

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, СЕТИ И СИСТЕМЫ»

НАЖИМОВ ЖАСУР ТОХИРОВИЧ

**РАСЧЁТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
на соискание степени бакалавра по направлению
5520200 – «Электроэнергетика»

Зав. кафедрой:

доц. Гайибов Т.Ш.

Руководитель:

доц. Хамидов Ш.В.

Ташкент – 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
I. РАСЧЕТНЫЕ УРАВНЕНИЯ РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	5
1.1 Электроустановки. Номинальные данные установок	5
1.2. Расчёт параметров электрических сетей	12
1.3. Расчётные уравнения	16
II. АЛГОРИТМЫ РАСЧЁТА РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ СЕТЕЙ...	21
2.1. Расчёт электрических режимов радиальных электрических сетей	21
2.2. Детальная блок-схема программы расчета режима	23
2.3. Укрупненная блок – схема программы	28
2.4. Текст программы двухэтапного расчета режима радиальной электрической сети.....	29
III. ТЕСТОВЫЕ РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	33
3.1. Расчётная схема и её описание	33
3.2. Текст программы расчета на языке “MATLAB”	36
3.3. Корректировка режима изменением коэффициентов трансформации	41
3.4. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети	46
3.5. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности	49
IV. ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА, ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИИ	52
4.1. Общие положения по охране труда на производстве	52
4.2. Общие требования безопасности и охраны труда	53
4.3. Экологическая безопасность	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	69
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	70

ВВЕДЕНИЕ

Современные электроэнергетические системы включают электрические сети различной конфигурации — от весьма сложных многоконтурных до разомкнутых радиальных сетей, объединенных для совместной работы. Электрические сети принято классифицировать по конфигурации, функциональному назначению, классу напряжения и т. д.

В связи с широким применением ЭВМ для численного моделирования режимов различной сложности электрических систем является очевидной целесообразность разработки методов расчета режимов на единой основе, позволяющей построить адаптивные алгоритмы с оптимизированной базой данных.

Целью данной работы явилось разработка алгоритма и программы расчёта режимов радиальных электрических сетей. При этом считаются заданными напряжения головного участка, параметры ветвей и узлов электрической схемы сети. В этом случае расчёт ведется как правило итерационным уточнением узловых напряжений, являющихся основой для последующего определения перетоков мощности по элементам электрической цепи, потерь мощности и напряжений в них. По результатам расчетов делается анализ их значений с принятием мер по корректировке наличными средствами – подбором коэффициентов трансформации, выбором компенсирующих устройств, выдачей рекомендаций по параметрам схемы замещения при необходимости.

Решение поставленных задач проводилось с помощью математического моделирования, экспериментальных и расчетных исследований на основе теории распределительных электрических сетей на базе электронно-вычислительной среды Matlab[9, 11].

При моделировании реализуется принцип визуального программирования, в соответствии с которым пользователь из библиотеки стандартных блоков создает модель и осуществляет расчеты. При этом в

отличие от классических способов моделирования пользователю не нужно досконально изучать язык программирования и численные методы математики, а достаточно общих знаний, требующихся при работе на компьютере и, естественно, знаний той предметной области, в которой он работает.

Для наглядности анализа изложенного материала в тексте приведены расчеты для тестовых схем электрической сети.

ГЛАВА I. РАСЧЁТНЫЕ УРАВНЕНИЯ РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1. Электроустановки. Номинальные данные установок

Электроустановки (ПУЭ, I.1□3) — установки, в которых производится, преобразуется, распределяется и потребляется электроэнергия. Они разделяются на электроустановки напряжением до 1000 В и свыше 1000 В.

Номинальными (ПУЭ, I.1□24)током, напряжением, мощностью, коэффициентом мощности и т. д. электроустановки являются паспортные данные(практически это данные, при которых работа электроустановки наиболее экономична).

Номинальные напряжения

Шкала номинальных линий напряжений в киловольтах электроустановок трехфазного переменного тока частотой 50 Гц приведена в табл. 1.1. шкалы номинальных напряжений генераторов и вторичных обмоток трансформаторов выбраны выше на 5—10 % номинальных напряжений потребителей, линий электропередачи, первичных обмоток трансформаторов с целью облегчения поддержания номинального напряжения у потребителей.

Таблица 1.1

Шкала номинальных напряжений электроустановок, кВ

Электроприёмники и ЛЭП	Генератор	Трансформатор	
		Первичная обмотка	Вторичная обмотка
0,22	0,23	0.22	0.23
0,38	0,4	0.38	0.4
0,66	0,69	0.66	0.69
3	3,15	3; 3.15	3.15; 3.3
6	6,3	6; 6.3	6.3; 6.6
10	10,5	10; 10.5	10.5; 11
--	13,8	13.8	--
--	15,75	15.75	--
--	18	18	--

20	20; 24	20	22
35	--	35	36.75; 38.5
110	--	110; 115	115; 121
150	--	150; 158	158; 165
220	--	230	242
330	--	330	347
500	--	500	525
750	--	750	787
1150	--	1150	--

Рассмотрим передачу электроэнергии от генератора (Г) через повышающий трансформатор (Т1), линию электропередачи (ЛЭП), понижающий трансформатор (Т2) к шинам потребителя (П) (рис. 1) и диаграмму напряжений электропередачи.

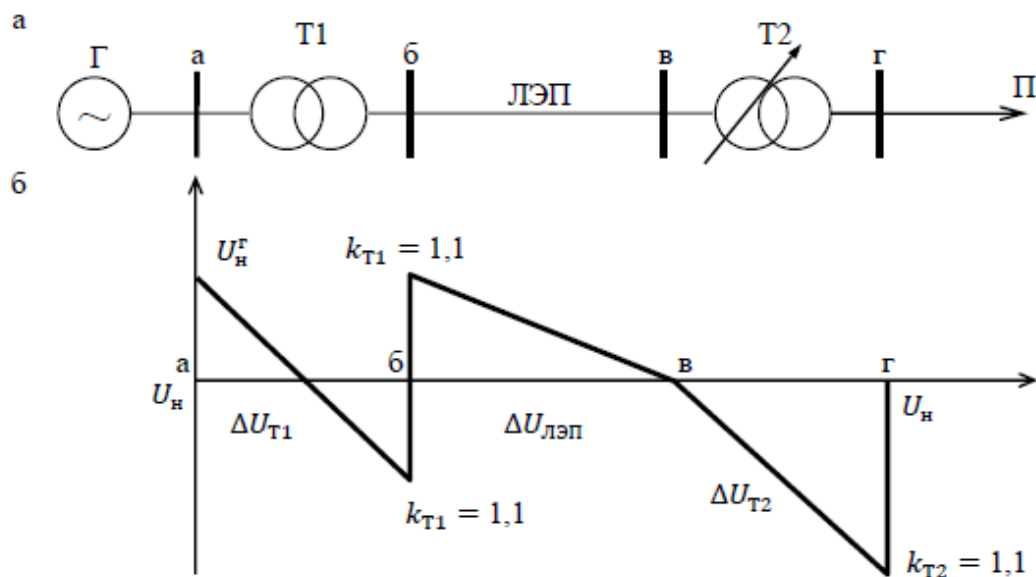


Рис. 1. Схема электропередачи (а) и диаграмма напряжений электропередачи (б).

За базу отсчета принято номинальное напряжение потребителя U_H , тогда номинальное напряжение генератора, вторичной обмотки трансформатора. С помощью рационально выбранных номинальных напряжений и коэффициентов трансформации удастся компенсировать падение напряжения в электропередаче ΔU_{T1} , $\Delta U_{ЛЭП}$, ΔU_{T2} и поддерживать у потребителя номинальное напряжение [3].

Максимально допустимые рабочие напряжения превышают номинальные на 15 % ($U_H \leq 220$ кВ), на 10 % ($220 < U_H < 500$ кВ) и на 5 % ($U_H \geq 500$ кВ).

Номинальный коэффициент трансформации — отношение номинальных напряжений обмоток трансформатора —

$$K_{T.H} = U_{BH}/U_{HH} \quad (1.1)$$

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа витков (отпаяк) на одной из обмоток, например, при $U_{BH} = 230$ кВ и $U_{HH} = 11$ кВ,

$$K_T = \frac{230 \pm (8 * 1,5\%)}{11} \quad (1.2)$$

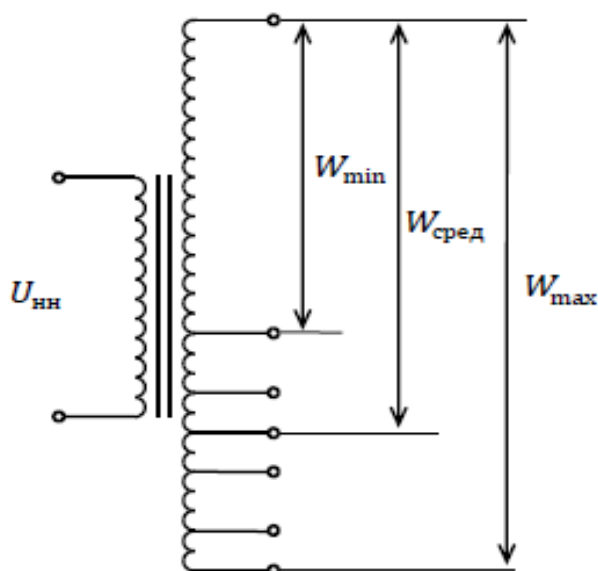


Рис. 2. Схема расположения отпаяк на трансформаторе

Это выражение означает, что число витков изменяется на стороне высшего напряжения (рис. 2) от W_{min} от W_{max} , при этом K_T изменяется от K_{min} до

K_{max}

$$K_{min} = \frac{230 - (8 * 1,5\%)}{11};$$

$$K_{max} = \frac{230 + (8 * 1,5\%)}{11};$$

Классификация электрических сетей энергосистем

Современные электроэнергетические системы включают электрические сети различной конфигурации — от весьма сложных многоконтурных до разомкнутых радиальных сетей, объединенных для совместной работы. Электрические сети принято классифицировать по конфигурации, функциональному назначению, классу напряжения и т. д. Прежде всего, классификация электрических сетей производится по виду тока на сети постоянного и переменного тока. В настоящее время подавляющее число основных сетей выполнено в трехфазном исполнении на переменном токе. На постоянном токе работают отдельные линии электропередачи. Область применения постоянного тока должна быть обоснована экономически.

Классификация сетей по номинальному напряжению предусматривает их деление на низковольтные с номинальным напряжением 1000 В и ниже и высоковольтные с номинальным напряжением выше 1000 В. Так различают сети напряжением 6, 10, 35, 110, 220 кВ, а также сети повышенного напряжения 330, 500, 750, 1150 кВ, причем последние условно относят к сетям сверхвысоких напряжений. Условность такой классификации объясняется тенденцией к сооружению сетей все более высоких классов напряжений [4, 8].

По функциональному назначению электрические сети делятся на питающие и распределительные, системообразующие, районные и местные сети.

Питающие сети предназначены для передачи мощности от электростанций и крупных подстанций системы к центрам питания потребителей (центрам районов). Распределительные сети служат для распределения мощности от центральных, узловых подстанций системы между отдельными потребителями электрической энергии.

Системообразующие сети предназначены для соединения между собой крупных источников электроэнергии (электростанций) и больших энерго

районов системы, а также для связи между электроэнергетическими системами. Последние называются межсистемными связями (МСС). Системообразующие сети обычно выполняются линиями высоких и сверхвысоких напряжений ($U_H \geq 220$ кВ).

Районные электрические сети служат для питания подстанций района энергосистемы и связывают крупные узловые питающие подстанции с более мелкими распределительными. Такие сети, как правило, выполняются на номинальных напряжениях до 220 кВ включительно. Следует отметить, что в последнее время наблюдаются тенденции к повышению классов напряжений районных электрических сетей, которые часто рассматриваются как распределительные.

Местные электрические сети служат для питания потребителей от районных подстанций и выполняются на номинальные напряжения 35 кВ и ниже.

Следует отметить, что такая классификация электрических сетей является условной, так как в ряде случаев распределительные сети относят к системообразующим, местные к распределительным и наоборот.

Кроме указанных видов электрических сетей имеются сильно развитые сети электроснабжения промышленных предприятий и бытовых потребителей с номинальным напряжением 10 кВ и ниже.

По конфигурации электрические сети делятся на сложно замкнутые, состоящие из нескольких замкнутых контуров, и разомкнутые. Сложно замкнутыми сетями обычно являются системообразующие и распределительные сети. Характерными частными случаями замкнутых сетей являются отдельные электропередачи с двумя источниками питания и кольцевые сети. Кольцевая сеть может рассматриваться как частный случай сети с двухсторонним питанием при одинаковых напряжениях по концам передачи: $\dot{U}_A = \dot{U}_B$. Разомкнутые сети могут быть разветвленными или радиальными. Разомкнутыми обычно выполняются сети электроснабжения

предприятий, городские, местные сети и отдельные участки распределительных и системообразующих сетей.

На рис. 3 показана схема района электрической системы. На ней приведены примеры системообразующей электрической сети номинальным напряжением 500 кВ (ВЛ-500), районной сети номинальным напряжением 220 кВ (ВЛ-220) и местной сети номинальным напряжением 10 кВ (ВЛ-10). Сеть ВЛ-500 является питающей по отношению к распределительным сетям ВЛ-220 и ВЛ-10. По своей конфигурации сеть ВЛ-500 является сложно замкнутой, сеть ВЛ-220 — кольцевой, а сеть ВЛ-10 — разомкнутой радиальной.

Для выполнения расчетов электрических режимов удобно не изображать схемы электрических соединений подстанций, а представлять сеть в виде графа, отображающего конфигурацию сети. В графе ветви представляют линии электропередачи, а узлы — шины подстанций. На рис.4. изображены различные типы конфигураций электрических сетей.

