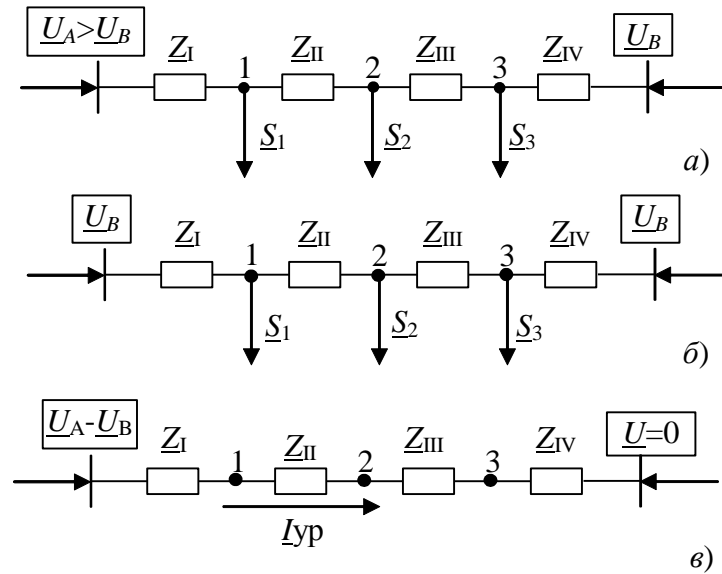


Рис.2.65. Схема замещения ЛЭП с двусторонним питанием:

а – полная схема замещения при неравных напряжениях центров питания;

б – схема замещения ЛЭП при одинаковых напряжениях центров питания;

в – схема замещения ЛЭП для расчета уравнивающей мощности

Потоки мощности в моделируемой линии можно получить в результате наложения (суммирования) потоков в этих линиях. Потоки мощности в линии с равными напряжениями определяются по известным формулам (2.14).

Во второй схеме замещения, учитывающей разницу напряжений, в направлении от источника питания с большим напряжением к источнику с меньшим напряжением протекает сквозной уравнивающий ток $\underline{I}_{ур}$ и передается уравнивающая мощность $\underline{S}_{ур}$:

$$\underline{I}_{ур} = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}},$$

$$\underline{S}_{ур} = \sqrt{3} U_{ном} \bar{I}_{ур} = U_{ном} \frac{\bar{U}_A - \bar{U}_B}{\bar{Z}_{AB}}. \quad (2.15)$$

Соответственно в результате наложения потоков, определенных по выражениям (2.14) и (2.15), определяются потоки мощности в линии с двусторонним питанием при $\underline{U}_A > \underline{U}_B$.

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{S}_k \bar{Z}_{kB}}{\bar{Z}_{AB}} + \underline{S}_{ур},$$

$$\underline{S}_B = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{S}_k \bar{Z}_{kA}}{\bar{Z}_{AB}} - \underline{S}_{yp}.$$

Определение потерь мощности $\Delta \underline{S}$ осуществляется по выражению:

$$\sum_{k=1}^{n-1} \Delta \underline{S}_{k,k+1} = \sum_{k=1}^{n-1} 3I_{k,k+1}^2 Z_{k,k+1} = \sum_{k=1}^{n-1} \frac{\underline{S}_{k,k+1}^2}{U_{ном}^2} Z_{k,k+1}.$$

В данном выражении индекс "1" соответствует узлу "А", индекс "n" – узлу "В" соответственно.

2.13.2. Метод расщепления схем

Существенное упрощение выполняемых вручную расчетов сети одного номинального напряжения или схемы, приведенной к одному базисному напряжению, может быть достигнуто при введении понятия "однородности" сети.

Определение.

В однородной сети отношение активного и реактивного сопротивлений всех ветвей схемы замещения сети одинаково:

$$\frac{x_{k,k+1}}{r_{k,k+1}} = \frac{x}{r} = \alpha = \text{const},$$

где α – коэффициент однородности сети.

Следует обратить внимание на то, что равенство сечений проводников на участках сети не позволяет считать сеть однородной.

Воздушная сеть, по всей длине которой подвешены провода одной марки (одинаковые r_0), но с разными среднегеометрическими расстояниями между проводниками фаз на разных участках сети, является неоднородной, поскольку x_0 линий на разных участках сети не одинаковы. Сеть, один участок которой выполнен кабелем, а другой - воздушной линией, даже при равных сечениях проводов и жил кабелей и выполнении их из одного и того же металла никогда не будет однородной.

В обоих случаях при равенстве удельных активных сопротивлений участков линий удельные реактивные сопротивления не будут равны.

Искусственными мерами сеть с неодинаковыми сечениями и подвеской проводов на опорах на разных участках можно сделать однородной. Достигается это последовательным включением конденсаторов на некоторых участках сети. Сопротивления конденсаторных батарей выбираются такими, чтобы отношения реактивного и активного сопротивлений отдельных участков сети стали бы одинаковыми. В результате можно в некоторых случаях снизить потери мощности и электроэнергии в сети и улучшить режим напряжения у потребителей.

Запишем выражение для определения потока мощности на головном участке схемы, обозначив концы разрезаемой по источнику питания "А" схемы как вершины "А" и "В" линии с двусторонним питанием, равными напряжениями на концах и числом узлов подключения нагрузки n :

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{k=1}^n \underline{S}_k \bar{Z}_{kB}}{\bar{Z}_{AB}}.$$

С учетом свойств однородной сети выражение для потока мощности на головном участке может быть переписано:

$$\begin{aligned} \underline{S}_A &= \frac{\sum_{k=1}^n (P_k + jQ_k) \left(1 - j \frac{x_{kB}}{r_{kB}}\right) r_{kB}}{\left(1 - j \frac{x_{AB}}{r_{AB}}\right) r_{AB}} = \\ &= \frac{\sum_{k=1}^n (P_k + jQ_k) (1 - j\alpha) r_{kB}}{(1 - j\alpha) r_{AB}} = \frac{\sum_{k=1}^n (P_k + jQ_k) r_{kB}}{r_{AB}}. \end{aligned}$$

Окончательно можно записать:

$$\underline{S}_A = P_A + jQ_A = \frac{\sum_{k=1}^n P_k r_{kB}}{r_{AB}} + j \frac{\sum_{k=1}^n Q_k r_{kB}}{r_{AB}}.$$

Выведенные выражения показывают, что в однородных сетях распределения потоков активных и реактивных мощностей (следовательно, активных и реактивных составляющих токов участков) не зависят друг от друга. Нахождение распределения P и Q в таких сетях упрощается. Рассчитываются как бы две независимые сети:

- одна, нагруженная только активными нагрузками (рис.2.66, а);
- и вторая, нагруженная только реактивными нагрузками (рис.2.66, б).

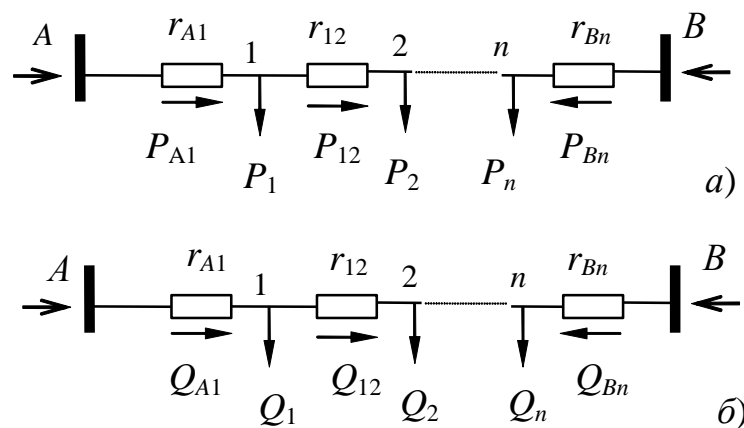


Рис.2.66. Схема замещения для чисто однородной сети:
а – для расчета распределения активных мощностей;
б – для расчета распределения реактивных мощностей

Для каждой из схем определяется распределение мощностей. Полные мощности на участках сети находятся суммированием проходящих по участкам активных и реактивных мощностей. Такой расчетный прием называется *расщеплением сети* и позволяет уменьшить трудоемкость режимных расчетов сети, выполняемых без применения ПЭВМ.

Схемы замещения питающих электрических сетей с номинальными напряжениями до 220 кВ, как правило, получаются не вполне однородными, так как для разных линий применяются различные сечения проводов и способы их подвески. Однако на практике часто такие сети можно считать *почти однородными*, поскольку применяемые сечения проводов изменяются в достаточно узких пределах, а определяющими потокораспределение являются индуктивные сопротивления ветвей.

Реальные участки (ветви) сети произвольной конфигурации напряжением до 220 кВ обладают следующими особенностями:

$$I_{\text{вет. акт}} > I_{\text{вет. реакт}},$$

$$x_{\text{вет}} > r_{\text{вет}}.$$

Анализ, основанный на использовании матричных уравнений второго закона Кирхгофа с комплексными переменными и учете особенностей схем данного класса напряжений, позволяет вывести правило, существенно повышающее точность расчетов потокораспределения.

В почти однородных сетях, в первом приближении, *активная мощность* нагрузки распределяется в соответствии с *реактивными сопротивлениями* ветвей (рис.2.67, а), а *реактивная мощность* - в соответствии с *активными сопротивлениями* (рис.2.67, б).

