

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Кафедра микропроцессорных средств автоматизации

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАЙОНА

Варианты заданий и методические указания
к выполнению курсового проекта по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»
для студентов направления «Электроэнергетика и электротехника»
профиль «Электроснабжение»

Пермь 2014

1. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

1.1 Исходные данные

Проектируемая электроэнергетическая система представлена существующей районной подстанцией (узел 1) и тремя развивающимися узлами нагрузки (узлы 2, 3 и 4) с расчетными мощностями P_2 , P_3 и P_4 .

Из балансов активной и реактивной мощности электроэнергетической системы более высокого уровня известно, что в период максимальной нагрузки мощность, передаваемая через районную подстанцию к узлам нагрузки 2, 3 и 4, ограничена величиной $P_1 + jQ_1$.

Система является дефицитной по активной мощности ($P_1 < P_2 + P_3 + P_4$), поэтому в узле 2, где имеются мощные потребители тепловой энергии, планируется строительство ТЭЦ, от шин генераторного напряжения которой будет получать питание нагрузка узла 2, а избыточная мощность ТЭЦ через шины высшего напряжения может передаваться в систему.

Исходные данные для проектирования выбираются в соответствии с рис. 1 и табл. 1 и 2, в которых номера вариантов отвечают последней цифре порядкового номера студента в списке группы.

Таблица 1. Сведения о климатических условиях и мощностях узлов

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Рисунок	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к
Климатические условия района проектирования										
Нормативное ветровое давление, Па (даН/м ²)	400 (40)	500 (50)	650 (65)	400 (40)	500 (50)	650 (65)	400 (40)	500 (50)	650 (65)	500 (50)
Толщина стенки гололеда, мм	25	20	15	10	25	20	15	10	20	15
Температура низшая, °С	-40	-35	-30	-25	-20	-20	-25	-30	-35	-40
Температура высшая, °С	20	25	30	35	40	35	40	30	25	20
Температура средняя, °С	-5	0	0	5	5	5	5	0	-5	-5
Сведения о мощностях узлов										
P_1 , МВт	60	50	40	30	40	60	50	40	30	40
Q_1 , Мвар	30	25	20	15	10	30	25	20	15	10
P_2 , МВт	30	40	40	30	60	45	50	35	30	40
P_3 , МВт	40	30	70	40	55	30	35	45	70	20
P_4 , МВт	70	50	40	30	50	35	65	30	40	50

Таблица 2. Координаты местоположения узлов на схеме по оси абсцисс/ординат, см

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Рисунок	а	б	в	г	д	е	ж	з	и	к
Узел 1	0,9/2,2	0,5/1,8	0,4/0,3	1,0/1,8	1,0/2,1	0,9/1,7	1,0/0,3	1,0/0,3	1,0/1,4	1,2/1,9
Узел 2	1,2/0,6	1,5/1,7	1,5/0,4	1,0/0,6	1,0/0,9	0,9/0,4	1,5/2,4	0,9/1,3	1,0/0,4	0,9/0,9
Узел 3	0,3/1,5	0,5/0,7	0,8/2,4	0,3/1,3	0,3/0,5	1,7/1,1	0,4/2,5	0,4/2,4	0,3/2,3	0,3/2,5
Узел 4	1,7/1,7	1,6/0,8	1,1/1,5	1,8/2,3	1,8/1,5	0,4/2,4	1,0/1,5	1,7/2,2	1,8/2,5	1,7/0,4
Масштаб 1 см: ... км	20	40	15	50	20	50	15	40	15	50