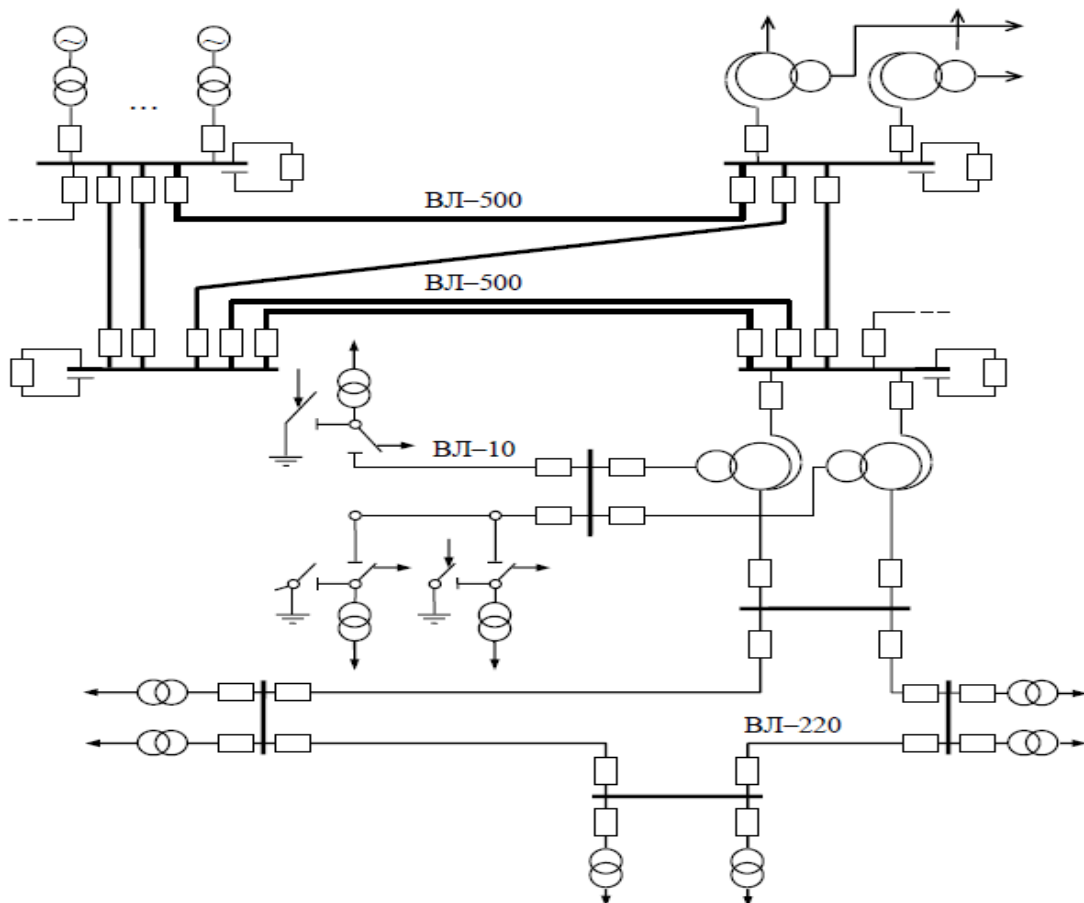


Рис. 3. Пример электрической схемы района энергосистемы

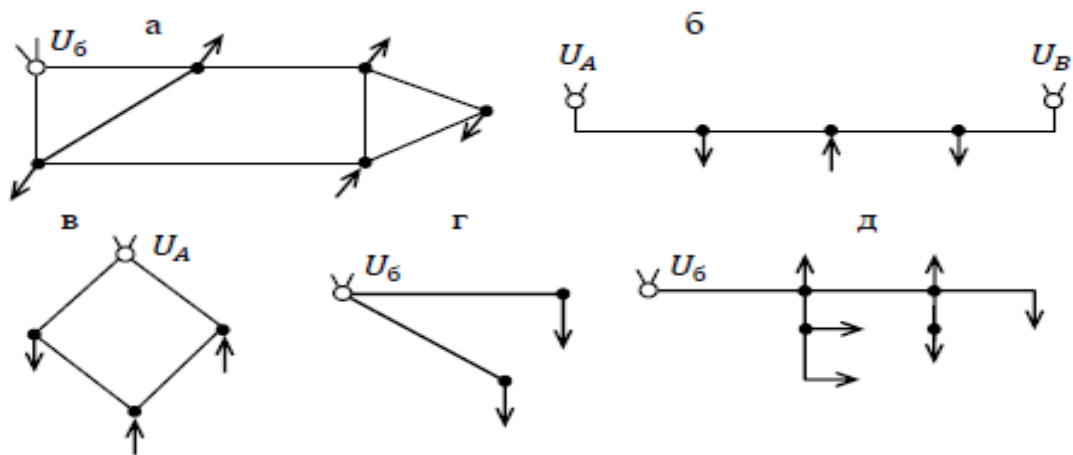


Рис. 4. Типы конфигураций электрических сетей: а – сложно замкнутая; б – с двухсторонним питанием; в – кольцевая; г – разомкнутая радиальная; д – разомкнутая разветвленная

Характерным частным видом простой замкнутой сети является кольцевая сеть (рис. 4.в). Она содержит один замкнутый контур. В качестве источников питания могут служить или электростанции, или шины подстанций, в свою очередь связанные сетью с электростанциями системы.

Узловые уравнения:

$$-U_1 Y_{11} + U_2 Y_{12} = -I_1 - Y_{01} U_0$$

$$-U_1 Y_{21} - U_2 Y_{22} = -I_2 - Y_{02} U_0$$

где

$$Y_{01} = 1/Z_{01}$$

$$Y_{12} = Y_{21}$$

$$Y_{11} = Y_{01} + Y_{21}$$

Токи по ветвям :

$$I_{02} = (U_0 - U_2) Y_{02}$$

$$I_{01} = (U_0 - U_1) Y_{01}$$

$$I_{21} = (U_2 - U_1) Y_{12}.$$

1.2.Расчёт параметров электрических сетей

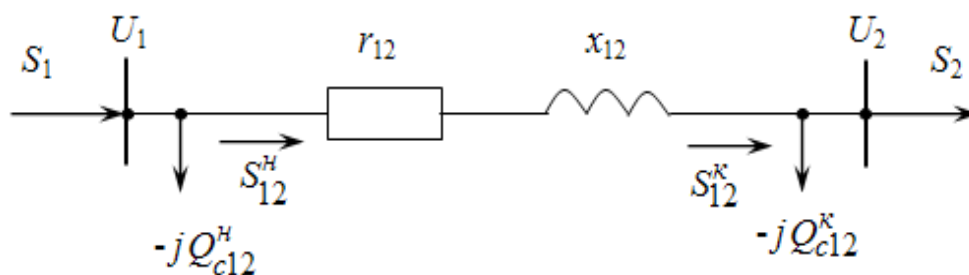
В настоящем разделе приведены примеры расчетов и анализа режимов электрических сетей районных и местных (или распределительных) разомкнутых и замкнутых. Основной целью расчетов режимов является определение их параметров, характеризующих условия, в которых работают оборудование сетей и ее потребители. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий электроснабжения потребителей.

Исходными данными при расчетах режимов электрических сетей являются известные мощности потребительских подстанций, величины напряжения источников питания или подстанций систем, получающих энергию по электрическим сетям от электростанций, а также параметры и взаимосвязь элементов сетей, на основе которых составляется расчетная схема замещения. При этом учитываются характерные особенности сети и назначение расчетов, которые могут быть проектными или эксплуатационными. Следует отметить, что в большинстве случаев нагрузка в подобного рода расчетах представляется постоянными активной и реактивной мощностями. Тем не менее, имеются примеры, когда расчет режима проводится при учете нагрузок постоянными сопротивлениями и статическими характеристиками по напряжению.

Расчеты режимов электрической сети практически ведутся методом последовательных приближений. Необходимые при этом формулы принимаются в соответствии с расчетными схемами.

Расчет можно осуществить методом итераций или последовательных приближений, он состоит из двух этапов.[7]

Задано напряжение в конце линии $U_2 = \text{const}$. Известна мощность нагрузки S_2 , напряжение U_2 , сопротивление и проводимость линии $Z_{12} = r_{12} + jx_{12}$.



Необходимо определить напряжение U_1 , мощности в конце и в начале продольной части линии S_{12}^K , S_{12}^H , потери мощности ΔS_{12} , мощность в начале линии S_1 . Для проверки ограничений по нагреву иногда определяют ток в линии I_{12} .

Расчет аналогичен расчету при заданном токе нагрузке (I_2), и состоит в последовательном определении от конца линии к началу неизвестных мощностей и напряжений при использовании I закона Кирхгофа и закона Ома. Будем использовать мощности трех фаз и линейные напряжения.

Зарядная (емкостная) мощность трех фаз в конце линии:

$$-jQ_{c12}^K = 3I_{c12}^K \cdot U_{2\phi} = -U_2^2 \cdot jb_{12}/2.$$

Мощность в конце продольной части линии по I закону Кирхгофа:

$$S_{12}^K = S_2 - jQ_{c12}^K$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta S_{12} = 3I_{12}^2 Z_{12} = S_{12}^{K2} \cdot Z_{12} / U_2^2$$

Ток в начале и в конце продольной ветви линии одинаков. Мощность в начале продольной ветви линии больше, чем мощность в конце, на величину потерь мощности в линии, т.е. $S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12}$

Линейное напряжение в начале линии по закону Ома равно:

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3} \cdot I_{12} Z_{12} = U_2 + S_{12}^{*K2} \cdot Z_{12} / U_2^{*2}.$$

Емкостная мощность в начале линии:

$$-jQ_{c12}^H = -U_1^2 \cdot jb_{12}/2.$$

Мощность в начале линии:

$$S_1 = S_{12}^H - jQ_{c12}^H.$$

Под влиянием зарядной мощности Q_c реактивная мощность нагрузки Q_2 в конце, схема замещения уменьшается. Аналогичное явление имеет место и

в начале схемы замещения, где реактивная мощность Q_c уменьшает реактивную мощность в начале линии.

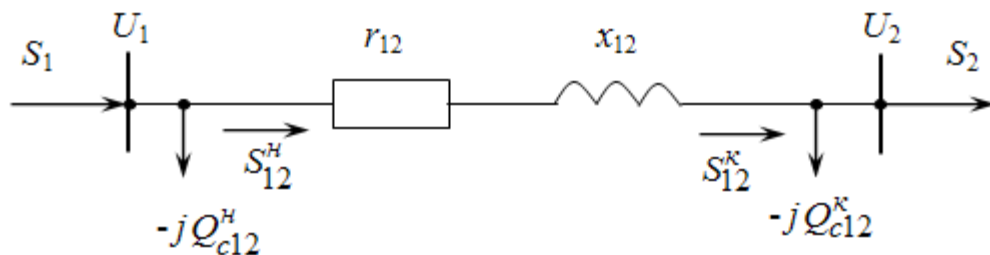
Это свидетельствует о том, что зарядная мощность сокращает реактивную мощность, поступающую от станции в линию для питания нагрузки. Поэтому зарядная мощность условно может рассматриваться как “генератор” реактивной мощности.

В линии электрической сети имеют место как потери, так и генерация реактивной мощности.

От соотношения потерь и генерации реактивной мощности зависит различие между реактивными мощностями в начале и конце линии.

Задано напряжение в начале линии.

Схема замещения:



$U_1 = \text{const}$. Известны S_2 , U_1 , $Z_{12} = r_{12} + jx_{12}$, b_{12} .

Необходимо определить U_2 , S_{12}^K , S_{12}^H , ΔS_{12} . S_1 и U_2 неизвестно, то невозможно определить последовательно от конца линии к началу определить неизвестные токи и напряжения по I закону Кирхгофа и закону Ома.

1-й способ.

Нелинейное уравнение узловых напряжений для узла 2 имеет вид:

$$Y_{22}U_2 + Y_{12}U_1 = I_2(U) = S_2/U_2.$$

Это уравнение можно решить и найти неизвестное напряжение U_2 , а затем найти все мощности по выражениям:

$$-jQ_{c12}^K = 3I_{c12}^{*K} \cdot U_{2\phi} = -U_2^2 \cdot jb_{12}/2 \quad (1.2.1)$$

$$S_{12}^K = S_2 - jQ_{c12}^K \quad (1.2.2)$$

$$\Delta S_{12} = 3I_{12}^2 \cdot Z_{12} = S_{12}^K \cdot Z_{12}/U_2^2 \quad (1.2.3)$$

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12} \quad (1.2.4)$$

$$-jQ_{c12}^H = -U_1^2 \cdot jb_{12}/2 \quad (1.2.5)$$

$$S_1 = S_{12}^H - jQ_{c12}^H \quad (1.2.6)$$

Но можно осуществить приближенный расчет в два этапа.

2-й способ. 1 этап:

Предположим, что $U_2 = U_{ном}$ (1.2.7) и определим потоки и потери мощности аналогично выражениям (1.2.1)-(1.2.4), используя (1.2.7) получим:

$$-jQ_{c12}^K = -U_{ном}^2 \cdot jb_{12}/2;$$

$$S_{12}^K = S_2 - jQ_{c12}^K;$$

$$\Delta S_{12} = S_{12}^K \cdot Z_{12} / U_{ном}^2;$$

$$S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12}.$$

2 этап:

Определим напряжение U_2 по закону Ома, используя поток мощности S_{12}^H , найденный на 1 этапе. Для этого используем закон Ома в виде:

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3} \cdot I_{12} \cdot Z_{12} = U_2 + S_{12}^{*K} \cdot Z_{12} / U_2^* \quad (1.2.7),$$

но выразим ток I_{12} через S_{12}^H и U_1 :

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3} \cdot I_{12} \cdot Z_{12} = U_1 - S_{12}^{*H} \cdot Z_{12} / U_1^* \quad (1.2.8).$$

Потоки мощности на 1 этапе определены приближенно, поскольку в формулах вместо U_2 использовали $U_{ном}$.

Соответственно напряжение U_2 на 2 этапе также определено приближенно, т.к. в последней формуле для U_2 используется приближенное значение S_{12}^H , определенное на 1 этапе [12].

Возможно итерационное повторение расчета, т.е. повторение 1-го и 2-го этапов для получения более точных значений мощности и напряжений. При проведении расчетов вручную, а не на ЭВМ, такое уточнение не требуется.

1.3.Расчётные уравнения

Пример: Рассчитываем режим сети с двумя номинальными напряжениями (рис. 5,а), линии которой связаны между собой с помощью трансформатора связи типа ТДН-16000/110. Мощности, потребляемые нагрузками, равны: $S_2 = 4 + j2$ МВА; $S_3 = 8 + j3$ МВА; $S_4 = 6 + j4$ МВА; Марки проводов, длины линий и $U_{НОМ}$ указаны на схеме сети на рис.5. Напряжение в начале сети (в ЦП) поддерживается равным 115 кВ.

Составим схему замещения сети (рис. 5, б) и технические данные трансформатора и линии:

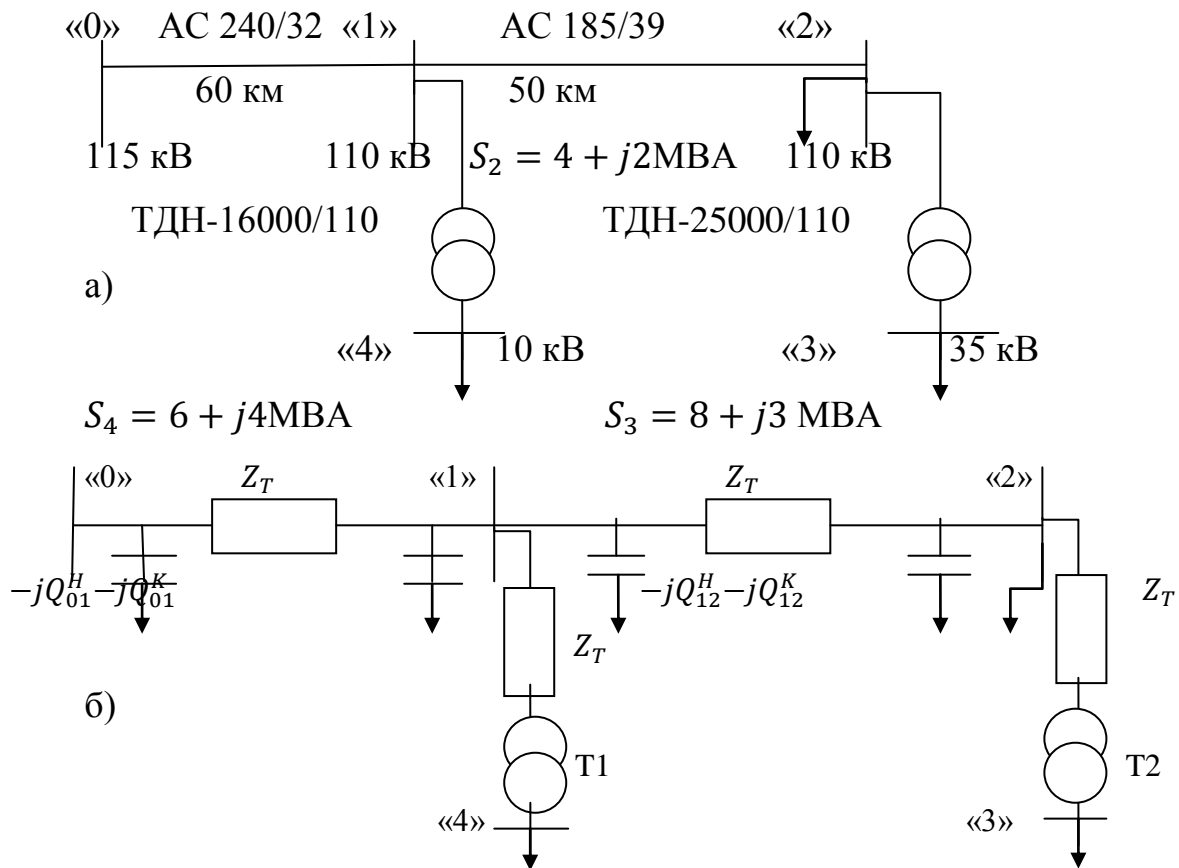


Рис.5 Расчет режима сети с двумя номинальными напряжениями

а— схема сети из двух линий с трансформатором связи, б— схема замещения той же сети

ТДН-16000/110:

$S_{НОМ}=16$ МВА; $U_{ВНОМ}=115$ кВ; $U_{ННОМ}=11$ кВ; $U_K=10,5$ %; $P_x=18$ кВт;
 $P_K=85$ кВт; $I_x=0.7$ %; $\Delta Q_x=112$ кВт; $n_{T1}=115/11=10.45$;
 $r_T=4.38$ Ом; $x_T=86.7$ Ом;

ТДН-25000/110:

$S_{НОМ}=25$ МВА; $U_{ВНОМ}=115$ кВ; $U_{ННОМ}=38,5$ кВ; $U_K=10,5$ %;
 $P_x=25$ кВт; $P_K=120$ кВт; $I_x=0.65$ %; $\Delta Q_x=162.5$ кВт;
 $n_{T2}=115/38,5=2,99$; $r_T=2,54$ Ом; $x_T=55,5$ Ом;

Сопротивления провода:

АС 240/32 :

$r_{01}=0.12*60=7.2$ Ом; $x_{01}=0.405*60=24.3$ Ом;

$b_{01}=2.81*10^{-6}*60=1.686*10^{-4}$ См;

АС 185/39:

$r_{12}=0.162*50=8.1$ Ом; $x_{12}=0.413*50=20.65$ Ом;

$b_{01}=2.75*10^{-6}*50=1.375*10^{-4}$ См;

Расчет режима проведем в два этапа.

