



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

О.В. ВОРКУНОВ, М.Ш. ГАРИФУЛЛИН, В.К. КОЗЛОВ

**РАСЧЕТ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

Практикум

Казань 2017

УДК 621.316.13
ББК 31.2
В75

В75 Воркунов О.В., Гарифуллин М.Ш., Козлов В.К.

Расчет и регулирование режимов электроэнергетических систем: практикум / О.В. Воркунов, М.Ш. Гарифуллин, В.К. Козлов. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2017. – 68 с.

В практикуме рассматриваются расчеты установившихся режимов работы сложных электроэнергетических систем как с помощью традиционных методов, так и с применением современных программных продуктов. Приведены задачи для самостоятельной работы студентов.

Практикум предназначен для студентов, обучающихся по образовательной программе «Электроэнергетические системы и сети» направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также для широкого круга читателей, интересующихся данным направлением.

УДК 621.316.13
ББК 31.2

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
Раздел 1. Матричные методы расчета нормальных режимов электрических сетей.....	8
Практическая работа №1. Описание схем замещения с помощью матриц инцидентий.....	8
Практическая работа №2. Уравнения установившегося режима электроэнергетической системы.....	16
Практическая работа №3. Решение уравнений установившегося режима прямыми методами.....	28
Раздел 2. Методы регулирования напряжения и частоты в электрических сетях.....	32
Практическая работа №4. Регулирование напряжения в энергосистемах.....	32
Практическая работа №5. Регулирование частоты в энергосистеме.....	42
Раздел 3. Неполнофазные режимы работы высоковольтных линий электропередач.....	52
Практическая работа №6. Расчет неполнофазного режима.....	52
Список литературы.....	67

АННОТАЦИЯ

Практикум «Расчет и регулирование режимов электроэнергетических систем» предназначен для более полного изучения дисциплин базовой части цикла профессиональных дисциплин по выбору: «Расчет и регулирование режимов электроэнергетических систем» и «Математические методы расчета режимов электроэнергетических систем». Данные дисциплины входят в образовательную программу «Электроэнергетические системы и сети» направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Дисциплины базируются на курсах цикла естественнонаучных дисциплин: «Высшая математика», «Физика» и «Теоретические основы электротехники», читаемых в 1–4 семестрах, а также дисциплине базовой части цикла профессиональных дисциплин «Электроэнергетические системы и сети». Изучение представленного в пособии материала необходимо при выполнении выпускной квалификационной работы, изучении дисциплин «Оптимизация в электроэнергетических системах», «Применение ЭВМ в электроэнергетике» и программы магистерской подготовки «Оптимизация развития электроэнергетических систем». Представленный материал предназначен для студентов, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника», а также для широкого круга читателей, интересующихся данным направлением.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая система представляет собой совокупность станций, сетей и приемников, соединенных и связанных между собой в непрерывном процессе производства, преобразования, распределения и потребления электроэнергии. Режимы работы электрической сети определяются не только нагрузками станций и потребителей, но и состоянием схемы сети. Нагрузки меняются в разрезе суток, в течение недели, в рабочие и выходные дни, посезонно. Схема сети также изменяется из-за постоянного производства на линиях и подстанциях профилактических работ, текущих и капитальных ремонтов, реконструкции и т. п. Поэтому нормальных режимов электрической системы может быть множество, но их параметры лежат в диапазоне от режима максимальных нагрузок до режима минимальных нагрузок, на которые рассчитывается электрическая система при проектировании.

Изменения электрических нагрузок сети происходят в каждый момент времени в силу изменения потребляемых мощностей электроприемников, обусловленного переменным режимом работы технологических механизмов, поэтому строго установившихся режимов электрических сетей и систем практически не существует. Установившимся называется режим, при котором среднее значение параметров за рассматриваемый период неизменно или изменяется незначительно. Остальные режимы являются переходными. Установившиеся режимы разделяют на нормальные эксплуатационные (максимальные, минимальные нагрузки, нагрузки праздничного и выходного дня), ремонтные, утяжеленные и послеаварийные режимы.

Совокупность нагрузок потребителей и электрических станций представляет собой независимые характеристики режима электрической системы. Токи, потоки мощностей по линиям сети, трансформаторам и уровни напряжений на шинах подстанций (в узлах электрической сети) зависят от величин нагрузок потребителей, нагрузок электростанций, конфигурации и параметров схемы электрической сети и представляют собой множество зависимых характеристик режима.

Целью дисциплин «Расчет и регулирование режимов электроэнергетических систем» и «Математические методы расчета режимов электроэнергетических систем» является получение необходимых знаний в области проектирования электроэнергетических систем и сетей (ЭЭС) и расчета их режимов, с использованием современных программных средств. Задачей изучения дисциплин является овладение методами проектирования и его алгоритмами, основами расчета установившихся режимов

электроэнергетических систем и сетей, ознакомление с методами энергосбережения в электроэнергетических системах и методами регулирования частоты и напряжения.

Практические работы по данным дисциплинам способствуют более полному усвоению, закреплению теоретического материала и проверке знаний.

Практикум включает в себя несколько основных разделов. В разделе «Матричные методы расчета нормальных режимов электрических сетей» рассматривается составление схем замещения сложных электрических сетей, описание их с помощью матриц инцидентий, а также методы расчета основных параметров сети, как с помощью формул, так и с применением современных программных комплексов. В качестве последнего была рассмотрена система компьютерной алгебры MathCAD. Расчеты установившегося режима являются наиболее массовыми и часто выполняемыми электротехническими расчетами в практике проектирования и эксплуатации. Эти расчеты также выполняются как подзадачи при решении оптимизационных задач, расчете и анализе устойчивости ЭЭС, разработке мероприятий по противоаварийному управлению, выборе уставок релейной защиты и автоматики (РЗА) и т.д.

В разделе «Методы регулирования уровней напряжения в электрических сетях» рассматривается расчет допустимых уровней напряжения в узлах электрической сети с помощью графиков нагрузки, проведение точечного регулирования напряжения путем выбора нужной отпайки регулировочного ответвления трансформатора и компенсирующего устройства.

В разделе «Неполнофазные режимы работы высоковольтных линий электропередач» рассмотрены расчеты основных параметров трехфазной линии электропередачи и подключенного к ней оборудования при отключении одной или двух фаз.

Каждый раздел содержит краткие теоретические сведения, примеры решения задач по данной тематике, а также задачи для самостоятельного решения. Подробное изложение материала на лекционных, лабораторных занятиях и занятиях по курсовому проектированию позволяет сократить теоретическую и практические части и в некоторых практических работах сразу перейти к решению задач, не уменьшая при этом смысловую составляющую.

Рассмотренные в практикуме задачи позволяют углубить знания по предмету и приобрести опыт алгоритмизации и практических расчетов режимов электроэнергетических систем и сетей.

Практические занятия способствуют формированию у обучающихся:

- способности использовать методы анализа и моделирования электрических цепей (ОПК-3);
- готовности определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности (ПК-5);
- способности к организации работы малых коллективов исполнителей (ПК-19);
- готовности к оценке основных производственных фондов (ПК-21).

РАЗДЕЛ 1. МАТРИЧНЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 1 ОПИСАНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ МАТРИЦ ИНЦИДЕНЦИЙ

Цель работы: Научиться представлению электрической сети в виде графической схемы замещения, для составления матриц инцидентий и дальнейшего расчета токов и напряжений.

Теоретическая часть

Расчёты установившегося режима ЭЭС выполняются с помощью схемы замещения, представляющей собой графическое изображение участков электрической сети, показывающее последовательность соединения отдельных элементов и отображающее свойства рассматриваемой электрической схемы.

Ветвью называется участок цепи, состоящий из последовательно соединённых ЭДС и сопротивления (либо только сопротивления) и вдоль которого в любой момент времени ток имеет одно и то же значение. Узел определяется как точка соединения двух и более ветвей, а контур – как участок цепи, образованный таким последовательным соединением нескольких ветвей, при котором в одном узле начало первой ветви контура соединено с концом последней. Элементы схем замещения делятся на активные и пассивные. К активным элементам схем замещения относят источники ЭДС и тока. Для них наиболее характерно то, что они определяют напряжения или токи в точках присоединения этих элементов в соответствующей цепи, независимо от её остальных параметров. Пассивные элементы схем замещения (в первую очередь сопротивления и проводимости) создают пути для протекания электрических токов. Пассивные элементы обычно разделяют на поперечные и продольные [1].

Источники электроэнергии могут быть представлены в виде источника напряжения с ЭДС и внутреннего сопротивления Z (рис 1.1, а), либо в виде источника задающего тока, имеющего значение тока J и значение внутреннего сопротивления, равного бесконечности (рис. 1.1, б, в). Потребители электроэнергии (нагрузка) имеют схему замещения в виде сопротивлений Z (рис. 1.1, г), либо аналогично источнику питания, в виде источника тока, равного взятому с обратным току знаком нагрузки (рис. 1.1, д), либо в виде задающего тока J (рис. 1.1, е).

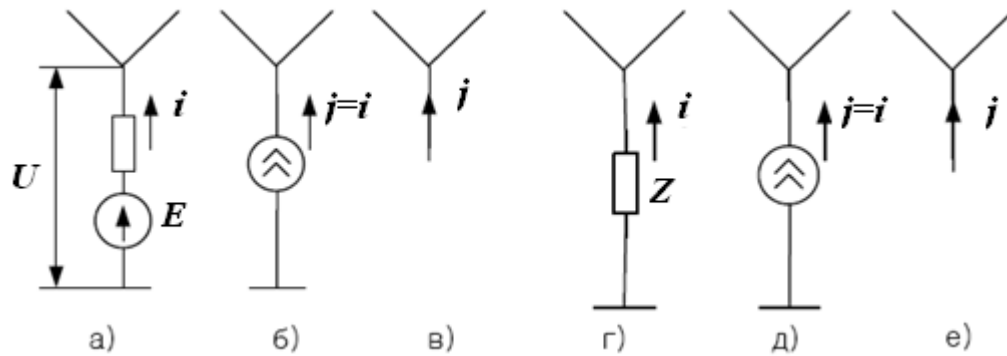


Рис. 1.1. Схемы замещения отдельных элементов

Схема замещения всей электрической сети может рассматриваться как граф, представляющий собой совокупность общепринятых для моделирования установившихся режимов схем замещения отдельных элементов – генераторов, трансформаторов, линий, нагрузок. Факт совпадения конечной точки ветви с отдельным узлом графа называют инцидентией (отношением). Схема замещения состоит из ветвей, связывающих различные узлы. Эти ветви организуют цепочки (пути графа), которые, замыкаясь, могут образовывать замкнутые контуры. Все величины, характеризующие режимные параметры ветвей (токи, ЭДС, напряжения), имеют определённые направления. Таким образом, схема замещения электрической сети обычно является связанным направленным (ориентированным) графом, для описания которого используется математическая модель.

Математическая модель режима электрической сети представляет собой совокупность организованных определённым образом (в базы данных) числовых массивов информации о конфигурации и параметрах электрической сети, заданных характеристиках режима по узлам сети и программ обработки этой информации, реализующих уравнения связи между зависимыми и независимыми характеристиками режима на основе параметров схемы сети. Принципиально в одних методах расчета режима вначале определяются токи и потоки мощностей по ветвям, а затем падения напряжений на ветвях и напряжения в узлах сети (на шинах подстанций), а в других методах идут от расчета напряжений на шинах подстанций к определению токов, потоков и потерь мощности по линиям сети.

При расчётах установившихся режимов электрические схемы наиболее удобно представлять в виде следующих матриц инцидентий:

1. **Матрица соединений в узлах (M)** предназначена для аналитического описания ориентированного графа электрической сети и

отображает связь отдельных узлов в этой схеме. Условием правильности составления матрицы является наличие только одной положительной единицы и только одной отрицательной единицы в каждом столбце матрицы. Следовательно, сумма всех строк этой матрицы (по столбцам) должна давать нулевую строчную матрицу. Матрица представляет собой таблицу, каждая строка которой отвечает одному из узлов схемы, за исключением балансирующего, а каждый столбец – одной из ее ветвей. В клетках проставляется «0», если ветвь не связана с узлом, которому соответствует строка. Если ветвь связана с узлом, то в клетке ставится «+1» или «-1» [2].

«+1» – если узел является началом ветви;

«-1» – если ветвь входит в узел.

2. **Матрица контуров** (N) служит для обобщённого аналитического описания соединений ветвей схемы в линейные замкнутые независимые контуры. Условием правильности составления матрицы контуров является наличие хотя бы одной положительной либо отрицательной единицы в отдельном столбце этой матрицы. Исключение составляют столбцы, содержащие ветви, не входящие ни в один линейный замкнутый независимый контур графа. В этом случае такие столбцы матрицы будут содержать только нулевые элементы. Если та или иная ветвь входит в контур, то на пересечении соответствующих строки и столбца ставится «+1» или «-1».

«+1» – если направление ветви совпадает с направлением обхода контура. Если ветвь не входит в контур, то в матрице N на пересечении строки и столбца записывается «0».

Рассмотрим алгоритм для составления матриц инцидентий. Предположим, имеется граф электрической сети, состоящий из одного генерирующего узла, пяти узлов потребления (нагрузка) и шести ветвей. Граф изображен на рис. 1.2.

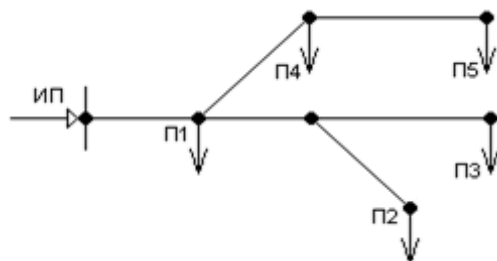


Рис. 1.2. Граф электрической сети:

ИП – источник питания, П1-5 – узлы потребления

Перед составлением матриц инцидентий необходимо выполнить следующие действия:

1. Пронумеровать узлы нагрузок. Согласно теории графов, однолинейной схеме замещения трехфазной симметричной сложноразветвленной электрической сети соответствует **связанный направленный граф**, который состоит из **вершин** и **ребер**, образующих **дерево** и **хорды** схемы. Аналогичные понятия и термины из теории цепей – **узел**, **ветвь**, **разветвленная разомкнутая сеть** и ветви, замыкающие контуры или **контурные ветви**. В общем случае нумерация элементов схемы может быть произвольная, но на стадии освоения предмета для обеспечения наглядной структуры матриц параметров сети и уравнений состояния целесообразно вести упорядоченную нумерацию элементов схем с использованием **принципа ярусности**: в схеме электрической системы выбирают **балансирующий узел (БУ)** – шины электростанции или крупной подстанции энергосистемы, мощность которого, в отличие от других узлов сети, не фиксируется. Балансирующему узлу присваивается последний $(n+1)$ -й номер.

Порядок нумерации схем с учетом принципа ярусности:

а) последовательно числами натурального ряда на графе схемы нумеруются все ветви, берущие свое начало в балансирующем узле, и такие же номера присваиваются узлам (вершинам), которые являются концами этих ветвей (концом первой ветви должен быть узел 1, концом второй – узел 2, и т. д.). Эти ветви составят **первый ярус** схемы;

б) начиная с 1-й вершины графа, по аналогичному принципу выбираются и нумеруются ветви **второго яруса**, оттекающие от конечных вершин ветвей первого яруса, затем ветви **третьего яруса**, оттекающие от конечных вершин ветвей второго яруса и т.п. То есть, начальными вершинами ветвей последующего яруса служат концы ветвей предыдущего яруса, и рассмотрение узлов ведется в порядке возрастания их номеров – в этом суть принципа ярусности (в реальной схеме электрической сети может быть несколько сотен ветвей). Совокупность n ветвей схемы, составляющих минимальный связанный подграф, обеспечивающий связь балансирующего узла со всеми n независимыми узлами схемы, образует так называемое **дерево сети**. Когда в ходе нумерации встречается ветвь, подтекающая к ранее пронумерованному узлу, то эта ветвь замыкает собой **контур** и называется **хордой**.

2. Выбрать в линиях направления токов, принимаемых за положительные. Согласно принципу ярусности для всех ветвей, за положительное принимается направление от начальной вершины к конечной, а номер начала ветви меньше номера конца ($N_{\text{нач}} < N_{\text{кон}}$). Для каждой из хорд

за положительное также принимается направление от начальной вершины к конечной. Хорды условно помечаются на схеме и отдельно нумеруются (I, II, III, ... k , где k – число контуров) в дополнение к сквозной нумерации ветвей $i = 1, 2, \dots, m$.

3. Сформировать матрицу инцидентий. В результате нумерации схемы формируется массив номеров (и наименований) ветвей дерева из n элементов, массив номеров (и наименований) узлов N_n – из n элементов и массив номеров (и наименований) хорд схемы из k элементов, где $k + n = m$ – полное число ветвей схемы.

Для составления матрицы инцидентий M заготавливается таблица, состоящая из n строк (по числу узлов) и m столбцов (по числу ветвей), где $m = n + k$. Строки ее соответствуют узлам, а столбцы – ветвям схемы замещения.

Номер строки матрицы соответствует номеру рассматриваемого узла i . Номер столбца j соответствует номеру рассматриваемой ветви в объединенном массиве информации о ветвях. Элемент $m_{i,j}$ матрицы, принадлежащий i -й строке и j -ому столбцу, может принимать одно из трех значений: $+1$, -1 , или 0 .