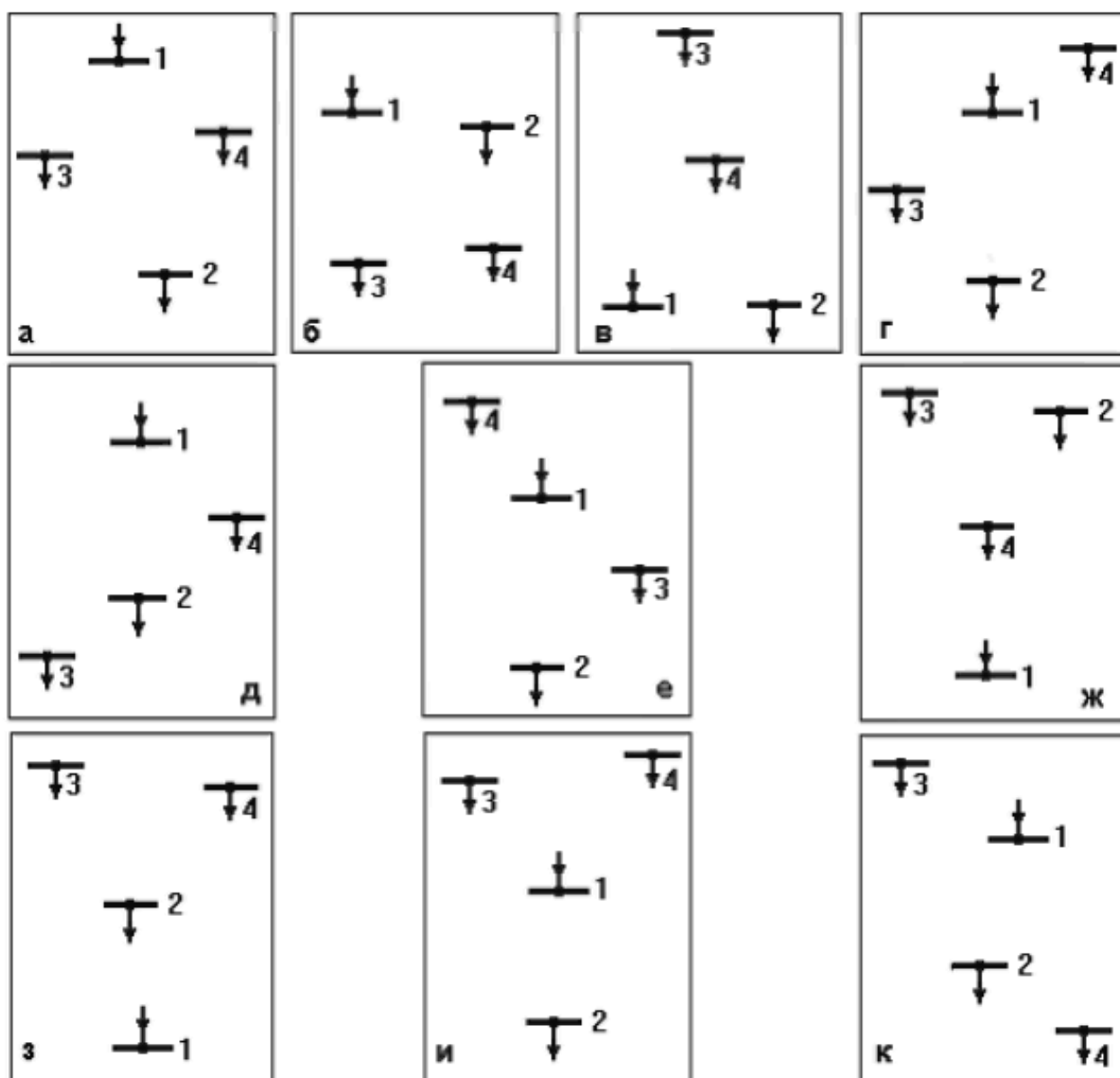


Рис. 1. Схемы расположения узлов источников питания и нагрузок

Общие для всех вариантов данные:

1. Во всех узлах нагрузки имеются электроприемники 1, 2 и 3-й категорий по надежности электроснабжения.

2. Номинальные напряжения на шинах районной подстанции (узел 1) $U_{\text{ном}}=110$ и 220 кВ; уровень напряжения в период наибольшей нагрузки $U_1=1,05 U_{\text{ном}}$.

3. Мощность собственных нужд ТЭЦ $P_{\text{сн}}$ составляет 10% от мощности станции; коэффициент реактивной мощности нагрузки $\text{tg}\varphi_{\text{сн}}=1,0$.

4. Продолжительность использования наибольшей нагрузки в узлах 2, 3 и 4 $T_{\text{max}}=5500$ ч.

5. Коэффициенты реактивной мощности нагрузок в узлах 2, 3 и 4 соответственно составляют $\text{tg}\varphi_2=0,7$; $\text{tg}\varphi_3=0,8$; $\text{tg}\varphi_4=0,9$.

1.2 Содержание проекта

1. Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ.
2. Обоснование схемы и напряжения электрической сети.
3. Составление баланса реактивной мощности, выбор и размещение компенсирующих устройств.
4. Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи.
5. Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ.
6. Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки.
7. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне высшего напряжения.
8. Расчет установившегося режима электрической сети.
9. Регулирование напряжения в узлах нагрузки.
10. Расчет конструктивной части ВЛ.
11. Графическая часть.

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ПРОЕКТА

2.1 Составление баланса активной мощности и выбор генераторов ТЭЦ

Баланс активной мощности, составляемый в энергосистеме для режима максимальной нагрузки, представляет собой равенство генерируемой и потребляемой мощностей в электрической системе

$$k_p(P_2 + P_3 + P_4) + \Delta P_{\Sigma} + P_{\text{сн}} = P_{\text{тэц}} + P_1 \quad (1)$$

где $k_p \cong 0,9$ – коэффициент одновременности максимумов активной нагрузки;

P_i – активные мощности нагрузок в узлах, $i = 2, 3, 4$;

ΔP_{Σ} – суммарные потери мощности в линиях и трансформаторах;

$P_{\text{сн}} = 0,1P_{\text{тэц}}$ – мощность собственных нужд ТЭЦ;

$P_{\text{тэц}}$ – мощность генераторов ТЭЦ;

P_1 – активная мощность, передаваемая через районную подстанцию.

Величина потерь ΔP_Σ ориентировочно составляет 5-10% от суммарной потребляемой активной мощности в системе.

Из уравнения баланса (1) определяется мощность $P_{ТЭЦ}$.

Номинальная мощность генераторов $P_{НОМ}$ и их количество выбираются в соответствии с данными табл. 3.

Таблица 3. Сведения о генераторах

Тип генератора	Частота вращения, об/мин	$S_{НОМ}$, МВ·А	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	$\cos\varphi_{НОМ}$
T-12	3000	15	12	10,5	0,8
T-20	3000	24	20	10,5	0,8
T-32	3000	40	32	10,5	0,8
T-63	3000	78,75	63	10,5	0,8

После выбора количества и мощности генераторов определяется суммарная установленная мощность ТЭЦ:

$$P_{ТЭЦ\ уст} = \sum_i P_{НОМ\ i}; \quad (2)$$

$$Q_{ТЭЦ\ уст} = \sum_i P_{НОМ\ i} \operatorname{tg}\varphi_{НОМ\ i} \quad (3)$$

и мощность, выдаваемая станцией в систему:

$$P_{ТЭЦ\ сист} = P_{ТЭЦ\ уст} - P_{сн} - P_2; \quad (4)$$

$$Q_{ТЭЦ\ сист} = Q_{ТЭЦ\ уст} - Q_{сн} - Q_2; \quad (5)$$

$$S_{ТЭЦ\ сист} = \sqrt{P_{ТЭЦ\ сист}^2 + Q_{ТЭЦ\ сист}^2}, \quad (6)$$

где $Q_{сн} = P_{сн} \operatorname{tg}\varphi_{сн}$ – реактивная мощность собственных нужд ТЭЦ.