1-й этап. Поскольку в точках подключения нагрузок напряжения неизвестны, потери мощности рассчитываем по номинальным напряжениям участков сети: первого—110 кВ и второго—10 кВ и 35 кВ. Мощность в конце шине “4” $S_{14}^K = S_4 = 6 + j4$ МВА.

Мощность на стороне НН трансформатора $S_T^K = S_{14}^K$.

Модуль S_T^K составит

$$S_{T1}^K = \sqrt{(P_T^K)^2 + (Q_T^K)^2} = \sqrt{6^2 + 4^2} = 7.211 \text{ МВА}$$

Потери мощности в сопротивлениях трансформатора определим по выражениям:

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_K * \left(\frac{S_{T1}^K}{S_{НОМ}}\right)^2 = 0,085 * \left(\frac{7,211}{16}\right)^2 = 0.017 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{U_{K\%}}{100} * \frac{(S_{T1}^K)^2}{S_{НОМ}} = \frac{10.5}{100} * \frac{(7,211)^2}{16} = 0.341 \text{ МВар};$$

Мощность на стороне ВН трансформатора

$$S_{T1}^H = S_{T1}^K + \Delta P_{T1} + j\Delta Q_{T1} = 6 + j4 + 0.017 + j0.341 = 6.017 + j4.341 \text{ МВА}$$

Мощность, генерируемая емкостной проводимостью в конце линии "0-1"

$$Q_{c01}^K = \frac{1}{2} * U_{ном}^2 * b_{01} = \frac{1}{2} * 110^2 * 1,686 * 10^{-4} = 1.02 \text{ МВар.}$$

Мощность в конце линии "01"

$$S_{01}^K = S_{T1}^H + \Delta P_x + j\Delta Q_x - Q_{c01}^K = 6.017 + j4.341 + 0,018 + j0.112 - j1.02 = 6.035 + j3.433 \text{ МВА.}$$

Мощность на стороне НН трансформатора $S_{T2}^K = S_{23}^K$.

Модуль S_{T2}^K составит

$$S_{T2}^K = \sqrt{(P_{T2}^K)^2 + (Q_{T2}^K)^2} = \sqrt{8^2 + 3^2} = 8,544 \text{ МВА}$$

Потери мощности в сопротивлениях трансформатора определим по выражениям:

$$\Delta P_{T2} = \Delta P_K * \left(\frac{S_{T2}^K}{S_{НОМ}}\right)^2 = 0,12 * \left(\frac{8,544}{25}\right)^2 = 0.014 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{T2} = \frac{U_{к\%}}{100} * \frac{(S_{T2}^K)^2}{S_{НОМ}} = \frac{10.5}{100} * \frac{(8,544)^2}{25} = 0.307 \text{ МВар;}$$

Мощность на стороне ВН трансформатора

$$S_{T2}^H = S_{T2}^K + \Delta P_{T2} + j\Delta Q_{T2} = 8 + j3 + 0.014 + j0.307 = 8.014 + j3.307 \text{ МВА}$$

Мощность, генерируемая емкостной проводимостью в конце линии "1-2"

$$Q_{c12}^K = Q_{c12}^H = \frac{1}{2} * U_{ном}^2 * b_{12} = \frac{1}{2} * 110^2 * 1,375 * 10^{-4} = 0,832 \text{ МВар.}$$

Мощность в конце линии "1-2"

$$S_{12}^K = S_{T2}^H + \Delta P_x + j\Delta Q_x - Q_{c12}^K = 8.014 + j3.307 + 0,025 + j0.1625 - j0.832 = 8.039 + j2.638 \text{ МВА.}$$

$$S_2^K = S_{12}^K + S_2 = 8.039 + j2.638 + 4 + j2 = 12.039 + j4.638 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии "1-2"

$$\Delta S_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{НОМ}^2} (r_{12} + jx_{12}) = \frac{(12,039)^2 + (4,638)^2}{110^2} (8.1 + j20.65) = 0.111 + j0.284 \text{ МВА}$$

Мощность в начале линии "1-2"

$$S_{12}^H = S_2^K + \Delta S_{12} = 12,039 + j4.638 + 0.111 + j0.284 = 12.15 + j4.922 \text{ МВА}$$

$$S_1 = (S_{12}^H - jQ_{c12}^H) + S_{01}^K = (12,15 + j4.922 - j0.832) + 6.035 + j3.433 = 18.185 + j7.523 \text{ МВА.}$$

Потери мощности в линии "0-1"

$$\Delta S_{01} = \frac{(P_{01}^K)^2 + (Q_{01}^K)^2}{U_{НОМ}^2} (r_{01} + jx_{01}) = \frac{(18.185)^2 + (7.523)^2}{110^2} (7.2 + j24.3) = 0.23 + j0.778 \text{ МВА.}$$

Мощность в начале линии "0-1"

$$S_{01}^H = S_1 + \Delta S_{01} = 18.185 + j7.523 + 0.23 + j0.778 = 18.415 + j8.301 \text{ МВА}$$

Мощность, генерируемая в начале линии "0-1",

$$Q_{c01}^H = \frac{1}{2} * U_{НОМ}^2 * b_{01} = \frac{1}{2} * 115^2 * 1,686 * 10^{-4} = 1,11 \text{ МВар.}$$

Мощность, получаемая от ЦП,

$$S_0 = S_{01}^H - jQ_{c01}^H = 18.415 + j8.301 - j1.11 = 18.415 + j7.191 \text{ МВА}$$

2-й этап. Номинальное напряжение линии "0-1" равно 110 кВ, поэтому поперечной составляющей вектора падения напряжения пренебрегаем, учитывая только продольную составляющую

$$\Delta U_{01} = \frac{P_{01}^H r_{01} + Q_{01}^H x_{01}}{U_0} = \frac{18,415 * 7,2 + 8.301 * 24,3}{115} = 2,9 \text{ кВ.}$$

Напряжение в узле 1

$$U_1 = U_0 - \Delta U_{01} = 115 - 2.9 = 112.1 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{Т1} = \frac{P_{Т1}^H r_{Т1} + Q_{Т1}^H x_{Т1}}{U_1} = \frac{6.017 * 4,38 + 4.341 * 86,7}{112,1} = 3,59 \text{ кВ}$$

Напряжение в узле 4, приведенное к ВН,

$$U'_4 = U_1 - \Delta U_{Т1} = 112,1 - 3,59 = 108,51 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение в узле 4

$$U_4 = U'_4 * \frac{1}{n_{Т1}} = 108.51 * \frac{1}{10.45} = 10.38 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в линии "1-2"

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1} = \frac{12.15 * 8.1 + 4.922 * 20.65}{112.33} = 1.78 \text{ кВ.}$$

Напряжение в узле 2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 112.1 - 1.78 = 110.32 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{T2} = \frac{P_{T2}^H r_{T2} + Q_{T2}^H x_{T2}}{U_2} = \frac{8.014 * 2.54 + 3.307 * 55.5}{110.32} = 1.85 \text{ кВ.}$$

Напряжение в узле 3, приведенное к ВН,

$$U'_3 = U_2 - \Delta U_{T2} = 110.32 - 1.85 = 108.47 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение в узле 3

$$U_3 = U'_3 * \frac{1}{n_{T2}} = 108.47 * \frac{1}{2.99} = 36.28 \text{ кВ.}$$

ГЛАВА II. АЛГОРИТМЫ РАСЧЁТА РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ СЕТЕЙ

2.1 Расчёт электрических режимов радиальных электрических сетей

В основу разработанного алгоритма и программы расчетов режимов электрических сетей положен двухэтапный метод. На первом этапе осуществляет последовательное электрическое эквивалентирование схемы. В результате чего определяется расчетная полная мощность S_p на головном участке. На втором этапе производится обратной разворачивание схемы с последовательным определением узловых напряжений.

Итерационная 1-го и 2-го этапа расчета позволяет получить сходимость на «к»-ой итерации.

Блок схемы программы расчеты приведены ниже.

В расчетах использованы формулы:

а) определения потерь активной ΔP и реактивной ΔQ мощности в ветвях схемы замещения

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \quad \Delta Q = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X;$$

б) вычисления напряжений в узлах

$$\dot{U}_K = \dot{U}_i - \dot{I}_{ik} \dot{Z}_{ik},$$

где для тока \dot{I}_{ik} имеем

$$\dot{I} = \frac{\hat{S}}{\hat{U}} = \frac{P - jQ}{U' - jU''} = \frac{PU' + QU''}{U'^2 + U''^2} + j \frac{PU'' - QU'}{U'^2 + U''^2}$$

Тогда окончательно для расчета напряжений в узлах электрической схемы замещения получим формулу:

$$\begin{aligned} \dot{U}_K &= \dot{U}_i - \left(\frac{PU' + QU''}{U'^2 + U''^2} + j \frac{PU'' - QU'}{U'^2 + U''^2} \right) (R + jX) = \\ &= \dot{U}_i - \left(\frac{PU' + QU''}{U'^2 + U''^2} R - \frac{PU'' - QU'}{U'^2 + U''^2} X \right) \\ &\quad - j \left(\frac{PU'' - QU'}{U'^2 + U''^2} R + \frac{PU' + QU''}{U'^2 + U''^2} X \right) = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ik} \end{aligned}$$

Полученная формула позволяет учитывать продольную и поперечную составляющие падения напряжения. Для сетей 6-10 кВ допускается упрощение формулы путей пренебрежения поперечной составляющей $\Delta \dot{U}$.