$m_{i,j} = \langle 1 \rangle$ – если узел i является начальной вершиной ветви j (ветвь j «оттекает» от узла i).

$m_{i,j} = \langle -1 \rangle$ – если узел i является конечной вершиной ветви j (ветвь j «подтекает» к узлу i).

$m_{i,j} = \langle 0 \rangle$ – если узел i не является вершиной ветви j , т.е. не связан с этой ветвью.

Составим для графа, представленного на рис. 1.2, матрицу инцидентий M . Для составления матрицы соединений в узлах M выберем направления токов, принимаемых за положительные в каждой ветви (рис. 1.3), и согласно правилам составим матрицу:

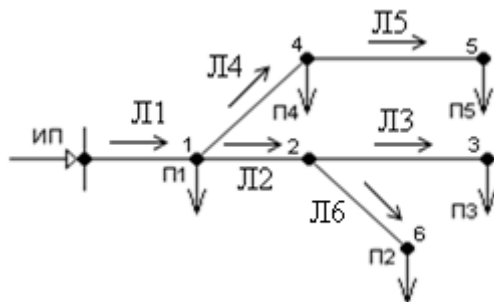


Рис. 1.3. Граф электрической сети

$M =$	-1	1	0	1	0	0	1	узлы
	0	-1	1	0	0	1	2	
	0	0	-1	0	0	0	3	
	0	0	0	-1	1	0	4	
	0	0	0	0	-1	0	5	
	0	0	0	0	0	-1	6	
	1	2	3	4	5	6		
ветви								

Для составления матрицы контуров N разобьем электрическую сеть на два контура и выберем направление обхода каждого контура, принимаемого за положительное:

$N =$	1	-1	0	0	-1	0	I	контуры
	0	0	0	-1	1	1	II	
	1	2	3	4	5	6		
ветви								

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 1.1. Составьте матрицу инцидентий M для схемы электрической сети, представленной на рис. 1.4.

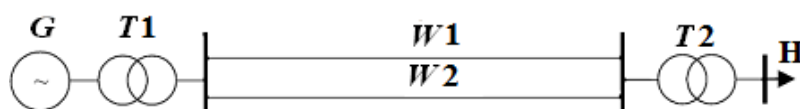


Рис. 1.4. Схема электрической сети:

G – генератор; $T1$, $T2$ – трансформаторы; $W1$, $W2$ – воздушные линии электропередачи;
 H – нагрузка потребителей электроэнергии

ЗАДАЧА 1.2. Выберите направления токов, принимаемых за положительные, и составьте матрицы инцидентий M и N для схемы электрической сети, представленной на рис. 1.5.

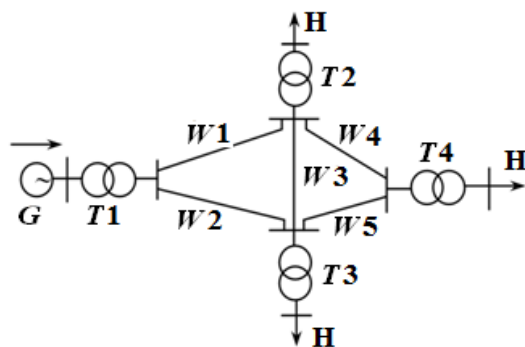


Рис. 1.5. Принципиальная схема электрической системы

ЗАДАЧА 1.3. Составьте матрицу инциденций M , а затем с помощью программы Optima (в целях сокращения материала интерфейс программы не рассматривается, тем более что она широко применяется на лабораторных занятиях и курсовом проектировании по данной дисциплине) рассчитайте токи в линиях и напряжения в узлах следующей схемы электрической сети, рассчитанной на напряжение $U = 110$ кВ (рис.1.6). Длины линий и мощности нагрузки приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1. Длины линий и мощности нагрузки задачи 1.3

Сечение провода, мм ² / Длина линии, км			Мощность нагрузки P/Q , МВА	
$W1, W2$	$W3$	$W4$	2	3
2x95/60	150/38	120/22	24/7,2	25/7,5

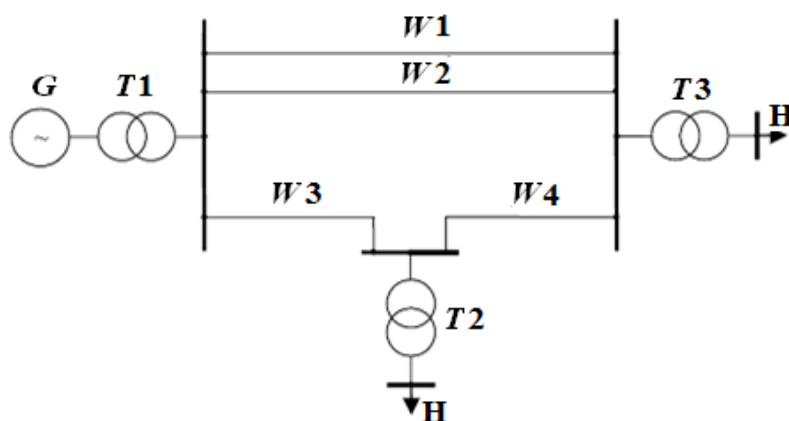


Рис. 1.6. Расчетная схема электрической сети:

G – генератор; $T1, T2$ – трансформаторы; $W1, W2, W3, W4$ – воздушные линии электропередачи; H – нагрузка потребителей электроэнергии

ЗАДАЧА 1.4. Составьте матрицу инциденций M , а затем с помощью программы Optima рассчитайте токи в линиях и напряжения в узлах схемы электрической сети, рассчитанной на напряжение $U = 110$ кВ (рис. 1.7). Длины линий и мощности нагрузки приведены в таблице 1.2.

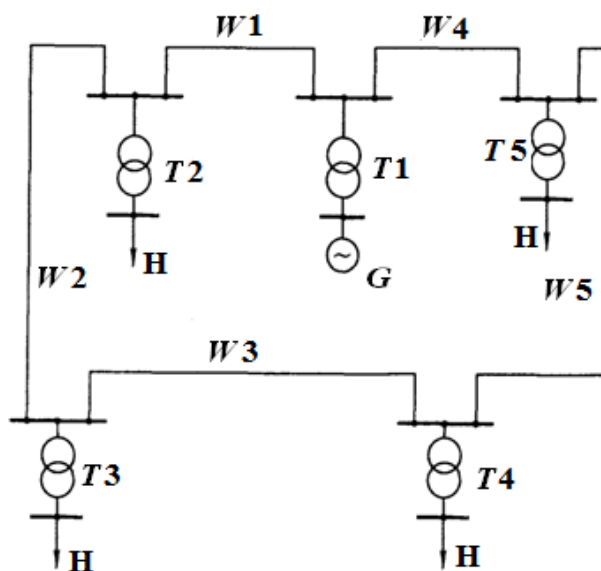


Рис. 1.7. Расчетная схема электрической сети

Таблица 1.2. Длины линий и мощности нагрузки задачи 1.4

Сечение провода, мм ² / Длина линии, км			Мощность нагрузки P/Q , МВА			
$W1, W2$	$W3, W5$	$W4$	2	3	4	5
120/30	150/35	120/28	28/8,4	21/6,3	18/5,4	24/7,2

ЗАДАЧА 1.5. Составьте матрицу инциденций M , а затем с помощью программы Optima рассчитайте токи в линиях и напряжения в узлах схемы электрической сети. Напряжение генерирующего узла $U = 220$ кВ, напряжение в линиях $W4, W5, U = 110$ кВ (рис. 1.8). Автотрансформаторы на подстанциях 2 и 3 работают с номинальными коэффициентами трансформации. Потерями мощности в трансформаторах пренебречь. Длины линий и мощности нагрузки приведены в табл. 1.3.

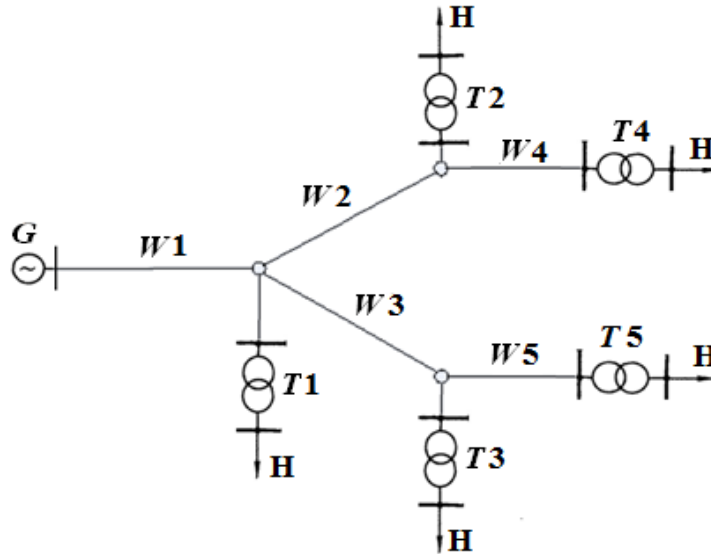


Рис. 1.8. Расчетная схема электрической сети

Таблица 1.3. Длины линий и мощности нагрузки задачи 1.5

Сечение провода, мм ² / Длина линии, км			Мощность нагрузки P/Q , МВА		
$W1$	$W2, W3$	$W4, W5$	1	2,3	4,5
300/60	240/42	150/28	34/10,2	25/7,5	19/5,7

Контрольные вопросы

1. Назовите отличия матриц M и N .
2. Чему равна сумма элементов столбца матрицы M ?
3. Чему равна сумма всех строк матрицы M , взятая по столбцу?
4. Чему равны диагональные элементы матрицы M при упорядоченной нумерации узлов и ветвей, основанной на принципе ярусности?
5. Как найти обратную матрицу?
6. Что значит рассчитать режим электрической системы?
7. Приведите состав исходной и выходной информации о режиме работы электрической сети.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 2 УРАВНЕНИЯ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Цель работы: Научиться составлять уравнения узловых напряжений для электрической сети и рассчитывать их методом Гаусса.

Теоретическая часть

Уравнения узловых напряжений широко применяются при расчетах установившихся режимов электрических систем. Процедура формирования

уравнений формализуется на основе аналитического представления конфигурации схемы замещения с помощью матриц инцидентий. Из законов Ома и Кирхгофа вытекает метод формирования математических моделей установившегося режима узловых напряжений, который является основным методом, используемым для составления системы уравнений установившегося режима. Чтобы получить такую систему, достаточно для каждого из узлов электроэнергетической системы записать уравнения первого закона Кирхгофа, а затем токи ветвей заменить с помощью напряжения прилежащих узлов, воспользовавшись для этого законом Ома [1]. Первый закон Кирхгофа в матричной форме записи выглядит следующим образом:

$$MU = I, \quad (2.1)$$

где I – матрица токов в линиях, U – матрица узловых напряжений, M – матрица соединений (инцидентий).

Так как к узлам графа электрической сети еще присоединены другие поперечные ветви с ЭДС и проводимостью шунта, то задающий ток в (2.1) включает в себя также токи данных ветвей

$$I = I_{\Gamma} - I_{\text{H}} - I_{\gamma},$$

где I_{Γ} – матрица токов генерации (ветви с ЭДС), которые определяются через мощности генерации; I_{H} – матрица токов нагрузки, которые определяются через мощности нагрузки (имеет обратное направление – от узла); I_{γ} – матрица токов в проводимостях шунтов, которые зависят от проводимости шунта из матрицы M и напряжения в узле из матрицы U (также имеет обратное направление – от узла, так как моделирует потребление мощности).

Если матрицу соединений M транспонировать, а затем умножить на матрицу узловых напряжений, то получается следующее выражение:

$$\Delta U = M^T U, \quad (2.2)$$

где M^T – транспонированная матрица инцидентий, ΔU – результат произведения транспонированной матрицы инцидентий и матрицы напряжений. По закону Ома в матричной форме записи полученное выражение примет вид:

$$\Delta U = Z_B I; \text{ или } I = \Delta U \cdot Z_B^{-1}, \quad (2.3)$$

где Z_B, Z_B^{-1} – матрица сопротивлений ветвей.

Если полученное выражение подставить в (2.1), а затем в (2.2), получим:

$$M \cdot Z_B^{-1} \cdot M^T \cdot U = I, \quad (2.4)$$

Введем обозначение:

$$Y = M \cdot Z_B^{-1} \cdot M^T,$$

где Y – матрица узловых проводимостей электрической сети, тогда выражение (2.4) примет вид:

$$YU = J. \quad (2.5)$$

Полученное соотношение является уравнением узловых напряжений (потенциалов) в матричной форме записи. Вычисление ее элементов осуществляется согласно следующим правилам:

1. Элементы, расположенные на главной диагонали матрицы, вычисляются как сумма проводимостей ветвей, подходящих к соответствующему узлу:

$$Y_{ij} = - \sum_{j \in \omega_i} Z_j, \quad (2.6)$$

где Y_{ij} – диагональный элемент матрицы M ; i – номер строки, j – номер столбца, Z_j – сопротивление j -й ветви; ω – множество номеров узлов, связанных с i -м узлом.

2. Недиagonальные элементы равны проводимостям ветвей, имя каждой из которых состоит из номеров узлов, соответствующих номеру строки и номеру столбца, на пересечении которых находится данный элемент, и взятых с противоположным знаком.

$$Y_{ij} = - \frac{1}{i \cdot Z_{ij}}, \quad (2.7)$$

Уравнение узловых напряжений в матричной форме записи (2.5) для линейных напряжений в сети переменного тока может быть записано в следующем виде:

$$YU = \sqrt{3}I. \quad (2.8)$$

где Y – полная комплексная матрица узловых проводимостей порядка $(n+1)$; I – вектор токов в узлах $(n+1)$ порядка; U – вектор-столбец напряжений узлов $(n+1)$ порядка.

Уравнение (2.8) решается обычно следующим образом. Один из узлов системы принимается за базовый по напряжению и балансирующий по току. В результате отбрасывания уравнений базового узла перейдем к следующей системе уравнений узловых напряжений:

$$Y_y(U - U_{0n}) = \sqrt{3}I, \quad (2.9)$$

где Y_y – неполная матрица узловых проводимостей порядка n ; $(U - U_{0n})$ – вектор разности напряжений узлов; I – вектор-столбец токов в узлах порядка n ; n – единичный вектор-столбец.

Независимыми переменными в уравнениях установившегося режима могут служить задающие токи узлов и напряжение базисного узла. В случае, когда известны мощности в узлах сети, токи можно вычислить приближенно по следующей формуле:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (2.10)$$

где S_i – мощность i -го узла, I_i – ток i -го узла, U – напряжение сети.

Если известны напряжения узлов, токи в ветвях схемы можно вычислить по выражению:

$$I = Y_B M_t (U - U_0), \quad (2.11)$$

где Y_B – матрица проводимостей ветвей; M_t – транспонированная матрица соединений в независимых узлах, которая составляется по направленному графу схемы замещения, U – матрица напряжений независимых узлов, U_0 – матрица-столбец, каждый элемент которой равен напряжению балансирующего узла.

Комплексную матрицу узловых проводимостей Y иногда представляют в блочной форме, через ее вещественную G и мнимую составляющую B , тогда раскрыв скобки и перенеся переменные, описывающие базовый узел, выражение 2.9 можно представить в следующем виде:

$$\begin{vmatrix} G & B \\ -B & G \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_a \\ U_r \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} J_a \\ J_r \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} -G_6 U_6 \\ B_6 U_6 \end{vmatrix}, \quad (2.12)$$

где J – ток (a – активный, r – реактивный), U – напряжение (a – активное, r – реактивное, 6 – базового узла), G – активная проводимость (G_6 – проводимость базового узла), B – реактивная проводимость (B_6 – проводимость базового узла). Данное выражение можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} G_y U_a + B_y U_r &= \sqrt{3} I_a - G_6 U_6, \\ -B_y U_a + G_y U_r &= \sqrt{3} I_r + B_6 U_6. \end{aligned} \quad (2.13)$$

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 2.1. Рассчитайте методом Гаусса значения напряжений для электрической сети 110 кВ, схема замещения которой приведена на рис. 2.1. Схема содержит три узла, из которых узлы 1 и 2 – нагрузочные, а узел 3 – генерирующий. Упрощенно полагаем, что ветви на землю отсутствуют, а сопротивления связей между узлами чисто индуктивные. Значения этих сопротивлений в относительных единицах (при базовой мощности $S_6 = 50$ МВА и базовом напряжении $U_6 = 115$ кВ) равны: $x_{12}=0,0813$, $x_{13}=x_{23}=0,220$. Реактивные составляющие токов в узлах: $J_1 = 0$, $J_2 = -1$.