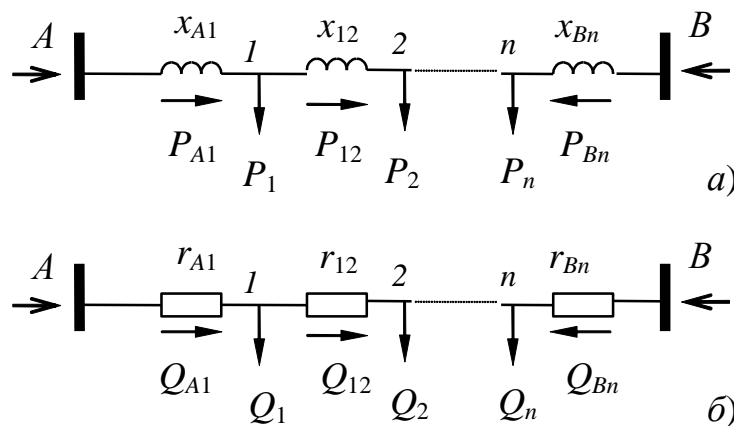


Рис.2.67 - Схема замещения для почти однородной сети:
а – для расчета распределения активных мощностей;
б – для расчета распределения реактивных мощностей

Этим схемам замещения соответствуют расчетные выражения:

$$P_A = \frac{\sum_{k=1}^n P_k x_{kB}}{x_{AB}}; \quad Q_A = \frac{\sum_{k=1}^n Q_k r_{kB}}{r_{AB}}.$$

При расчете распределения активной мощности можно ввести дополнительное упрощение, связанное с тем, что погонное индуктивное сопротивление воздушных линий x_0 сравнительно мало зависит от сечения проводов, и, следовательно, приблизительно индуктивные сопротивления линий пропорциональны их длинам. Тогда можно записать:

$$P_A = \frac{\sum_{k=1}^n P_k l_{kB}}{l_{AB}}.$$

Такой прием расчета особенно целесообразен в процессе эскизного (начального) проектирования электрических сетей, когда точные параметры линий неизвестны. При этом обычно распределение реактивной мощности находят также по схеме, где параметрами линий являются их длины. Это не вполне верно, но для приближенного представления допустимо, так как реактивные нагрузки сравнительно невелики и не могут существенно исказить результаты расчета установившегося режима.

ЗАДАЧА:

Найти потокораспределение в кольцевой сети 110 кВ методом расщепления. Расчетная схема представлена на рис.2.68.

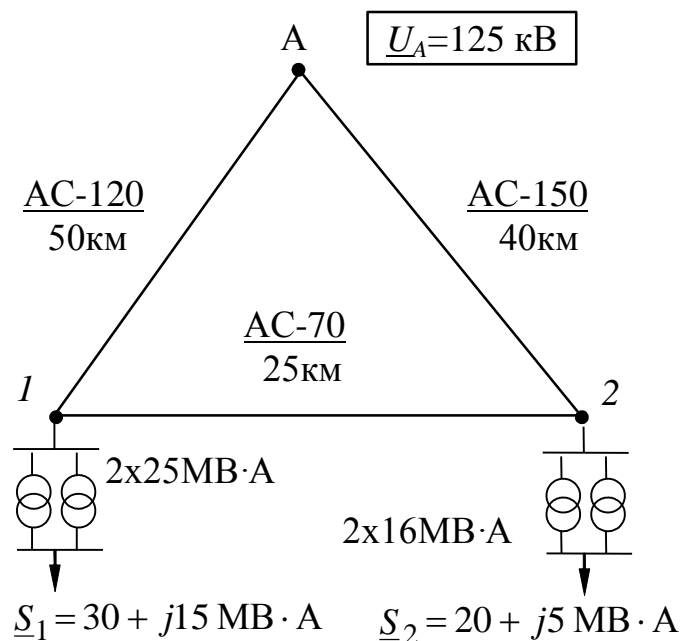


Рис.2.68. Расчетная схема участка сети

Параметры схемы замещения и расчетные нагрузки узлов представлены на рис.2.69.

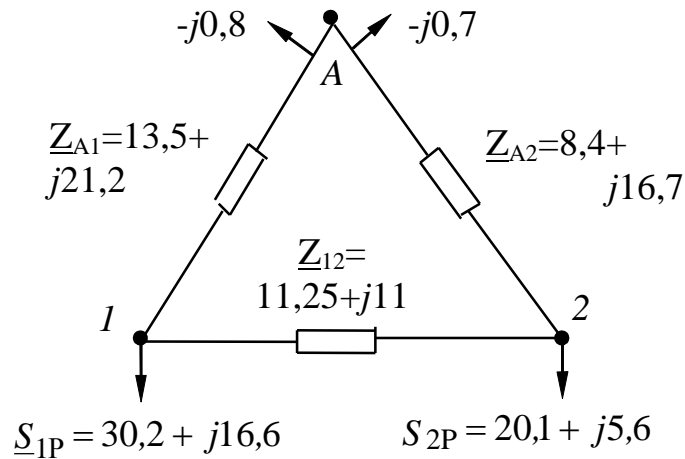


Рис.2.69. Полная схема замещения участка сети

РЕШЕНИЕ:

На основе исходных данных составляем две схемы замещения:

1. Схему с индуктивными сопротивлениями и активными нагрузками (рис.2.70, а);
2. Схему с активными сопротивлениями и реактивными нагрузками (рис.2.70, б).

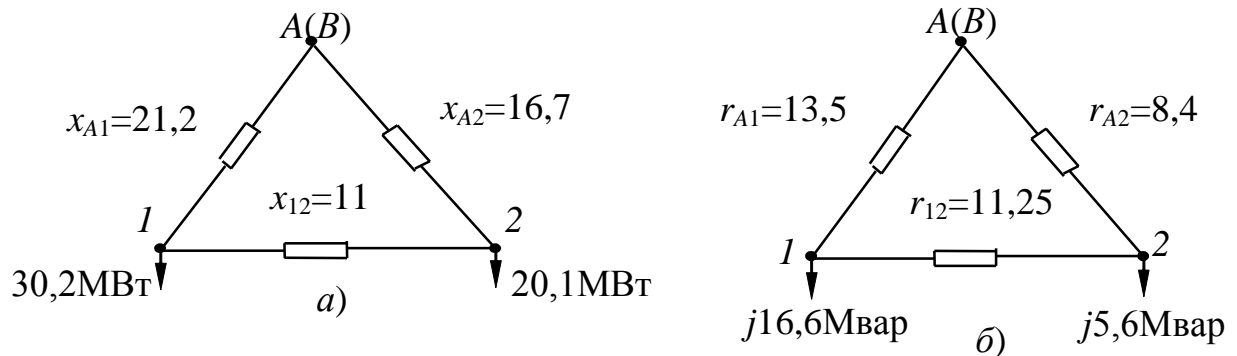


Рис.2.70. Схемы замещения для почти однородного участка сети:
а – для расчета распределения активных мощностей;
б – для расчета распределения реактивных мощностей

Распределение активной мощности (без учета потерь мощности при передаче) определим по выражениям:

$$P_{A1} = \frac{\sum_{k=1}^2 P_k x_{kB}}{x_{AB}} = \frac{30,2(11 + 16,7) + 20,1 \cdot 16,7}{21,2 + 11 + 16,7} = 24 \text{ МВт}.$$

$$P_{21} = P_{P1} - P_{A1} = 30,2 - 24 = 6,2 \text{ МВт}.$$

$$P_{B2} = P_{21} + P_{P2} = P_{P1} + P_{P2} - P_{A1} = 30,2 + 20,1 - 24 = 26,3 \text{ МВт}.$$

При расчете величины потока активной мощности на головном участке возможно использование выражений:

$$P'_{A1} = \frac{\sum_{k=1}^2 P_k l_{kB}}{l_{AB}} = \frac{30,2(25 + 40) + 20,1 \cdot 40}{50 + 25 + 40} = 24 \text{ МВт}.$$

или

$$P''_{A1} = \frac{\sum_{k=1}^2 P_k r_{kB}}{r_{AB}} = \frac{30,2(11,25 + 8,4) + 20,1 \cdot 8,4}{13,5 + 11,25 + 8,4} = 22,99 \text{ МВт}.$$

Относительно высокая погрешность последнего расчета по выражению для однородных сетей (4,2%) объясняется непостоянством отношений (x_k / r_k) отдельных участков кольцевой сети, равных соответственно: 1,570; 0,977; 1,988.

Распределение реактивной мощности (без учета потерь мощности при передаче) определяется выражениями:

$$Q_{A1} = \frac{\sum_{k=1}^2 Q_k R_{kB}}{R_{AB}} = \frac{16,6(11,25 + 8,4) + 5,6 \cdot 8,4}{13,5 + 11,25 + 8,4} = 11,3 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{21} = Q_{P1} - Q_{A1} = 16,6 - 11,3 = 5,3 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{B2} = Q_{21} + Q_{P2} = Q_{P1} + Q_{P2} - Q_{A1} = 16,6 + 5,6 - 11,3 = 10,9 \text{ Мвар}.$$

Совмещая полученные распределения активной и реактивной мощностей, находим окончательное распределение полной мощности в сети, показанное на рис.2.71.

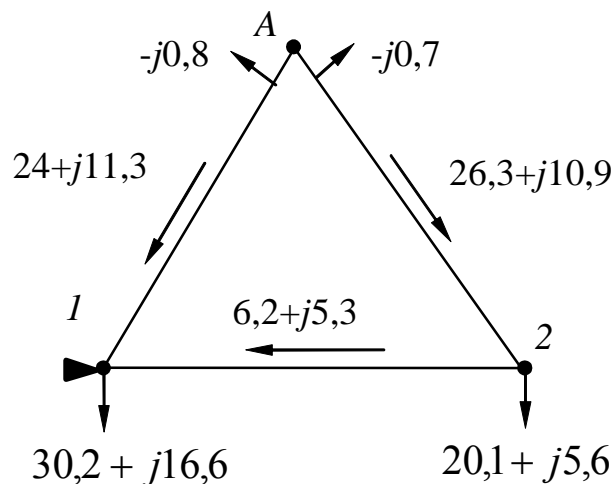


Рис.2.71. Итоговое потокораспределение на участке сети

В заключение отметим, что в общем случае точки потокоораздела по активной и реактивной мощности могут не совпадать.

2.14. ПОТЕРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

2.14.1. Общие положения проблемы расчета потерь электрической энергии и мощности при ее транспорте

При передаче электроэнергии от генераторов электростанций до шин потребителей часть электроэнергии неизбежно расходуется на:

- нагрев проводников;
- создание электромагнитных потерь;
- корону и другие эффекты.

Этот расход будем называть "потери электроэнергии", понимая под потерями именно технологический расход электроэнергии на ее транспорт, а не потери от брака или нарушений технологического процесса.