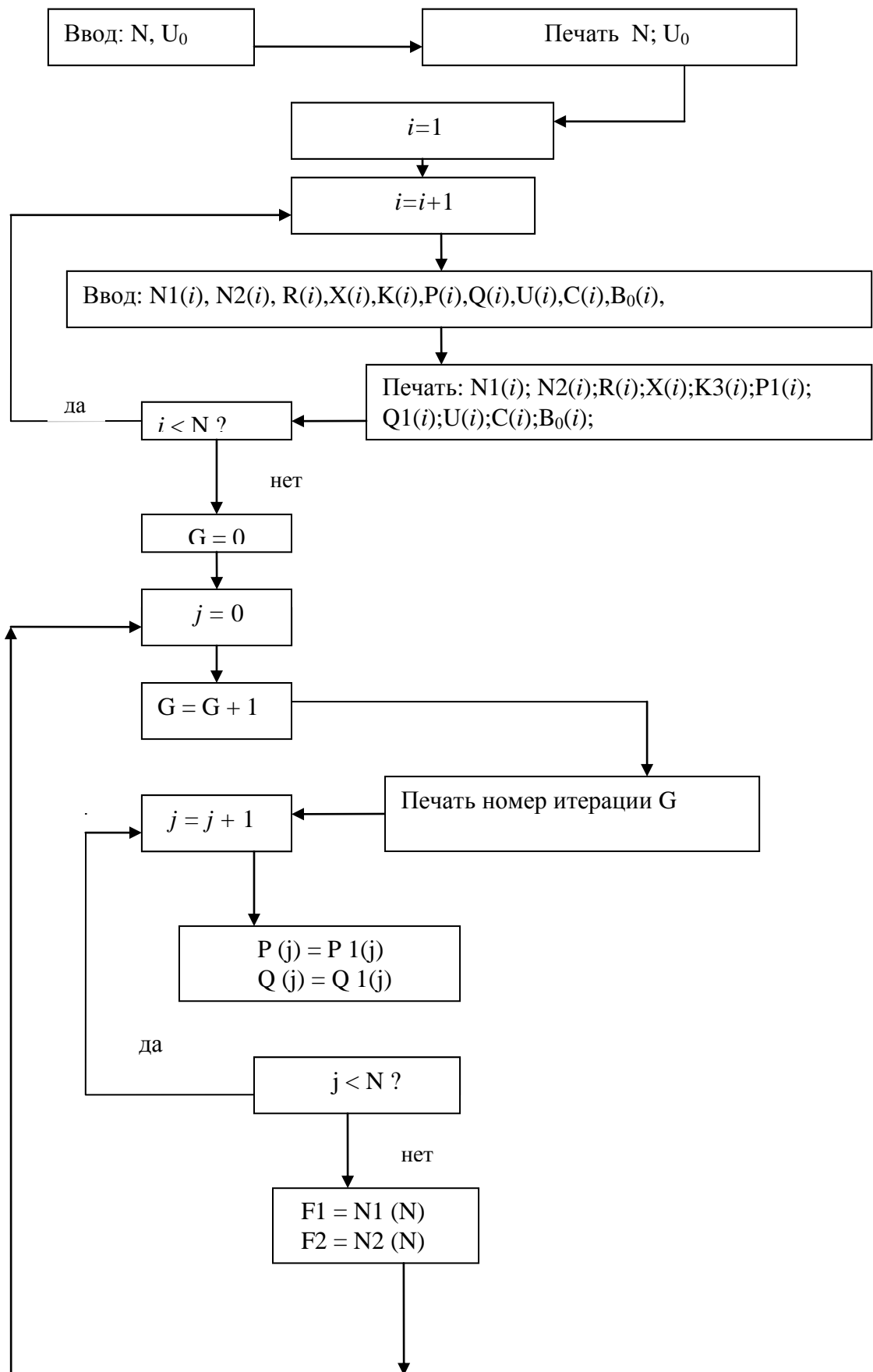
Подготовка исходной информации

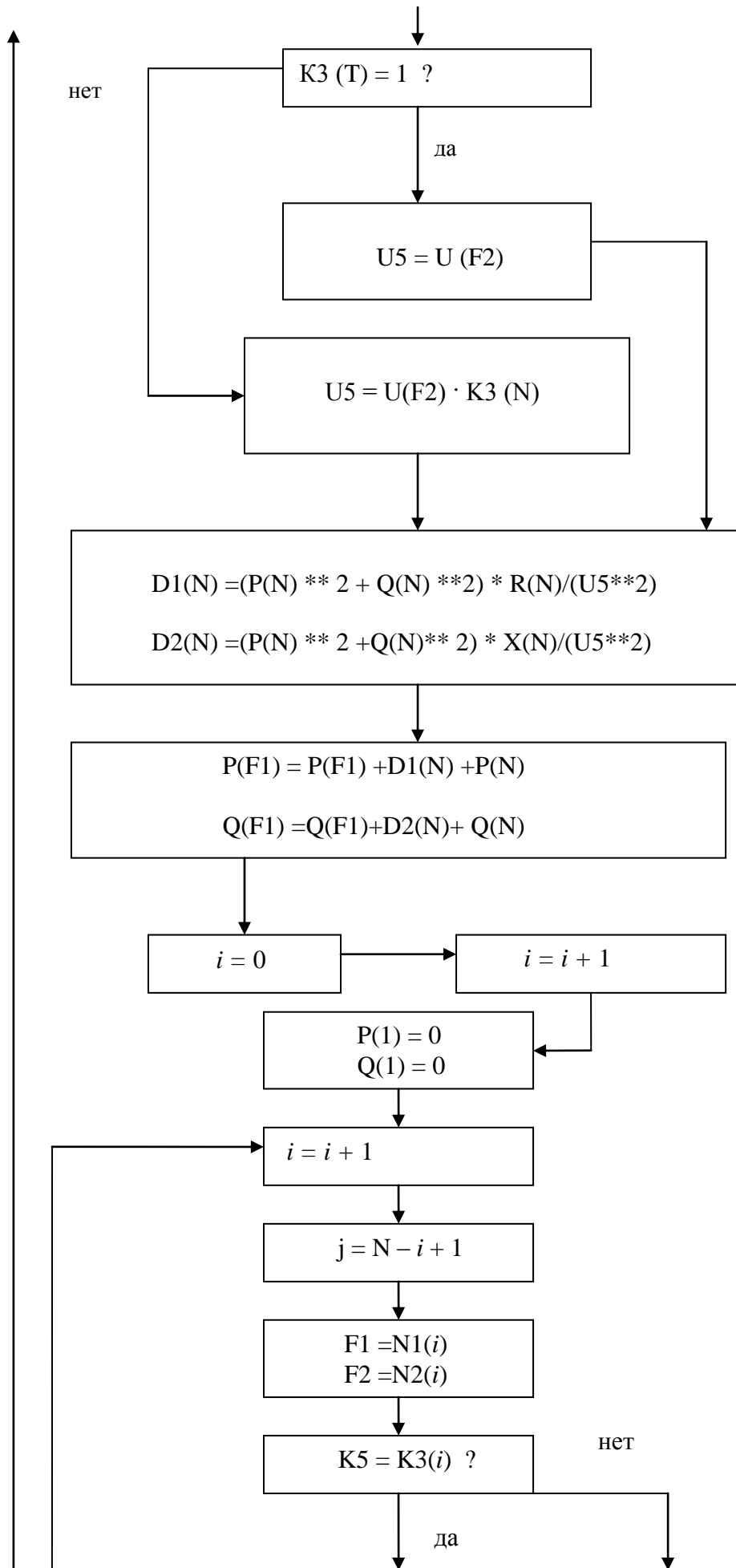
Формат подготовки исходных данных для расчета режима 50-узловой схемы:

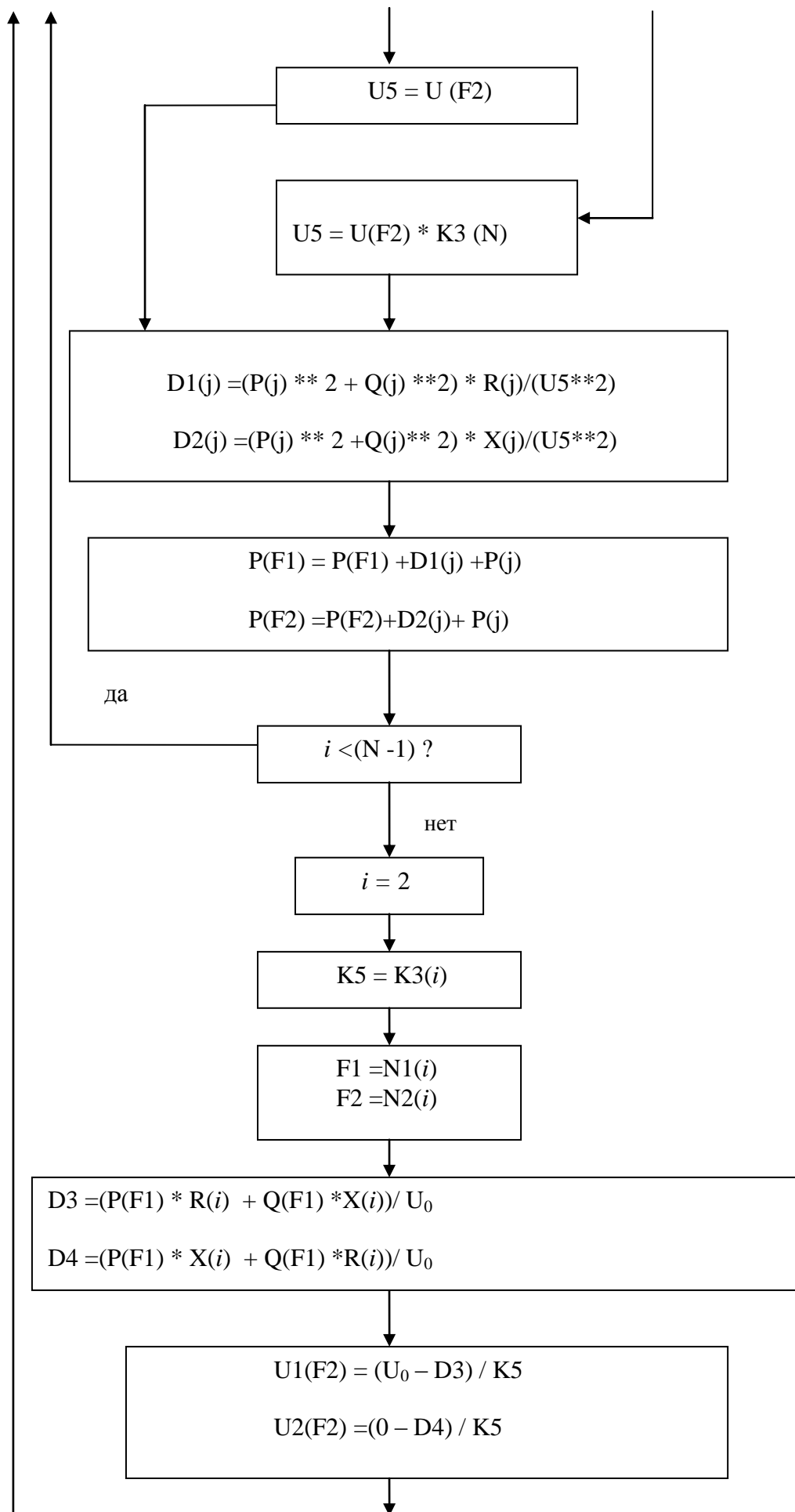
Начало ветви	Конец ветви	R ветви ом	X ветви ом	Коэф трансф.	P МВт	Q МВАр	U кВ
p(50) (N1)	q(50) (N2)	R(50)	X(50)	K(50)	P(50)	Q(50)	U(50)

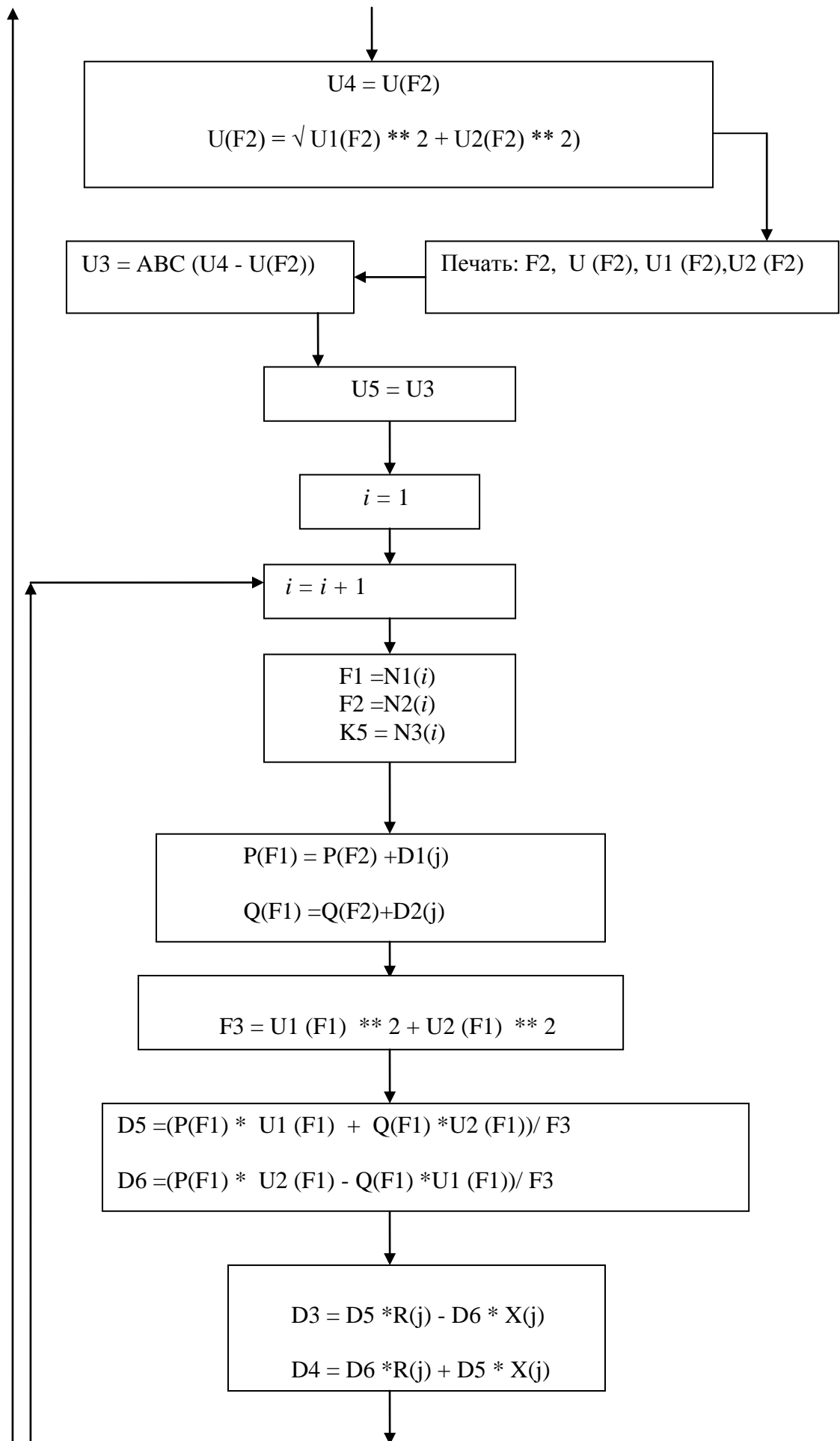
где: N1 – номер начала узла, N2 – номер конца узла, R – активное, X – реактивное сопротивление ветви схемы замещения, K – коэффициент трансформации трансформатора ветви, P – активная, Q – реактивная мощность узла, U – номинальное напряжение узла.

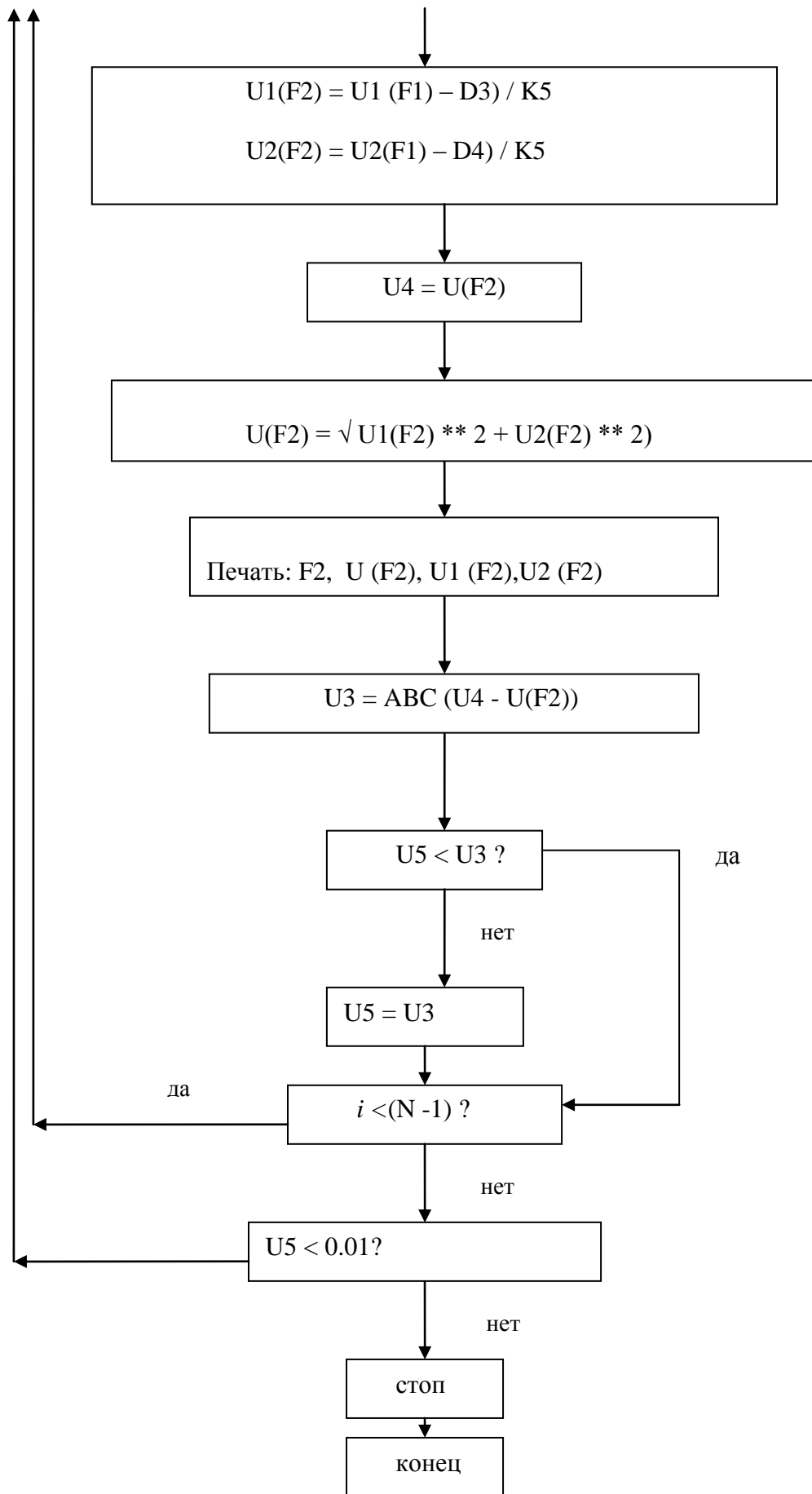
2.2.Блок - схема программы



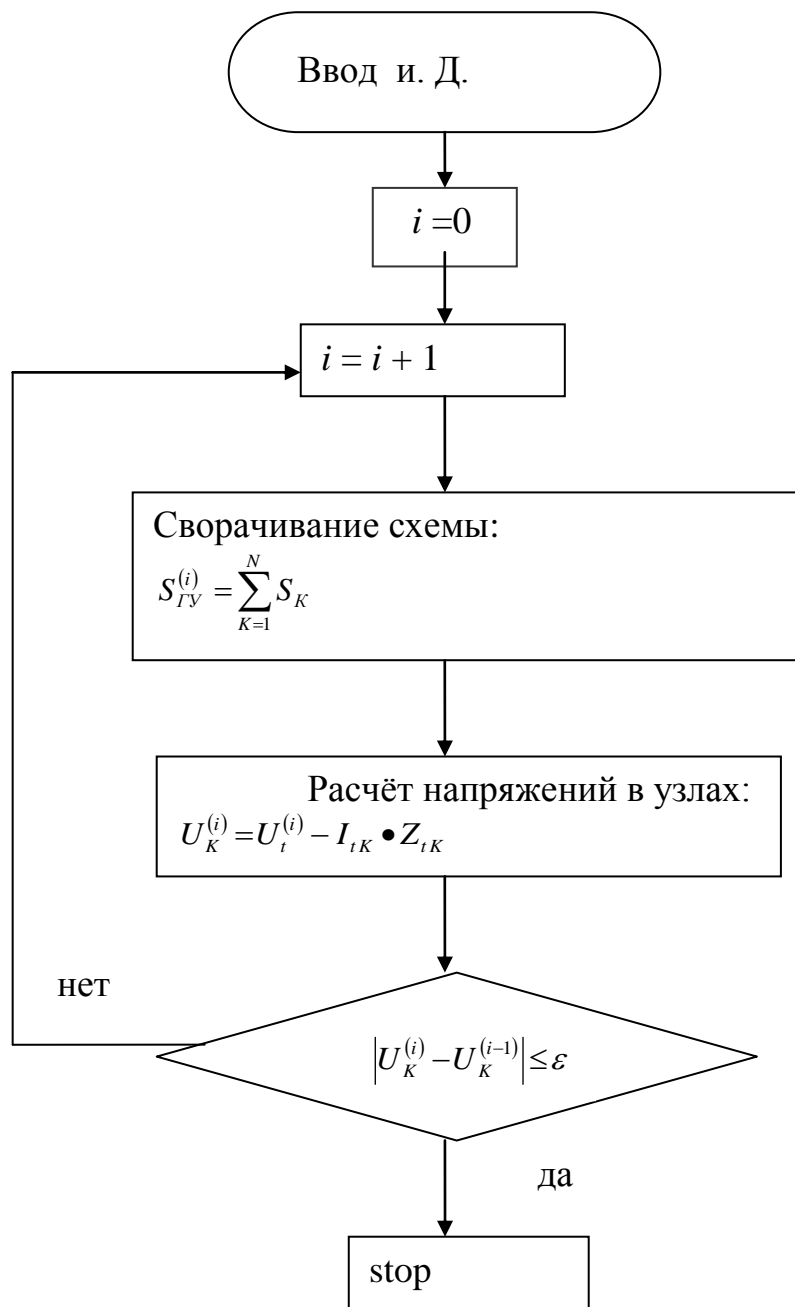








2.3 Укрупненная блок – схема программы



2.4 Текст программы двухэтапного расчета режима радиальной электрической сети

Предварительный расчёт выполнен на основе разработанной для приведенной блок-схемы BASIC-программы. Затем выполнен расчет для этой же схемы по программе , написанной на языке MATLAB.