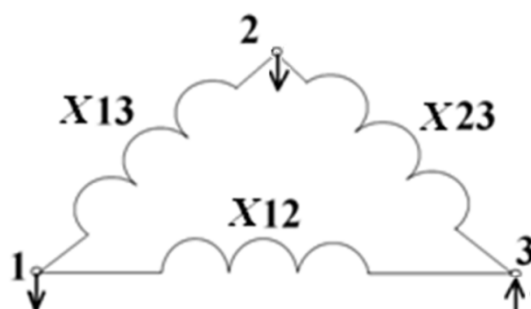


Рис. 2.1. Схема замещения сети индуктивными связями из трех узлов

РЕШЕНИЕ. Формирование этой системы уравнений, порядок которой равен числу узлов схемы ($n = 3$), сводится к составлению матрицы Y . В соответствии с известными правилами, элементы этой матрицы определяются так:

$$Y_{12} = Y_{21} = -jb_{12} = -jb_{21} = -\frac{1}{j0,0813} = j12,3001;$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -jb_{13} = -jb_{31} = -\frac{1}{j0,220} = j4,5455;$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -jb_{23} = -jb_{32} = -\frac{1}{j0,220} = j4,5455;$$

$$Y_{11} = -jb_{11} = -Y_{12} - Y_{13} = -j(12,3001 + 4,5455) = -j16,8456;$$

$$Y_{22} = -jb_{22} = -Y_{21} - Y_{23} = -j(12,3001 + 4,5455) = -j16,8456;$$

$$Y_{33} = -jb_{33} = -Y_{31} - Y_{32} = -j(4,5455 + 4,5455) = -j9,0910.$$

Таким образом, выражение 2.8 выглядит так:

$$\begin{vmatrix} -j16,8456 & j12,3001 & j4,5455 \\ j12,3001 & -j16,8456 & j4,5455 \\ j4,5455 & j4,5455 & -j9,0910 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} J_1 \\ J_2 \\ J_3 \end{vmatrix}.$$

Далее необходимо задать напряжение одного из узлов (называемого базовым) и исключить уравнение балансирующего узла. Примем в качестве балансирующего и базового генерирующий узел 3, тогда:

$$\begin{vmatrix} -j16,8456 & j12,3001 \\ j12,3001 & -j16,8456 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_1 - U_3 \\ U_2 - U_3 \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} J_1 \\ J_2 \end{vmatrix}.$$

Примем, что $U_{1r} = U_1 - U_3$, $U_{2r} = U_2 - U_3$, тогда можно записать:

$$\begin{vmatrix} -j16,8456 & j12,3001 \\ j12,3001 & -j16,8456 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_{1r} \\ U_{2r} \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} J_{1a} \\ J_{2a} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ -1 \end{vmatrix};$$

или в виде системы с двумя уравнениями (2.13):

$$\left. \begin{aligned} -j16,8456 \cdot U_{1r} + j12,3001 \cdot U_{2r} &= 0 \\ j12,3001 \cdot U_{1r} - j16,8456 \cdot U_{2r} &= -1,7 \end{aligned} \right\}.$$

Определим напряжения в узлах, решив по методу Гаусса данные уравнения узловых напряжений. Коэффициент при неизвестном U_{1r} в первом уравнении системы равный $-j16,8456$, называется ведущим элементом.

Первое уравнение системы разделим на ведущий элемент, т.е. на $-j16,8456$, тогда получим:

$$U_{1r} - 0,7302 U_{2r} = 0. \quad (2.14)$$

Теперь, пользуясь этим уравнением, можно исключить неизвестное U_{1r} из второго уравнения системы. Для этого исключения нужно уравнение (2.14) умножить на ведущий элемент второго уравнения, равный $j12,3001$:

$$j12,3001 U_{1r} - j8,981 U_{2r} = 0.$$

и результат вычесть из второго уравнения системы:

$$j12,3001 \cdot U_{1r} - j12,3001 \cdot U_{1r} - j16,8456 \cdot U_{2r} + j8,981 = -1,7.$$

В итоге получается одно уравнение с одним неизвестным:

$$-j7,8641 U_{2r} = -1,7.$$

Таким образом, система (2.13) приведена к эквивалентной системе с треугольной матрицей:

$$\begin{aligned} U_{1r} - 0,7302 U_{2r} &= 0; \\ -j7,8641 U_{2r} &= -1,7. \end{aligned}$$

Из последней системы последовательно найдем значения неизвестных:

$$\begin{aligned} U_{2r} &= \frac{-1,7}{-j7,8641} = -j0,2162; \\ U_{1r} &= 0,7302 U_{2r} = 0,7302 (-j0,2162) = -j0,1579; \\ U_{1r} &= -j0,1579 \text{ кВ}; U_{2r} = -j0,2162 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

ЗАДАЧА 2.2. Рассчитайте методом Гаусса значения напряжений для электрической сети 110 кВ, схема замещения которой приведена на рис. 2.2. Упрощенно полагаем, что ветви на землю отсутствуют, а сопротивления связей между узлами чисто индуктивные. Значения этих сопротивлений равны: $x_{12}=20$ Ом, $x_{13}=30$ Ом, $x_{23}=15$ Ом, $x_{14}=10$ Ом, $x_{24}=16$ Ом. Реактивные составляющие токов в узлах: $J_1 = J_2 = 0$, $J_3 = -1$.

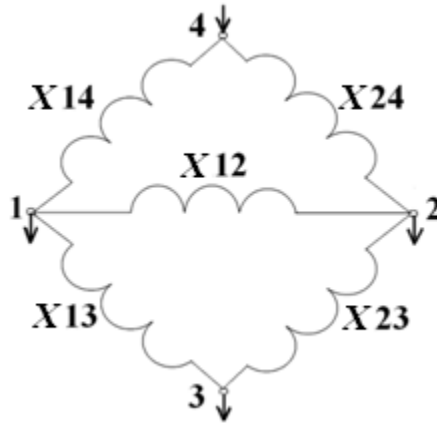


Рис.2.2. Схема замещения сети с индуктивными связями из четырех узлов

РЕШЕНИЕ. В качестве балансирующего и базового узла выбран генерирующий узел №4. Матрица узловых проводимостей Y имеет третий порядок. Значения ее элементов (См) равны:

$$Y_{12} = Y_{21} = -jb_{12} = -jb_{21} = -\frac{1}{jx_{12}} = -\frac{1}{j20} = j0,05;$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -jb_{13} = -jb_{31} = -\frac{1}{jx_{23}} = -\frac{1}{j30} = j0,033;$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -jb_{23} = -jb_{32} = -\frac{1}{jx_{23}} = -\frac{1}{j15} = j0,0667;$$

$$Y_{11} = -jb_{11} = -Y_{12} - Y_{13} + \frac{1}{jx_{14}} = -j0,05 - j0,033 + \frac{1}{j10} = -j0,1833;$$

$$Y_{22} = -jb_{22} = -jY_{21} - jY_{23} + \frac{1}{jx_{24}} = -j0,05 - j0,0667 + \frac{1}{j16} = -j0,1792;$$

$$Y_{33} = -jb_{33} = -jY_{31} - jY_{32} = -j0,0333 - j0,0667 = -j0,1.$$

Узловые уравнения записываются в виде:

$$\begin{vmatrix} -j0,1833 & j0,05 & j0,0333 \\ j0,05 & -j0,1792 & j0,0667 \\ j0,0333 & j0,0667 & -j0,1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_1 - U_4 \\ U_2 - U_4 \\ U_3 - U_4 \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} J_1 \\ J_2 \\ J_3 \end{vmatrix}.$$

Примем, что $U_{1r} = U_1 - U_4$, $U_{2r} = U_2 - U_4$, $U_{3r} = U_3 - U_4$, тогда можно записать:

$$\begin{vmatrix} -j0,1833 & j0,05 & j0,0333 \\ j0,05 & -j0,1792 & j0,0667 \\ j0,0333 & j0,0667 & -j0,1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_{1r} \\ U_{2r} \\ U_{3r} \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix}.$$

Система уравнений узловых напряжений примет вид:

$$\begin{cases} -j0,1833U_{1r} + j0,05U_{2r} + j0,0333U_{3r} = 0; \\ j0,05U_{1r} - j0,1792U_{2r} + j0,0667U_{3r} = 0; \\ j0,0333U_{1r} + j0,0667U_{2r} - j0,1U_{3r} = 1,732. \end{cases}$$

Последовательно исключим из системы уравнений неизвестные U_{1r} , U_{2r} . Для этого разделим первое уравнение системы на ведущий элемент (коэффициент при U_{1r}), т.е. на $-j0,1833$:

$$U_{1r} - 0,2728U_{2r} - 0,1817U_{3r} = 0.$$

Пользуясь полученным уравнением, исключим U_{1r} из второго и третьего уравнения системы. Для этого последовательно умножим полученное уравнение сначала на $j0,05$, затем на $j0,0333$ и результат вычтем из исходной системы. Получим следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} U_{1r} - 0,2728U_{2r} - 0,1817U_{3r} = 0; \\ -j0,1656U_{2r} + j0,0758U_{3r} = 0; \\ j0,0758U_{2r} - j0,0939U_{3r} = 1,732. \end{cases}$$

Из полученной системы уравнений исключим U_{2r} . Для этого, оставив первое уравнение без изменений, второе уравнение системы разделим на ведущий элемент ($-j0,1656$), а затем умножим на ведущий элемент третьего уравнения и вычтем из него (аналогично предыдущей задаче). Таким образом, получим следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} U_{1r} - 0,2728U_{2r} - 0,1817U_{3r} = 0; \\ U_{2r} - 0,4577U_{3r} = 0; \\ -j0,059U_{3r} = 1,732. \end{cases}$$

Аналогично предыдущей задаче найдем значения напряжений. Таким образом, $U_{3r} = j29,356$, $U_{2r} = j13,436$, $U_{1r} = j8,999$.

ЗАДАЧА 2.3. Рассчитайте методом Гаусса значения напряжений для электрической сети 110 кВ, схема замещения которой приведена на рис. 2.3. Значения сопротивления линии равны: $z_{21} = (10+j20)$ Ом. В качестве балансирующего и базового принят узел 2, $U_2 = U_6 = 115$ кВ. Ток нагрузки $J_1 = J_{a1} + jJ_{r1} = \frac{1}{\sqrt{3}}(-0,4199 + j0,2099)$ кА.

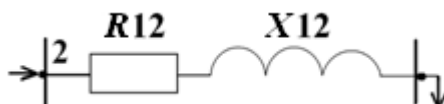


Рис. 2.3. Схема замещения с активно-индуктивной связью

РЕШЕНИЕ. Вычислим собственную проводимость узла 1:

$$Y_{11} = \frac{1}{z_{21}} = \frac{1}{10 + j20} = (0,02 - j0,04) \text{ См.}$$

Для сети из двух узлов уравнение примет вид:

$$Y_{11}U_1 = \sqrt{3}I_1 + Y_6 U_6;$$

или для данной задачи:

$$(0,02 - j0,04)(U_{a1} + jU_{r1}) = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}(-0,4199 + j0,2099) + (0,02 - j0,04) \cdot 115.$$

Согласно (2.12) полученная система действительных уравнений имеет следующий вид (указываются только численные значения реактивных значений):

$$\begin{vmatrix} 0,02 & -0,04 \\ 0,04 & 0,02 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_{a1} \\ U_{r1} \end{vmatrix} = \sqrt{3} \begin{vmatrix} -0,4199 \\ 0,2099 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} -0,02 \cdot 115 \\ -0,04 \cdot 115 \end{vmatrix}.$$

Данную матрицу, согласно (2.13), можно записать в виде:

$$\begin{cases} 0,02U_a - 0,04U_r = -3,027; \\ 0,04U_a + 0,02U_r = -4,236. \end{cases}$$

Разделим первое уравнение системы на ведущий элемент, равный 0,02, тогда:

$$U_a - 2U_r = -151,35.$$

Затем это уравнение умножим на ведущий элемент второго уравнения, равный 0,04 и вычтем из второго уравнения, тогда получим:

$$-0,1U_r = -8,87.$$

Таким образом, получим следующую систему:

$$\begin{cases} U_a - 2U_r = -151,35; \\ -0,1U_r = -8,87. \end{cases}$$

Из этой системы найдем значения неизвестных. Таким образом,

$$U_a = 26,05 \text{ кВ}, U_r = 88,7 \text{ кВ}.$$

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 2.4. Составьте уравнения узловых напряжений для электрической сети 110 кВ, схема замещения которой приведена на рис. 2.4. Упрощенно полагаем, что ветви на землю отсутствуют, а сопротивления связей между узлами чисто индуктивные. Значения этих сопротивлений равны: $x_{12} = 15 \text{ Ом}$, $x_{23} = 22 \text{ Ом}$, $x_{14} = 16 \text{ Ом}$, $x_{43} = 20 \text{ Ом}$.

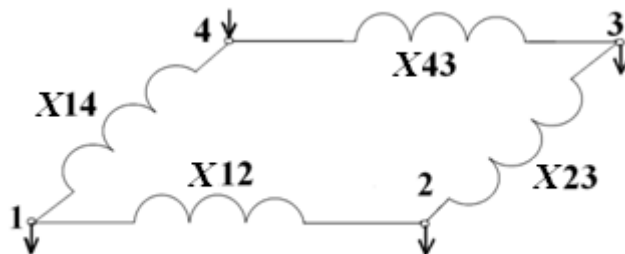


Рис. 2.4. Схема замещения сети с индуктивными связями из четырех узлов

ЗАДАЧА 2.5. Составьте уравнения узловых напряжений для электрической сети 110 кВ, схема замещения которой приведена на рис. 2.5.

Упрощенно полагаем, что ветви на землю отсутствуют, а сопротивления связей между узлами чисто индуктивные. Значения этих сопротивлений равны: $x_{12}=27$ Ом, $x_{23}=22$ Ом, $x_{14}=19$ Ом, $x_{34}=21$ Ом, $x_{24}=24$ Ом.

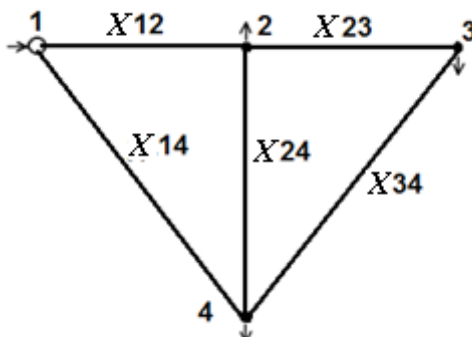


Рис. 2.5. Схема замещения сети с индуктивными связями из четырех узлов

ЗАДАЧА 2.6. Составьте уравнения узловых напряжений для электрической сети 110 кВ, схема замещения которой приведена на рис. 2.6. Упрощенно полагаем, что ветви на землю отсутствуют, а сопротивления связей между узлами чисто индуктивные. Значения этих сопротивлений равны: $x_{13}=25$ Ом, $x_{12}=18$ Ом, $x_{23}=19$ Ом.

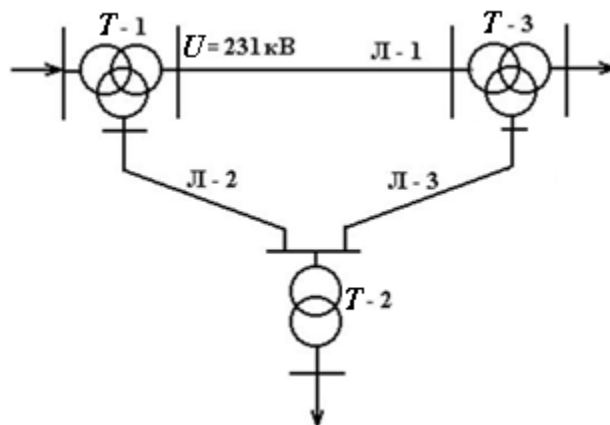


Рис. 2.6. Схема замещения сети с индуктивными связями из четырех узлов

Контрольные вопросы

1. Что такое сложнзамкнутая электрическая сеть?
2. Какой метод используется для расчета установившихся режимов сложнзамкнутых сетей?
3. Что такое балансирующий узел?
4. Что такое базисный узел по напряжению?
5. Что такое взаимная проводимость?

6. Как определяется собственная проводимость узла?
7. Запишите в матричном виде систему узловых напряжений.
8. Запишите систему уравнений узловых напряжений для сети, состоящей из трех узлов.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 3 РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ПРЯМЫМИ МЕТОДАМИ

Цель работы: Научиться рассчитывать уравнения узловых напряжений для электрической сети методом обратной матрицы.

Теоретическая часть

Методы решения систем линейных алгебраических уравнений можно разделить на две большие группы: прямые и итерационные. К прямым относятся методы, позволяющие получить решение в результате конечного числа арифметических операций, зависящего от вычислительной схемы, а также от порядка и структуры матрицы коэффициентов системы уравнений. В математике методы этой группы называются также точными, поскольку если исходные данные заданы точно (в виде целых чисел или обыкновенных дробей) и вычисления выполняются точно (например, по правилам действия над обыкновенными дробями), то решение также получается точным. Отметим, что при решении технических задач с помощью специализированных программных средств из-за погрешности задания с исходной информацией (с допустимой для данной задачи точностью) и неизбежного округления промежуточных результатов вычислений (определяемого разрядностью машинного слова) получить точный результат принципиально невозможно, и в этом смысле термин «точный метод» условен.

Метод Гаусса (метод последовательного исключения) подробно описан в технической литературе [1]. Алгоритмы, с помощью которых может быть реализован этот метод, различны. В данной работе мы рассмотрим использование алгоритма единственного деления.

Матрица собственных и взаимных проводимостей Y_y – неособенная, т.е. ее определитель не равен нулю. Для всякой неособенной матрицы существует обратная. Обратной матрице Y_y является такая матрица $Y_y^{-1} = Z_y$, что произведение Z_y и Y_y равно единичной матрице. Матрицу Z_y называют матрицей собственных и взаимных сопротивлений узлов. Решение уравнений узловых напряжений с помощью обратной матрицы при

напряжении базового узла $U_{\bar{0}} = 0$, определяется выражением

$$U = \sqrt{3}Z_y I, \quad (3.1)$$

Если $U_{\bar{0}} \neq 0$, то решение уравнений узловых напряжений принимает следующий вид:

$$U = U_{\bar{0}} + \sqrt{3}Z_y I, \quad (3.2)$$

где $U_{\bar{0}}$ – вектор-столбец, каждый элемент которого равен напряжению базового узла. Выражения (3.1) и (3.2) следуют из (2.9).