2.2. Обоснование схемы и напряжения электрической сети

Электрическая сеть должна обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требовать для своего развития наименьших затрат материальных ресурсов. С этих позиций и следует в первую очередь намечать схему проектируемой электрической сети.

При выполнении курсового проекта следует:

- наметить для заданного взаимного расположения узлов электрической сети возможные к сооружению линии электропередачи;
- принять к рассмотрению 3-4 варианта схем и проанализировать их с позиций надежности и экономичности; связь ТЭЦ с подстанцией энергосистемы должна обеспечиваться при отказе любой линии электропередачи;
- выбрать для дальнейшего расчета окончательный вариант электрической сети.

Пример. Для приведенного на рис. 2,а взаимного расположения узлов сети примем возможные к сооружению линии электропередачи (рис. 2,б). Проектировать линию между узлами 2 и 3 нецелесообразно, поскольку эта линия имеет большую длину.

Выберем к рассмотрению четыре возможных варианта электрической сети (рис. 2,в,г,д,е). В каждом варианте обеспечивается прямая связь ТЭЦ с энергосистемой (линия 1-2); потребители в узлах 3 и 4 получают питание по двум линиям (или двухцепной линии) электропередачи.

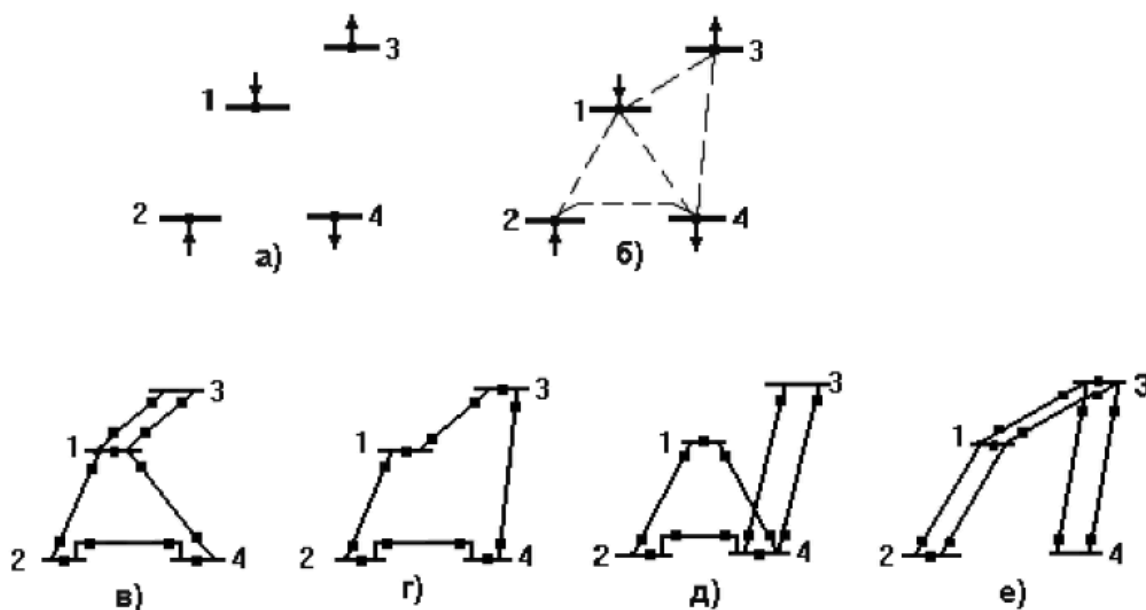


Рис. 2. Варианты развития электрической сети

Во всех схемах при аварийном отключении любой линии электропередачи обеспечивается электроснабжение потребителей 3 и 4 и сохраняется связь ТЭЦ с энергосистемой.

Из сопоставления схем вид видно, что схема д будет дороже, поскольку линия 3-4 в схеме д длиннее, чем линия 1-3 в схеме в. Схему д из дальнейшего расчета исключаем.

В схеме г суммарная длина линий в одноцепном исполнении значительно меньше, чем в схеме е. Схему е из дальнейшего расчета исключаем.

Схемы в и г по суммарной длине линий в одноцепном исполнении практически равноценны. Сопоставим эти схемы по количеству силовых выключателей, условно обозначенных жирными точками. В схеме г на один выключатель меньше. Таким образом, для дальнейшего рассмотрения следует оставить схему г.

При определении напряжения электрической сети следует сначала оценить напряжения отдельных линий, а затем принять напряжение всей сети.

Номинальное напряжение линии электропередачи определяется активной мощностью P , МВт, передаваемой по линии, и расстоянием L , км, на которое эта мощность передается. Рассчитать номинальное напряжение линии можно, пользуясь различными эмпирическими формулами. Формула Стилла

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{L + 16P}, \text{ кВ} \quad (7)$$

приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей до 60 МВт.