В настоящее время действует "Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям", утвержденная приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326, зарегистрирована в Минюсте России 12 февраля 2009 г. № 13314 [17].

Нормативы технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период (период применения устанавливаемых тарифов) для электросетевой организации (ЭСО) учитываются при формировании тарифов на транспорт электроэнергии как в целом по ЭСО, так и с разбивкой по диапазонам напряжения:

- на высоком напряжении - 110 кВ и выше (ВН);
- на среднем первом напряжении - 35-60 кВ (СН I);
- на среднем втором напряжении - 1-20 кВ (СН II);
- на низком напряжении - 0,4 кВ и ниже (НН).

Цель: снижение потерь электроэнергии в электрических сетях и обоснование тарифов за услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям.

Основные понятия и определения, используемые в практике электроэнергетики.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяются как разность между электроэнергией, отпущенной в сеть с шин электрических станций и от смежных электросетевых организаций W_{OC} , и суммой электроэнергии, оплаченной потребителями $W_{ПО}$ и израсходованной на производственные нужды энергосистемы $W_{ПН}$:

$$\Delta W = W_{OC} - (W_{ПО} + W_{ПН}).$$

Известно другое определение этой величины.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии - разность между поступлением (поставкой) электрической энергии в электрическую

сеть и отпуском электрической энергии из сети, а также объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами и субъектами.

Для того, чтобы разобраться о чем идет речь, рассмотрим возможное представление баланса электрической энергии электросетевой организации (ЭСО) (рис.2.72).

В балансе электрической энергии ЭСО использованы следующие величины и их определения.

Технологические потери (расход) *электроэнергии* при ее передаче по электрическим сетям (далее - ТПЭ) - потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии, рассчитанные в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии.

Определяются исключительно расчетным путем.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям $\Delta W_{\text{ТПЭ}}$ рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета.

Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных и нагрузочных потерь и определяются в соответствии с [17].

Условно-постоянные потери - часть технических потерь в электрических сетях, не зависящая от передаваемой мощности.

Нагрузочные (переменные) *потери* - потери в линиях, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах, зависящие от передаваемой нагрузки.

Потери, обусловленные погрешностью системы учета, определяются в зависимости от погрешностей трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН), счетчиков и соединительных проводов.

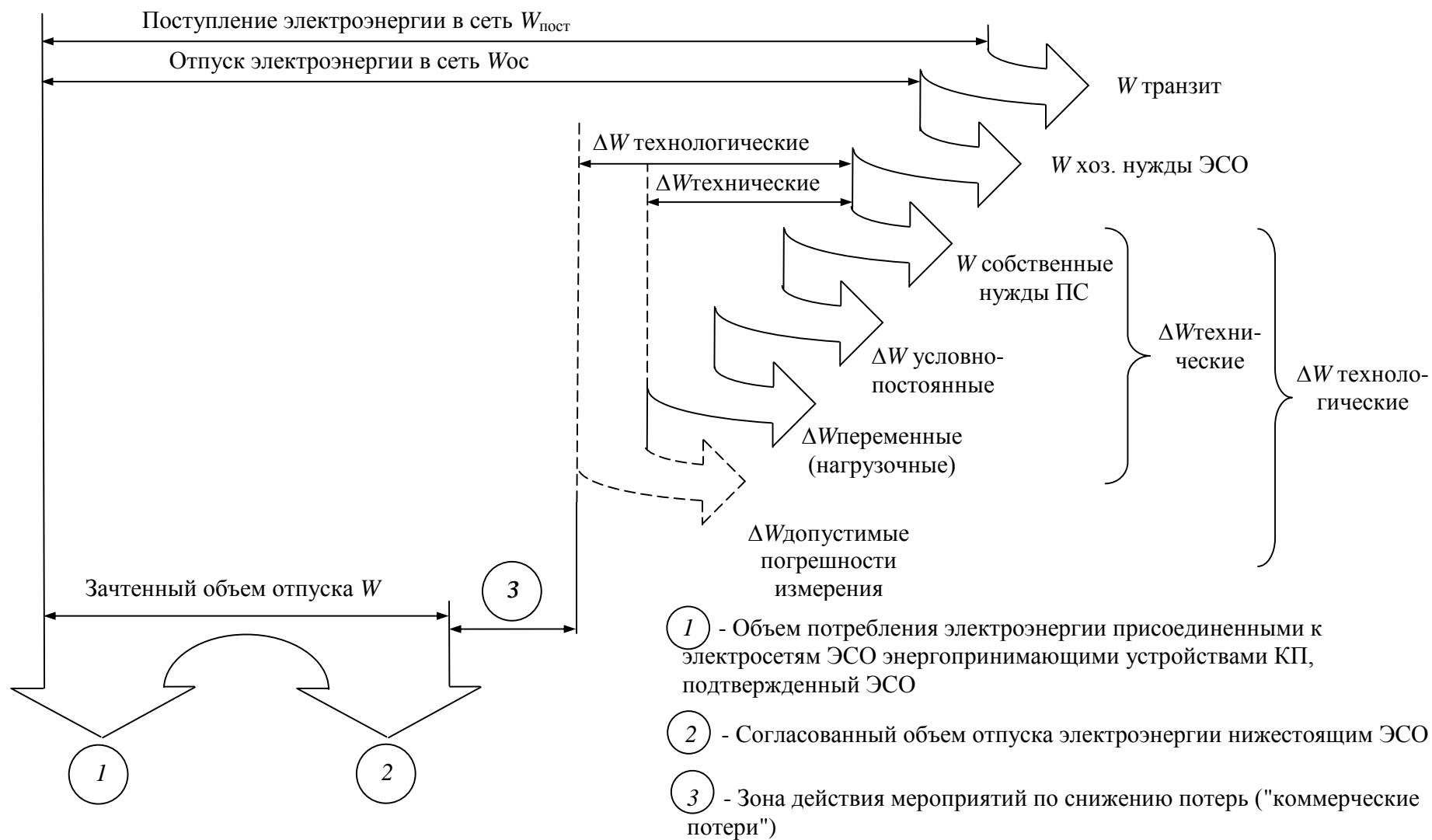


Рис.2.72. Баланс электрической энергии электросетевой организации

Непосредственно в процессе тарифообразования на услуги транспорта электроэнергии используются следующие понятия.

Нормативы технологических потерь (расхода) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (далее - НТПЭ) - расчетные значения технологических потерь, определяемые в соответствии с настоящим Порядком в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ЭСО.

Нормативы потерь (далее - НПЭ) - расчетные значения потерь, определяемые в соответствии с настоящим Порядком как сумма нормативных технологических потерь электроэнергии и нормативов снижения потерь электроэнергии на регулируемый период.

2.14.2. Классические методы расчета нагрузочных потерь электрической энергии

Если линия электропередачи работает с постоянной нагрузкой и при этом имеют место потери активной мощности ΔP , то потери электроэнергии за время T составят:

$$\Delta W = \Delta P T.$$

Вообще же величина потерь электроэнергии существенно зависит от характера изменения нагрузки в течение рассматриваемого периода времени.

Существует огромное число методов расчета потерь, еще большее число их модификаций и программных реализаций, но все они могут быть разделены на две основные группы методов (рис.2.73):

- детерминированные;
- вероятностно-статистические.

Обозначим часть существующих методов, с которыми познакомимся при изучении этой темы курса.

Метод оперативных расчетов нагрузочных потерь (расчет по графику нагрузки, или метод графического интегрирования)

Суть метода состоит в определении потерь на каждой ступени графика нагрузки и последующем их суммировании.

Основа реализации метода – графики нагрузки.

Суточные графики отражают изменение мощности нагрузки в течение суток (иногда отличают графики субботы, воскресенья, понедельника, рабочего дня; различают сезонные колебания).

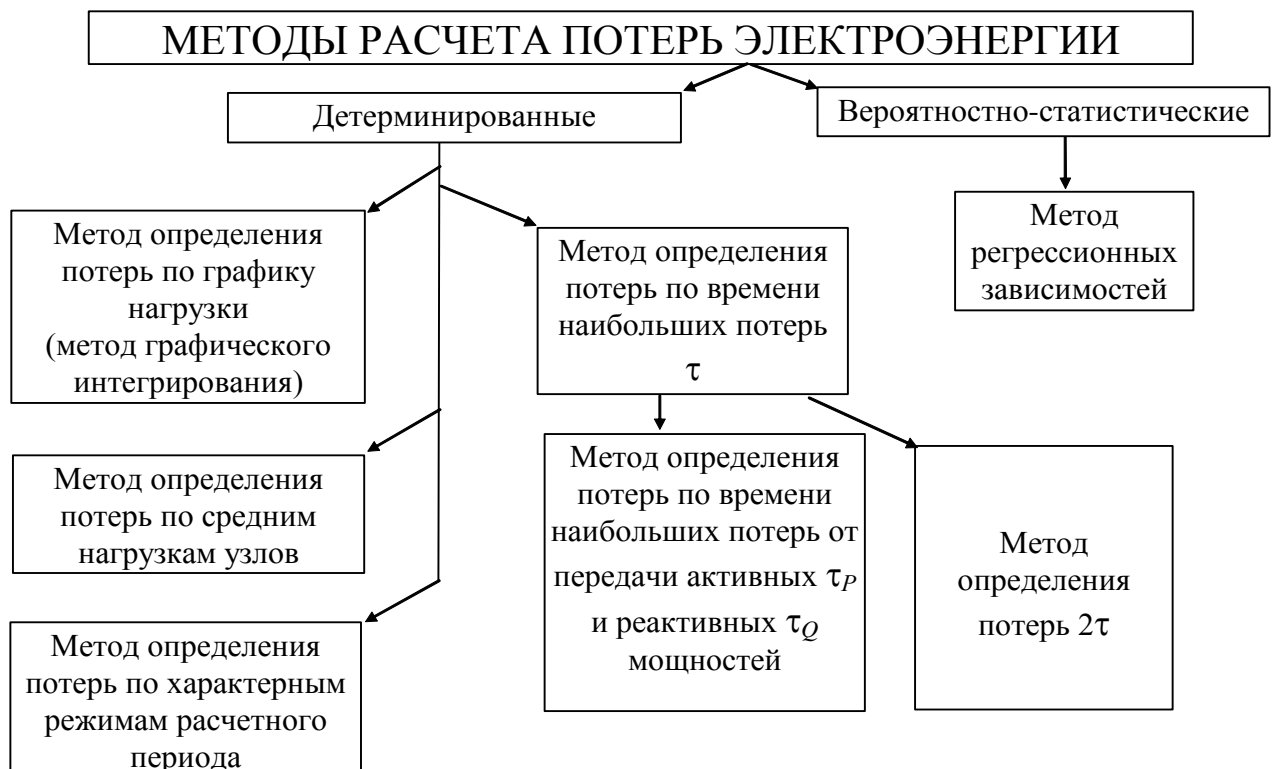


Рис.2.73. Основные методы расчета нагрузочных потерь в электросетях

Годовой график строится на основе характерных суточных графиков за весенне–летний и осенне-зимний периоды. Как правило, годовые графики оформляются в упорядоченной форме, при которой все нагрузки расположены в порядке убывания (рис.2.74):