Рассмотрим вычисление обратной матрицы с помощью метода, основанного на последовательной перестановке элементов столбцов неизвестных и правых частей в системе линейных алгебраических уравнений.

При расчетах режимов неоднородных сетей переменного тока используем обратную действительную матрицу (2.12):

$$\left\| \begin{array}{cc} G & B \\ -B & G \end{array} \right\|^{-1}. \quad (3.3)$$

Активные и реактивные составляющие узловых напряжений определим из выражения, которое следует из (2.12):

$$\left\| \begin{array}{c} U_a \\ U_r \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{c} U_{a\bar{0}} \\ U_{r\bar{0}} \end{array} \right\| + \sqrt{3} \left\| \begin{array}{cc} G_y & B_y \\ -B_y & G_y \end{array} \right\|^{-1} \cdot \left\| \begin{array}{c} J_a \\ J_r \end{array} \right\|, \quad (3.4)$$

где $U_{a\bar{0}}$ и $U_{r\bar{0}}$ – векторы, каждый элемент которых равен $U_{a\bar{0}}$ или $U_{r\bar{0}}$, т.е. активной или реактивной составляющей U .

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 3.1. Определите напряжения в узлах по данным задачи 2.1 методом обратной матрицы Z_y .

Решение. Определим обратную матрицу:

$$Z_y = Y_y^{-1} = \begin{vmatrix} 16,8456 & -12,3001 \\ -12,3001 & 16,8456 \end{vmatrix}^{-1} = \begin{vmatrix} 0,1272 & 0,0928 \\ 0,0928 & 0,1272 \end{vmatrix}.$$

Для этого воспользуемся программой MathCAD. MathCAD – это комплекс компьютерной алгебры, относящийся к системам автоматизированного проектирования, отличается лёгкостью использования и применения. Основное его отличие от аналогичных программ (Maple, MuPAD, Mathematica) – это графический, а не текстовый режим ввода математических выражений. Для набора команд, функций, формул можно использовать как клавиатуру, так и кнопки на специальных панелях инструментов. В любом случае формулы имеют привычный пользователю вид. В целях сокращения объема учебного практикума не будем рассматривать внешний интерфейс программы, а сразу рассмотрим методику работы.

Внешний вид вычисленной обратной матрицы в программе MathCAD представлен на рис. 3.1. Для работы с матрицами в программе предусмотрено специальное меню – Matrix. Выбрав в ней пункт – «Matrix or vector», вызовем окно для ввода матриц (рис. 3.2), в котором зададим нужное количество строк и столбцов. Для получения обратной матрицы служит пункт меню «Inverse». Стоит отметить, что ввод формул начинается с задания переменной, а затем с ввода знака « := ». Это сделано для использования данной переменной в дальнейших вычислениях. Из интерфейса программы видно, что ввод формул интуитивно доступен и не требует дальнейших подробных инструкций.

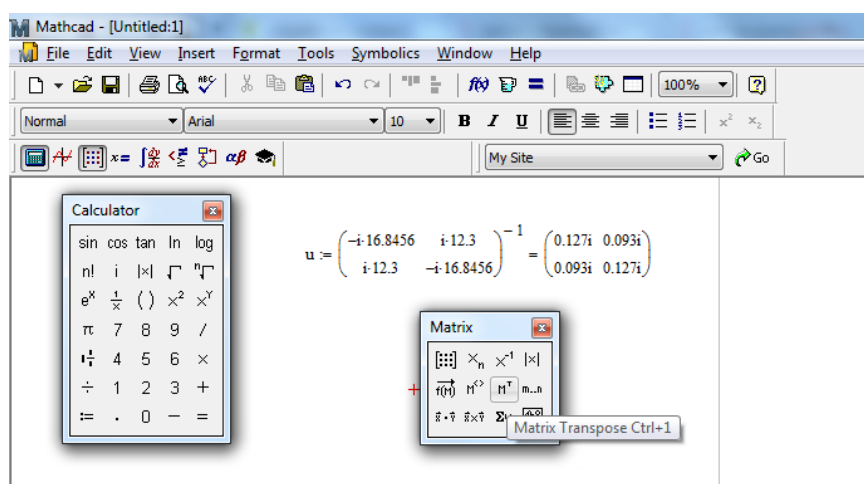


Рис. 3.1. Внешний вид вычисленной обратной матрицы в программе MathCAD

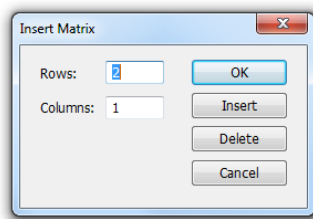


Рис. 3.2. Внешний вид окна для ввода матриц

Далее

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0,1272 & 0,0928 \\ 0,0928 & 0,1272 \end{pmatrix} \cdot \sqrt{3} \begin{pmatrix} 0 \\ -1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0,0928 \\ -0,1272 \end{pmatrix}; \\ U_1 &= -0,161 \text{ кВ}; U_2 = -0,22 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

При сравнении полученных значений напряжений в узлах со значениями, полученными в задаче 2.1, видно, что они полностью совпадают. Следовательно, задача решена верно.

ЗАДАЧА 3.2. Определите напряжения в узлах по данным задачи 2.2. методом обратной матрицы Z_y .

Решение. Найдем обратную матрицу, полученную в примере 2.2:

$$\begin{pmatrix} -j0,1833 & j0,05 & j0,0333 \\ j0,05 & -j0,1792 & j0,0667 \\ j0,0333 & j0,0667 & -j0,1 \end{pmatrix}^{-1} = \begin{pmatrix} j7,49 & j4,015 & j5,172 \\ j4,015 & j9,576 & j7,724 \\ j5,172 & j7,724 & j16,874 \end{pmatrix}.$$

Далее

$$\begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} j7,49 & j4,015 & j5,172 \\ j4,015 & j9,576 & j7,724 \\ j5,172 & j7,724 & j16,874 \end{pmatrix} \cdot \sqrt{3} \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} j8,959 \\ j13,378 \\ j29,227 \end{pmatrix}.$$

Сравним полученные значения со значениями, полученными в задаче 2.2. Несовпадение в десятых и сотых долях связано с округлением данных. Задача решена верно.

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 3.3. Определите напряжения в узлах по данным задачи 2.3, методом обратной матрицы Z_y .

ЗАДАЧА 3.4. Определите напряжения в узлах по данным задачи 2.4, методом обратной матрицы Z_y .

ЗАДАЧА 3.5. Определите напряжения в узлах по данным задачи 2.5, методом обратной матрицы Z_y .

ЗАДАЧА 3.6. Определите напряжения в узлах по данным задачи 2.6, методом обратной матрицы Z_y .

Контрольные вопросы

1. При каком представлении активных элементов система уравнений узловых напряжений является линейной?
2. При каком представлении активных элементов система уравнений узловых напряжений является нелинейной?
3. Назовите основные методы решения систем линейных и нелинейных уравнений узловых напряжений.
4. Поясните суть метода исключения Гаусса.
5. Поясните суть метода простой итерации.

РАЗДЕЛ 2. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ЧАСТОТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 4 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Цель работы: изучить методы регулирования напряжения, применяющиеся для надежного электроснабжения потребителей.

Теоретическая часть

Напряжение – важнейший показатель режима работы электроэнергетической системы, непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС. Регулирование напряжения в энергосистеме связано с балансом реактивной мощности, который по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узлах сети обычно отличаются от среднего уровня, причем это отличие связано со многими факторами: конфигурацией сети, значениями нагрузок и т.д. Допустимые

отклонения напряжения на шинах потребителя, согласно ГОСТ 13109-97, в нормальных режимах составляют $\pm 5\%$ и в послеаварийных (максимальные отклонения) $\pm 10\%$ от номинального напряжения потребителей [3].

Оптимальный режим работы энергосистемы – режим, удовлетворяющий условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум затрат при заданной в каждый момент времени загрузке потребителей. Основные задачи, решаемые при оптимизации режима, следующие:

- распределение активных мощностей между генераторами электрических станций и между электрическими станциями энергосистемы, соответствующее минимуму суммарного расхода топлива с учетом потерь активной мощности в сетях;

- оптимизация режима электрической сети, приводящая к уменьшению суммарных потерь активной мощности в сетях, в результате оптимального выбора мощности и мест размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформаторов связи с учетом технических ограничений;

- выбор оптимального состава работающего оборудования.

Различают централизованное и местное регулирование напряжения. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района. Местное регулирование предполагает поддержание требуемых уровней напряжения непосредственно на шинах потребителя. Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки, вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы, компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме) реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и особенно реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах.

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 4.1. Определите возможность централизованного регулирования напряжения в узле A для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рис. 4.1, графики нагрузок приведены на рис. 4.2. Номинальное напряжение сети 6 кВ. Потерями в сети пренебречь.

Решение. Согласно ГОСТ допустимые отклонения напряжения на шинах потребителей в нормальных режимах составляют $\pm 5\%$ от номинального напряжения. Таким образом, для потребителей в узлах 2 и 3 все значения напряжения в диапазоне от 5,7 до 6,3 кВ являются допустимыми. Теперь следует найти возможные уровни напряжений в узле A , которые соответствуют диапазону допустимых напряжений в узлах 2 и 3.

Найдем требуемые уровни напряжения в узле A ($U_{2 \min}^A$, $U_{2 \max}^A$), обеспечивающие соответственно минимальное $U_{2 \min}$ и максимальное $U_{2 \max}$ напряжения в узле 2 для первого интервала постоянства нагрузок (рис. 4.1).

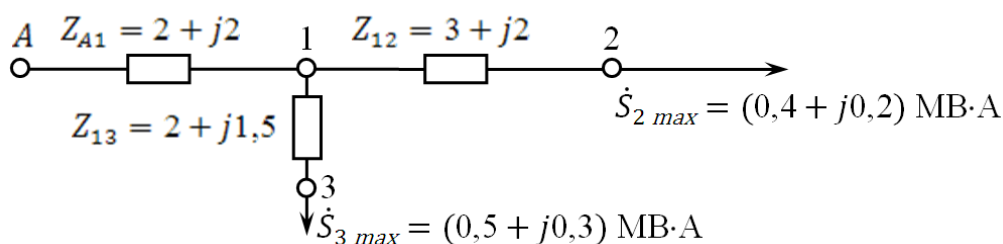


Рис. 4.1. Схема замещения сети

$$U_{2 \min}^A = U_{2 \min} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1};$$

$$U_{2 \max}^A = U_{2 \max} + \Delta U_{12} + \Delta U_{A1}.$$

При расчете напряжений в сети 6 кВ учитывается только продольная составляющая падения напряжений (рис.4.2). На временном интервале от 0 до 8 часов:

$$S_2 = 0,4 \cdot S_{2 \max} = (0,16 + j0,08);$$

$$S_3 = 0,6 \cdot S_{3 \max} = (0,3 + j0,18),$$

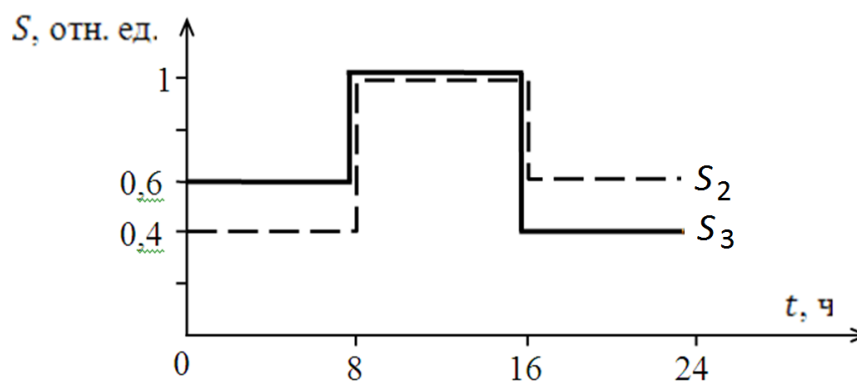


Рис. 4.2. Графики нагрузок потребителей

тогда при расчете $U_{2 \max}$ имеем:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}Y_{12}}{U_2} = \frac{0,16 \cdot 3 - 0,08 \cdot 2}{6,3} = 0,05 \text{ кВ};$$

$$S_{1A} = S_2 + S_3 = 0,16 + j0,08 + 0,3 + j0,18 = 0,46 + j0,26 \text{ МВА};$$

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12} = 6,3 + 0,05 = 6,35 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}Y_{A1}}{U_1} = \frac{0,46 \cdot 2 - 0,26 \cdot 2}{6,35} = 0,063 \text{ кВ};$$

$$U_{2 \max}^A = 6,3 + 0,05 + 0,063 = 6,413 \text{ кВ}.$$

При минимальном напряжении в узле 2 напряжение узла A находится как:

$$\Delta U_{12} = \frac{0,16 \cdot 3 - 0,08 \cdot 2}{5,7} = 0,06 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 5,7 + 0,06 = 5,76 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 - 0,26 \cdot 2}{5,76} = 0,07 \text{ кВ};$$

$$U_{2 \min}^A = 5,7 + 0,06 + 0,07 = 5,83 \text{ кВ}.$$

Таким образом, все напряжения узла A в интервале от 6,413 до 6,07 кВ устраивают потребителя, находящегося в узле 2.

Аналогично находятся напряжения узла A , которые устраивают потребителя в узле 3 для временного интервала от 0 до 8 часов.

$$U_{3 \max}^A = U_{3 \max} + \Delta U_{31} + \Delta U_{A1};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{P_{31}R_{31} + Q_{31}Y_{31}}{U_3} = \frac{0,3 \cdot 2 - 0,18 \cdot 1,5}{6,3} = 0,05 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 6,3 + 0,05 = 6,35 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 - 0,26 \cdot 2}{6,35} = 0,063 \text{ кВ};$$

$$U_{3 \max}^A = 6,3 + 0,05 + 0,063 = 6,413 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0,3 \cdot 2 - 0,18 \cdot 1,5}{6,3} = 0,05 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 5,7 + 0,05 = 5,75 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,46 \cdot 2 - 0,26 \cdot 2}{5,75} = 0,07 \text{ кВ};$$

$$U_{3 \min}^A = 5,7 + 0,05 + 0,07 = 5,82 \text{ кВ}.$$

Диапазон приемлемых для потребителя узла 3 напряжений узла A от 6,413 до 5,82 кВ. Далее возникает задача поиска диапазона напряжений узла A одновременно приемлемых для узлов 2 и 3. Этот диапазон соответствует пересечению областей допустимых напряжений U_{A2} и U_{A3} .

На рис. 4.3 сплошной линией показан диапазон допустимых значений U_A для узла 3 и пунктиром для узла 2, заштрихованная зона соответствует уровням напряжений, соблюдение которых в узле A обеспечивает допустимые ГОСТ напряжения одновременно в узлах 2 и 3.

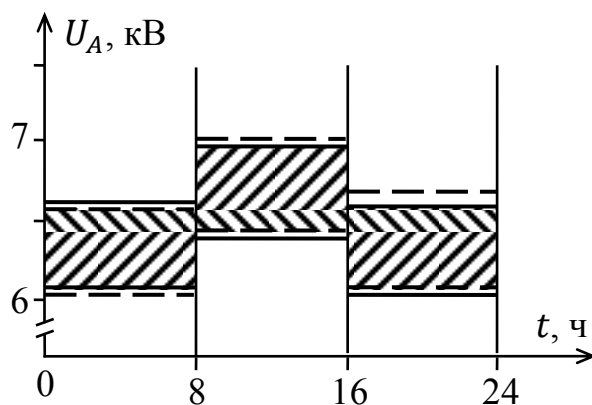


Рис. 4.3. Графики нагрузок потребителей

Следующим этапом являются расчеты напряжений для других временных интервалов. Если для всех интервалов постоянства нагрузок существуют уровни напряжений узла A , приемлемые одновременно для узлов 2 и 3, тогда централизованное регулирование возможно. Если хотя бы на одном интервале зоны допустимых значений напряжений в узле A ,

удовлетворяющие потребителей в узлах 2 и 3, не пересекаются, то централизованное регулирование напряжения принципиально невозможно.