Для больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула Залесского

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{L})}, \text{ кВ.} \quad (8)$$

Удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений (35-1150 кВ) дает формула Илларионова

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ.} \quad (9)$$

Для того чтобы воспользоваться одной из формул для выбора напряжения, необходимо знать потоки мощности в линиях. Расчет предварительного (без учета потерь) распределения мощностей в разомкнутых сетях определяется по первому закону Кирхгофа.

Для определения предварительного распределения мощностей в замкнутой сети эта сеть разрезается по источнику питания (узлу 1) и представляется сетью с двухсторонним питанием. На рис. 3 показана сеть с двухсторонним питанием трех нагрузок $-P_{\text{ТЭЦ сист}}$, P_3 и P_4 . Мощность, выдаваемая ТЭЦ в систему, представлена отрицательной нагрузкой. Направления мощностей P_{ij} в линиях задаются произвольно. Если при расчете некоторая мощность P_{ij} будет иметь отрицательный знак, то эта мощность течет в направлении, противоположном выбранному.

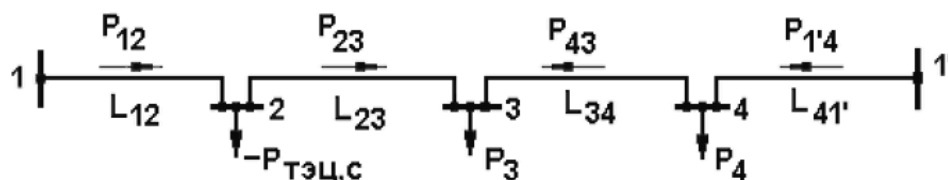


Рис. 3. Сеть с двухсторонним питанием

Поскольку сечения линий еще не выбраны, распределение мощностей определяется длинами линий. Мощности, протекающие по головным участкам сети, определяются по следующим выражениям:

$$P_{12} = [-P_{\text{ТЭЦ сист}}(L_{23} + L_{34} + L_{41'}) + P_3(L_{34} + L_{41'}) + P_4L_{41'}] / L_{\Sigma}; \quad (10)$$

$$P_{1'4} = [P_4(L_{34} + L_{23} + L_{12}) + P_3(L_{23} + L_{12}) - P_{\text{ТЭЦ сист}}L_{12}]/L_{\Sigma}, \quad (11)$$

где L_{ij} – длина линии между узлами i и j , км;

L_{Σ} – суммарная длина линии замкнутой сети, км.

Правильность вычислений можно проверить по условию

$$P_{12} + P_{1'4} = P_3 + P_4 - P_{\text{ТЭЦ сист}}. \quad (12)$$

Мощности, протекающие по линиям 2-3 и 3-4, рассчитываются по первому закону Кирхгофа.

По рассчитанным активным мощностям и длинам линий определяются напряжения этих линий в соответствии с формулами (7-9). Полученные напряжения округляются до ближайших больших стандартных величин. По результатам анализа полученных напряжений принимается номинальное напряжение электрической сети.

В замкнутой сети для всех линий, как правило, применяется одно наибольшее номинальное напряжение.

2.3. Баланс реактивной мощности, выбор мощности и размещение компенсирующих устройств

Баланс реактивной мощности, составляемый для режима наибольшей нагрузки, представляет собой равенство генерируемой и потребляемой реактивных мощностей в электрической системе

$$k_q(Q_2 + Q_3 + Q_4) + \Delta Q_{\text{л}} + Q_{\text{сн}} + \Delta Q_{\text{т}} = Q_{\text{ТЭЦ уст}} + Q_{\text{ку}} + Q_1 + Q_c \quad (13)$$

где $Q_i = P_i \text{tg} \varphi_i$ – реактивные мощности нагрузок в узлах, $i=2, 3, 4$;

$k_q \cong 0,9$ – коэффициент разновременности максимумов реактивной нагрузки;

Q_1 – реактивная мощность, передаваемая через районную подстанцию;

$\Delta Q_{\text{л}}$ и $\Delta Q_{\text{т}}$ – потери мощности в линиях и трансформаторах;

$Q_{\text{ТЭЦ уст}}$, $Q_{\text{сн}}$ – реактивная мощность ТЭЦ и её собственных нужд;

Q_c – зарядная мощность линий электропередачи;

$Q_{\text{ку}}$ – требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств.

В предварительных расчетах можно принять

$$\Delta Q_{\text{т}} \cong 0,1(S_3 + S_4 + S_{\text{ТЭЦ сист}}); \quad (14)$$

$$Q_c \cong 2,6 \cdot 10^{-6} U^2 L_{\Sigma}, \text{ Мвар}; \quad (15)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} \cong (5 \div 25) 10^{-3} L_{\Sigma}, \text{ Мвар} - \text{ для линий } 110 \text{ кВ}; \quad (16)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} \cong (10 \div 50) 10^{-3} L_{\Sigma}, \text{ Мвар} - \text{ для линий } 220 \text{ кВ}; \quad (17)$$

где L_{Σ} – суммарная длина линии в одноцепном исполнении, км.

Из уравнения баланса реактивной мощности определяется требуемая суммарная мощность компенсирующих устройств $Q_{\text{ку}}$.