ТЕКСТ “BASIC”- программы:

```
2000 REM dvuh etapniy raschet rejima
2010 DIM N1(50), N2(50), R(50), X(50), K3(50), P1(50), Q1(50)
2020 DIM U(50), U1(50), U2(50), D1(50), D2(50), P(50), Q(50)
2030 PRINT "k-vo uzlov N="; : INPUT N
2040 PRINT "Uo ="; : INPUT Uo
2042 FOR i = 1 TO N
2045 READ N1(i), N2(i), R(i), X(i), K3(i), P1(i), Q1(i), U(i)
2046 PRINT N1 (i); N2(i); R(i); X(i); K3(i); P1(i); Q1(i); U(i)
2048DATA 0,1,8,12,1,0,0,110
2049DATA 1,2,4,6,1,0,0,110
2050DATA 2,3,1,35,1,0,0,110
2051DATA 3,4,1,25,3,0,0,35
2052DATA 4,5,4,5,1,0,0,35
2053DATA 5,6,4,20,3,1.2,0.9,10
2054DATA 6,7,3,2,1,0.6,0.7,10
2055DATA 4,8,3,4,1,0,0,35
2056DATA 8,9,2,10,6,0.4,0.5,6
2057DATA 9,10,4,2,1,0.5,0.8,6
2058DATA 1,11,4,10,10,0.6,0.8,10
2059DATA 11,12,2,3,1,0.5,0.7,10
2060DATA 3,13,1,0,18,0.9,1.2,6
2061DATA 13,14,2,2,1,0.4,0.5,6
2062DATA 1,15,6,8,1,0,0,110
```

```

2063DATA 15,16,3,20,18,0.6,0.8,6
2064DATA 16,17,2,2,1,1.2,1.4,6
2065DATA 6,18,4,3,1,0.4,0.6,10
2066DATA 14,19,4,5,1,0.08,0.1,6
2067DATA 9,20,2,1,1,0.07,0.09,6
2098NEXT i
2100G = 0
2110 J = 0
2115 G = G + 1
2116 PRINT "iter=" ; G
2120 J = J + 1
2130 P(J) = P1(J)
2140 Q(J) = Q1(J)
2150 IF J < N GOTO 2120
2160 F1 = N1(N)
2170 F2 = N2(N)
2172 IF K3(N) > 1 GOTO 2178
2174 U5 = U(F2)
2176 GOTO 2180
2178 U5 = U(F2) * K3(N)
2180 D1(N) = ((P(N) ^ 2 + Q(N) ^ 2) * R(N)) / U5 ^ 2
2190 D2(N) = ((P(N) ^ 2 + Q(N) ^ 2) * X(N)) / U5 ^ 2
2191 IF F1 > 0 GOTO 2200
2192 P0 = D1(N) + P(N)
2193 Q0 = D2(N) + Q(N)
2194 GOTO 2220
2200 P(F1) = P(F1) + D1(N) + P(N)
2210 Q(F1) = Q(F1) + D2(N) + Q(N)

```

```

2220 i = 0
2240 i = i + 1
2250 J = N - i
2260 F1 = N1(J): F2 = N2(J)
2272 IF K3(J) > 1 GOTO 2278
2274 U5 = U(F2)
2276 GOTO 2280
2278 U5 = U(F2) * K3(J)
2280 D1(J) = (P(J) ^ 2 + Q(J) ^ 2) * R(J) / U5 ^ 2
2290 D2(J) = (P(J) ^ 2 + Q(J) ^ 2) * X(J) / U5 ^ 2
2291 IF F1 > 0 GOTO 2300
2292 P0 = D1(J) + P(J)
2293 Q0 = D2(J) + Q(J) GOTO 2320
2300 P(F1) = P(F1) + D1(J) + P(J)
2310 Q(F1) = Q(F1) + D2(J) + Q(J)
2321 IF i < (N - 1) GOTO 2240
2330 REM RASCHET U
2340 F1 = N1(1): F2 = N2(1)
2351 K5 = K3(1)
2352 D3 = (P0 * R(1) + Q0 * X(1)) / U0
2353 D4 = (P0 * X(1) - Q0 * R(1)) / U0
2354 U1(F2) = (U0 - D3) / K5
2355 U2(F2) = (0 - D4) / K5
2356 U4 = U(F2)
2357 U(F2) = SQR(U1(F2) ^ 2 + U2(F2) ^ 2)
2358 PRINT "F2="; F2; "U="; U(F2); "U'="; U1(F2); "U''="; U2(F2)
2420 U3 = ABS(U4 - U(F2))
2430 U5 = U3

```

```

2440 i = 0
2450 i = i + 1
2451 J = i + 1
2460 F1 = N1(J): F2 = N2(J)
2480 K5 = K3(J)
2490 P(F1) = P(F2) + D1(J)
2500 Q(F1) = Q(F2) + D2(J)
2510 F3 = U1(F1) ^ 2 + U2(F2) ^ 2
2520 D5 = (P(F1) * U1(F1) + Q(F1) * U2(F1)) / F3
2530 D6 = (P(F1) * U2(F1) - Q(F1) * U1(F1)) / F3
2540 D3 = D5 * R(J) - D6 * X(J)
2550 D4 = D6 * R(J) + D5 * X(J)
2560 U1(F2) = (U1(F1) - D3) / K5
2570 U2(F2) = (U2(F1) - D4) / K5
2580 U4 = U(F2)
2590 U(F2) = SQR(U1(F2) ^ 2 + U2(F2) ^ 2)
2591 PRINT "F2="; F2; "U="; U(F2); "U'="; U1(F2); "U"="; U2(F2)
2600 U3 = ABS(U4 - U(F2))
2610 IF U5 > U3 GOTO 2630
2620 U5 = U3
2630 IF i < (N - 1) GOTO 2450
2641 IF U5 > .001 GOTO 2110
2642 PRINT "Rashet zavershen na iteracii = G
2650 FOR i = 1 TO N
2661 PRINT "uzel="; i, "U="; U(i), "U'="; U1(i), "U" = U2(i)
2670 NEXT i: INPUT w
2700 STOP
2710 END

```

ГЛАВА III. ТЕСТОВЫЕ РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ РАДИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Расчётная схема и её описание

Тестовые расчёты проведем для ниже приведенной 20-узловой радиальной схемы:

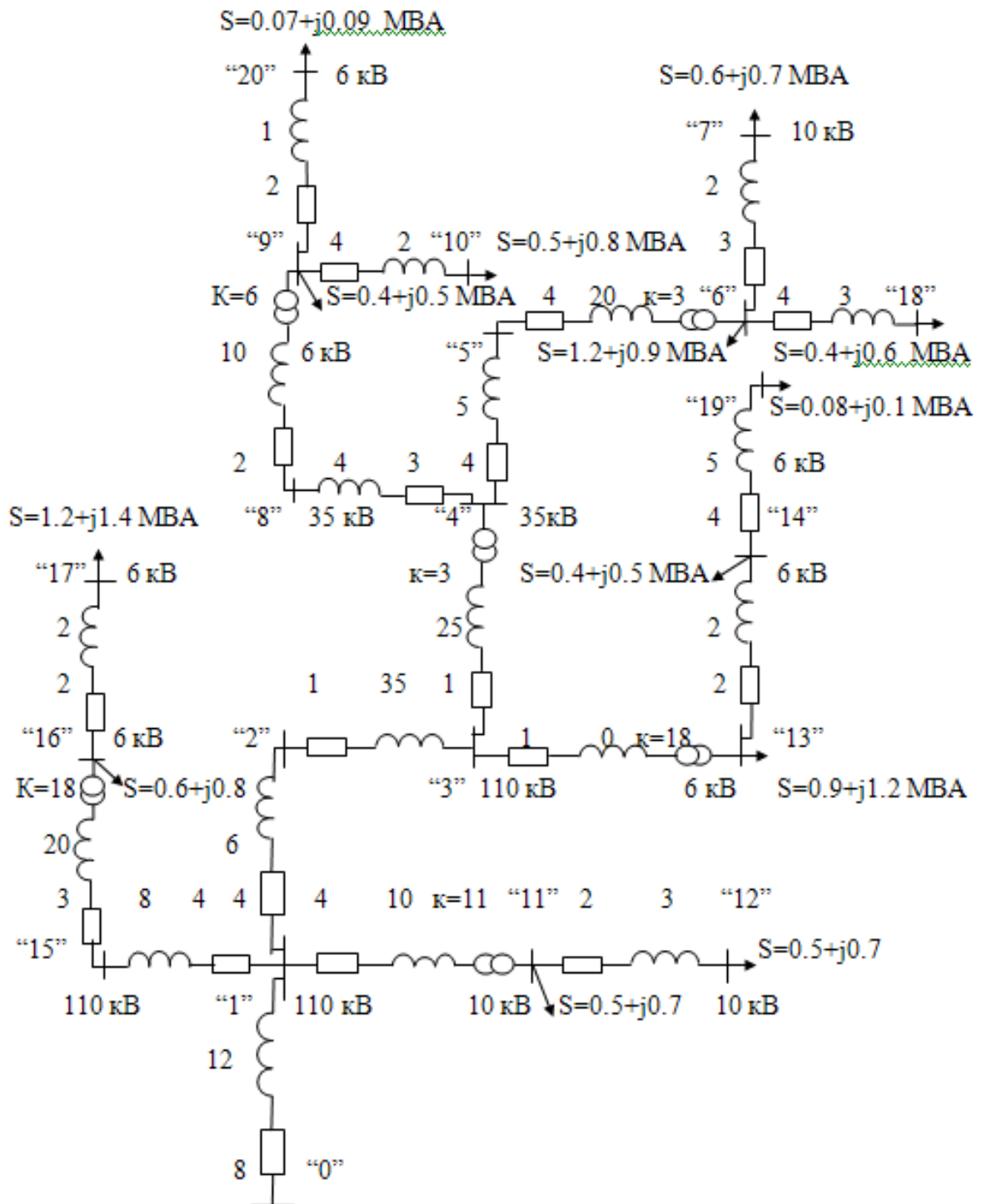


Рис.7. Расчетная схема 20 – узловой сети

Параметры 20-узловой расчетной тестовой электрической схемы

N1	N2	R (Ом)	X (Ом)	K _T	P1 (МВт)	Q1 (МВвар)	U _{ном} кВ
0	1	8	12	1	0	0	110
1	2	4	6	1	0	0	110
2	3	1	35	1	0	0	110
3	4	1	25	3	0	0	35
4	5	4	5	1	0	0	35
5	6	4	20	3	1.2	0.9	10
6	7	3	2	1	0.6	0.7	10
7	8	3	4	1	0	0	35
8	9	2	10	6	0.4	0.5	6
9	10	4	2	1	0.5	0.8	6
1	11	4	10	10	0.6	0.8	10
11	12	2	3	1	0.5	0.7	10
3	13	1	0	18	0.9	1.2	6
13	14	2	2	1	0.4	0.5	6
1	15	6	8	1	0	0	110
15	16	3	20	18	0.6	0.8	6
16	17	2	2	1	1.2	1.4	6
6	18	4	3	1	0.4	0.6	10
14	19	4	5	1	0.08	0.10	6
9	20	2	1	1	0.07	0.09	6

Результаты расчета 20-узловой тестовой схемы BASIC-программой
(сходимость – на итерации № 3)

№ узла	U,[кВ]	U', [кВ]	U'',[кВ]
1	119,475	119,475	-0,134
2	119,016	119,016	-0,178
3	117,247	117,237	-1,537
4	38,794	38,787	-0,738
5	38,248	38,240	-0,775
6	12,261	12,248	-0,560
7	11,994	11,985	-0,474
8	38,557	38,550	-0,732
9	6,353	6,352	-0,155
10	5,712	5,708	0,207
11	11,931	11,931	-0,018
12	11,665	11,665	-0,026
13	6,513	6,512	-0,085
14	6,161	6,161	-0,043
15	119,211	119,211	-0,147
16	6,597	6,597	-0,024
17	5,682	5,682	0,040
18	11,977	11,968	-0,449
19	6,025	6,025	-0,042
20	6,317	6,316	-0,137

3.2 Текст программы двухэтапного расчета

режима радиальной электрической сети программой “MATLAB”.