Интервал от 8 до 16 часов:

$$\Delta U_{12} = \frac{0,4 \cdot 3 - 0,2 \cdot 2}{6,3} = 0,13 \text{ кВ}; U_1 = 6,3 + 0,13 = 6,43 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,9 \cdot 2 - 0,5 \cdot 2}{6,43} = 0,12 \text{ кВ}; U_{2 \max}^A = 6,98 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0,4 \cdot 3 + 0,2 \cdot 2}{5,7} = 0,12 \text{ кВ}; U_1 = 5,7 + 0,12 = 5,82 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,9 \cdot 2 - 0,5 \cdot 2}{5,82} = 0,14 \text{ кВ}; U_{2 \min}^A = 5,96 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0,5 \cdot 2 - 0,3 \cdot 1,5}{6,3} = 0,09 \text{ кВ}; U_1 = 6,3 + 0,09 = 6,39 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,9 \cdot 2 - 0,5 \cdot 2}{6,39} = 0,125 \text{ кВ}; U_{3 \max}^A = 6,515 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{31} = \frac{0,5 \cdot 2 - 0,3 \cdot 1,5}{5,7} = 0,1 \text{ кВ}; U_1 = 5,7 + 0,1 = 5,8 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,9 \cdot 2 - 0,5 \cdot 2}{5,8} = 0,14 \text{ кВ}; U_{3 \min}^A = 5,94 \text{ кВ}.$$

Интервал от 16 до 24 часов:

$$S_2 = 0,6 (0,4 + j0,2) = 0,24 + j0,12 \text{ МВА};$$

$$S_3 = 0,4 (0,5 + j0,3) = 0,2 + j0,12 \text{ МВА};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0,24 \cdot 3 - 0,12 \cdot 2}{6,3} = 0,08 \text{ кВ}; U_1 = 6,3 + 0,08 = 6,38 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,44 \cdot 2 - 0,24 \cdot 2}{6,38} = 0,06 \text{ кВ}; U_{2 \max}^A = 6,44 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{12} = \frac{0,24 \cdot 3 - 0,12 \cdot 2}{5,7} = 0,08 \text{ кВ}; U_1 = 5,7 + 0,08 = 5,78 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,44 \cdot 2 - 0,24 \cdot 2}{5,78} = 0,07 \text{ кВ}; U_{2 \min}^A = 5,85 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{13} = \frac{0,2 \cdot 2 - 0,12 \cdot 1,5}{6,3} = 0,035 \text{ кВ}; U_1 = 6,3 + 0,035 = 6,335 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,44 \cdot 2 - 0,24 \cdot 2}{6,335} = 0,06 \text{ кВ}; U_{3 \max}^A = 6,4 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{13} = \frac{0,2 \cdot 2 - 0,12 \cdot 1,5}{5,7} = 0,04 \text{ кВ}; U_1 = 5,7 + 0,04 = 5,74 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{0,44 \cdot 2 - 0,24 \cdot 2}{5,74} = 0,07 \text{ кВ}; U_{3 \min}^A = 5,81 \text{ кВ}.$$

Таким образом, как видно из диаграммы напряжений, показанной на рис. 4.3, существует диапазон напряжений в узле A , одновременно обеспечивающий допустимые уровни напряжений в узлах 2 и 3.

ЗАДАЧА 4.2. Выберите рациональную отпайку РПН трансформатора типа ТРДН–40000/220. Нагрузка в максимальном режиме $S_2 = 50 + j20$ МВА. Исходная схема сети и схема замещения показаны на рис. 4.4 и 4.5, соответственно. Напряжение на высшей стороне трансформатора 205 кВ. Трансформатор имеет пределы регулирования $\pm 8 \times 15\%$.

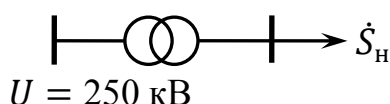


Рис. 4.4. Схема сети

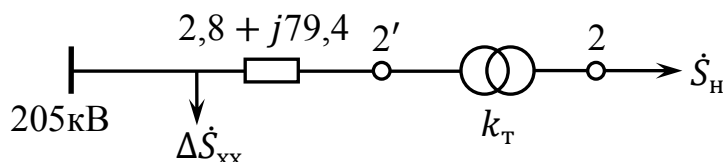


Рис. 4.5. Схема замещения сети

Решение. Согласно каталожным данным номинальные напряжения трансформатора $U_{ВН} = 230$ кВ, $U_{НН} = 6,6$ кВ, тогда коэффициент трансформации идеального трансформатора на рис. 4.5 можно вычислить по следующей формуле:

$$k_T = (230 \pm 8 \times 1,5\%) / 6,6.$$

Для выбора рациональной отпайки следует учесть падение напряжения в сопротивлении трансформатора и потери мощности, т.е. расчет сводится к итерационному процессу, так как задано напряжение в питающем узле 1 и нагрузка потребителя в узле 2. Для упрощения расчета пренебрежем потерями мощности в трансформаторе, тогда:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}; \Delta U_{12} = \Delta U_{12} + j\delta U_{12};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QY}{U} = \frac{50 \cdot 2,8 + 79,4 \cdot 20}{205} = 8 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{PX + QR}{U} = \frac{50 \cdot 79,4 - 20 \cdot 2,8}{205} = 19 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 205 - 8 - j19 = 197 - j19 = 197,9 \text{ кВ}.$$

Для обеспечения номинального напряжения $U_{н.пот}$ у потребителя можно найти требуемый коэффициент трансформации:

$$k_{\text{треб}} = \frac{U_2}{U_{н.пот}} = \frac{197,9}{6} = 32,98.$$

Теперь для выбора рациональной отпайки найдем цену одной, которая равна 1,5 % от $U_{вн}$, т.е. 3,45 кВ; $k_{\text{треб}} = (230 \pm X \cdot 3,45) / 6,6 = 32,98$, отсюда $X = (32,98 \cdot 6,6 - 230) / 3,45 = -3,6$.

Следовательно, можно выбрать четвертую ($X = -4$) или третью ($X = -3$) отпайки. При $X = -4$ напряжение у потребителя:

$$U_{\text{потр}} = 197,9 \cdot 6,6 / (230 - 4 \cdot 3,45) = 6,04 \text{ кВ}$$

$$\text{при } X = -3: U_{\text{потр}} = 197,9 \cdot 6,6 / (230 - 3 \cdot 3,45) = 5,95 \text{ кВ}$$

Учитывая, что выбор отпайки производится в режиме максимальных нагрузок, следует выбрать $X = -3$, обеспечивающую слегка заниженное напряжение, так как при снижении нагрузки величина напряжения на шинах нагрузки увеличится. Выбор заниженного напряжения позволяет уменьшить число переключений РПН в сутки. При выборе отпайки в минимальном режиме следует стремиться к завышенному напряжению.

ЗАДАЧА 4.3. Определите мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети и ее параметры приведены на рис. 4.6, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет необходимо выполнить без учета потерь мощности.

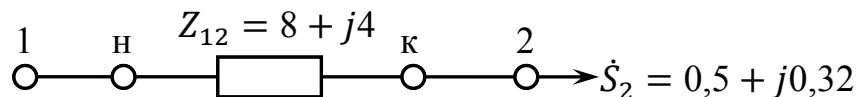


Рис. 4.6. Схема сети

Решение. Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости, путем определения напряжения на шинах потребителя и сопоставления его с ГОСТ. В сети 6 кВ допустимые отклонения напряжений на шинах потребителя в нормальных режимах составляют от 6,3 до 5,7 кВ ($\pm 5\%$).

Падение напряжения в сети 6 кВ обусловлено, в основном, продольной составляющей падения напряжения, тогда

$$\Delta U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{PR + QY}{U} = 6 - \frac{0,5 \cdot 8 + 0,32 \cdot 4}{6} = 6 - 0,88 = 5,12 \text{ кВ.}$$

Таким образом, напряжение в узле 2 не соответствует условию качества электроэнергии у потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность с целью повышения напряжения в узле 2. Таким устройством может быть батарея статических конденсаторов. Реактивная мощность, генерируемая батареей статических конденсаторов, определяется по выражению $Q_{\text{ку}} = \Delta U \cdot U_1 / X$, где ΔU разность между расчетным напряжением в узле 2 и минимально допустимым, исходя из условия качества электроэнергии, напряжением:

$$\Delta U = U_2 - \Delta U_{\text{min доп}} = 5,12 - 5,7 = -0,58 \text{ кВ,}$$

$$Q_{\text{ку}} = \frac{-0,58 \cdot 6}{4} = -0,87 \text{ МВАр.}$$

Требуемая мощность компенсирующего устройства по условию качества электроэнергии у потребителя равна $-0,87$ МВАр, минус означает, что мощность должна генерироваться. Учитывая, что шкала номинальных мощностей компенсирующих устройств дискретна, следует выбрать ближайшую большую стандартную мощность.

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 4.4. Определите возможность централизованного регулирования напряжения в узле A для потребителей в узлах 2 и 3. Схема замещения сети показана на рис. 4.7, графики нагрузок приведены на рис. 4.8. Номинальное напряжение сети 110 кВ. Потерями в сети пренебречь. $Z_{A1} = 8,67 + j6,4$; $Z_{12} = 12,38 + j8,21$; $Z_{13} = 8,47 + j6,15$

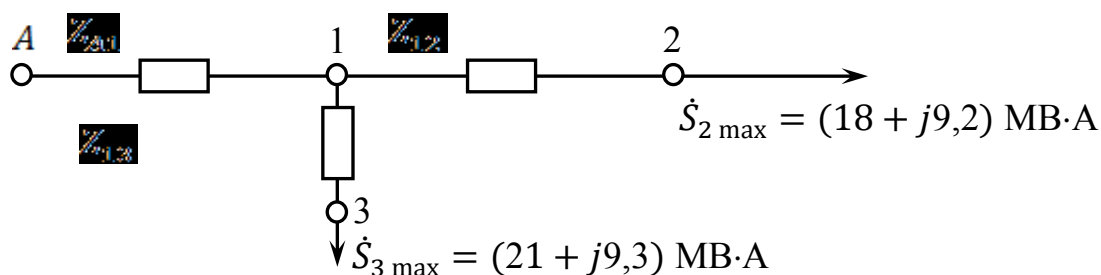


Рис. 4.7. Схема замещения сети

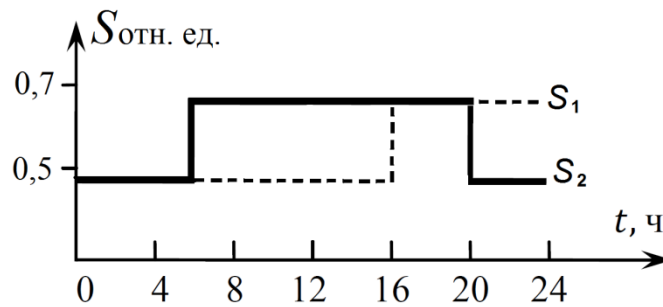


Рис. 4.8. Схема замещения сети

ЗАДАЧА 4.5. Выберите рациональную отпайку РПН трансформатора типа ТРДЦН–100000/220. Нагрузка в максимальном режиме $\dot{S}_H = (150 + j80)$ МВ·А. Исходная схема сети представлена на рис. 4.9. Трансформатор имеет пределы регулирования $\pm 8 \times 15\%$. Каталожные данные трансформатора: $R_T = 3$ Ом; $X_T = 40$ Ом; $U_{BH} = 230$ кВ; $U_{BH} = 230$ кВ; $U_{HH} = 11$ кВ.

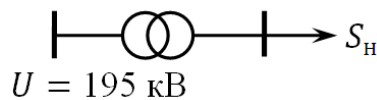


Рис. 4.9. Схема сети

ЗАДАЧА 4.6. Определите мощность компенсирующего устройства, необходимого для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Схема сети и ее параметры приведены на рис. 4.10, мощность нагрузки задана в максимальном режиме. Расчет необходимо выполнить без учета потерь мощности.

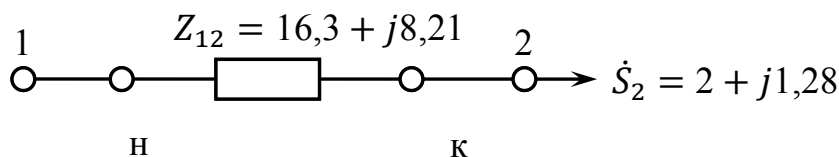


Рис. 4.10. Схема сети

Контрольные вопросы

1. Что такое оптимальный режим работы энергосистемы?
2. Какими средствами осуществляется регулирование напряжения?
3. Как напряжение влияет на работу в электрической сети и надежность электроснабжения потребителя?
4. Опишите принципы и средства регулирования напряжения.
5. Сформулируйте и напишите закон встречного регулирования напряжения.

6. Объясните, как происходит регулирование напряжения с помощью трансформаторов.

7. Объясните, как происходит регулирование напряжения с помощью конденсаторной батареи.

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 5 РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Цель работы: Изучить методы регулирования частоты, применяющиеся для электроснабжения потребителей.

Теоретическая часть

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой f и напряжением U . Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота в сети и напряжения узлов неизменны. В любой момент установившегося режима существуют балансы по производимой и потребляемой активной P и реактивной Q мощностям. Суммарные активная P_{Γ} и реактивная Q_{Γ} мощности генераторов энергосистемы расходуются на покрытие нагрузок $P_{\text{н}}$, $Q_{\text{н}}$, потерь мощности в элементах электрических сетей ΔP , ΔQ и собственных нужд электростанций и подстанций $P_{\text{сн}}$, $Q_{\text{сн}}$. Кроме того, в балансе по реактивным мощностям участвуют компенсирующие устройства, вырабатывающие или потребляющие реактивную мощность $\pm Q_{\text{ку}}$ и воздушные линии электропередачи, генерирующие реактивную мощность $Q_{\text{ген ЛЭП}}$.

Балансы записываются в виде:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{н}} + P_{\text{сн}} + \Delta P,$$

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{сн}} + \Delta Q - Q_{\text{ген ЛЭП}}.$$

Балансам мощностей соответствуют некоторые параметры качества: частота f_1 и напряжение в узлах сети U_1 . Нарушение баланса по активной или реактивной мощностям приводит к нарушению установившегося режима, начинается переходный процесс, который заканчивается новым установившимся режимом с новыми значениями параметров качества f_2 и U_2 . При этом нужно помнить, что частота едина для всей системы, а напряжения в узлах сети различны [4].

Частота переменного тока связана с балансом активных мощностей. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты. Причинами нарушения

баланса мощности могут быть: аварийное отключение генератора, неожиданный (неплановый, непредусмотренный расчетами) рост потребления мощности, аварийное отключение линии или трансформатора связи. Допустимые отклонения частоты, согласно ГОСТ 13109-97, в нормальных режимах $\pm 0,2$ Гц, в послеаварийных режимах от $+0,5$ до $-1,0$ Гц. К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса, брак продукции и т.д.

Поведение основных элементов энергосистемы при изменениях частоты определяется их статическими характеристиками. На рис. 5.1 и 5.2 показаны соответственно статические характеристики по частоте обобщенного узла нагрузки энергосистемы и турбогенератора.

Здесь под обобщенным узлом нагрузки понимается узел, нагрузка которого состоит из различных потребителей: станки, вентиляторы, осветительная нагрузка, потери в сети и другие.

Анализ реальной статической характеристики нагрузки (рис. 5.1, кривая 1) показывает, что нагрузка обладает положительным регулирующим эффектом по активной мощности, препятствующим изменению частоты. При

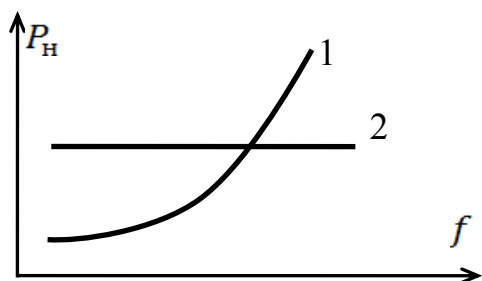


Рис. 5.1. Статические характеристики нагрузки:
1 – реальная;
2 – без учета регулирующего эффекта нагрузки

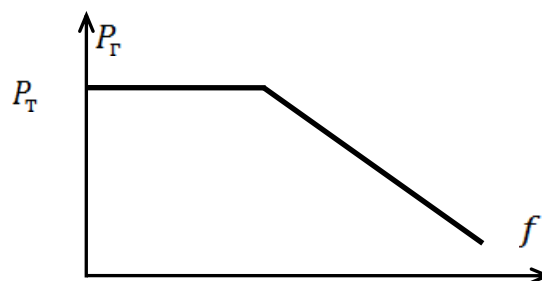


Рис. 5.2. Статическая характеристика турбогенератора

снижении частоты в энергосистеме уменьшается потребление активной мощности, что приводит к снижению дефицита активной генерирующей мощности и препятствует снижению частоты. При росте частоты в энергосистеме увеличивается потребление активной мощности, т.е. уменьшается избыток генерирующей мощности и соответственно рост частоты.

Кривая 2 на рис. 5.1 соответствует нагрузке, мощность которой неизменна и не зависит от частоты (без учета регулирующего эффекта).

Статическая характеристика турбогенератора имеет отрицательный угол наклона, это объясняется тем, что при снижении частоты регулятор скорости

турбины действует на открытие задвижки паропровода и тем увеличивает мощность на валу турбины и соответственно мощность генератора. Полное открытие паропровода соответствует номинальной мощности турбины P_T . Статическая характеристика турбогенератора характеризуется статизмом

$$S_T = \frac{\Delta f / f_H}{\Delta P / P_H},$$

где S_T – коэффициент статизма.

Сущность регулирования частоты в энергосистеме рассмотрим на примере работы генератора на нагрузку. На рис. 5.3 показана схема энергосистемы (а) и статические характеристики (б) генератора и нагрузки. Первоначальный баланс мощности устанавливается при номинальной частоте f_H , затем при росте нагрузки $P_H + \Delta P_H$ частота снижается, причем, если бы отсутствовало регулирование, в системе установилась бы частота f_1 , за счет статизма эта частота поднялась до f_2 , т. е. выполнено регулирование частоты, которое называется первичным. Однако после первичного регулирования по-прежнему $f_2 < f_H$, поэтому в системе вводится резервная мощность, как правило, на частотоведущих станциях, что соответствует движению вверх характеристики генератора $P_T + \Delta P_T$ до возвращения системы вновь к номинальной частоте f_H . Такое регулирование частоты f_2 до f_H называется вторичным регулированием.