Распределение мощности Q_{ky} между потребителями представляет собой достаточно сложную оптимизационную задачу. В курсовом проекте эта задача решается упрощенно:

- в узле 2 компенсирующие устройства не размещаются ($Q_{ky2}=0$), поскольку в этом узле находится ТЭЦ, генераторы которой являются мощным источником реактивной мощности;
- распределение мощности Q_{ky} между узлами 3 и 4 выполняется по равенству коэффициентов реактивной мощности в этих узлах:

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum_i P_i \operatorname{tg}\varphi_i - Q_{ky}}{\sum_i P_i}, \quad i=3, 4. \quad (18)$$

Искомые мощности компенсирующих устройств в узлах составят

$$Q_{kui} = P_i(\operatorname{tg}\varphi_i - \operatorname{tg}\varphi), \quad i=3, 4. \quad (19)$$

Если для какого-то узла выражение (19) даст отрицательный результат, то для этого узла следует принять $Q_{kui}=0$.

После определения мощностей Q_{kui} расчетные нагрузки в узлах составят

$$P_{pi} = P_i; \quad Q_{pi} = Q_i - Q_{kui}; \quad S_{pi} = \sqrt{P_{pi}^2 + Q_{pi}^2}, \quad i=3, 4. \quad (20)$$

2.4. Выбор и проверка сечений проводов линий электропередачи

Для выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи необходимо знать полные мощности, протекающие по линиям. Предварительное распределение реактивных мощностей в линиях электрической сети определяется так же, как и активных мощностей (см. п. 2.2). В выражения (10, 11, 12) подставляются значения $Q_{\text{ТЭЦ сист}}$, Q_{p3} , Q_{p4} .

Полная мощность, протекающая по линии между узлами i и j , определяется по выражению

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}. \quad (21)$$

Для принятого номинального напряжения сети $U_{\text{ном}}$ ток в линии составит

$$I_{ij} = S_{ij} / \sqrt{3} U_{\text{ном}}. \quad (22)$$

Сечения проводов воздушных линий электропередачи выбираются по *экономической плотности тока* $j_э$. Значения $j_э$, зависящие от продолжительности наибольшей нагрузки T_{max} , приведены в табл. 4.

Сечение провода, соответствующее экономической плотности тока,

$$q_{эij} = I_{ij} / j_э. \quad (23)$$

Таблица 4. Экономическая плотность тока проводов воздушных линий электропередачи

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при T_{\max} , ч		
	1000-3000	3000-5000	более 5000
Неизолированные алюминиевые и сталеалюминиевые провода	1,3	1,1	1,0

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного сечения q_{ij} . Шкала стандартных сечений проводов воздушных линий составляет следующий ряд:

16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, ... мм².

В соответствии с ПУЭ минимальные сечения проводов по условию ограничения потерь на корону составляют 70 и 240 мм² для линий напряжением 110 и 220 кВ соответственно. Если рассчитанные сечения проводов получились меньше, эти сечения необходимо увеличить до указанных значений.

Выбранные сечения проводов должны быть проверены по допустимому длительному току $I_{\text{доп}}$ (по нагреву) в послеаварийном режиме работы электрической сети, под которым подразумевается отключение любой линии. Значения $I_{\text{доп}}$ для проводов различных сечений приведены в табл. 5.

При питании узла нагрузки по двум линиям в режиме отключения одной линии ток оставшейся в работе линии увеличивается в два раза. Проверка по нагреву проводов таких линий выполняется по условию

$$I_{ij \text{ па}} = 2I_{ij} \leq I_{\text{доп}}. \quad (24)$$

Проверка по нагреву линий замкнутой сети, содержащей в одном из узлов ТЭЦ, выполняется поочередным отключением каждой линии этой сети. Рассмотрим такую проверку для замкнутой электрической сети (1-2-4), приведенной на рис. 2,в.

Отключение линии 1-2:

по линии 2-4 протекает полная мощность, выдаваемая ТЭЦ;

по линии 4-1 протекает мощность, равная разности между мощностью ТЭЦ и мощностью потребителя 4.

Отключение линии 1-4:

по линии 2-4 протекает мощность S_4 ;

по линии 2-1 протекает мощность $(S_{\text{тэц сист}} - S_4)$.

Отключение линии 2-4:

по линии 1-4 протекает мощность S_4 ;

по линии 2-1 протекает мощность $S_{\text{тэц сист}}$.

По мощностям определяются токи в линиях в послеаварийном режиме $I_{ij \text{ па}}$ и проверяется условие

$$I_{ij \text{ па}} \leq I_{\text{доп}} \quad (25)$$

Проверка проводов линий по нагреву в случае отсутствия ТЭЦ в замкнутой сети выполняется поочередным отключением каждого из головных участков. В каждом случае рассчитывается распределение мощностей в разомкнутой сети в послеаварийном режиме, токи в линиях и проверяется условие (25).

При невыполнении условий (24, 25) сечение проводов линии необходимо увеличить.

Параметры сталеалюминиевых проводов, необходимые для последующих расчетов, приведены в табл. 5.

Таблица 5. Параметры сталеалюминиевых проводов

Сечение, мм ²	70	95	120	150	185	240	300
r_0 , Ом/км	0,4	0,31	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1
x_0 , Ом/км	0,44	0,43	0,43	0,42	0,41	0,41 (0,44)	0,43
$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	2,55	2,6	2,65	2,7	2,75	2,81 (2,6)	2,64
$I_{\text{доп}}$, А	265	330	375	450	510	610	690

Примечание. Для проводов сечением 240 мм² в числителе указаны параметры для напряжения 110 кВ, в знаменателе – для напряжения 220 кВ. Для проводов сечением 300 мм² параметры указаны для напряжения 220 кВ.