Программа считывания исходных данных для расчетов:

```
function [Shema, Ubu, eps, IterMax]= InputData()  
%=====
```

%	N	p	q	R	X	Ктр	P	Q	Uбу
1	0	1	8	12		1	0	0	110;...
	2	1	2	4	6	1	0	0	110;...
	3	2	3	1	35	1	0	0	110;...
	4	3	4	1	25	3	0	0	35;...
	5	4	5	4	5	1	0	0	35;...
	6	5	6	4	20	3	1.2	0.9	10;...
	7	6	7	3	2	1	0.6	0.7	10;...
	8	4	8	3	4	1	0	0	35;...
	9	8	9	2	10	6	0.4	0.5	6;...
10	9	10	4	2	1	0.5	0.8		6;...
11	1	11	4	10	10	0.6	0.8		10;...
12	11	12	2	3	1	0.5	0.7		10;...
13	3	13	1	0	18	0.9	1.2		6;...
14	13	14	2	2	1	0.4	0.5		6;...
15	1	15	6	8	1	0	0		110;...
16	15	16	3	20	18	0.6	0.8		6;...
17	16	17	2	2	1	1.2	1.4		6;...
18	6	18	4	3	1	0.4	0.6		10;...
19	14	19	4	5	1	0.08	0.1		6;...
20	9	20	2	1	1	0.07	0.09		6 ...

```
l;  
  
eps=0.001; IterMax=100; Ubu=121;
```

```

% Программа расчета режима 2 этапным методом
clear;
% Считывание исходных данных для расчетов
% S - матрица исходных данных по схеме
% F - матрица исходных данных по нагрузкам узлов
% BU - номер балансирующего узла   Ubu - напряжение
балансирующего узла
% eps - точность расчетов
% IterMax -максимальное количество итераций расчета

[S, Ubu, eps, IterMax]= InputData();
%=====
Iter=0;   n=S(end,1); Un=999;

% формирование данных для расчёта
format compact

for k= 1:n
    p(k)=S(k,2); q(k)=S(k,3);
    R(k)=S(k,4); X(k)=S(k,5);
    K(k)=S(k,6);
    P(k)=S(k,7); Q(k)=S(k,8);
    U(k)=S(k,9);
end

U1= U;   U2=zeros(1,length(U));
dPset=0;  dQset=0; iter=0;

while ((Un>eps) && (iter<IterMax))
disp('-----')
iter=iter+1; fprintf('Итерация N-%d\t Un=%4.5f\t
eps=%4.5f\n',iter,Un,eps);

for i2= n : -1 : 1
% 1 этап расчет мощности от конца к началу

ip=p(i2); iq=q(i2);

if K(i2)==1,   Uq=U(iq); else Uq=U(iq)*K(i2); end

dP(i2)= (P(i2)^2+Q(i2)^2)*R(i2)/Uq^2;
dQ(i2)= (P(i2)^2+Q(i2)^2)*X(i2)/Uq^2;

dPset=dPset+dP(i2); dQset=dQset+dQ(i2);

```

```

if ip>0
P(ip)=P(ip)+dP(i2)+P(i2); Q(ip)=Q(ip)+dQ(i2)+Q(i2);

elseif ip==0
Pgu= dP(i2)+P(i2); Qgu= dQ(i2)+Q(i2);
end
end

% Вывод результатов (перетоки и потери мощности по
ветвям)
disp('-----')
fprintf('Pgu= %4.5f\t Qgu= %4.5f\n',Pgu,Qgu);
disp('-----')
fprintf('n-k \t dP \t dQ \t Pk \t
Qk \n');
disp('-----')
for i5= 1:n, a1=p(i5); b1=q(i5);
fprintf('%d-%d\t %4.5f\t %4.5f\t %4.5f\t %4.5f \n', a1,
b1, dP(i5), dQ(i5), P(i5), Q(i5));
end

for i1= 1:n
% 2 этап расчет напряжения от начала к концу
ip=p(i1); iq=q(i1); Kt=K(i1);

if ip>0
P(ip)=P(iq)+dP(i1); Q(ip)=Q(iq)+dQ(i1);

Sr2=U1(ip)^2+U2(ip)^2;

D5=(P(ip)*U1(ip)+Q(ip)*U2(ip))/Sr2;
D6=(P(ip)*U2(ip)-Q(ip)*U1(ip))/Sr2;
D3=D5*R(i1)-D6*X(i1); D4=D6*R(i1)+D5*X(i1);
U1(iq)=(U1(ip)-D3)/Kt; U2(iq)=(U2(ip)-D4)/Kt;
U4=U(iq);
U(iq)=sqrt(U1(iq)^2+U2(iq)^2);
U3=abs(U4-U(iq)); Un=U3;

elseif ip==0
iq=q(i1); Kt=K(i1);
D3=(Pgu*R(1)+Qgu*X(1))/Ubu; D4=(Pgu*X(1)-
Qgu*R(1))/Ubu;
U1(iq)=(Ubu-D3)/Kt; U2(iq)=(0-D4)/Kt;
U4=U(iq);
U(iq)= sqrt(U1(iq)^2+U2(iq)^2);

```

```

    U3=abs(U4-U(iq));    Un=U3;
end
end
% Вывод результатов (напряжение по узлам)
disp('-----')
fprintf('Ubu= %4.3f U1bu= %4.3f U2bu=
%4.5f\n',Ubu,real(Ubu),imag(Ubu));
disp('-----')
fprintf('k \t      Uk          U1k          U2k \n');
disp('-----')
for i5= 1:n,    b1=q(i5);
fprintf('%d\t %4.3f\t %4.3f\t %4.3f
\n',b1,U(i5),U1(i5),U2(i5));
end
end

```

Результаты расчёта 20-узловой тестовой схемы MATLAB-программой
(сходимость – итерации № 6)

№ узла	U, [кВ]	U' ,[кВ]	U'' ,[кВ]
1	119.458	119.457	-0.128
2	118.990	118.990	-0.168
3	117.180	117.170	-1.536
4	38.764	38.757	-0.739
5	38.201	38.193	-0.771
6	12.229	12.216	-0.561
7	11.959	11.949	-0.475
8	38.528	38.521	-0.732
9	6.349	6.347	-0.155
10	5.714	5.711	0.208
11	11.929	11.929	-0.017
12	11.661	11.661	-0.025
13	6.509	6.509	-0.084
14	6.156	6.156	-0.043
15	119.196	119.196	-0.140
16	6.597	6.597	-0.023
17	5.694	5.694	0.041
18	11.941	11.933	-0.449
19	6.020	6.020	-0.042
20	6.312	6.311	-0.136

Результаты напряжение в узлах 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 16 и 18 больше допустимого отклонения в +5%. Для корректировки напряжений и ввода их в допустимый диапазон изменены коэффициенты трансформации соответствующих трансформаторов.

3.3. Корректировка режима изменением коэффициентов трансформации

Изменение напряжения. Не меняя активную мощность линии, можно изменять напряжение только в пределах $\pm 0.05U_{\text{ном}}$, т.е от $0.95U_{\text{ном}}$ до $1.05U_{\text{ном}}$.

При $U_{\text{ном}}=6$ кВ номинальное напряжение линия $U_{\text{ном}}=6,3$ кВ и диапазон регулирования 6-6,9кВ. При $U_{\text{ном}}=10$ кВ напряжение линия $U_{\text{ном}}=10.5$ кВ и диапазон регулирования 10-11 кВ.

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на $\pm 5\%$ номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Этот диапазон регулирования напряжения ($\pm 5\%$) явно недостаточен.

Если изменения напряжения лежащее в пределах $\pm 5\%$ приводит к изменению коэффициента трансформации в +5%, то это напряжения допускается.

Скорректированный расчет при измененных коэффициентах трансформации в узлах 4, 6, 9, 13 и 16 (режим 2)

```
function [Shema, Ubu, eps, IterMax]= InputData()
%=====
Shema=[...
% N p q R X Kтр P Q Uбу
1 0 1 8 12 1 0 0 110;...
2 1 2 4 6 1 0 0 110;...
3 2 3 1 35 1 0 0 110;...
4 3 4 1 25 3.3 0 0 35;...
5 4 5 4 5 1 0 0 35;...
6 5 6 4 20 3.675 1.2 0.9 10;...
7 6 7 3 2 1 0.6 0.7 10;...
8 4 8 3 4 1 0 0 35;...
9 8 9 2 10 6.125 0.4 0.5 6;...
10 9 10 4 2 1 0.5 0.8 6;...
11 1 11 4 10 11.55 0.6 0.8 10;...
12 11 12 2 3 1 0.5 0.7 10;...
```

13	3	13	1	0	19.25	0.9	1.2	6;...
14	13	14	2	2	1	0.4	0.5	6;...
15	1	15	6	8	1	0	0	110;...
16	15	16	3	20	19.25	0.6	0.8	6;...
17	16	17	2	2	1	1.2	1.4	6;...
18	6	18	4	3	1	0.4	0.6	10;...
19	14	19	4	5	1	0.08	0.1	6;...
20	9	20	2	1	1	0.07	0.09	6 ...

] ;eps=0.001; IterMax=100; Ubu=121;

Результаты расчёта 20-узловой тестовой схемы (для коэффициента трансформации+5%) РЕЖИМ 2 (сходимость – на итерации № 7)

№ узла	U, [кВ]	U', [кВ]	U'', [кВ]
1	119.469	119.469	-0.133
2	119.007	119.006	-0.175
3	117.224	117.214	-1.539
4	35.259	35.253	-0.672
5	34.653	34.646	-0.713
6	8.988	8.976	-0.467
7	8.621	8.614	-0.348
8	35.000	34.993	-0.664
9	5.636	5.634	-0.143
10	4.925	4.918	0.265
11	10.329	10.329	-0.015
12	10.020	10.020	-0.024
13	6.089	6.088	-0.079
14	5.711	5.711	-0.035
15	119.207	119.207	-0.145

16	6.169	6.169	-0.022
17	5.204	5.204	0.047
18	8.597	8.591	-0.314
19	5.564	5.564	-0.034
20	5.595	5.594	-0.123

В данном расчёте напряжения в узлах 6, 7, 9, 10, 17, 18, 19 и 20 вышли за пределы допустимых значений.

Скорректированный расчет для -5% при измененных коэффициентах трансформации в узлах 6, 13 и 16 (режим 3)

```
function [Shema, Ubu, eps, IterMax]= InputData()
%=====
Shema=[...
%  Npq  R  X  Kтр  P  Q  Uбу
1  0  1  8  12  1  0  0  110;...
2  1  2  4  6  1  0  0  110;...
3  2  3  1  35  1  0  0  110;...
4  3  4  1  25  3.3  0  0  35;...
5  4  5  4  5  1  0  0  35;...
6  5  6  4  20  3.325  1.2  0.9  10;...
7  6  7  3  2  1  0.6  0.7  10;...
8  4  8  3  4  1  0  0  35;...
9  8  9  2  10  6.125  0.4  0.5  6;...
10  9  10  4  2  1  0.5  0.8  6;...
11  1  11  4  10  11.55  0.6  0.8  10;...
12  11  12  2  3  1  0.5  0.7  10;...
13  3  13  1  0  17.417  0.9  1.2  6;...
14  13  14  2  2  1  0.4  0.5  6;...
15  1  15  6  8  1  0  0  110;...
16  15  16  3  20  17.417  0.6  0.8  6;...
17  16  17  2  2  1  1.2  1.4  6;...
18  6  18  4  3  1  0.4  0.6  10;...
19  14  19  4  5  1  0.08  0.1  6;...
20  9  20  2  1  1  0.07  0.09  6 ...
];

eps=0.001; IterMax=100; Ubu=121;
```

Результаты расчёта 20-узловой тестовой схемы для коэффициентов трансформации -5% РЕЖИМ 3 (сходимость – на итерации № 6)

№ узла	U, [кВ]	U' , [кВ]	U'' , [кВ]
1	119.464	119.464	-0.131
2	119.000	119.000	-0.172
3	117.207	117.197	-1.538
4	35.252	35.245	-0.672
5	34.640	34.633	-0.710
6	9.924	9.911	-0.516
7	9.591	9.583	-0.408
8	34.992	34.986	-0.665
9	5.635	5.633	-0.143
10	4.924	4.917	0.265
11	10.329	10.329	-0.015
12	10.019	10.019	-0.024
13	6.729	6.728	-0.087
14	6.387	6.387	-0.047
15	119.202	119.202	-0.143
16	6.818	6.818	-0.024
17	5.945	5.945	0.038
18	9.570	9.562	-0.377
19	6.256	6.256	-0.046
20	5.594	5.592	-0.123

В узлах 9, 10 и 20 напряжения ниже нормы, в узлах 13, 14 и 16 напряжения выше нормы.

Повышающие трансформаторы на электростанциях ТДЦ/110 с номинальным напряжением обмотки ВН $U_{ном} = 110$ кВ и часть из ТДЦ/220 с $U_{ном} = 220$ кВ как генераторы, являются вспомогательным средством регулирования напряжения, потому что также имеют предел регулирования $\pm 2 \times 2,5\% U_{ном}$ и с их помощью нельзя согласовать требования по напряжению близких и удаленных потребителей.

Трансформаторы регулирования под нагрузкой (ПБВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. При этом добавка напряжения равна 5 %. Изменяя ответвления трансформатора с ПБВ, можно получить добавки напряжения, округленные значения которых приведены ниже:

Ответвление первичной обмотки, % +5 +2,5 0 —2,5 - 5

Напряжение на стороне НН

при холостом ходе 1,025 1,05 1,075 1,1

Добавка напряжения, % 0 +2,5 +5 +7,5 10

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, со встроенным устройством РПН отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН, равным 115кВ, предусматриваются диапазоны регулирования + 16 % при 18 ступенях регулирования по 1,78 % каждая.

3.4 Регулирование напряжения изменением сопротивления сети

Напряжение у потребителя зависит от величины потерь напряжения в сети, которые в свою очередь зависят от сопротивления сетей. Например, продольная составляющая падения напряжения в линии на равна

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_2}$$

где P_{12} , Q_{12} , U_2 — потоки мощности и напряжение в концевой линии; R_{12} , X_{12} — ее активное и реактивное сопротивления.

Тогда схемы изменения сопротивления в сетях 1, 2, 3, 6, 7, 10, 17, 18, 19 и 20.

Скорректированный расчет при измененных сопротивлениях в сетях 1, 2, 3, 6, 7, 10, 17, 18, 19 и 20 (режим 4)

```
function [Shema, Ubu, eps, IterMax]= InputData()
%=====
Shema=[...
%  N      p      q      R      X      Kтр      P      Q      Uбу
  1      0      1      8      7      1      0      0      110;...
  2      1      2      6      3      1      0      0      110;...
  3      2      3      12     10     1      0      0      110;...
  4      3      4      1     25     3.3    0      0      35;...
  5      4      5      4      5      1      0      0      35;...
  6      5      6      3      5     3.675  1.2    0.9    10;...
  7      6      7      1     0.8    1      0.6    0.7    10;...
  8      4      8      3      4      1      0      0      35;...
  9      8      9      2     10     6.125  0.4    0.5     6;...
 10      9     10      2     1.8    1      0.5    0.8     6;...
 11      1     11      4     10    11.55  0.6    0.8    10;...
 12     11     12      2      3      1      0.5    0.7    10;...
 13      3     13      1      0    19.25  0.9    1.2     6;...
 14     13     14      2      2      1      0.4    0.5     6;...
 15      1     15      6      8      1      0      0    110;...
 16     15     16      3     20    19.25  0.6    0.8     6;...
 17     16     17      1     0.3    1      1.2    1.4     6;...
 18      6     18      3      1      1      0.4    0.6    10;...
 19     14     19      3     2.5    1      0.08   0.1     6;...
 20      9     20      2     0.4    1      0.07   0.09     6 ...
 1;

eps=0.001; IterMax=100; Ubu=121;
```

Результаты расчёта для 20-узловой тестовой схемы с изменением
сопротивления сети РЕЖИМ 4
(сходимость – на итерации № 6)

№ узла	U, [кВ]	U' , [кВ]	U'' , [кВ]
1	119.923	119.923	0.173
2	119.540	119.540	0.337
3	118.585	118.584	0.505
4	35.684	35.684	-0.050
5	35.108	35.107	-0.112
6	9.414	9.414	-0.065
7	9.289	9.289	-0.040
8	35.433	35.432	-0.042
9	5.708	5.708	-0.041
10	5.251	5.250	0.085
11	10.369	10.369	0.011
12	10.060	10.060	0.001
13	6.160	6.160	0.027
14	5.787	5.787	0.064
15	119.678	119.678	0.159
16	6.195	6.195	-0.005
17	5.919	5.917	0.163
18	9.218	9.218	0.085
19	5.701	5.700	0.081
20	5.677	5.677	-0.014

Низкое напряжение в узлах 9, 10 и 20 тестовой схемы. В распределительных сетях активное сопротивление больше реактивного, т. е. $R_0 > X_0$. Основную роль играет первое слагаемое числителя $P_{12}R_{12}$. При изменении сечения линий в распределительных сетях существенно меняются R_0 и R_{12} и изменяются ΔU_{12} и напряжение потребителя. Поэтому в этих сетях сечение иногда выбирается по допустимой потере напряжения. В некоторых пределах напряжение можно регулировать, изменяя сопротивление питающей сети. Так, если питающая сеть или ее участок состоит из нескольких параллельных линий, то, отключая в часы минимальных нагрузок одну из таких линий, можно увеличить потерю напряжения в питающей сети и тем понизить напряжение у потребителя.

Снижения реактивного сопротивления цепи и, следовательно, увеличения напряжения при максимальных нагрузках можно добиться, применяя продольную компенсацию индуктивности линии.