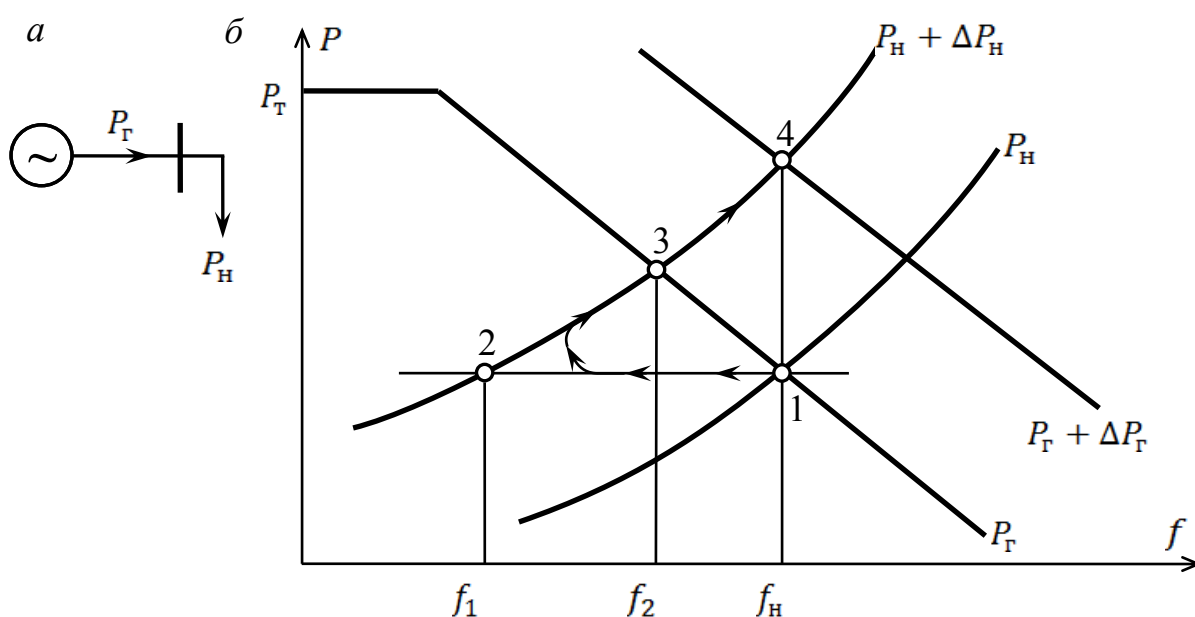


Рис. 5.3. Регулирование частоты:

а – схема сети; б – характеристика генератора (P_G) и нагрузки (P_H)

Следует иметь в виду, что достижение вновь номинальной частоты при сохранении всей нагрузки возможно лишь при наличии в системе резерва активной мощности. В случае отсутствия горячего резерва используется автоматическая частотная разгрузка, связанная с отключением потребителей.

Кроме первичного и вторичного регулирования частоты, в системе используется третичное регулирование, при котором достигается экономическое распределение мощностей между станциями (или блоками на одной станции).

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 5.1. Определите частоту в системе мощностью 4 ГВт после отключения блока мощностью 500 МВт, коэффициент статизма регулятора скорости турбины $k_s = -0,1$.

Решение. При решении задачи предполагается, что регулирующий эффект нагрузки не учитывается, т.е. характеристика нагрузки не зависит от частоты (рис. 5.4, характеристика P_H).

Начальный режим (точка 1) соответствует балансу мощности, $P_H = P_G = 4000$ МВт, характеристика регулятора скорости турбины – $P_G, f_H = f_G$.

При снижении генерирующей мощности характеристика генератора перемещается параллельно исходной вниз и занимает положение $(P_G - \Delta P_G)$. Результирующая частота $f_{уст}$ соответствует новому балансу (точка 2).

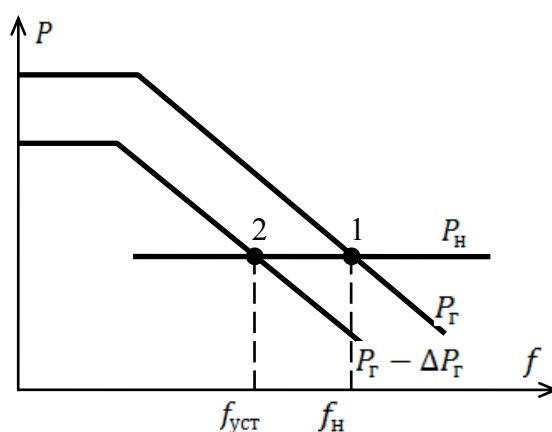


Рис. 5.4. Статические характеристики генератора и нагрузки

Коэффициент статизма регулятора скорости турбины определяется как

$$S_G = \frac{\Delta f / f_H}{\Delta P / P_H}.$$

Новое значение частоты в энергосистеме $f_{уст} = f_H \pm \Delta f$.

Значение Δf находится подстановкой в формулу коэффициента статизма исходных данных, при этом $f_H = 50$ Гц,

$$\Delta f = -0,1 \frac{500}{4000} 50 = -0,625 \text{ Гц.}$$

Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты $f_{уст} = 50 - 0,625 = 49,375$ Гц.

ЗАДАЧА 5.2. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{ пред}} = 2300$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц. Определите частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_H = 200$ МВт. Статизм характеристики генераторов равен $S_G = 0,067$, нагрузки – $S_H = 1$.

Решение. Подключение дополнительной нагрузки в энергосистеме приводит к снижению частоты в энергосистеме. При снижении частоты начинает работать регулятор скорости вращения турбины и увеличивается подача энергоносителя на её лопатки. Как следствие, растет момент на валу турбогенератора, увеличивается выдача активной мощности и выполняется первичное регулирование частоты в энергосистеме.

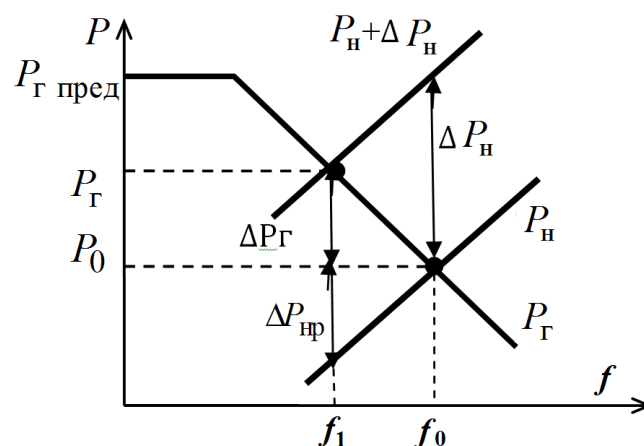


Рис. 5.5. Первичное регулирование частоты и регулирующий эффект нагрузки

При анализе процесса первичного регулирования частоты учитывается регулирующий эффект нагрузки, что соответствует снижению потребления активной мощности нагрузкой.

При росте нагрузки энергосистемы она становится равной $P_{Н1} = 2200$ МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации, $P_{Г\text{ пред}} = 2300$ МВт. Поэтому величина относительного снижения частоты Δf^* , как показано на рис. 5.5, определяется в результате суммарного эффекта – работы регулятора скорости вращения турбины и регулирующего эффекта нагрузки,

$$\Delta P_{Н}^* = \Delta P_{Г}^* + \Delta P_{Нр}^*,$$

где $\Delta P_{Г}^*$ – увеличение генерируемой мощности в относительных единицах, $\Delta P_{Нр}^*$ – снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки. При этом изменение частоты можно найти по выражению:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{Н}^* f_0}{K_{Г} + K_{Н}}.$$

Относительное снижение частоты с f_0 до f_1 равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{Н}}{P_0(K_{Г} + K_{Н})} = \frac{200}{2000\left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1}\right)} = 0,0063.$$

Или в абсолютном выражении

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0063 \cdot 50 = 0,3 \text{ Гц}.$$

В системе установится частота:

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,3 = 49,7 \text{ Гц}.$$

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ13109-97 и необходимо выполнить её регулирование.

ЗАДАЧА 5.3. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{ пред}} = 2300$ МВт, работают с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц. Определите частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P = 400$ МВт. Статизм характеристики генераторов $S_{Г} = 0,067$, нагрузки – $S_{Н} = 1$.

Решение. При снижении частоты до значения f_1 , как показано на рис. 5.6, на первой стадии процесса регулирования, определяемой действием регуляторов скорости и полным использованием мощности генераторов, изменение частоты будет определяться формулой

$$\Delta f_1^* = \frac{P_{\text{рез.0}}^*}{K_{Г}} = \frac{P_{Г\text{ пред}} - P_0}{P_0 K_{Г}} = \frac{(P_{Г\text{ пред}} - P_0) S_{Г}}{P_0} = \frac{(2300 - 2000) \cdot 0,067}{2000} = 0,01.$$

Это изменение соответствует изменению частоты $\Delta f_1 = 0,01 \cdot 50 = 0,5$ Гц. Оно обеспечит покрытие части новой подключаемой нагрузки в размере, определяемом формулой:

$$\Delta P_1^* = \Delta f_1^* (K_{Г} + K_{Н}) = 0,01 \left(\frac{1}{0,067} + \frac{1}{1} \right) = 0,16.$$

В последней записи $K_{Г}$ и $K_{Н}$ выражены через заданные статизмы. Соответственно на первой стадии процесса обеспечивается покрытие нагрузки:

$$\Delta P_1 = 0,16 \cdot 2000 = 320 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть подключаемой нагрузки

$$\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1 = 400 - 320 = 80 \text{ МВт.}$$

Покрытие оставшейся части нагрузки обеспечивается исключительно за счет регулирующего эффекта самой нагрузки.

В результате относительное снижение частоты от f_1^* до f_2^*

$$\Delta f_2^* = \frac{\Delta P_2}{P_0} S_{Н} = \frac{80}{2000} \cdot 1 = 0,04.$$

Или в абсолютном выражении $\Delta f_2 = 0,04 \cdot 50 = 2$ Гц.

Общее снижение частоты составит

$$\Delta f = \Delta f_1 + \Delta f_2 = 0,5 + 2 = 2,5 \text{ Гц},$$

и в системе установится частота

$$f_2 = f_0 - \Delta f = 50 - 2,5 = 47,5 \text{ Гц}.$$

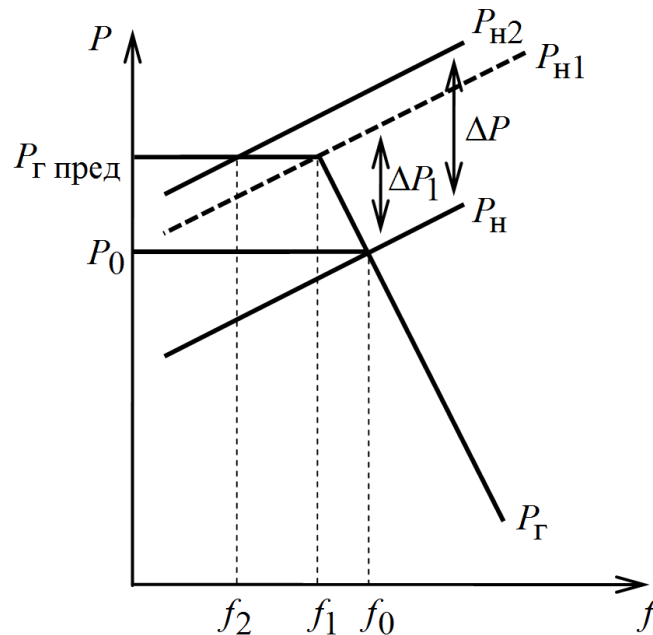


Рис. 5.6. Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

Таким образом, подключение на первой стадии нагрузки 320 МВт, при наличии резерва генерирующей мощности, вызвало снижение частоты лишь на 0,5 Гц, тогда как в условиях отсутствия резерва на второй стадии процесса подключение нагрузки 80 МВт привело к снижению частоты на 2 Гц. Этот пример показывает важность наличия достаточного резерва генерирующей мощности в энергосистеме.

Подключение дополнительной нагрузки относится к режиму нормальной работы энергосистемы. Допустимое отклонение частоты в нормальных режимах составляет 0,2 Гц, следовательно, качество электроэнергии по частоте не соответствует ГОСТ13109-97 и необходимо выполнить её регулирование.

ЗАДАЧА 5.4. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{Г\text{пред}} = 2400$ МВт и работают при начальной номинальной частоте $f_0 = 50$ Гц с выдачей мощности $P_0 = 2000$ МВт. Определите частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_H = 200$ МВт. Статизм характеристики нагрузки $S_H = 1$, генераторов: а) $S_G = 0,06$; б) $S_G = 0,08$.

Решение. Решение данной задачи выполняется аналогично тому, как это сделано в задаче 5.2. В результате увеличения нагрузки, $\Delta P_H = 200$ МВт, итоговая нагрузка ЭЭС станет равной $\Delta P_{H1} = 2200$ МВт, что не превышает предельно допустимой мощности генерации $\Delta P_{Г\text{пред}} = 2400$ МВт. При этом относительная величина снижения частоты Δf^* определяется, как показано на рис. 5.5, совместно регулирующим эффектом нагрузки и работой регулятора скорости вращения турбины

$$\Delta P_H^* = \Delta P_G^* + \Delta P_{HP}^*,$$

где ΔP_G^* – увеличение генерируемой мощности в относительных единицах; ΔP_{HP}^* – снижение величины роста нагрузки за счет регулирующего эффекта нагрузки. При этом:

$$\Delta P_H^* = \Delta f^* (K_G + K_H) = \Delta f^* \cdot K_C,$$

где K_C – крутизна результирующей частотной характеристики системы, учитывающей положительный регулирующий эффект нагрузки.

А. Если $S_G = 0,06$, тогда относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_H}{P_0(K_G + K_H)} = \frac{200}{2000\left(\frac{1}{0,06} + \frac{1}{2}\right)} = 0,0057.$$

Или в абсолютном выражении:

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0057 \cdot 50 = 0,28 \text{ Гц.}$$

В системе установится частота:

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,28 = 49,72 \text{ Гц.}$$

Б. Если $S_{\Gamma} = 0,08$, то относительное снижение частоты от f_0^* до f_1^* равно:

$$\Delta f^* = \frac{\Delta P_{\text{H}}}{P_0(K_{\Gamma} + K_{\text{H}})} = \frac{200}{2000\left(\frac{1}{0,08} + \frac{1}{1}\right)} = 0,0074.$$

Или в абсолютном выражении:

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_0 = 0,0074 \cdot 50 = 0,37 \text{ Гц}.$$

В системе установится частота:

$$f_1 = f_0 - \Delta f = 50 - 0,37 = 49,63 \text{ Гц}.$$

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 5.5. Определите частоту в системе мощностью 5,1 ГВт после отключения блока мощностью 610 МВт, коэффициент статизма регулятора скорости турбины $k_s = -0,15$, начальный режим соответствует балансу мощности, $P_{\text{H}} = P_{\Gamma} = 4400$ МВт (рис. 5.4).

ЗАДАЧА 5.6. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{\Gamma \text{ пред}} = 2600$ МВт и работают с выдачей мощности $P_0 = 2300$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц. (рис. 5.5). Определите частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_{\text{H}} = 200$ МВт. Статизм характеристики генераторов равен $S_{\Gamma} = 0,069$, нагрузки $S_{\text{H}} = 1,1$.

ЗАДАЧА 5.7. Генераторы ЭЭС, имеющие предельную допустимую мощность загрузки $P_{\Gamma \text{ пред}} = 2800$ МВт, работают с выдачей мощности $P_0 = 2500$ МВт при начальной номинальной частоте $f_0 = f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц (рис. 5.6). Определите частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_{\text{H}} = 250$ МВт. Статизм характеристики генераторов $S_{\Gamma} = 0,07$, нагрузки $S_{\text{H}} = 1$.

ЗАДАЧА 5.8. Генераторы ЭЭС имеют предельную допустимую мощность загрузки $P_{\Gamma \text{ пред}} = 3200$ МВт и работают при начальной

номинальной частоте $f_0 = f_{\text{ном}} = 50$ Гц с выдачей мощности $P_0 = 2700$ МВт. Определите частоту в ЭЭС после подключения дополнительной нагрузки $\Delta P_H = 450$ МВт (рис. 5.7). Статизм характеристики нагрузки $S_H = 1$, генераторов: а) $S_G = 0,07$; б) $S_G = 0,06$.

Контрольные вопросы

1. Объясните, что характеризует статическая, динамическая характеристика генератора по частоте.
2. Поясните, что такое первичное, вторичное регулирование частоты?
3. Поясните, что такое регулирующий эффект нагрузки по частоте?
4. Раскройте понятия: точная синхронизация, условия точной синхронизации, самосинхронизация.
5. Перечислите особенности регулирования частоты при наличии и отсутствии резерва мощности.

РАЗДЕЛ 3. НЕПОЛНОФАЗНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПРЕДАЧ

ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА № 6 РАСЧЕТ НЕПОЛНОФАЗНОГО РЕЖИМА

Цель работы: Изучить методы расчета неполнофазных режимов линий электропередач.

Теоретическая часть

Метод симметричных составляющих является одним из основных методов, применяемых для расчета несимметричных режимов в линейных электрических системах. В его основе лежит возможность представления несимметричной системы ЭДС, напряжений или токов суммой трех симметричных систем и замена по принципу наложения расчета несимметричного режима работы трехфазной цепи, расчетом трех симметричных режимов. Метод широко используется в релейной защите для расчета токов коротких замыканий в электрических сетях.