2.5. Выбор схемы выдачи мощности и трансформаторов ТЭЦ

Схемы выдачи мощности генераторами ТЭЦ строятся по двум основным принципам:

- схемы с генераторным распределительным устройством (ГРУ) (рис. 4);
- блочные схемы (рис. 5).

От шин ГРУ получают питание потребители на напряжение 10 кВ и потребители собственных нужд (с.н.). Такие схемы применяются для генераторов небольшой мощности.

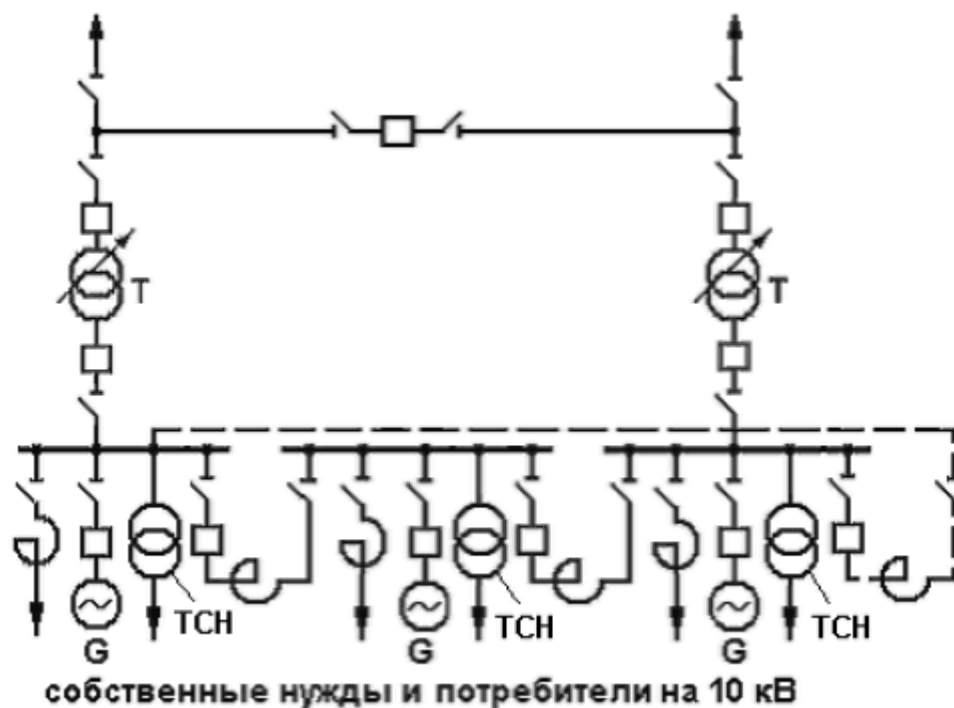


Рис. 4. Схема ТЭЦ с генераторным распределительным устройством

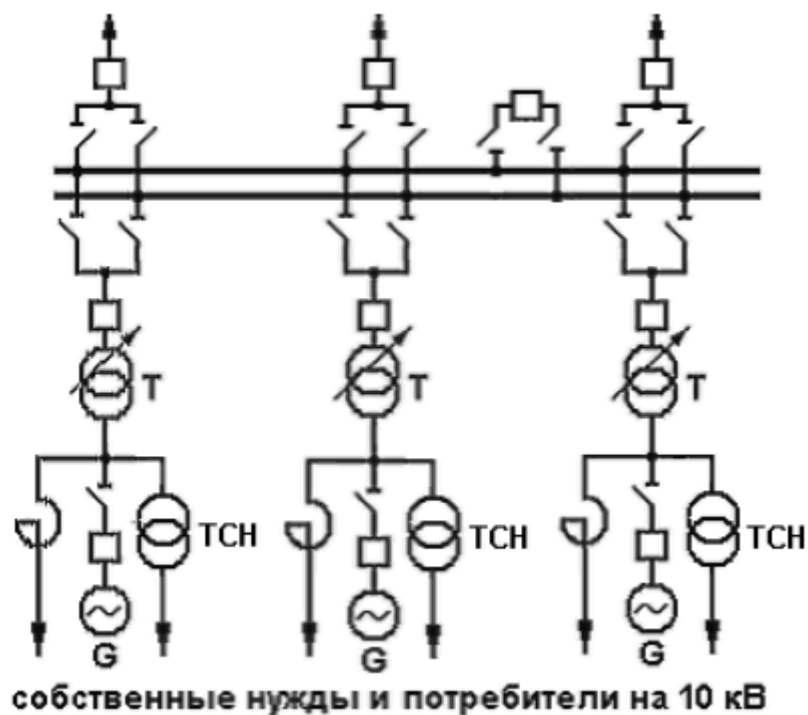


Рис. 5. Блочная схема ТЭЦ

Собственные нужды ТЭЦ выполняются на напряжении 6 кВ. Поэтому при генераторном напряжении, равном 10 кВ, питание с.н. осуществляется через трансформатор собственных нужд ТСН напряжением 10/6 кВ.

С ростом единичных мощностей генераторов применяются блочные схемы, в которых потребители на напряжение 10 кВ и потребители с.н. получают питание отпайками от генераторов G.