3.5 Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности

Напряжение в конце линии до установки компенсатора определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H R_{л} + Q_H X_{л}}{U_2}$$

Пусть U_2 ниже допустимого. После включения СК в конце линии U_2 определяется следующим образом:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H R_{л} + (Q_H - Q_{с.к.}) X_{л}}{U_2}$$

Расчет с установкой синхронных компенсаторов в узлах 6, 7, 10 и 18(режим 5)

```
function [Shema, Ubu, eps, IterMax]= InputData()
%=====
Shema=[...
% N p q R X Kтр P Q Uбу
1 0 1 8 7 1 0 0 110;...
2 1 2 6 3 1 0 0 110;...
3 2 3 12 10 1 0 0 110;...
4 3 4 1 25 3.3 0 0 35;...
5 4 5 4 5 1 0 0 35;...
6 5 6 3 5 3.675 1.2 0.3 10;...
7 6 7 1 0.8 1 0.6 0.32 10;...
8 4 8 3 4 1 0 0 35;...
9 8 9 2 10 6.125 0.4 0.5 6;...
10 9 10 1 0.1 1 0.5 0.0001 6;...
11 1 11 4 10 11.55 0.6 0.8 10;...
12 11 12 2 3 1 0.5 0.7 10;...
13 3 13 1 0 19.25 0.9 1.2 6;...
14 13 14 2 2 1 0.4 0.5 6;...
15 1 15 6 8 1 0 0 110;...
16 15 16 3 20 19.25 0.6 0.8 6;...
17 16 17 1 0.3 1 1.2 1.4 6;...
18 6 18 3 1 1 0.4 0.13 10;...
19 14 19 3 2.5 1 0.08 0.1 6;...
20 9 20 2 0.4 1 0.07 0.09 6 ...
];

eps=0.001; IterMax=100; Ubu=121;
```

Результаты расчёта 20-узловой тестовой схемы с установкой синхронных компенсаторов РЕЖИМ 5 (сходимость –на итерации № 6)

№ узла	U, [кВ]	U' , [кВ]	U'' , [кВ]
1	120.073	120.073	0.022
2	119.757	119.757	0.069
3	119.014	119.014	0.008
4	35.967	35.966	-0.199
5	35.607	35.605	-0.420
6	9.609	9.607	-0.180
7	9.519	9.517	-0.195
8	35.817	35.816	-0.257
9	5.812	5.811	-0.081
10	5.724	5.724	-0.088
11	10.382	10.382	-0.002
12	10.074	10.074	-0.011
13	6.182	6.182	0.001
14	5.811	5.810	0.040
15	119.829	119.829	0.007
16	6.203	6.203	-0.013
17	5.928	5.926	0.155
18	9.468	9.467	-0.179
19	5.725	5.725	0.057
20	5.781	5.781	-0.054

Подсчитав вышеуказанным методом напряжение 20-узловой схемы обеспечен допустимый $\pm 5\%$ - й диапазон напряжений. Изменив коэффициент трансформации трансформаторов, сопротивления линий, установив компенсатор получили допустимые напряжения узлов в пределах $\pm 5\%$ - го диапазона.

В большинстве случаев синхронные компенсаторы применяются на мощных подстанциях, батареи конденсаторов — на менее мощных подстанциях в промышленных, сельских и городских сетях. Компенсирующие устройства играют важную роль не только в регулировании напряжения, но в первую очередь в обеспечении баланса реактивной мощности и уменьшении потерь мощности и электроэнергии.

Синхронные компенсаторы изготавливаются на мощность 10 и 16 МВ А напряжением 6,3—10,5 кВ и 25—100 МВ А напряжением 10,5 кВ. СК мощностью свыше 25 МВ А изготавливаются с водородным охлаждением. Крупные СК обычно используются по графику генерации реактивной мощности в системе и поэтому служат для централизованного регулирования напряжения.

Глава IV. ВОПРОСЫ ОХРАНЫ ТРУДА, ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИИ

Для решения этих человеко защитных задач каждый специалист должен знать не только круг реальных опасностей окружающего нас мира, но и средства защиты от них. Ему необходимы также знания в области анатомо-физиологических свойств человека и его реакция на воздействие негативных факторов; комплексного представления об источниках опасностей; количестве и значимости травмирующих и вредных факторов среды обитания; принципов и методов качественного и количественного анализа опасностей. Все это позволяет сформулировать общую стратегию и принципы обеспечения безопасности жизнедеятельности; подойти к разработке и применению средств защиты в негативных ситуациях с общих позиций.

4.1 Общие положения по охране труда на производстве

4.1.1. Инструкция по охране труда является основным документом, устанавливающим для рабочих правила поведения на производстве и требования безопасного выполнения работ.

4.1.2. Знание Инструкции по охране труда обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

4.1.3. Администрация предприятия (цеха) обязана создать на рабочем месте условия, отвечающие правилам по охране труда, обеспечить рабочих средствами защиты и организовать изучение ими настоящей Инструкции по охране труда. На каждом предприятии должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара и аварийной ситуации.

4.1.4. Каждый рабочий обязан: соблюдать требования настоящей Инструкции; немедленно сообщать своему непосредственному руководителю, а при его отсутствии вышестоящему руководителю о

происшедшем несчастном случае и обо всех замеченных им нарушениях требований Инструкции, а также о неисправностях сооружений, оборудования и защитных устройств; помнить о личной ответственности за несоблюдение требований техники безопасности; содержать в чистоте и порядке рабочее место и оборудование; обеспечивать на своем рабочем месте сохранность средств защиты, инструмента, приспособлений, средств пожаротушения и документации по охране труда.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ выполнять распоряжения, противоречащие требованиям настоящей Инструкции и "Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок" (ПТБ) - М.: Энергоатомиздат, 1987.

4.2. Общие требования безопасности и экологии

4.2.1. К работе к энергоустановкам допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительный медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний к выполнению вышеуказанной работы.

4.2.2. Рабочий при приеме на работу должен пройти вводный инструктаж. До допуска к самостоятельной работе рабочий должен пройти: первичный инструктаж на рабочем месте; проверку знаний настоящей Инструкции по охране труда; действующей Инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования; по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ; ПТБ для рабочих, имеющих право подготавливать рабочее место, осуществлять допуск, быть производителем работ, наблюдающим и членом бригады в объеме, соответствующем обязанностям ответственных лиц ПТБ; обучение по программам подготовки по профессии.

4.2.3. Допуск к самостоятельной работе должен оформляться соответствующим распоряжением по структурному подразделению предприятия.

4.2.4. Вновь принятому рабочему выдается квалификационное удостоверение, в котором должна быть сделана соответствующая запись о проверке знаний инструкций и правил, указанных в п. 2.2 и право на выполнение специальных работ. Квалификационное удостоверение для дежурного персонала во время исполнения служебных обязанностей может храниться у начальника смены цеха или при себе в соответствии с местными условиями.

4.2.5. Рабочие, не прошедшие проверку знаний в установленные сроки к самостоятельной работе не допускаются.

4.2.6. Рабочий в процессе работы обязан проходить: повторные инструктажи не реже одного раза в квартал; проверку знаний Инструкции по охране труда и действующей Инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования один раз в год; медицинский осмотр один раз в два года; проверку знаний по ПТБ для рабочих, имеющих право подготавливать рабочее место, осуществлять допуск, быть производителем работ, наблюдающим или членом бригады один раз в год.

4.2.7. Лица, получившие неудовлетворительную оценку при квалификационной проверке, к самостоятельной работе не допускаются и не позднее одного месяца должны пройти повторную проверку. При нарушении правил техники безопасности в зависимости от характера нарушений проводится внеплановый инструктаж или внеочередная проверка знаний.

4.2.8. При несчастном случае рабочий обязан оказать первую помощь пострадавшему до прибытия медицинского персонала. При несчастном случае с самим рабочим, в зависимости от тяжести травмы, он должен обратиться за медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказать первую помощь (самопомощь).

4.2.9. Каждый работник должен знать местоположение аптечки и уметь ею пользоваться Типовая инструкция по охране труда для машиниста-

обходчика по турбинному оборудованию СО 153-34.03.251-93 (не полностью)

Обеспечение безопасности работающих

Устройство и обслуживание энергоустановок должны соответствовать Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Правилам взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии, Правилам взрывобезопасности при использовании мазута в котельных установках и Правилам безопасности в газовом хозяйстве.

Так, в технологическом процессе работы энергоблоков присутствуют следующие опасные и вредные факторы:

- тепловыделения оборудования и наличие горячих поверхностей, так как температура острого пара и промперегрева 545°С, питательной воды 272°С, что приводит к повышению температуры воздуха на рабочем месте;
- повышенный шум и вибрация на рабочем месте;
- наличие вращающихся частей оборудования;
- электрическая опасность на рабочем месте;
- пожароопасность и взрывоопасность;
- возможность загазованности на рабочем месте;
- применение в технологическом процессе оборудования, работающего при критическом давлении свежего пара (24 МПа) и при давлении питательной воды 30Мпа;
- наличие большого количества лестниц, площадок и переходов находящихся на значительной высоте.

Для уменьшения вредного воздействия на человека вышеперечисленных факторов и предупреждение несчастных случаев предусматриваются следующие мероприятия:

- Все тепло выделяющиеся поверхности имеют тепловую изоляцию, температура на поверхности которой не превышает 48°С при теплоносителе с температурой выше 500°С и 45°С при теплоносителе:

- Меньшей температурой, температура неизолированных частей оборудования должна не превышать 45°C;
- Вращающиеся части оборудования имеют ограждения и кожуха;
- На БЩУ установлены системы кондиционирования для поддержания температуры воздуха согласно СНИП 2.04.05.86;
- Предусмотрено систематическое проведение контроля за содержанием в воздухе рабочих зон взрывоопасных газов путем отбора проб;
- Все сосуды работающие под давлением трубопровода пара и горячей воды оборудованы защитными устройствами в соответствии с требованиями Правил Госгортехнадзора;
- Лестницы, переходы и площадки оборудованы периллами высотой 1м. и бортовыми ограждениями высотой 1м, угол наклона лестниц не превышает 60°С согласно СНИП 09-02-85;
- Предусмотрена автоматизация основных производственных процессов, защиты блокировки для безопасного вывода оборудования из работы в случае нарушения нормального режима работы и аварийных ситуациях, световая и звуковая сигнализация, контрольно измерительные приборы.

Борьба с шумом и вибрацией

Для создания нормальных условий работы эксплуатационного персонала управление оборудования вынесено на блочные щиты управления (БЩУ).

Стены БЩУ заполнены звукопоглощающими материалами и имеют двойную стенку в местах установки дверей. Звукоизоляция снижает уровень шума до 60ДБ при частоте 1000Гц (согласно ГОСТ 12.01.003-83.).

Для предотвращения вибрации выполнены следующие мероприятия:

- фундаменты под турбоагрегаты основное и вспомогательное оборудование имеют соответствующую массу при определенном ограничении подошвы, отдельные фундаменты заглублены;

- в местах прохода трубопроводов через стены и перекрытия исключено их соприкосновение со строительными конструкциями, а зазоры уплотнены;

- фундаменты основного и вспомогательного оборудования не имеют соприкосновения со строительными конструкциями и с другими фундаментами.

Оптимальные и допустимые условия микроклимата

Влажность воздуха оказывает большое влияние на терморегуляцию организма. Повышенная влажность (более 85%) затрудняет терморегуляцию, а низкая (ниже 20%) вызывает пересыхание слизистых оболочек.

Движение воздуха в помещениях является важным фактором, влияющим на самочувствие человека. В жарком помещении движение воздуха способствует увеличению отдачи теплоты организмом и улучшает его состояние, но оказывает неблагоприятное воздействие при низкой температуре воздуха.

Скорость движения воздуха оказывает влияние на распределение вредных веществ в помещении. Воздушные потоки могут распространять их по всему помещению, переводить пыль из осевшего состояния во взвешенное состояние.

Допустимые микроклиматические условия не должны вызывать нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности

Электробезопасность и молниезащита

Помещения цехов относятся к категории особо опасных по степени поражения электрическим током. В соответствии с требованиями ПУЭ предусматривается комплекс мероприятий по электробезопасности; надежная изоляция всех токоведущих частей электроустановок, применение низких напряжений (в особо опасных помещениях –12 В, в помещениях повышенной опасности –36 В, в обычных помещениях –220 В). Защитное

заземление оборудования, которое может оказаться под напряжением, раздельное питание электрооборудования, применение защиты от перевода высокого напряжения на сторону низкого. Кроме этого во взрывоопасных и пожароопасных помещениях, а так же ближе 10 м от генератора электрооборудования и освещения выполнены во взрывоопасном исполнении. Предусмотрена также защита зданий и сооружений от воздействия молний в грозоопасный период, согласно РД 34.21.122-87 «устройство молниезащиты зданий».

Противопожарные мероприятия

Устройство паротурбинных установок должно отвечать техническим требованиям по взрывобезопасности.

Перед пуском турбины после монтажа, ремонта или длительной остановки (более 3-х суток) должны быть проверены и подготовлены к работе все вспомогательные механизмы, средства защиты, управления, измерения, блокировки, связи и систем пожаротушения воздухоподогревателей, а также пожарные краны на основных отметках обслуживания турбоагрегата. На всех отметках устанавливается разводка внутреннего противопожарного водопровода с пожарными кранами, обеспечивающими расход воды 2,5 м³/ч каждый. Расстояние между кранами не превышает дальнобойность струи.

При загорании или пожаре в помещении турбинного цеха должна быть немедленно вызвана пожарная охрана и отключены участки маслопровода и водородо провода, находящиеся в зоне непосредственного воздействия огня или высоких температур.

Запрещается проводить сварочные и другие и другие огнеопасные работы на действующем взрыво- и пожароопасном оборудовании паротурбинных установок.

При возникновении пожара в турбинном отделении турбоагрегат немедленно должен быть остановлен, если огонь или продукты горения

угрожают жизни обслуживающего персонала, а также, если имеется непосредственная угроза повреждения оборудования, цепей управления и защит агрегата. Турбина также должна быть остановлена в аварийных случаях, предусмотренных требованиями ПТЭ.

В кабельных туннелях и полу этажах предусмотрены негорючие перегородки с пределом огнестойкости -1,5 часа. Кроме того выполнена разводка пенных генераторов.

Пена заполняет кабельный полуэтаж за 5 минут. Все производственные помещения имеют не менее двух эвакуационных выходов.

Запрещается проведение монтажа и ремонта производственного оборудования, установок, а также огневых работ без принятия мер, исключающих возможность возникновения пожара.

Взрывоопасность

Помещения котельного отделения энергоблока относятся по характеру взрывоопасности к категории “Б” (ОНТП 24-86 “Общесоюзные нормы технологического проектирования. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности”). Взрывопожароопасными объектами являются. Газопроводы котла и территории прилегающая к ним ближе 10м. Фронт котла на отм. 9,6 м в главном корпусе и территория, прилегающая ближе 5 м. Мазутопроводы главного корпуса и территория расположенная от них ближе 10м.

- Территория ГРП;
- Маслостанция дымососов;
- Места хранения леса и пиломатериалов;
- Кровля главного корпуса;
- Кабельные каналы, туннели, полуэтажи.

Для предупреждения образования взрывоопасных концентраций и взрывов предполагаются следующие мероприятия:

1) Обязательно брать анализ воздуха в пожароопасных помещениях и сооружениях на содержание и концентрацию взрывоопасных смесей с записью в оперативном журнале цеха при проведении огневых работ;

2) Помещения и сооружения необходимо вентилировать и установить тщательный контроль за состоянием воздушной среды путем проведения экспресс анализов с применением газоанализаторов (содержание кислорода в воздухе при этом должно быть не менее 20,9% по объему,

3) Отбор проб воздуха должен производиться в наиболее плохо вентилируемых местах из верхней зоны).

Вентиляция

В связи со значительным тепловыделением оборудования в цехе необходимо организовать эффективную вентиляцию. В котельном отделении предусмотрена только естественная вентиляция через оконные проемы здания, снабженные оконными фрамугами. На БЩУ установлена вентиляционная установка для регулирования температуры и влажности воздуха в соответствии со СНиП-2.04.05-86.