В соответствии с методом симметричных составляющих любую несимметричную трехфазную систему ЭДС, напряжений или токов можно представить суммой трех симметричных трехфазных систем: прямой, обратной и нулевой последовательности. Эти системы называют симметричными составляющими данной несимметричной трехфазной системы.

Например, несимметричную трехфазную систему напряжений $U_A, U_B,$

U_C , (рис. 6.1) можно заменить суммой трех симметричных систем:

А) Системы напряжений прямой последовательности U_{A1} , U_{B1} , U_{C1} трехфазной системы, в которой напряжения равны по амплитуде, сдвинуты по фазе на 120° градусов, с прямым чередованием фаз А, В, С;

Б) системы напряжений обратной последовательности U_{A2} , U_{B2} , U_{C2} трехфазной системы, в которой напряжения равны по амплитуде, сдвинуты по фазе на 120 градусов, с обратным чередованием фаз А, С, В;

В) системы напряжений нулевой последовательности U_{A0} , U_{B0} , U_{C0} трехфазной системы, в которой напряжения равны по амплитуде и совпадают по фазе.

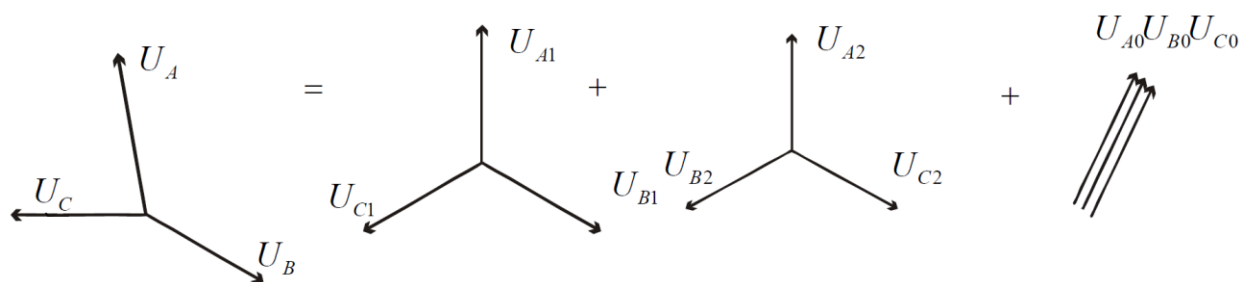


Рис. 6.1. Векторная диаграмма несимметричной трехфазной системы напряжений

Системы прямой и обратной последовательности являются уравновешенными, то есть сумма векторов трех фаз равна нулю. Система нулевой последовательности – неуравновешенная, сумма векторов равна утроенному значению одного вектора. Напряжения исходной системы U_A , U_B , U_C , будут определяться как сумма соответствующих симметричных составляющих:

$$U_A = U_{A1} + U_{A2} + U_{A0};$$

$$U_B = U_{B1} + U_{B2} + U_{B0};$$

$$U_C = U_{C1} + U_{C2} + U_{C0}.$$

Для более компактной записи используют оператор фазы (или фазный множитель) $a_1 = e \cdot j \cdot 120^\circ$. Это такой вектор, скалярная величина которого равна 1 и который в комплексной плоскости образует с положительной осью угол 120° . Умножить вектор на оператор фазы – значит повернуть его на 120° против часовой стрелки, не изменив величины. Повторное умножение на оператор – поворот вектора на тот же угол по часовой стрелке или на 240° против часовой стрелки ($a_2 = e \cdot j \cdot 240^\circ$), ещё одно умножение на оператор фазы возвращает вектор в исходное положение $a_3 = e \cdot j \cdot 360^\circ = 1$ (рис. 6.2). При этом, как и для любой симметричной системы векторов, справедливо

равенство:

$$1 + a + a^2 = 0.$$

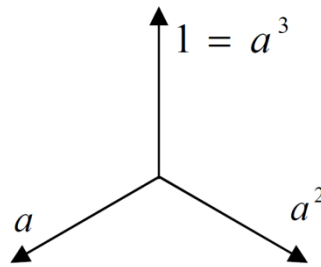


Рис. 6.2. Симметричная система векторов

Используя оператор фазы, напряжения систем прямой и обратной последовательностей для фаз В и С можно выразить через напряжения фазы А:

$$F_A = F_1 + F_2 + F_0,$$

$$F_B = a^2 F_1 + a F_2 + F_0,$$

$$F_C = a F_1 + a^2 F_2 + F_0,$$

где $a = e^{j120} = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ – оператор фазы, F – значение напряжения или тока.

Симметричные составляющие фазных напряжений или токов фаз определяются через симметричные составляющие фазы А следующим образом:

$$F_{B1} = F_1 \cdot a^2; F_{B2} = a \cdot F_2; F_{B0} = F_0; F_{C1} = a \cdot F_1; F_{C2} = a^2 \cdot F_2; F_{C0} = F_0.$$

Для более компактной записи преобразований метода симметричных составляющих удобно применять так называемую матрицу Фортескью (основоположник метода симметричных составляющих):

$$F = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix}.$$

Например, с помощью матрицы Фортескью уравнения для расчета системы U_A , U_B , U_C , через симметричные составляющие запишутся следующим образом:

$$\begin{vmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{vmatrix}.$$

Расчет несимметричного режима методом симметричных составляющих, как правило, содержит следующие основные этапы:

1) Замена исходной схемы, работающей в несимметричном режиме, тремя схемами замещения: прямой, обратной и нулевой последовательности, работающими в симметричных режимах, с учетом вида несимметрии;

2) Представление несимметричных систем напряжений, токов и ЭДС суммой их симметричных составляющих;

3) Расчет этих симметричных схем замещения для одной фазы и определение симметричных составляющих токов и напряжений;

4) Расчет по симметричным составляющим искомым токов и напряжений в исходной схеме.

Рассмотрим эти этапы подробнее. Схема замещения для расчетной линии электропередачи представляет собой три соединенные между собой схемы, отличающиеся в зависимости от количества неработающих фаз (рис. 6.3). В схему прямой последовательности включены фазная ЭДС генератора и сопротивления всех элементов цепи прямой последовательности. Конфигурация схемы обратной последовательности будет такой же, но схема не будет содержать ЭДС (так как мы имеем симметричную систему ЭДС на входе). В нее будут включены сопротивления всех элементов цепи обратной последовательности. Схема нулевой последовательности также не будет содержать ЭДС, кроме того при ее составлении нужно учесть следующее:

1) если нагрузка не имеет нулевого провода (то есть соединена звездой без нулевого провода или треугольником), то ветви с сопротивлением нагрузки в схеме не будет;

2) если в схеме произошло междуфазное короткое замыкание, то схему нулевой последовательности вообще не составляют, так как ток и напряжение нулевой последовательности будут равны нулю. Поэтому для случая междуфазного к.з. составляют всего две схемы замещения: прямой и обратной последовательности.

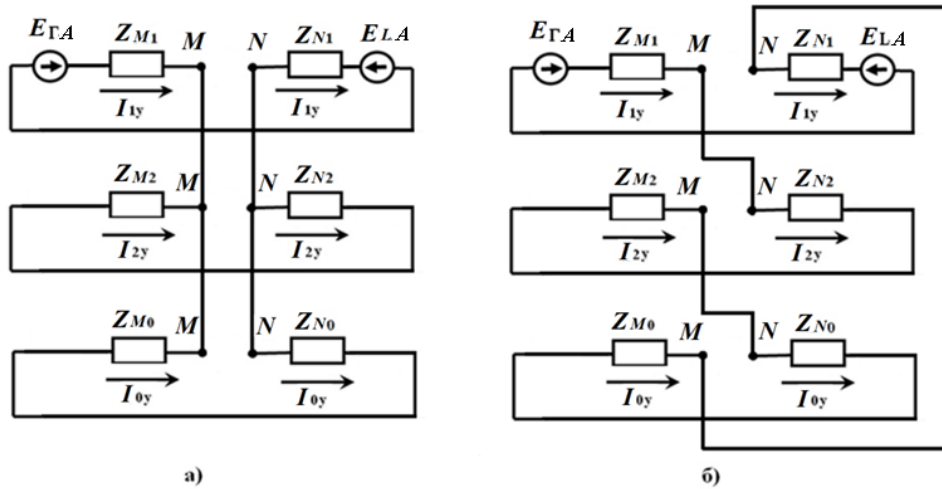


Рис. 6.3. Комплексная схема замещения линии с двусторонним питанием:
а) для обрыва фазы A ; б) для обрыва фаз B и C

Вычисляются симметричные составляющие напряжений в месте обрыва:

$$\begin{aligned} U_{1y} &= -I_{1y}Z_{2\Sigma} = -I_{0y}Z_{0\Sigma}, \\ U_{2y} &= -I_{2y}(Z_{2M} + Z_{2N}) = -I_{2y}Z_{2\Sigma}, \\ U_{0y} &= -I_{0y}(Z_{0M} + Z_{0N}) = -I_{0y}Z_{0\Sigma}, \end{aligned}$$

где $Z_{2\Sigma} = Z_{2M} + Z_{2N}$, $Z_{0\Sigma} = Z_{0M} + Z_{0N}$.

Вычисляются симметричные составляющие токов в линии в месте обрыва:

$$\begin{aligned} I_{1y} &= \frac{E_{\Gamma A} - E_{LA}}{Z_{1\Sigma} + \frac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}}, \\ I_{2y} &= -\frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} I_{1y}, \\ I_{0y} &= -\frac{Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} I_{1y}, \end{aligned}$$

где $Z_{1\Sigma} = Z_{1M} + Z_{1N}$, для линий с односторонним питанием $E_{LA} = 0$.

Соотношения при обрыве двух линий:

$$\begin{aligned} I_{2y} &= I_{1y} = I_{0y}, \\ U_{1y} &= -(U_{2y} + U_{0y}) = I_{2y}Z_{2\Sigma} + I_{0y}Z_{0\Sigma}, \\ I_{1y} &= I_{2y} = I_{0y} = \frac{E_{\Gamma A} - E_{LA}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}. \end{aligned}$$

ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ЗАДАЧА 6.1. Вычислите токи на линии с односторонним питанием при разрыве фазы *A*, для схемы электрической сети, представленной на рис. 6.4. Исходные данные:

$$\begin{array}{lll}
 S = 1200 \text{ МВ} \cdot \text{А}; & X_{1\text{уд}} = 0,4 \text{ Ом/км}; & U_k = 10,5 \%; \quad S_{\text{H}} = 24 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \\
 Z_{1\text{C}} = Z_{2\text{C}}; & X_{0\text{уд}} = 1,4 \text{ Ом/км}; & \text{коэффициент} \\
 & & \text{трансформации} \\
 & & 110/6,3 \text{ кВ}; \\
 Z_{0\text{C}} = 1,4Z_{1\text{C}}; & I_{\text{yA}}^{(\text{H})} = 126 \text{ А}; & S_{\text{T}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А};
 \end{array}$$

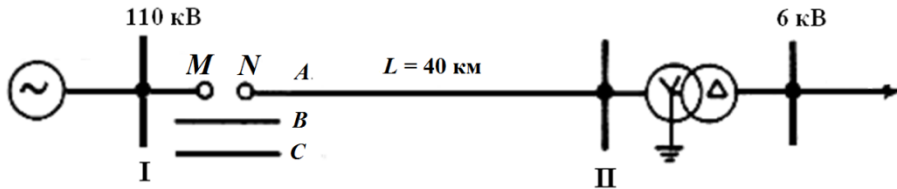


Рис. 6.4. Расчетная схема линии электропередачи с односторонним питанием при разрыве фазы *A*

Решение. Схема замещения линии со значениями сопротивлений элементов для дополнительного режима при разрыве фазы *A* представлена на рис. 6.5.

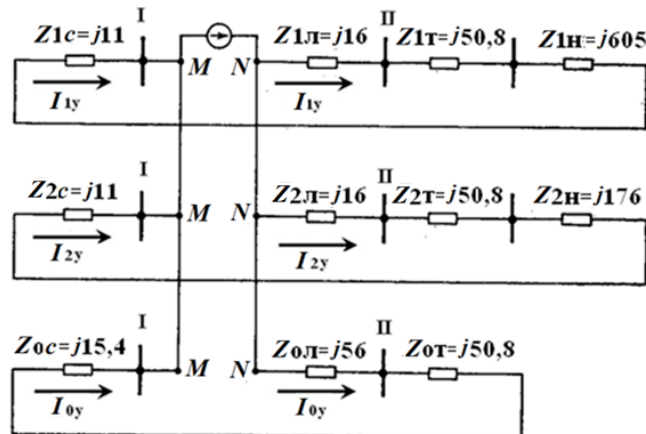


Рис. 6.5. Комплексная схема замещения линии с сопротивлениями элементов для дополнительного режима при разрыве фазы *A*

Расчет выполняется методом симметричных составляющих. Пользуясь принципом наложения, совмещаем два режима: полнофазный нагрузочный режим (до возникновения разрыва) и дополнительный режим с разрывом. Расчет выполняется в величинах, отнесенных к базисному напряжению

($U_{\text{баз}} = 115$ кВ). Определим сопротивления отдельных элементов токам прямой, обратной и нулевой последовательностей. Для упрощения будем учитывать только индуктивные сопротивления элементов.

Сопротивление энергосистемы

$$Z_{1C} = Z_{2C} = \frac{U_{\text{баз}}^2}{S} = \frac{115^2}{1200} = j11 \text{ Ом};$$

$$Z_0 = 1,4Z_{1C} = j15,4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление линии электропередачи

$$Z_{1L} = Z_{2L} = jx_{1yд}L = j0,4 \cdot 40 = j16 \text{ Ом};$$

$$Z_{0L} = jx_{0y}L = j56 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора (если на подстанциях расположены два трансформатора, тогда полученное значение делим на 2):

$$X_{1T} = X_{2T} = X_{0T} = \frac{U_K U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,105 \cdot 110^2}{25} = j50,8.$$

Сопротивление нагрузки вычисляется по формуле:

$$Z_H = \frac{U^2}{S} = \frac{(6 \cdot 10^3)^2}{24 \cdot 10^6} = j1,5,$$

где S – полная мощность узла, U – напряжение узла.

Вычислим результирующие сопротивления всех последовательностей относительно места разрыва:

$$Z_{1\Sigma} = Z_{1C} + Z_{1L} + Z_{1T} + Z_{1H} = j11 + j16 + j50,8 + j1,5 = j79,3;$$

$$Z_{2\Sigma} = Z_{2C} + Z_{2L} + Z_{2T} + Z_{2H} = j11 + j16 + j50,8 + j1,5 = j79,3;$$

$$Z_{0\Sigma} = Z_{0C} + Z_{0L} + Z_{0T} = j15,4 + j56 + j50,8 + j1,5 = j123,7.$$

Поскольку расчет основывается на равенстве ЭДС симметричного режима и режима работы энергосистемы с несимметричным звеном, рассчитаем ЭДС нормального симметричного режима при заданных нагрузках узлов электрической сети:

$$E_{\Gamma} = \frac{U \text{ базового узла}}{\sqrt{3}} + j \cdot (Z_c) \cdot I = \frac{115000}{\sqrt{3}} + j11 \cdot 126 = 67,6 + j1,39 \text{ кВ}.$$

Найдём токи прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$I_{1y} = \frac{E_{\Gamma}}{Z_{1\Sigma} + \frac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}} = \frac{(67,6 + j1,39) \cdot 10^3}{j79,3 + \frac{j79,3 \cdot j123,7}{j79,3 + j123,7}} = 10,892 - j529,688 \text{ A};$$

$$I_{2y} = -\frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} I_{1y} = -\frac{j123,7}{j79,3 + j123,7} (10,892 - j529,688) = -6,64 + j322,8 \text{ A};$$

$$I_{0y} = -\frac{Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} I_{1y} = -\frac{j79,3}{j79,3 + j123,7} (10,892 - j529,688) = -4,26 + j206,9 \text{ A}.$$

Далее определим фазные токи в линии электропередачи в месте разрыва. По условию задачи определять значение напряжения в месте разрыва не требуется, соответственно протекающие фазные токи в линиях при обрыве фазы A , определяются формулам:

$$I_A = 0;$$

$$I_B = I_{B1} + I_{B2} + I_{B0};$$

$$I_C = I_{C1} + I_{C2} + I_{C0},$$

где симметричные составляющие фазных токов фаз B и C определяются через симметричные составляющие фазы A :

$$I_{B1} = I_{1y} a^2 = (10,892 - j529,688)(e^{j120})^2 = 504,339 - j162,265 \text{ A};$$

$$I_{B2} = I_{2y} a = (-6,64 + j322,8)e^{j120} = -192,83 + j258,96 \text{ A};$$

$$I_{B0} = I_{0y} = -4,26 + j206,9 \text{ A};$$

$$I_{C1} = I_{1y} a = (10,892 - j529,688)e^{j120} = 316,411 - j424,94 \text{ A};$$

$$I_{C2} = I_{2y} a^2 = (-6,64 + j322,8)(e^{j120})^2 = -307,35 + j98,88 \text{ A};$$

$$I_{C0} = I_{0y} = -4,26 + j206,9 \text{ A}.$$

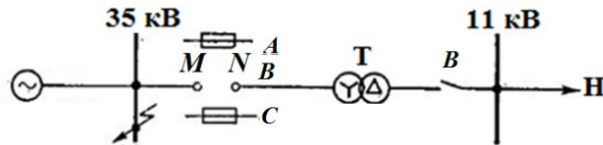
Таким образом, фазные токи в месте обрыва в линии будут равны:

$$I_A = 0 \text{ A};$$

$$I_B = I_{B1} + I_{B2} + I_{B0} = 504,339 - j162,265 - 192,83 + j258,96 - 4,26 + j206,9 = 307,249 + j303,595 \text{ A};$$

$$I_C = I_{C1} + I_{C2} + I_{C0} = 316,411 - j424,94 - 307,35 + j98,88 - 4,26 + j206,9 = 4,8 - j119,16 \text{ A}.$$

ЗАДАЧА 6.2. У понижающего трансформатора Т, питающего нагрузку Н (рис. 6.6), на стороне 35 кВ сгорел предохранитель на фазе В. Перегорание предохранителя на рис. 6.6 показано в виде разрыва между точками М и N. Для начального момента разрыва определите токи на сторонах 35 кВ и 11 кВ трансформатора и напряжения на шинах 11 кВ. Сеть 35 кВ работает с изолированной нейтралью. Принимаем параметры нагрузки до разрыва и в начальный момент разрыва фазы неизменными.



$$\begin{array}{lll}
 U_{c.мф.} = 37 \text{ кВ}; & 35/11 \text{ кВ}; & S_H = 2 \text{ МВА}; \\
 S_k = 300 \text{ МВА}; & 2,5 \text{ МВА}; & \cos \varphi_H = 0,86; \\
 X_{1c} = X_{2c}; & U_k = 7\%; & x_{2H} = 0,18 + j0,24.
 \end{array}$$

Рис. 6.6. Исходная схема с данными для расчета

Решение. Существует несколько режимов работы нейтрали у трансформаторов: изолированная, глухозаземленная и эффективно заземленная. У каждого режима есть свои достоинства и недостатки. В сетях напряжением до 35 кВ включительно применяют изолированную нейтраль. Это означает, что средняя точка обмоток ВН трансформатора не соединена с землей.