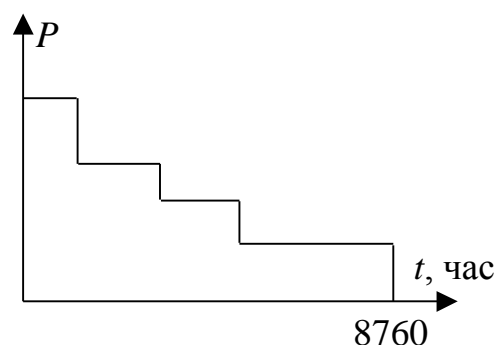


Рис.2.74. Пример годового упорядоченного графика нагрузки

Такая форма представления графика наглядно показывает длительность работы в течение года с каждым из выделенных значений нагрузки. Начальная ордината упорядоченного графика соответствует максимальной нагрузке.

По годовому графику нагрузок определяют потери электроэнергии за год. Для этого:

1. Определяют потери мощности и энергии для каждого режима.
2. Суммируют найденные значения потерь энергии.

От всех других методов расчёта рассмотренный метод отличается наибольшей точностью.

Практическое использование метода затруднено:

- 1.Отсутствием полной информации о графиках нагрузки для всех элементов сети.
- 2.Высокой трудоёмкостью и размерностью задачи.

Определение потерь электроэнергии по методу характерных режимов расчётного периода

Метод предназначен для уточнённого расчёта потерь в питающих сетях энергосистем.

Суть метода – замена реального процесса изменения нагрузок элементов сети за расчётный период несколькими характерными режимами.

В качестве характерных режимов предлагается принимать максимумы и минимумы сезонных нагрузок при нормальной схеме работы сети, определяемые в дни контрольных замеров, когда в энергосистемах регистрируется максимальное количество информации о параметрах режима.

Метод положен в основу отраслевой методики расчёта потерь электроэнергии для питающих сетей. В ней предлагается делить год на три расчётных периода. В качестве характерных режимов в каждом расчётном периоде принимаются зимний и летний максимумы текущего года и зимний максимум предыдущего года.

Реализация метода требует использования ЭВМ.

Информация о методике корректировки графиков контрольных замеров в условиях эксплуатации имеется в работе [18].

Определение потерь электроэнергии по методу средних нагрузок

Метод может использоваться в сетях с относительно спокойными нагрузками.

Средняя нагрузка каждого узла определяется по показаниям счетчиков как отношение энергии, потребляемой узлом, к длительности расчетного периода. Возможная схема подключения электромагнитного счетчика показана на рис.3.4.

Пусть: t_1 , N_1 - время начала расчетного периода и соответствующие ему показания счетчика активной электроэнергии;

t_2 , N_2 - время конца расчетного периода и соответствующие ему показания счетчика активной электроэнергии;

m - расчетный множитель счетчика, учитывающий схемы соединения и коэффициенты трансформации трансформаторов тока TA и напряжения TV , к вторичным цепям которых подключен стандартный трехфазный счетчик с номинальными параметрами обмоток 5А, 100В.

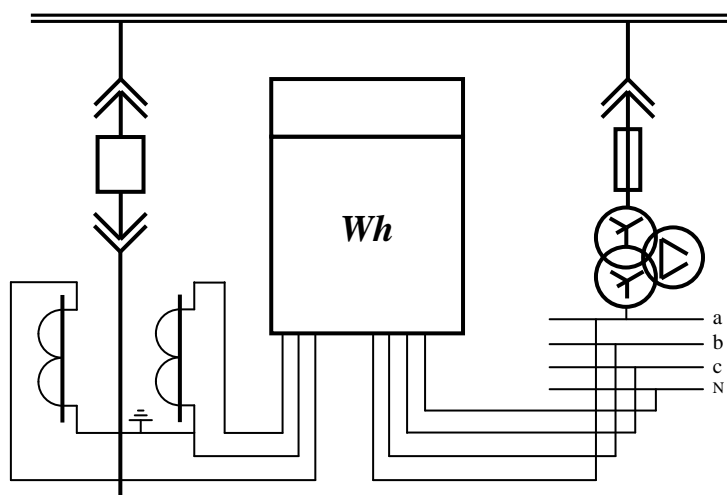


Рис.2.75. Схема подключения двухэлементного индукционного счетчика активной электроэнергии

Потребление электроэнергии на расчетном интервале времени $(t_2 - t_1)$, кВт·ч, определим как:

$$W = (N_2 - N_1)m,$$

и тогда средняя активная мощность на интервале расчета

$$P_{\text{ср}} = \frac{W}{t_2 - t_1}.$$

Простейший вариант расчета потерь по данному методу реализуется по выражению:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{ср}} T,$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в сети при задании в узлах средних нагрузок;
 $T = t_2 - t_1$ - расчетный период, час.

Данный метод расчета сохраняет свою актуальность прежде всего в сфере организации расчетов режимов заводских сетей. При этом в зависимости от объема используемой дополнительной информации возможны различные методики уточнения результатов.

1. Если известна информация о потреблении активной энергии на интервале расчета, сопротивление сети и ее напряжение, то расчетное выражение приобретает вид

$$\Delta W = W^2 \frac{R}{TU^2}.$$

2. Если дополнительно известно значение максимальной активной мощности $P_{\text{мах}}$, а следовательно и время использования максимальной активной мощности - T_m , то возможен приближенный учет неравномерности режима электропотребления:

$$\Delta W = W^2 \frac{R}{TU^2} k_{\phi}^2,$$

где k_{ϕ} - коэффициент формы графика.

Величина k_{ϕ}^2 очень часто применяется при расчетах потерь электроэнергии. Исходное определение этой величины для суточного графика часовых мощностей имеет вид

$$k_{\phi}^2 = \frac{m[N^2]}{m^2[N]} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i^2}{P_{\text{ср}}^2}.$$

Квадрат коэффициента формы равен отношению математического ожидания мощности к квадрату математического ожидания мощности.

Данное выражение не может быть объяснено на основе анализа соотношений характерных величин графиков нагрузки, но имеет вполне определенный физический смысл: поскольку сопротивления продольной части схем замещения при расчетах установившихся режимов считаем неизменными, то величина квадрата коэффициента формы, по существу, показывает: во сколько раз потери электроэнергии при ее передаче по реальному (неравномерному) графику будут больше потерь при передаче тех же объемов, но по идеально ровному графику (при средней мощности). Возможен учет суточной, недельной, месячной неравномерности режимов.

Поскольку во многих случаях отсутствует исходная информация для определения величины k_{ϕ}^2 по определению, допускается его вычисление по эмпирическим выражениям:

$$k_{\phi} = \left(\frac{1090}{T_{\text{м}}} + 0,876 \right) = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right),$$

k_3 - коэффициент заполнения графика:

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{м}}} = \frac{T_{\text{м}}}{T} \quad \text{и} \quad T_{\text{м}} = \frac{W}{P_{\text{м}}}.$$

Если дополнительно известно значение $\text{tg}\varphi$, возможен приближенный учет передачи по сети реактивной мощности:

$$\Delta W = W^2 \frac{R}{TU^2} k_{\phi}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi).$$

Определение потерь электроэнергии по времени наибольших потерь τ

Среди интегральных характеристик годовых графиков нагрузки имеется величина $T_{\text{нб}}$ или $T_{\text{м}}$, час – время наибольшей нагрузки, за которое, при работе с наибольшей нагрузкой, потребитель получил бы такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику.

По аналогии введено понятие τ , час – *время наибольших потерь*, за которое, при работе с наибольшей нагрузкой, потери электроэнергии были бы те же, что и при работе по действительному графику нагрузки.

При этом потери электроэнергии за год определяем по выражению

$$\Delta W = \Delta P_{\text{нб}} \tau,$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ - наибольшие потери мощности в сети, соответствующие режиму наибольших нагрузок.

Известно, что каждая группа потребителей имеет характерный для неё график нагрузки и соответствующее значение времени наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$. Например:

1. Осветительно-бытовая	1 350 - 3 400
2. Односменные предприятия	2 000 - 3 000
3. Двухсменные предприятия	3 000 - 4 500
4. Трёхсменные предприятия	4 500 - 8 000

Для графиков нагрузки с выраженными пиками было найдено эмпирическое выражение, устанавливающее связь между $T_{\text{нб}}$ и τ (формула Залесского А.А. и Кезевича В.В. – 1940г):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760.$$

Применение формулы возможно только для годового интервала времени. При меньших расчётных периодах ($T < 8760$ час.) целесообразно использование формулы:

$$\tau = 2T_{\text{нб}} - T + \frac{T - T_{\text{нб}}}{1 + \frac{T_{\text{нб}}}{T} - \frac{2P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}} \right)^2.$$

Для ряда характерных графиков расчётным путём были построены зависимости $\tau = f(T_{\text{нб}}, \cos\varphi)$, которые можно найти в справочной литературе.

До широкого применения ЭВМ метод расчёта по времени наибольших потерь был одним из самых распространённых методов определения нагрузочных потерь.