Освещение

По зрительным условиям работы помещения цеха делится на следующие зоны в соответствии со СНИП 23-05-95:

-помещения где устанавливаются основное и вспомогательное оборудование - 5 разряд;

-проезды и проходы, коридоры и лестницы – 6 разряд.

В производственных помещениях предусматривается два вида освещения: естественное и искусственное. Освещение цеха осуществляется естественным образом в дневное время через оконные проемы в наружных стенах. На лестничных клетках, в коридорах, проходах освещение – 20 люкс. БЩУ по условиям компоновки не имеет естественного освещения.

Периодическая очистка остекления окон предусматривается при помощи специальных передвижных устройств.

Искусственное освещение в цехе комбинированное, помимо общего освещения предусматривается и местное. Для ремонтных работ и осмотра оборудования в мало освещенных местах предусмотрено переносное освещение, которое выполняется во взрывобезопасном исполнении.

Предусмотрено аварийное освещение, питающееся от независимого источника аккумуляторных батарей. Оно включается автоматически по импульсу снижения переменного тока осветительной сети на 20%. Аварийное освещение обеспечивает освещенность на рабочих местах не менее 20% соответствующих норме освещенности, а в местах эвакуации людей не менее 0,3 люкс.

Чрезвычайные ситуации

С целью защиты основного и вспомогательного оборудования от ошибочных действий персонала и возникновения аварийных ситуаций теплофикационная установка имеет систему защит и блокировок.

При проектировании блока должны быть соблюдены все ГОСТы, ОСТы и СНиПы. Управление объектами в случае возникновения крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий осуществляется в соответствии с «Планом действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера Ириклинской ГРЭС».

Руководство общими мероприятиями по локализации и ликвидации очага аварии возлагается на комиссию по чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствия (председатель-гл. инженер) и штаб гражданской обороны станции. Управление по ликвидации аварий осуществляется с пункта управления ГО.

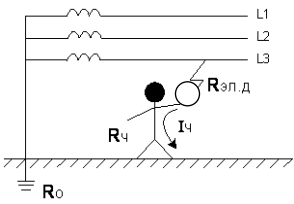
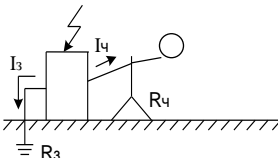
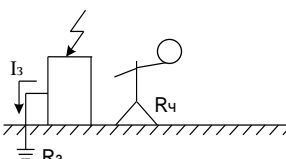
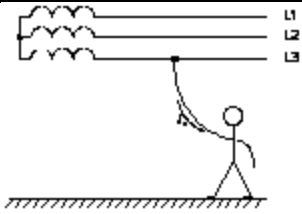
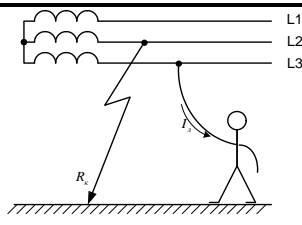
Защита населения и работающих.

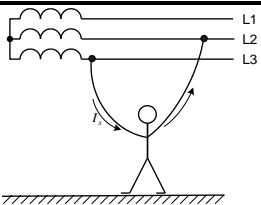
Работники станции, получив сообщение об аварии, немедленно получает в своих подразделениях средства индивидуальной защиты, одевают их, остаются на рабочих местах или выходят из зоны поражения в направлении указанном руководством своего цеха. При объявлении эвакуации работники станции обязаны явиться на сборный эвакуационный пункт.

При угрозе для населения начальник смены станции по указанию начальника ГО оповещает население города об опасности по локальной системе оповещения или с помощью передвижных громкоговорящих установок городского отделения милиции. На территории станции и города существуют укрытия. При крупном заражении и в случае необходимости неработающее население эвакуируется в загородную зону. Ответственными лицами за обеспечение защиты работающих на станции являются: начальник ГО, председатель комиссии по ЧС, начальник штаба ГО, дежурный НСС, в структурных подразделениях – начальники цехов, отделов и служб. Они обеспечивают своевременное проведение мероприятий по защите работников станции, локализации и устранению аварии.

Расчетная часть по охране труда на производстве

Расчетные значения токов, протекающих через человека при различных видах включения в электрическую цепь в сети напряжением 110 кВ

Вид включения в электрическую цепь	Схема включения в электрическую цепь	Расчетная величина тока, протекающего через человека
Однофазное прикосновение к сети		$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{эл.д}} + R_0} =$ $= \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (1000 + 2000 + 0,5)} = 21,2(\text{A})$
Попадание под напряжение прикосновения		$I_{\text{ч}} = \frac{I_3 \cdot R_3 \cdot b_1}{R_{\text{ч}}} =$ $= \frac{5200 \cdot 0,5 \cdot 0,3}{1000} = 0,78(\text{A})$
Попадание под напряжение шага		$I_{\text{ч}} = \frac{I_3 \cdot R_3 \cdot b_1}{R_{\text{ч}}} =$ $= \frac{5200 \cdot 0,5 \cdot 0,15}{1000} = 0,39(\text{A})$
Однофазное прикосновение в нормальном режиме		<p>При $U_{\text{Л}} = 35 \text{ кВ}$</p> $I_{\text{ч}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot \left(\sqrt{R_{\text{ч}}^2 + \left(\frac{X_c}{3} \right)^2} + R_{\text{д}} \right)}$ $I_{\text{ч}} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot \left(\sqrt{1000^2 + \left(\frac{11,68}{3} \right)^2} + 2000 \right)} = 6,73(\text{A})$
Однофазное прикосновение при аварийном режиме		<p>При $U_{\text{Л}} = 35 \text{ кВ}$:</p> $I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{к}} + R_{\text{д}}}$ $I_{\text{ч}} = \frac{35000}{1000 + 100 + 2000} = 11,29(\text{A})$

<p>Двухфазное прикосновение</p>		<p>При $U_{л}=35$ кВ:</p> $I_{ч} = \frac{U_{л}}{R_{ч} + R_{д}}$ $I_{ч} = \frac{35000}{1000 + 2000} = 11,67 (A)$
---------------------------------	---	--

Примечания к табл. 1:

$U_{\phi} = (110 \cdot \sqrt{3})$ В – фазное напряжение сети;

$R_{ч} = 1000$ Ом – сопротивление тела человека;

$R_{эл,д} = 2000$ Ом – сопротивление электрической дуги;

$R_{з} = 0,5$ Ом – сопротивление заземляющего устройства;

$I_{з} = 5200$ А – ток замыкания на землю;

b_1 – коэффициент напряжения прикосновения, учитывающий расстояние человека к месту замыкания на землю и форму потенциальной кривой;

b_1 – коэффициент напряжения шага, учитывающий расстояние человека к месту замыкания на землю и форму потенциальной кривой.

Электрическая дуга представляет собой разряд с большой плотностью тока. Опасность электрической дуги заключается в том, что с помощью нее человек может включаться в электрическую цепь дистанционно, не прикасаясь к токоведущим частям. При этом столб дуги имеет очень высокую температуру, что вызывает травмы при поражении дугой.

4.3 Экологическая безопасность

В современном обществе резко возрастает роль промышленной экологии, призванной на основе оценки степени вреда, приносимого природе индустриализацией, разрабатывать и совершенствовать инженерно-технические средства защиты окружающей среды, всемерно развивать основы создания замкнутых, безотходных и малоотходных технологических циклов и производств. В связи с этим важное место в деле охраны окружающей среды отводится экологическому образованию и воспитанию инженерно-технических специалистов.

Вопросами развития окружающей среды занимается *экология*— наука о взаимоотношении живых организмов и среды их обитания. Рациональное решение экологических проблем возможно лишь при оптимальном взаимодействии природы и общества, обеспечивающем, с одной стороны, дальнейшее развитие общества, с другой — сохранение и поддержание восстановительных сил в природе, что достижимо лишь при проведении широкого комплекса практических мероприятий и научных исследований по охране окружающей среды.

4.3.1. Оценка влияния ЛЭП на окружающую среду при эксплуатации

В интересах настоящего и будущего поколений принимается ряд необходимых мероприятий для охраны и научного обоснования, рационального использования земли и ее недр, водных ресурсов и животного мира, для сохранения в чистоте воздуха и воды, обеспечения воспроизводства природных богатств и улучшения окружающей среды. Энергетика является глобальным экономическим фактором, что объясняет актуальность изучения взаимосвязи экологии и энергетических систем. Если не разрабатывать природоохранительных мероприятий в энергосистемах, то возникает опасность нарушения экологического равновесия в природе. До недавнего времени специалисты энергетики занимались только техническими вопросами в своей области. В настоящее время нельзя решать технические вопросы энергетики, не рассматривая влияния электроэнергетических систем на биосферу, социальные условия труда и жизни людей и связанные с ними отрасли народного хозяйства.

4.3.2. Влияние ЛЭП на биосферу

Передача электрической энергии на большое расстояние производится по воздушным линиям высокого напряжения. Специфическая особенность эксплуатации ЛЭП связаны с действием на окружающую среду комплексом биологических факторов электромагнитной природы включающей в себя:

- переменных электромагнитный потенциал на проводе;
- - электрические токи утечки;

- электрические токи заземления в почве;
- коронный разряд;
- ионизирующее излучение;
- под линией электропередачи, которые распространяются на многие сотни километров, отводится большая земля, называемая "полосой отчуждения".

Чтобы уменьшить расходы земли под "полосой отчуждения" используют кабельные линии при вводах электропередачи в крупные города. При прохождении линии по посевным площадям используют, по возможности, опоры с наименьшей базой. Для того, чтобы посевы не засорялись сорняками, площади под опорами обрабатывают гербицидами. При прохождении просеки по лесным массивам - вырубаются просеки. Ширина просек устанавливается "Правилами охраны высоковольтных сетей", "Правилами устройства электроустановок". Эти документы устанавливают ширину просеки в зависимости от категории и значения пересекаемых линиями тесных массивов и зеленых насаждений. Ширина просеки ЛЭП определяется необходимостью соблюдения следующих условий:

1. Исключением падения дерева, стоящего на краю просеки, на провода;
2. Обеспечение необходимых изоляционных промежутков от отключенных проводов до кроны деревьев на краю просеки.
3. По первому условию ширина просеки принимается не менее, чем расстояние между крайними фазами ЛЭП плюс высота деревьев основного массива с каждой стороны от крайних проводов ЛЭП. Для сохранения ценных лесных насаждений в парках, заповедниках, зонах городов, на лесозащитных полосах ширина просеки для ЛЭП - 500 кВ и выше, выбирается по второму условию плюс один метр для запаса.

Такой подход для выбора ширины просеки в указанных зонах оправдан в них ведется постоянный контроль за состоянием деревьев и вероятностью падения деревьев на провода. При этом ширина просеки определяется как

$$A = 2(B+V+И+K),$$

где: А- ширина просеки, м; В - расстояние между фазами; В - горизонтальное отклонение крайних фаз, м; К - наибольший радиус кроны деревьев плюс один метр на краю просеки.

Под охраной окружающей среды от воздействия ЛЭП следует понимать не только защиту и сохранение природных ресурсов, животного и растительного мира, но и обеспечение нормальной безопасности жизнедеятельности человека в зоне расположения ЛЭП. Для этого определяются охранные зоны ЛЭП.

Охранной зоной называется участок земли вдоль ЛЭП, ограниченный параллельными прямыми, отстоящими от проекций проводов крайних фаз на землю на расстоянии:

10м - для ЛЭП до 20 кВ; 15м - для ЛЭП до 35 кВ;

20м - для ЛЭП до 110 кВ; 25м - для ЛЭП до 150 4-220 кВ;

30м - для ЛЭП до 330 4- 500 кВ; 40м - для ЛЭП до 750 кВ;

55м-для ЛЭП до 1150 кВ.

При этом напряженность электрического поля на границах охранных зон, как правило составляет 0,5 -1 кВ/м, что практически исключает ограничения за пределами охранных зон. В охранных зонах необходимо обеспечить безопасность нахождения людей, как при выполнении различных работ, так и во время отдыха

Вредное воздействие электромагнитного поля на ограниченные участки организма человека, находящегося вблизи от высоковольтных линий электропередачи, зависит от напряженности поля и продолжительности его действия. Чем больше напряженность поля, тем меньше допускается продолжительность его воздействия на организм человека. В настоящее

время в качестве предельно - допустимого значения рекомендовано электромагнитное поле промышленной частоты напряженностью:

5ч 10 кВ/м не более 120мин; 10ч 15кВ/м-90мин;

15ч 20кВ/м-10мин; 20ч 25 кВ/м - 5 мин;

25 и более без защиты не допускается.

Напряженность электромагнитного поля менее 5 кВ/м считается опасной и продолжительность пребывания не нормируется.

При одних и тех же параметрах внешнего поля возможно преобладание того или иного фактора. Это зависит от физических свойств объекта (в особенности электропроводимости и диэлектрической проницаемости) и свойств окружающей среды.

Практическое вредное воздействие электрического поля имеет место в основном на линии 750 кВ и выше. Нормирование предельно - допустимых значений напряженности электрического поля под проводами ЛЭП сверхвысокого напряжения 1,8 м от уровня земли.

Для ненаселенной местности - 15 кВ/м, для труднодоступной - 40 кВ/м, для населенной местности - 5 кВ/м, для населенной местности, пересеченной дорогами - 10 кВ/м. Нормируется также минимальное расстояние от оси фазы проводов до земли в нормальном режиме.

Расстояние от оси ЛЭП 750 кВ и выше до населенных пунктов должно быть не менее 300 м. С целью предупреждения населения и сельскохозяйственных рабочих о необходимости принятия дополнительных мер безопасности при нахождении на трассах ЛЭП - 750 кВ и выше, в зоне с напряженностью поля более 5 кВ/м на уровне 1,8 метра от земли, вблизи границ охраняемых зон этих ЛЭП, у обочин пересекаемых линии грунтовых дорог необходимо устанавливать специальные щиты, на которых указываются правила поведения людей на трассе ЛЭП сверхвысокого напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с целями и задачами, в данной квалификационной работе выполнены исследования методов, разработаны алгоритмы и программы расчёта режимов радиальных электрических сетей на алгоритмическом языке MATLAB. При этом считаются заданными напряжения головного участка, параметры ветвей и узлов электрической схемы сети. В этом случае расчёт осуществляется итерационными уточнениями узловых напряжений.

Корректность разработанного алгоритма и программы проверены на основе серии численных расчетов для различных тестовых схем, в том числе и 20-узловой схемы замещения радиальной электрической сети с четырьмя уровнями напряжений в узлах.

Данная программа может быть использована для расчетов радиальных сетей различного класса напряжений, содержащих двух обмоточные, трех обмоточные трансформаторы и автотрансформаторы. При этом алгоритм предусматривает учет емкостных проводимостей передающих линий электропередачи, выдает модуль, продольную и поперечную составляющие напряжений узлов, рассчитывает потери мощности в элементах электрической сети.

Список использованных источников

1. Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Линейные расчетные модели сетей электрических систем. Ташкент: Фан, 1982.
2. Фазылов Х.Ф., Насыров Т.Х. Основы теории и расчета установившихся режимов электрических систем. Ташкент, Фан, 1985.
3. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин; 6-е изд., испр. Екатеринбург: УрТУ. 2012. 80 с.
4. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети.: Уч. пос. / Под ред. В.А. Веникова, М.: Высшая школа, 1971. 440 с.
5. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. М.: Энергия, 1969.
6. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. М.: Энергия, 1977.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.— М.: Энергоатомиздат, 1989, — 592 с: ил.
8. Электрические системы и сети: Уч. пос. / Под ред. Г. И. Денисенко. Киев: Вища школа, 1986. 82 с.
9. Конюшенко Валерий Вячеславович. MATLAB- язык технических вычислений. Вычисление, визуализация, программирование. М.: 2013.
10. <http://www.google.ru//Энергетика Узбекистана>.
11. <http://www.google.ru//расчёт распределительных электрических сетей>.
12. http://www.energy-alliance.com.ua/technology_cogeneration.php.