Определяем сопротивления всех элементов, приведенных к напряжению 35 кВ. Сопротивления системы определяем по формуле:

$$x_{1C} = x_{2C} = \frac{U_c^2}{S_c} = \frac{37^2}{300} = 4,56 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{1T} = x_{2T} = \frac{U_k U_{ном.тр}^2}{S_{ном.тр}} = \frac{0,07 \cdot 35^2}{2,5} = 34,2 \text{ Ом.}$$

Сопротивления нагрузки:

$$Z_{1H} = \frac{U_H^2}{S_H} = \frac{35^2}{2} = 612,5 \text{ Ом};$$

$$r_{1H} = z_{1H} \cos \phi_H = 612,5 \cdot 0,86 = 526 \text{ Ом};$$

$$x_{1H} = -z_{1H} \sin \phi_H = 612,5 \cdot 0,51 = 312 \text{ Ом};$$

$$Z_{2H} = (0,18 + j0,24)Z_{1H} = (0,18 + j0,24) \cdot 612,5 = 110 + j147 = 183,5 \text{ Ом}.$$

Комплексная схема замещения фазы *B* при разрыве приведена на рис. 6.7, по ней определяем результирующие сопротивления по отношению к месту разрыва:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{1c} + Z_{1H} + Z_{1T} = j4,56 + 526 + j312 + j34,2 = 526 + j350,76 \text{ Ом};$$

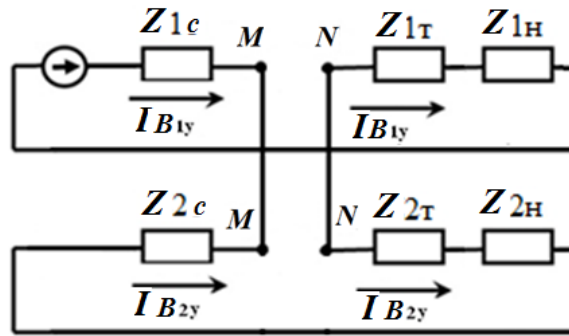


Рис. 6.7. Комплексная схема замещения на фазе *B* при перегорании предохранителя на этой фазе

$$Z_{2\Sigma} = Z_{2c} + Z_{2H} + Z_{2T} = j4,56 + 110 + j147 + j34,2 = 110 + j185,76 \text{ Ом}.$$

Токи прямой и обратной последовательностей определяем по выражению:

$$I_{B1y} = -I_{B2y} = \frac{U_c}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}} = \frac{37000}{\sqrt{3} \cdot (526 + j350,76 + 110 + j185,76)} = 25,8 \text{ А}.$$

Токи фаз *A* и *C* на стороне 35 кВ:

$$I_{Cy} = I_{C1y} + I_{C2y} = a^2 I_{B1y} + a I_{B2y} = 44,6 \text{ А},$$

где $a = e^{j120} = -0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ – оператор фазы,

$$I_{Ay} = I_{A1y} + I_{A2y} = a I_{B1y} + a^2 I_{B2y} = 44,6 \text{ А}.$$

Ток нагрузки на сторонах 35 и 11 кВ:

$$I_{H35} = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_H} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 33,1 \text{ А};$$

$$I_{H11} = I_{H35}n_T = 33,1 \frac{35}{11} = 105,4 \text{ А}.$$

Абсолютные значения симметричных составляющих токов на стороне 11 кВ трансформатора

$$I_1 = I_2 = I_{B1}n_T = 25,8 \frac{35}{11} = 82 \text{ А}.$$

ЗАДАЧА 6.3. На рис. 6.8. приведена схема питания нагрузки (Н) по линии 220 кВ от выделенного блока турбогенератор – трансформатор. Определите:

а) симметричные составляющие токов и напряжений фазы A в месте разрыва на линии у понижающей подстанции;

б) допустимое время работы турбогенератора по условию нагрева ротора токами обратной последовательности при условии постоянного поддержания регулятором напряжения генератора напряжения равного 237 кВ, на стороне высшего напряжения повышающего трансформатора.

При выполнении расчета следует: принять сопротивления нагрузки неизменными как в полнофазном режиме, так и при обрыве одной фазы на линии; в расчете учесть активные и индуктивные сопротивления.

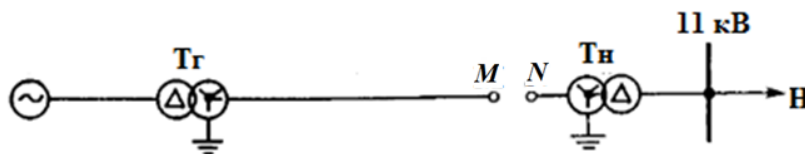


Рис. 6.8. Схема питания нагрузки от выделенного блока генератор – трансформатор

Исходные данные к задаче:

турбогенератор: тип ТВ2-100, $P_{\text{ном ген}} = 100 \text{ МВт}$; $U_{\text{ном ген}} = 13,8 \text{ кВ}$, $\cos\varphi = 0,85$, $S_{\text{ном ген}} = 117,5 \text{ МВА}$, $x_{2Г} = 0,168$, тепловая постоянная $A = 29$.

Трансформатор ТГ: $S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВА}$, $n_{ТГ} = 13,8/230 \text{ кВ}$, $U_K = 13\%$, $Y/\Delta - 11$.

Трансформатор T_H : $S_{\text{НОМ}} = 125 \text{ МВА}$, $n_{T_H} = 220/11 \text{ кВ}$, $\text{Y}/\Delta - 11$.

Линия: длина $L = 180 \text{ км}$, $x_{1\text{уд}} = x_{2\text{уд}} = 0,42 \text{ Ом/км}$, $r_{1\text{уд}} = r_{2\text{уд}} = 0,105 \text{ Ом/км}$, $x_{0\text{уд}} = 1,47 \text{ Ом/км}$, $r_{0\text{уд}} = 0,25 \text{ Ом/км}$.

Нагрузка H : $S_H = 90 \text{ МВА}$, $\cos\varphi_H = 0,85$, $Z_{2H} = 0,18 + j0,24$.

При расчете следует пренебречь емкостью линии Л между проводами и емкостью проводов относительно земли.

Решение. Составим схему замещения электрической сети (рис. 6.9).

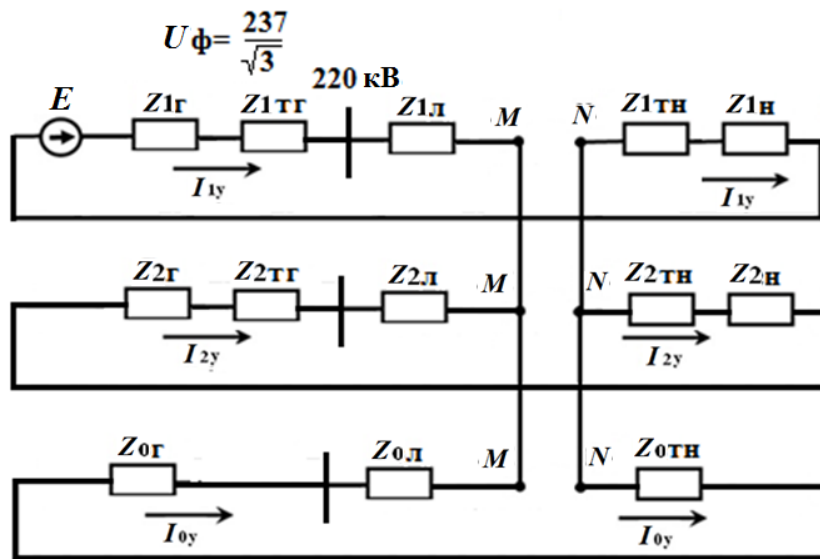


Рис. 6.9. Комплексная схема замещения обрыва фазы на линии

Определяем сопротивления отдельных элементов и токи всех последовательностей, приведенные к напряжению 220 кВ. Сопротивления нагрузки:

$$Z_{1H} = \frac{U_{\phi.H.}}{I_{\phi.H.}} = \frac{U_{\text{мф}}^2}{S_H} = \frac{220^2}{90} = 538 \text{ Ом};$$

$$r_{1H} = z_{1H} \cos\varphi_H = 538 \cdot 0,85 = 458 \text{ Ом};$$

$$x_{1H} = z_{1H} \sin\varphi_H = 538 \cdot 0,53 = 286 \text{ Ом};$$

$$Z_{1H} = 458 + j286 = 538 \text{ Ом};$$

$$Z_{2H} = Z_{1H}(0,18 + j0,24) = 538(0,18 + j0,24) = 97 + j129 = 161 \text{ Ом}.$$

Сопротивления понижающего и повышающего трансформатора:

$$x_{1T_H} = x_{2T_H} = x_{0T_H} = \frac{U_K U_{\text{НОМ}.T_H}^2}{S_{\text{НОМ}.T_H}} = \frac{0,13 \cdot 220^2}{125} = 50,3 \text{ Ом};$$

$$x_{1TГ} = x_{2TГ} = x_{0TГ} = \frac{0,13 \cdot 230^2}{125} = 55 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии Л:

$$Z_{1Л} = Z_{2Л} = L(\eta_{1уд} + jx_{1уд}) = 180 \cdot (0,105 + j0,42) = 18,9 + j75,6 = 77,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{0Л} = L(r_{0уд} + jx_{0уд}) = 180 \cdot (0,25 + j1,47) = 45 + j264 = 268 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обратной последовательности генератора определяем по выражению:

$$x_{2Г} = \frac{x_{2Г} \% U_{НОМ.Г}^2}{100 S_{НОМ.Г}} = \frac{16,8 \cdot 13,8^2}{100 \cdot 117,5} \left(\frac{230}{13,8} \right)^2 = 75,7 \text{ Ом},$$

где $n_{TГ}$ – коэффициент трансформации. Поскольку регулятор напряжения генератора поддерживает напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора постоянным, в схеме прямой последовательности необходимо принять сопротивления генератора и трансформатора T_T равными нулю.

Вычислим результирующие сопротивления всех последовательностей относительно места разрыва:

$$Z_{1\Sigma} = Z_{1Л} + Z_{1TН} + Z_{1Н} = 18,9 + j75,6 + j50,3 + 458 + j286 = 477 + j412 = 631 \text{ Ом};$$

$$Z_{2\Sigma} = Z_{2Г} + Z_{2TГ} + Z_{2TН} + Z_{2Л} + Z_{2Н} = j75,7 + j55 + 18,9 + j75,6 + j50,3 + 97 + j129 = 402 \text{ Ом}$$

$$Z_{0\Sigma} = Z_{0Л} + Z_{0TГ} + Z_{0TН} = 45 + j264 + j55 + j50,3 = 45 + j369,3 = 371,5 \text{ Ом.}$$

Токи фазы А в месте разрыва определяем по выражениям:

$$I_{A1y} = \frac{U_{TГ}}{Z_{1\Sigma} + \frac{Z_{2\Sigma} Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}} = \frac{\frac{237000}{\sqrt{3}}}{477 + j412 + \frac{402 \cdot 371,5}{115,9 + j385,6 + 45 + j369,3}} = 172,6 \text{ А};$$

$$I_{A2y} = -\frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} I_{A1y} = \frac{371,5 \cdot 172,6}{772} = 83 \text{ А};$$

$$I_{0y} = -\frac{Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} I_{A1y} = \frac{-402 \cdot 172,6}{772} = 90 \text{ А.}$$

Допустимое время $t_{\text{доп}}$ из условия предотвращения повреждения ротора генератора из-за перегрева токами обратной последовательности характеризуется уравнением адиабатного процесса: $I_2^2 t_{\text{доп}} = A$, где I_2 – кратность эффективного тока обратной последовательности по отношению к номинальному току генератора; A – постоянная для данного типа генератора величина; для турбогенератора без форсированного охлаждения типа ТВ2 $A = 29$; $t_{\text{доп}}$ – допустимое время, с. Из этого уравнения определяем допустимое время работы турбогенератора, для чего вычислим I_2 .

Ток обратной последовательности, протекающий в генераторе:

$$I_2 = I_{A2} y^{n_{\Gamma\Gamma}} = 83 \frac{230}{13,8} 1383 \text{ А};$$

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ.Г}} = \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ.Г}}} = \frac{117500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4920 \text{ А}.$$

Относительный ток обратной последовательности, протекающий через генератор:

$$I_2 = \frac{I_2}{I_{\text{НОМ.Г}}} = \frac{1383}{4920} = 0,281 \text{ А}.$$

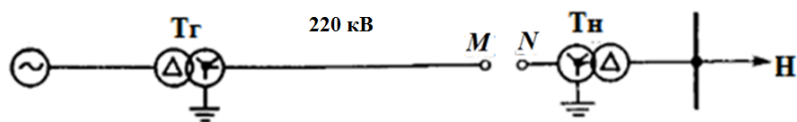
Допустимое время:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^2} = \frac{29}{0,281^2} = \frac{29}{0,079} = 367 \text{ с}.$$

ЗАДАЧИ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

ЗАДАЧА 6.4. По действительным значениям токов, полученных в задаче 6.1 постройте векторную диаграмму несимметричных токов в месте разрыва.

ЗАДАЧА 6.5. Вычислите токи и напряжения на линии с односторонним питанием при разрыве фазы В и С для схемы электрической сети, представленной на рис. 6.10.



$$\begin{aligned}
 S_k &= 240 \text{ МВТ}; & x_{1\text{уд}} = x_{2\text{уд}} &= 0,4 \text{ Ом/км}; & U_k &= 14 \%; & S_H &= 300 \text{ МВА}. \\
 Z_{1C} &= Z_{2C}; & X_{0\text{уд}} &= 1,4 \text{ Ом/км}; & S_{\text{НОМ тр}} &= & & \\
 & & & & & & & 220 \text{ МВТ}; \\
 L &= 230 \text{ км}; & I_{yA}^{(H)} &= 126 \text{ А}; & & & &
 \end{aligned}$$

Рис. 6.10. Расчетная схема линии электропередачи с односторонним питанием при разрыве фазы *B* и *C*

Контрольные вопросы

1. Какими могут быть соотношения между фазными величинами и симметричными составляющими?
2. В чём причины, определяющие различие сопротивлений элементов ЭЭС токам обратной и нулевой последовательности по сравнению с прямой последовательностью?
3. Как определяются параметры токов обратной последовательности?
4. Какой порядок составления схем различных последовательностей?
5. В чём достоинства и недостатки метода симметричных составляющих при его применении к расчётам несимметричных режимов ЭЭС?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электрические системы, т.1. Математические задачи энергетики / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981. – 336 с.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: учеб. пособие / А.В. Лыкин. – М.: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с.
3. Ананичева С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учеб. пособие / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин.- Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2009. – 108 с.
4. Веников В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учеб. для вузов / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Г.А. Филипова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
5. Авербух А.М. Решение задач по неполнофазным режимам и сложным видам коротких замыканий / А.М. Авербух. – Л.: Энергия, 1972. – 160 с.
6. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей [Электронный ресурс] / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян, И.М. Шапиро. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/>, ЭБС «Лань».

Учебное издание

**Воркунов Олег Владимирович,
Гарифуллин Марсель Шарифьянович,
Козлов Владимир Константинович**

**РАСЧЕТ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ**

Практикум

Кафедра электроэнергетических систем и сетей КГЭУ

Редактор издательского отдела *М.М. Надыршина*
Компьютерная верстка *М.М. Надыршина*

Подписано в печать 29.06.17.

Формат 60 × 84/16. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ. Бумага ВХИ.

Усл. печ. л. 3,9. Уч.-изд. л. 4,2. Тираж 200 экз. Заказ №101/эл.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, Казань, Красносельская, 51