К сожалению, метод обладает большими погрешностями получаемых результатов, что обусловлено следующими обстоятельствами:

1. Предполагается, что максимальные потери энергии в отдельном элементе сети наблюдаются в часы максимума энергосистемы.

2. Предполагается полное подобие графиков активной и реактивной мощности потребителей.

3. Неравномерность графика нагрузки учитывается приближённой эмпирической формулой.

Модификация 1. Определение потерь электроэнергии по методу времени наибольших потерь от передачи активной τ_P и реактивной τ_Q мощности

Алгоритм модификации предполагает возможность осуществления двух шагов:

1. Разделение потерь активной мощности $\Delta P_{\text{нб}}$ на составляющие:
 ΔP_P - от передачи по сети активной мощности;
 ΔP_Q - от передачи по сети реактивной мощности.
2. Разделение времени максимальных потерь τ на составляющие:
 τ_P - время максимальных потерь от передачи активной мощности;
 τ_Q - время максимальных потерь от передачи реактивной мощности.

Это позволяет уточнить искомую величину потерь энергии, но требует дополнительной информации о графиках реактивной мощности, которые либо неизвестны вовсе, либо известны, но гораздо менее точно, чем графики активной мощности.

Расчётное выражение для расчёта потерь имеет вид:

$$\Delta W = \Delta P_P \tau_P + \Delta P_Q \tau_Q .$$

Модификация 2. Определение потерь электроэнергии по методу 2τ

Метод ориентирован на снижение погрешности расчёта от неучёта внутрисуточной неравномерности графиков нагрузки. Реализуется при допущении:

$$\cos \varphi = \text{const} \Rightarrow P_i^2 \equiv S_i^2 .$$

Основа – упорядоченный суточный (за расчётные сутки) график изменения активной мощности.

Суть – замена реального графика изменения активной мощности эквивалентным расчётным двухступенчатым графиком, ступени которого соответствуют режимам наибольших и наименьших нагрузок.

Алгоритм расчёта:

1. Определяем суточное электропотребление (рис.2.76).

$$W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^{24} P_i t_i ,$$

где i – соответствующий час суток;

P_i - мощность на часовом интервале времени

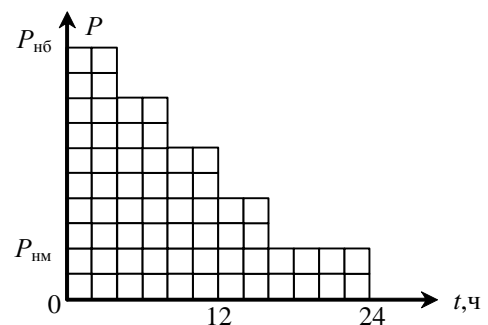


Рис.2.76. Исходный упорядоченный суточный график нагрузки

2. Делаем допущение о возможности представления передаваемой энергии в виде:

$$W_{\text{сут}} = P_{\text{нб}} t_{\text{нб}} + P_{\text{нм}} t_{\text{нм}} ,$$

где $t_{\text{нб}}, t_{\text{нм}}$ - времена максимальной и минимальной нагрузки, причём $t_{\text{нб}} + t_{\text{нм}} = 24$.

3. Значения времени максимума и минимума нагрузки определяем по выражениям:

$$t_{\text{нб}} = \frac{W_{\text{сут}} - 24P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}} - P_{\text{нм}}}; \quad t_{\text{нм}} = 24 - t_{\text{нб}} .$$

4. Расчёт времени наибольших и наименьших потерь реализуем по выражениям (рис.2.77).

$$\tau_{\text{нб}} = \sum_1^{t_{\text{нб}}} \left(\frac{P_i}{P_{\text{нб}}} \right)^2 t_i ,$$

$$\tau_{\text{нм}} = \sum_1^{t_{\text{нм}}} \left(\frac{P_i}{P_{\text{нм}}} \right)^2 t_i .$$

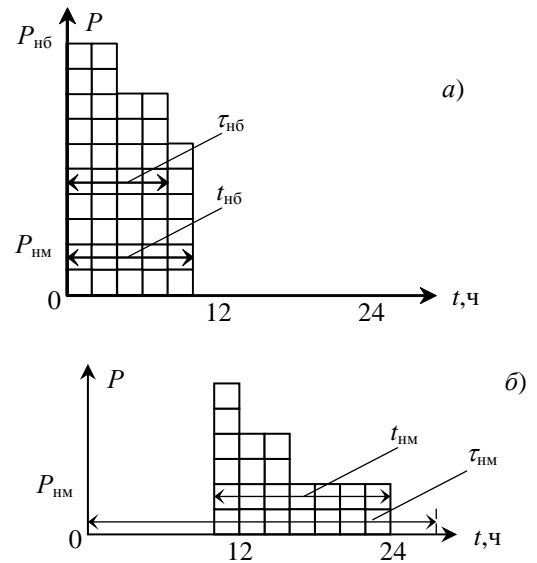


Рис.2.77. Вспомогательные графики к расчету $\tau_{\text{нб}}, \tau_{\text{нм}}$

5. Потери электроэнергии за базовые расчётные сутки:

$$\Delta W_{\text{сут}} = \Delta P_{\text{нб}} \tau_{\text{нб}} + \Delta P_{\text{нм}} \tau_{\text{нм}} .$$

6. Определение потерь электроэнергии за расчётный период (неделя, месяц, квартал):

$$\Delta W = \Delta W_{\text{сут}} \left(\frac{W_{\text{ср.сут}}}{W_{\text{сут}}} \right)^2 \Delta T ,$$

где $W_{\text{ср.сут}}$ - средний за период суточный отпуск энергии;

$W_{\text{сут}}$ - суточный отпуск за расчётные сутки;

ΔT - длительность расчётного интервала, сут.

Потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ

Потери электроэнергии в линии 0,38 кВ (в % отпуска электроэнергии в сеть) определяют по формуле

$$\Delta W_{\text{н}} = 0,7 K_{\text{нер}} \Delta U_1 \frac{\tau}{T_{\text{макс}}}, \quad (2.16)$$

где ΔU_1 - потери напряжения в максимум нагрузки сети от шин ТП до наиболее удаленного электроприемника, %;

$K_{\text{нер}}$ - коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам.

Коэффициент $K_{\text{нер}}$ определяют по формуле

$$K_{\text{нер}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}},$$

где I_A, I_B, I_C - измеренные токовые нагрузки фаз;

$R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}$ - отношение сопротивлений нулевого и фазного проводов [19].

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать:

- для линий с $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}} = 1$ $K_{\text{нер}} = 1,13$;
- для линий с $R_{\text{н}}/R_{\text{ф}} = 0,5$ $K_{\text{нер}} = 1,2$.

Отношение $\tau/T_{\text{макс}}$ принимают в соответствии со следующими данными:

$T_{\text{макс}}, \text{ч}$	2 000	3 000	4 000	5 000	6 000
$\tau/T_{\text{макс}}$	0,46	0,52	0,60	0,72	0,77

Относительные потери электроэнергии, % в k линиях 0,38 кВ определяют по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_{\%}^i I_i}{\sum_{i=1}^k I_i},$$

где $\Delta W_{\%}^i$ - относительные потери электроэнергии в i -й линии, определенные по формуле (2.16);

I_i – максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

Вероятностно-статистические методы расчёта потерь электроэнергии

В настоящее время работы в этом направлении считаются наиболее перспективными при анализе режимов распределительных сетей энергосистем.

Одним из конкретных направлений является установление регрессионных зависимостей, позволяющих установить связь (и оценить её численно) между изменениями основных параметров режима и потерями мощности и энергии в конкретной электрической сети.

В самом общем виде интересующая нас регрессионная зависимость может быть обозначена в виде

$$\Delta W = f(d_1, d_2, \dots, d_\phi),$$

где ΔW - зависимая переменная уравнения регрессии (в нашем случае потери электроэнергии);

d_i - независимая переменная уравнения регрессии – факторы, влияющие на характер изменения потерь электроэнергии;

ϕ – число учитываемых факторов.

Конкретные регрессионные зависимости как правило имеют характер полиномов - нормативных характеристик потерь электроэнергии (НХПЭ), в данном приложении – со слагаемыми нулевой, первой и второй степеней от передаваемой активной электроэнергии.

2.14.3. Расчет и нормирование потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям

Перечень составляющих условно-постоянных потерь электрической энергии при ее передаче

Потери на холостой ход трансформаторов (АТ):

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{pi} \left(\frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2,$$

где ΔP_x - потери мощности холостого хода;

U_i - напряжение на оборудовании в i -м режиме;

T_{pi} - число часов работы оборудования в i -м режиме.

Группа "КЛИМАТИЧЕСКИЕ" составляющие потерь.

Определяются по удельным нормативам потерь в зависимости от фактической длительности характерных типов погоды на базовом интервале расчета или от длительностей, средних для региона.

Потери включают следующие составляющие:

- 1 Потери на корону ВЛ-110 кВ и выше.
- 2 Потери от токов утечки по изоляторам ВЛ.
- 3 Расход электроэнергии на плавку гололеда (осуществляется по показаниям приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда или на основании таблицы удельных показателей).

Потери в компенсирующих устройствах:

- 1 Синхронных компенсаторах.
- 2 Батареях статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторах.
- 3 Шунтирующих реакторах.

Потери в системе учета электроэнергии.

Потери электроэнергии, связанные с физическими процессами в измерительных преобразователях и приборах учета, рассчитываются по удельным показателям расхода для следующих видов оборудования:

1. Трансформаторов тока, включая соединительные провода и счетчики.
2. Трансформаторов напряжения.
3. Счетчиков прямого включения.

Иные составляющие условно-постоянных потерь:

1. Потери в изоляции КЛ
2. Потери в соединительных проводах подстанций (СП ПС) на основе нормативов для РУ 6 – 750 кВ.
3. Потери в вентильных разрядниках, ОПН, устройствах ВЧ-связи.

Расход на собственные нужды ПС:

По показаниям приборов учета, установленных на ТСН или по данным энергетического обследования.

Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии

Нагрузочные потери электроэнергии в электрической сети в целом за T часов (Д дней) в соответствии с [17] могут быть рассчитаны одним из пяти следующих методов в зависимости от объема имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей (методы расположены в порядке снижения точности расчета):

- оперативных расчетов;
- расчетных суток;
- средних нагрузок;
- числа часов наибольших потерь мощности;
- оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Потери мощности в сети при использовании для расчета потерь электроэнергии методов 1–4 рассчитываются на основе заданной схемы сети и нагрузок ее элементов, определенных с помощью измерений или с помощью расчета нагрузок элементов электрической сети в соответствии с законами электротехники.

Потери электроэнергии по методам 2–4 могут рассчитываться за каждый месяц расчетного периода с учетом схемы сети, соответствующей данному месяцу. Допускается рассчитывать потери за расчетные интервалы, включающие в себя несколько месяцев, схемы сетей в которых могут рассматриваться как неизменные. Потери электроэнергии за базовый период определяют как сумму потерь, рассчитанных для входящих в базовый период месяцев (расчетных интервалов).

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ рекомендуется рассчитывать с использованием следующих методов:

- расчета потерь электроэнергии в линиях 0,4 кВ в зависимости от величины падения напряжения;
- поэлементного расчета потерь мощности и электроэнергии с использованием схемы электрической сети и ее режимных параметров.

Метод оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети может применяться для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях напряжением 0,4 кВ, объем обслуживаемого оборудования которых превышает установленные [17] пределы.

Потери в системах учета электроэнергии

Рассматривая данную тему, следует выделить два основных аспекта:

Первый. Любая система учета активной электроэнергии в настоящее время базируется на использовании счетчиков электрической энергии (Wh), подключение которых, в большинстве случаев, требует использования промежуточных преобразователей в виде измерительных трансформаторов тока (TA) и напряжения (TV).

В соответствии с физическими законами при протекании по элементам приборов тока, при нахождении их магнитных систем в переменном электромагнитном поле в каждом из этих приборов имеют место определенные потери электрической энергии. Величина этих потерь может рассматриваться как условно-постоянная величина, определяемая типом приборов, удельным расходом энергии на годовом интервале расчета, количеством используемых приборов по классам напряжения.

Учитывая соображения снижения трудоемкости расчетов, в действующей Инструкции расчета НТПЭ установлены нормативы на TA , в составе которых учтены и потери в Wh , включаемые через них. Таким образом, нормативы потерь электроэнергии на электрические счетчики относятся исключительно к приборам прямого включения, т.е. к счетчикам на напряжение 380/220 В, используемым в цепях с небольшими значениями потребляемых токов (до нескольких десятков ампер). Более подробно на этом аспекте останавливаться не будем.

Второй. Любой прибор или измерительный преобразователь осуществляют свои функции, внося в измеряемые величины случайные или систематические погрешности. При организации учета передаваемой электроэнергии суммарная ошибка измерения определяется погрешностями каждого такого элемента и величиной передаваемой энергии. В настоящее время в технической литературе используется несколько терминов для обозначения совокупности оборудования и соединительных проводов, обеспечивающих учет отдельного энергопотока через некоторое присоединение:

- измерительный канал;
- измерительный тракт;
- типовой измерительный комплекс учета электроэнергии.

В соответствии с Инструкцией расчета НТПЭ последовательность расчета абсолютных потерь электроэнергии, обусловленных **допустимой** погрешностью системы учета электроэнергии, включает следующие этапы:

1. Погрешность измерительного канала активной электроэнергии определяется по формуле

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{СЧ}}^2 + \delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2},$$

где $\delta_{\text{СЧ}}$, $\delta_{\text{ТТ}}$, $\delta_{\text{ТН}}$ - основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{\text{Л}}$ - предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

В расчетах используются данные о классах точности установленного оборудования или данные ПУЭ, определяющие минимальные допустимые классы точности в зависимости от уровня напряжения и ответственности контролируемого канала передачи энергии. Расчет выполняется для **типовых** измерительных каналов с различными соотношениями классов точности, которых на самом деле совсем не много: 0,2; 0,5; 1,0; 2,0; 2,5.

2. Абсолютные потери электроэнергии (тыс.кВт·ч), обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии, определяются как предельное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по электрической сети с учетом данных за базовый период по формуле

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = 0,01 \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 W_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 W_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} W_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} W_1^2}$$

где δ_i (δ_j) - погрешность i -го измерительного канала поступившей или j -го отпущенной активной электроэнергии по ЭСО;

W_i (W_j) - прием (отдача) электроэнергии, зафиксированный измерительными каналами активной электроэнергии по электрической сети, тыс.кВт·ч;

n - количество точек учета, фиксирующих прием электроэнергии;

m - количество точек учета, фиксирующих отдачу электроэнергии, в том числе крупным потребителям;

k_3 - количество точек учета трехфазных потребителей;

k_1 - количество точек учета однофазных потребителей;

k_3 - количество точек учета трехфазных потребителей (за минусом, учтенных в "m"), шт.;

k_1 - количество точек учета однофазных потребителей (за минусом, учтенных в "m"), шт.;

W_3 - потребление электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в "m"), тыс.кВт·ч;

W_1 - потребление электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в "m"), тыс.кВт·ч;

3. Абсолютные потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии в базовом периоде, равны

$$\Delta W_{\text{погр.Б}} = \frac{\delta_{\text{погр.Б}} W_{\text{пост.Б}}}{100},$$

где $W_{\text{пост.Б}}$ - поступление электроэнергии в сеть в целом по ЭСО за базовый период.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии, по классам напряжения распределяются пропорционально поступлению электроэнергии в сеть этих классов напряжения как в базовом, так и в регулируемом периодах.

Потери электроэнергии, обусловленные допустимой погрешностью системы учета электроэнергии являются важной составляющей НТПЭ. Применительно к сетям промышленных предприятий доля этой составляющей может превышать 20% от НТПЭ. В связи с этим представляют серьезный интерес перспективы совершенствования методического обеспечения в этой части.

3. КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ

3.1. Контрольные работы

Задача 3.1.

Составить графическое изображение схемы замещения электросетевого района (рис.3.1). При выборе типа модели учесть, что нечетные варианты заданий предполагают выполнение расчетов с использованием специализированных программ (номинальное напряжение сети 220 кВ), а четные варианты заданий готовят схему замещения для ручного расчета (номинальное напряжение сети 110 кВ).

Задача 3.2.

Рассчитать параметры схем замещения ВЛ, технические характеристики которых приведены в табл.3.1. Оценить влияние способа подвески проводов на опорах на численные характеристики схем замещения для трех характерных случаев.

Задача 3.3.

Рассчитать параметры схемы замещения электропередачи, технические характеристики которой приведены в табл.3.2. Параметры поперечных ветвей схемы замещения рассчитать для двух случаев представления.

Задача 3.4.

Выбрать схему замещения и определить ее параметры для расчета установившегося режима цехового трансформатора. Определить мощность потерь с использованием параметров схемы замещения.

Задача 3.5.

Выбрать схему замещения и определить ее параметры для расчета установившегося режима силового двухобмоточного трансформатора, установленного на ГПП. Определить мощность потерь:

с использованием параметров схемы замещения;

с использованием каталожных данных трансформатора.

Задача 3.6.

Выбрать оптимальную схему замещения и определить ее параметры для расчета установившегося режима силового двухобмоточного трансформатора с расщепленными обмотками, установленного на ГПП.

Задача 3.7.

Выбрать оптимальную схему замещения и определить ее параметры для расчета установившегося режима силового трехобмоточного трансформатора, установленного на ГПП.

Задача 3.8

Выбрать оптимальную схему замещения и определить ее параметры для расчета установившегося режима силового трехобмоточного автотрансформатора, установленного на ГПП.