В схемах ТЭЦ с ГРУ связь с системой осуществляется, как правило, через два трансформатора связи T . Выбор мощности этих трансформаторов должен проводиться с учетом графика тепловой нагрузки ТЭЦ, возможного отказа одного из генераторов и других факторов. В курсовом проекте номинальную мощность одного трансформатора связи рекомендуется выбирать не меньше следующих значений:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{тэц сист}}/2; S_{\text{ном}} \geq S_2/2. \quad (26)$$

Для блочной схемы ТЭЦ с n одинаковыми агрегатами номинальная мощность каждого блочного трансформатора T должна быть не меньше следующих значений:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{тэц сист}}/n; S_{\text{ном}} \geq S_2/n. \quad (27)$$

Полученные значения мощностей округляются до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора (см. табл. 6).

Распределительное устройство высшего напряжения 110-220 кВ (РУ ВН) может выполняться по схеме без сборных шин с перемычкой (рис. 4) или с двумя системами шин (рис. 5). Количество присоединений к шинам РУ ВН определяется количеством отходящих линий.

2.6. Выбор трансформаторов и схем подстанций в узлах нагрузки

На подстанциях, от которых получают питание потребители 1 и 2 категории, устанавливаются два трансформатора.

Мощность трансформаторов на подстанции выбирается с учетом допустимой перегрузки в аварийном режиме. Под аварийным режимом понимается аварийное отключение одного трансформатора. Всю нагрузку принимает на себя оставшийся в работе трансформатор.

Выражение для выбора номинальной мощности трансформаторов имеет вид

$$S_{\text{ном}} = S_{pi}/k_{\text{п}}. \quad (28)$$

где S_{pi} – расчетная нагрузка в узле i ;

$k_{\text{п}} = 1,4 \div 1,5$ – коэффициент допустимой перегрузки.

Полученное значение мощности округляется до ближайшей большей номинальной мощности трансформатора (см. табл. 6).

Схема подстанции зависит от напряжения, мощности, назначения подстанции, ее расположения в схеме сети, количества присоединений и других факторов.

При выполнении проекта следует принимать типовые схемы подстанций в зависимости от их расположения в схеме сети:

- тупиковая подстанция (рис. 6,а);

- транзитная в замкнутой схеме (рис. 6,б);
- транзитная в магистральной схеме (рис. 6,в).

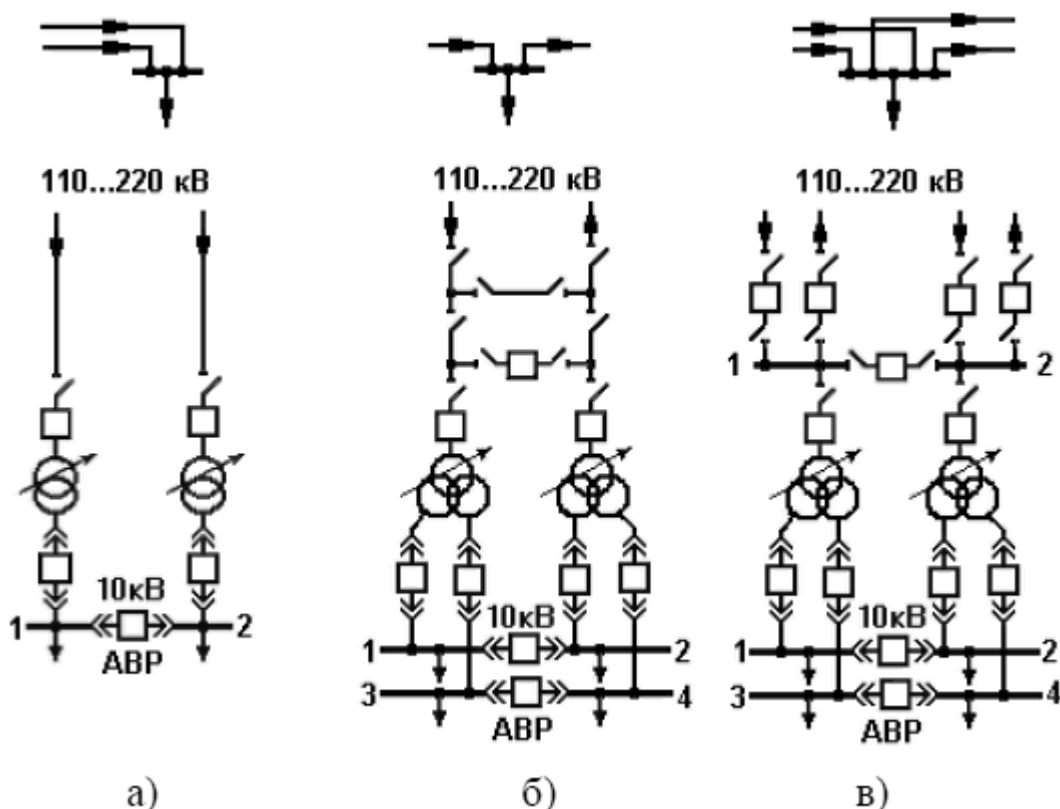


Рис. 6. Типовые схемы подстанций

РУ ВН (110-220 кВ) выполняется, как правило, открытым. При количестве присоединений до четырех (2 присоединения – линии, 2 присоединения – трансформаторы) РУ ВН выполняется без сборных шин. Для обеспечения транзита мощности в РУ ВН предусматривается рабочая перемычка с выключателем (рис. 6,б). При выполнении ремонтных работ транзит мощности осуществляется через ремонтную перемычку без выключателя.

При количестве присоединений на стороне высшего напряжения шесть и более предусматриваются более сложные схемы РУ ВН, в частности система сборных шин, состоящая из двух секций (секции 1 и 2 на рис. 6,в).