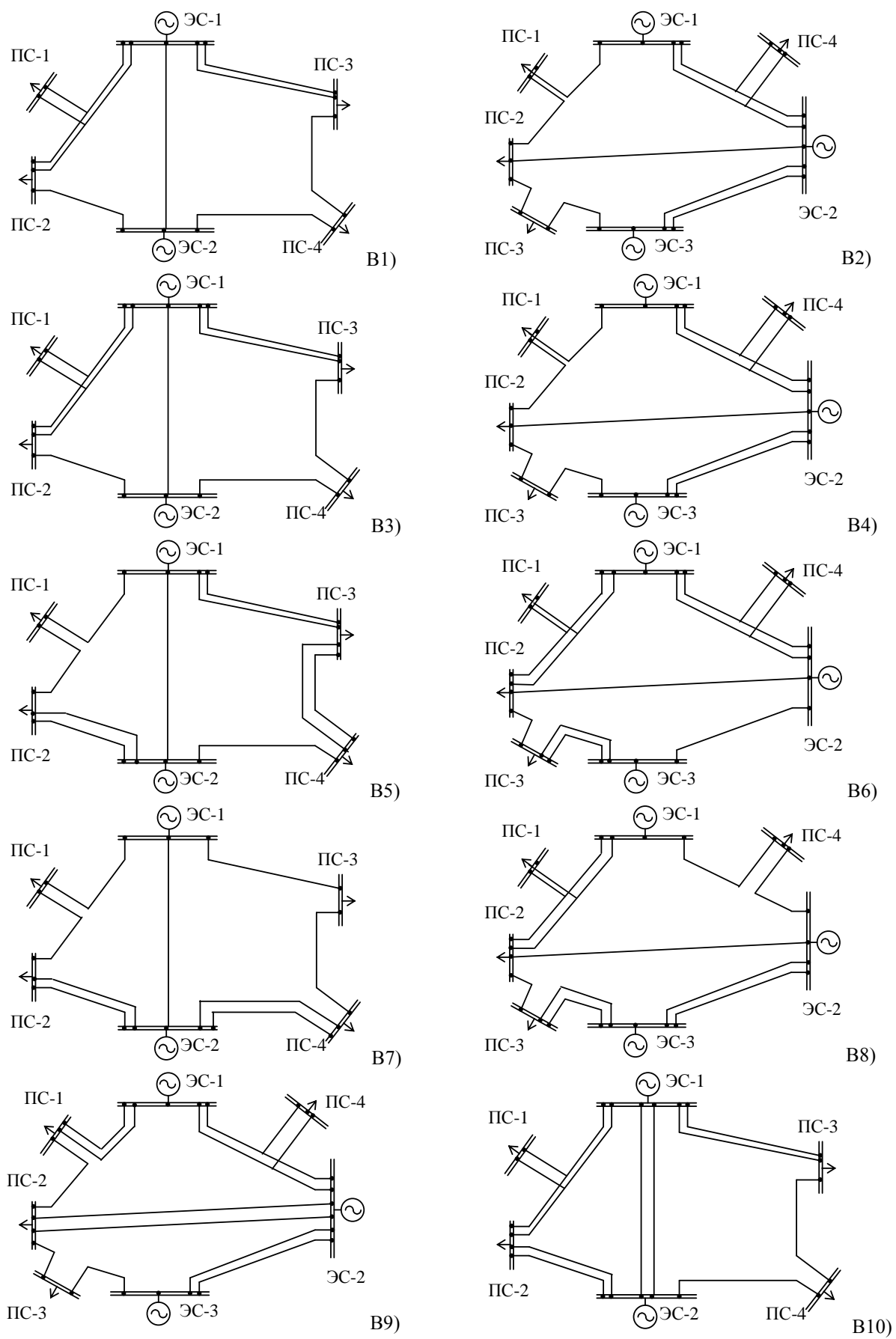


Рис.3.1. Схемы сетевых районов к задаче 4.1

Таблица 3.1. Исходные данные к задаче 3.2

Вариант	Длина, км	$U_{\text{ном}}$, кВ	Марка провода	Расчетный диаметр, мм	R_0 , Ом/км	Подвеска 1	Подвеска 2	Подвеска 3
1	10	6	АС-35/6,2	8,4	0,790	1,5; 1,5; 3,0	1,5; 1,5; 1,5	1,5; 1,5; 2,0
2	10	10	АС-50/8,0	9,6	0,603	2,0; 2,0; 3,0	2,0; 2,0; 4,0	2,0; 2,0; 2,0
3	10	6	АС-70/11	11,4	0,429	1,7; 1,7; 1,7	1,7; 1,7; 3,4	1,7; 1,5; 1,6
4	10	10	АС-70/72	15,4	0,428	2,2; 2,2; 2,2	2,2; 2,4; 2,6	2,2; 2,2; 4,4
5	10	6	АС-95/16	13,5	0,306	1,6; 1,6; 3,2	1,6; 1,6; 1,6	1,6; 1,6; 2,0
6	10	10	АС-35/6,2	8,4	0,790	2,0; 2,0; 4,0	2,0; 2,0; 3,0	2,0; 2,0; 2,0
7	10	6	АС-50/8,0	9,6	0,603	1,5; 1,5; 1,5	1,5; 1,5; 3,0	1,5; 1,5; 2,0
8	10	10	АС-70/11	11,4	0,429	2,2; 2,4; 2,6	2,2; 2,2; 2,2	2,2; 2,2; 4,4
9	10	6	АС-70/72	15,4	0,428	1,7; 1,7; 3,4	1,7; 1,7; 1,7	1,7; 1,5; 1,6
10	10	10	АС-95/16	13,5	0,306	1,9; 1,9; 1,9	1,9; 1,9; 3,8	1,9; 1,9; 2,6

Таблица 3.2. Исходные данные к задаче 3.3

Вариант	$U_{\text{ном}}$, кВ	Число цепей, шт.	Длина, км	Расстояние между фазами, м	Параметры одной цепи				
					Марка провода	Расчетный диаметр, мм	R_0 , Ом/км	Число проводов в фазе, шт.	Расстояние между проводами в фазе, см
1	220	2	130	8, 14, 8	АС-300/39	24	0,098	1	
2	110	2	60	5, 7, 5	АС-70/32	15,4	0,428	1	
3	220	2	180	8, 8, 8	АС-300/39	24	0,098	1	
4	500	1	300	14, 14, 28	АС-300/39	24	0,098	3	45
5	110	2	120	5, 8, 5	АС-95/32	19,8	0,321	1	
6	220	2	130	8, 16, 8	АС-300/39	24	0,098	1	
7	110	2	100	5, 5, 5	АС-120/32	15,4	0,253	1	
8	220	2	130	8, 14, 8	АС-400/39	27,5	0,075	1	
9	110	2	50	5, 10, 5	АС-240/32	21,6	0,121	1	
10	500	1	400	14, 14, 28	АС-300/39	24	0,098	3	50

Таблица 3.3. Исходные данные к задаче 3.4

		Ед. изм-ния	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тип трансформатора		ТМ	ТМ	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМС	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМЗ
2	Номинальная мощность, $S_{ном}$	кВ·А	400	630	1000	1600	2500	1000	400	630	1000	1600
3	Номинальные напряжения:											
	$U_{вн}$	кВ	6	10	6	10	6	10	10	6	10	6
	$U_{нн}$	кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
4	Активные потери х.х., ΔP_x	кВт	1,05	1,56	2,45	3,30	4,60	2,75	1,08	1,68	2,45	3,30
5	Активные потери к.з., ΔP_k	кВт	5,50	7,60	11,0	16,5	26,0	12,2	5,50	7,60	12,2	16,5
6	Напряжение к.з., $u_k\%$	%	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	8,0	5,5	6,5	5,5	5,5
7	Ток х.х., $I_x\%$	%	2,1	2,0	1,4	1,3	1,0	1,5	4,5	3,2	1,4	1,3
8	Нагрузка трансформатора:											
	P_2	кВт	200	300	450	800	1100	400	180	320	500	700
	Q_2	квар	80	120	170	350	500	150	60	110	210	300

Таблица 3.4. Исходные данные к задаче 3.5

		Ед. изм-ния	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тип трансформатора		ТДН	ТДН	ТДН	ТДН	ТМН	ТДНС	ТДНС	ТМН	ТДНС	ТДНС
2	Номинальная мощность, $S_{ном}$	кВ·А	10 000	16 000	10 000	16 000	6 300	10 000	16 000	6 300	10 000	16 000
3	Номинальные напряжения:											
	$U_{вн}$	кВ	115	115	115	115	35	35	36,75	35	35	36,75
	$U_{нн}$	кВ	6,6	6,6	11,0	11,0	6,3	6,3	6,3	10,5	10,5	10,5
4	Активные потери х.х., ΔP_x	кВт	14	21	14	21	9,25	12,5	18,0	9,25	12,5	18,0
5	Активные потери к.з., ΔP_k	кВт	60	86	60	86	46,5	60,0	85,0	46,5	60,0	85,0
6	Напряжение к.з., $u_k\%$	%	10,5	10,5	10,5	10,5	7,5	8,0	10,0	7,5	8,0	10,0
7	Ток х.х., $I_x\%$	%	0,9	0,85	0,9	0,9	0,9	0,8	0,6	0,9	0,8	0,6
8	Нагрузка трансформатора:											
	P_2	кВт	5 000	9 000	6 000	8 000	3 500	5 500	7 000	3 700	5 600	6 800
	Q_2	квар	2 000	3 600	2 400	3 200	1 400	2 000	2 800	1 400	2 100	2 700

Таблица 3.5. Исходные данные к задаче 3.6

Вариант	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ·А	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт				$u_K, \%$			$I_{х.}$ %	$P_{нн},$ МВт	$Q_{нн},$ Мвар	$P_{нн},$ МВт	$Q_{нн},$ Мвар
			В	С	Н	P_x	$P_{K(B-C)}$	$P_{K(B-H)}$	$P_{K(C-H)}$	В-С	В-Н	С-Н					
1	ТРДНС-25 000/35	25	36,75	-	6,3-6,3	25,0	-	125	-	-	10,5	30	0,65	7,0	2,8	8,0	3,2
2	ТРДНС-40 000/35	40	36,75	-	10,5-10,5	36,0	-	170	-	-	12,7	40	0,50	12,0	4,8	12,0	4,8
3	ТРДНС-63 000/35	63	36,75	-	6,3-6,3	50,0	-	250	-	-	12,7	40	0,45	19,0	7,6	16,0	6,4
4	ТРДН-25 000/110	25	115	-	10,5-10,5	25	-	120	-	-	10,5	30	0,65	7,0	3,5	7,0	3,5
5	ТРДН-40 000/110	40	115	-	6,3-6,3	34	-	170	-	-	10,5	30	0,55	11,0	5,5	12,0	6,0
6	ТРДН-63 000/110	63	115	-	10,5-10,5	50	-	245	-	-	10,5	30	0,50	18,0	9,0	14,0	7,0
7	ТРДН-80 000/110	80	115	-	10,5-10,5	58	-	310	-	-	10,5	30	0,45	22,0	11,0	22,0	11,0
8	ТРДЦН-125 000/110	125	115	-	10,5-10,5	105	-	400	-	-	11,0	30	0,55	30,0	15,0	25,0	12,5
9	ТРДНС-40 000/220	40	230	-	6,3-6,3	50	-	170	-	-	11,5	28	0,60	10,0	6,0	10,0	6,0
10	ТРДН-63 000/220	63	230	-	11-11	70	-	265	-	-	11,5	28	0,50	14,0	8,4	18,0	10,8

Примечание. Источник информации - [16]. Для трансформаторов с расщепленной обмоткой в графе $u_{K(C-H)}$ даны $u_{K(H1-H2)}$, напряжения короткого замыкания этих трансформаторов $u_{K(B-H)}$ и $u_{K(H1-H2)}$ отнесены к номинальной мощности трансформатора.

Таблица 3.6. Исходные данные к задаче 3.7

Вариант	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт				$u_k, \%$			$I_x, \%$	$P_{\text{сн}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{сн}}, \text{Мвар}$	$P_{\text{нн}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{нн}}, \text{Мвар}$
			В	С	Н	P_x	$P_{\text{к(в-с)}}$	$P_{\text{к(в-н)}}$	$P_{\text{к(с-н)}}$	В-С	В-Н	С-Н					
1	ТДТН-10 000/35	10	36,75	10,5	6,3	19,0	-	75	-	8	16,5	7	1,00	3,0	1,2	3,0	1,2
2	ТДТН-16 000/35	16	36,75	10,5	6,3	28	-	115	-	8	16,5	7	0,95	7,0	2,8	3,0	1,2
3	ТДТН-10 000/110	10	115	38,5	11	17	-	76	-	10,5	17,5	6,5	1,00	4,0	2,0	2,0	1,0
4	ТДТН-16 000/110	16	115	38,5	11	21	-	100	-	10,5	17,5	6,5	0,80	7,0	3,5	2,0	1,0
5	ТДТН-25 000/110	25	115	38,5	6,6	28,5	-	140	-	10,5	17,5	6,5	0,70	10,0	5,0	2,0	5,0
6	ТДТН-40 000/110	40	115	38,5	11	39	-	200	-	10,5	17,5	6,5	0,60	12,0	6,0	12,0	6,0
7	ТДТН-63 000/110	63	115	38,5	6,6	53	-	290	-	10,5	18	7	0,55	13,0	6,5	23,0	11,5
8	ТДТН-80 000/110	80	115	38,5	11	64	-	365	-	11	18,5	7	0,50	24,0	12,0	25,0	12,5
9	ТДТН-25 000/220	25	230	38,5	6,6	45	-	130	-	15	20	6,5	0,9	5,0	3,0	8,0	4,8
10	ТДТН-40 000/220	40	230	38,5	11	54	-	220	-	11	22	9,5	0,55	9,0	5,4	14,0	8,4

Примечание. Источник информации - [16]. Потери и напряжения короткого замыкания для трехобмоточных трансформаторов указаны на основном ответвлении для основной пары обмоток В – С.

Таблица 3.7 - Исходные данные к задаче 3.8

Вариант	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВ·А	Напряжение об- мотки, кВ			Потери, кВт				$u_k, \%$			$I_{х},$ %	$S_{номНН},$ МВ·А	$P_{CH},$ МВт	$Q_{CH},$ Мвар	$P_{НН},$ МВт	$Q_{НН},$ Мвар
			В	С	Н	P_x	$P_{к(В-С)}$	$P_{к(В-Н)}$	$P_{к(С-Н)}$	В-С	В-Н	С-Н						
1	АТДЦТН- -63 000/220/110	63	230	121	6,6	37	-	200	-	11	35	22	0,45	32	25,0	15,0	7,0	4,2
2	АТДЦТН- -125 000/220/110	125	230	121	10,5	65	-	315	-	11	31	19	0,4	63	50,0	30,0	14,0	8,4
3	АТДЦТН- -200 000/220/110	200	230	121	38,5	105	-	430	-	11	32	20	0,45	100	60,0	36,0	40,0	24,0
4	АТДЦТН- -63 000/220/110	63	230	121	11	37	-	200	-	11	35	22	0,45	32	20,0	12,0	12,0	7,2
5	АТДЦТН- -125 000/220/110	125	230	121	6,3	65	-	315	-	11	31	19	0,4	63	40,0	24,0	24,0	14,4
6	АТДЦТН- -200 000/220/110	200	230	121	11	105	-	430	-	11	32	20	0,45	100	50,0	30,0	50,0	30,0
7	АТДЦТН- -63 000/220/110	63	230	121	38,5	37	-	200	-	11	35	22	0,45	32	25,0	15,0	7,0	4,2
8	АТДЦТН- -125 000/220/110	125	230	121	38,5	65	-	315	-	11	31	19	0,4	63	50,0	30,0	15,0	9,0
9	АТДЦТН- -200 000/220/110	200	230	121	6,3	105	-	430	-	11	32	20	0,45	100	80,0	48,0	20,0	12,0
10	АТДЦТН- -250 000/220/110	250	230	121	38,5	120	-	500	-	11,5	33,4	20,8	0,4	125	100,0	60,0	25,0	15,0

3.2. Контрольные вопросы

1. Общая характеристика энергосистем. Классификация электрических сетей.
2. Основные конструктивные элементы ВЛ электропередач.
3. Общие сведения о схемах замещения.
4. Расчет и векторная диаграмма ЛЭП при заданном токе (мощности) нагрузки.
5. Расчетные нагрузки подстанций при расчетах УР.
6. Определение потери и падения напряжения в ЛЭП по известным мощности и напряжению в конце линии.
7. Расчет и векторная диаграмма сети из двух последовательных ЛЭП при заданных мощностях нагрузки и напряжении в конце.
8. Распределение потоков мощности и напряжений в простых замкнутых сетях.
9. Метод расщепления схем.
10. Представление ВЛ и КЛ в схемах замещения при расчетах УР.
11. Представление генераторов при расчетах УР.
12. Векторная диаграмма синхронного генератора в режиме перевозбуждения.
13. Представление нагрузок при расчетах УР.
14. Представление двухобмоточных трансформаторов в схемах замещения при расчетах УР.
15. Представление трансформаторов с расщепленными обмотками в схемах замещения при расчетах УР.
16. Представление трехобмоточных трансформаторов в схемах замещения при расчетах УР.
17. Представление автотрансформаторов в схемах замещения при расчетах УР.
18. Представление реакторов в схемах замещения при расчетах УР.
19. Оценка активных сопротивлений трансформаторов и автотрансформаторов при числе обмоток более двух.
20. Влияние распределения нагрузок по обмоткам многообмоточных трансформаторов и АТ на выбор схемы замещения при расчетах УР.
21. Структура нормативов потерь электрической энергии.
22. Структура условно-постоянных потерь электрической энергии.
23. Общая характеристика методов расчета нагрузочных потерь электрической энергии.
24. Влияние значений коэффициента мощности и коэффициента формы на величину нагрузочных потерь электрической энергии.
25. Расчеты нагрузочных потерь электрической энергии по методам средних нагрузок и методу числа часов наибольших потерь мощности.
26. Баланс электроэнергии электросетевой организации.
27. Технические потери электроэнергии при ее передаче и их составляющие.
28. Технологические потери электроэнергии при ее передаче и их составляющие.
29. Обзор классических методов расчета нагрузочных потерь.
30. Метод оперативных расчетов нагрузочных потерь (расчет по графику нагрузки, метод графического интегрирования).

31. Определение потерь по методу наибольших потерь τ . Формулы для годового и более коротких интервалов расчета.
32. Модификации метода наибольших потерь: метод τ_P, τ_Q .
33. Модификации метода наибольших потерь: метод 2τ .
34. Определение потерь по методу средних нагрузок.
35. Характеристика составляющих условно-постоянных потерь электроэнергии при ее передаче.
36. Потери холостого хода трансформаторов и шунтирующих реакторов. Зависимость от параметров режима сети. Перспективы уточнения.
37. Условно-постоянные потери электроэнергии при ее передаче. Группа "климатические" потери.
38. Условно-постоянные потери электроэнергии при ее передаче. Группа "компенсирующие устройства".
39. Потери в системах учета электрической энергии. Основные аспекты.
40. Погрешность измерительного тракта (канала) учета электрической энергии.
41. Относительная и абсолютная погрешности измерения электрической энергии для ЭСО.
42. Схема подключения счетчика электроэнергии. Обработка показаний индукционных и электронных счетчиков.
43. Способы определения коэффициента формы графика электропередачи.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учебник для вузов.-М.: Энергоатомиздат, 1989.- 592с.
2. Электрические системы. Т 2. Электрические сети/ под ред. В.А.Веникова - М.: Высшая школа, 1971.- 438с.
3. Электрические системы. Электрические сети/под ред. В.А.Веникова, Строева В.А. Учебник для энергетических специальностей вузов. Изд. 2-е, перераб. и дополн./ В.А. Строева - М.: Высшая школа, 1998-511с.
4. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей/ под ред. В.А.Веникова - М.: Высшая школа, 1975.- 344с.
5. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики/ под ред. В.А.Веникова - М.: Высшая школа, 1981.- 288с.
6. Блок В.М. Электрические сети и системы./ В.М. Блок - М.: Высшая школа, 1986.
7. Буслова Н.В. Электрические системы и сети/ Н.В.Буслова и др.; под ред. Г.И.Денисенко - Киев.: Вища школа, 1986.- 584с.
8. Расчеты и анализ режимов работы сетей: Учебное пособие для вузов/ под ред. В.А.Веникова М.: Энергия, 1974.- 336с.
9. Ежков В.А. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: учеб. пособие для электроэнергетич. спец./ В.А.Ежков, Г.К.Зарудский, Э.Н. Зуев и др.; под ред. В.А.Строева. – М.: Вышш. шк, 1999 – 352с.: ил.
10. Лычев П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач: учебное пособие для вузов. – Мн.: Дизайн ПРО, 1997 – 192 с.:ил.
11. Совалов С.А. Режимы Единой энергосистемы/ С.А.Совалов.- М.: Энергоатомиздат, 1983.- 384с.
12. Мельников Н.А. Электрические сети и системы: пособие для ст-ов энергетич. специальностей/ Н.А.Мельников - М.: Энергия, 1969.- 456с.
13. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей/ И.Г.Карапетян, Д.Л.Файбисович, И.М.Шапиро; под ред. Д.Л.Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с.
14. Ершевич В.В.Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна и Шапиро И.М.- М.: Энергоатомиздат, 1985.- 352с.
15. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608с.
16. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А.Баумштейна, С.А.Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.: ил.

17. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утверждена приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 326, зарегистрирована в Минюсте РФ 12 февраля 2009 г. № 13314.
18. Воротницкий В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/ В.Э.Воротницкий, Ю.С.Железко, В.Н.Казанцев и др.; под ред. В.Н.Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983.
19. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч.- М.: Энергоиздат, 1981.- 216с.
20. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов/ Ю.С. Железко - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 176с.
21. Копытов Ю.В., Чуланов Б.А. Экономия электроэнергии в промышленности: справочник / Ю.В. Копытов, Б.А. Чуланов.- М.: Энергия, 1978.-120с.