РУ низшего напряжения 10 кВ собирается, как правило, из комплектных ячеек и состоит из двух (1 и 2) или четырех (1, 2, 3 и 4) секций шин, соединенных секционным выключателем. Количество секций определяется исполнением трансформатора (с расщеплением обмоток низшего напряжения или без расщепления).

Поскольку в состав потребителей входят электроприемники 1 категории, на секционных выключателях предусматривается автоматика ввода резервного питания (АВР).

Таблица 6. Паспортные данные трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	$U_{\text{в ном}}$, кВ	$U_{\text{н ном}}$, кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
ТДН-10000/110	10000	115	11	14	58	10,5	0,9
ТДН-16000/110	16000	115	11	21	86	10,5	0,85
ТРДН-25000/110	25000	115	10,5	25	120	10,5	0,75
ТРДН-32000/110	32000	115	10,5	32	145	10,5	0,75
ТРДН-40000/110	40000	115	10,5	42	160	10,5	0,7
ТРДН-63000/110	63000	115	10,5	50	245	10,5	0,6
ТРДН-32000/220	32000	230	11	45	150	11,5	0,65
ТРДН-40000/220	40000	230	11	50	170	11,5	0,6
ТРДН-63000/220	63000	230	11	70	265	11,5	0,5

Примечание. Трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ имеют устройство РПН с диапазоном регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. Трансформаторы с высшим напряжением 220 кВ имеют устройство РПН с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1,5\%$.

2.7. Приведение нагрузок узлов и мощности ТЭЦ к стороне ВН

В соответствии с заданием нагрузки узлов заданы на стороне низшего напряжения (НН) 10 кВ. Приведение нагрузок к стороне высшего напряжения (ВН) выполняется для последующего упрощения расчетной схемы установившегося режима электрической сети.

На рис. 7,а показан участок схемы электрической сети: две линии W_1 и W_2 подходят к некоторому узлу i . Нагрузка на стороне НН составляет $S_{\text{pi}} = P_{\text{pi}} + jQ_{\text{pi}}$. Схема замещения этого участка сети приведена на рис. 7,б. Нагрузка узла i , приведенная к стороне ВН, определяется по следующим выражениям:

$$P_{\text{ив}} = P_{\text{pi}} + \Delta P_{\text{T}}, \quad Q_{\text{ив}} = Q_{\text{pi}} + \Delta Q_{\text{T}} - (Q_{\text{c1}} - Q_{\text{c2}})/2, \quad (29)$$

где ΔP_{T} и ΔQ_{T} – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах T ;

$Q_{\text{c1}}/2$ и $Q_{\text{c2}}/2$ – половины зарядных мощностей линий W_1 и W_2 .

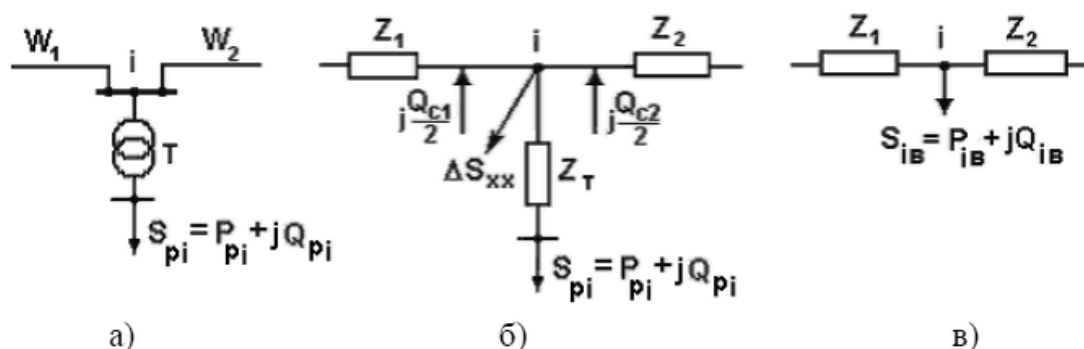


Рис. 7. Участок схемы электрической сети (а), его схема замещения (б) и схема узла i с нагрузкой, приведенной к ВН (в)

Потери мощности в трансформаторах вычисляются по выражениям

$$\Delta P_T = n\Delta P_{xx} + \frac{1}{n}\Delta P_{кз} S_{pi}^2/S_{ном}^2, \text{ кВт}; \quad (30)$$

$$\Delta Q_T = nI_{xx} S_{ном}/100 + \frac{1}{n}u_{кз} S_{pi}^2/100S_{ном}, \text{ квар}; \quad (31)$$

где n – количество трансформаторов в узле i ;

S_{pi} – расчетная нагрузка узла i , кВ·А;

$S_{ном}$, ΔP_{xx} , $\Delta P_{кз}$, I_{xx} , $U_{кз}$, – паспортные данные трансформатора (табл. 6).

Зарядная мощность линий вычисляется по выражению

$$Q_c = mU_{ном}^2 b_0 L, \text{ Мвар}, \quad (32)$$

где m – количество цепей линии;

b_0 – удельная проводимость линии (табл. 5), См/км;

L – длина линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Рассмотрим эквивалентную схему ТЭЦ (рис.8,а). Через трансформаторы T протекает мощность

$$P_{тэц\ сист} = P_{тэц\ уст} - P_{сн} - P_2; \quad (33)$$

$$Q_{тэц\ сист} = Q_{тэц\ уст} - Q_{сн} - Q_2. \quad (34)$$

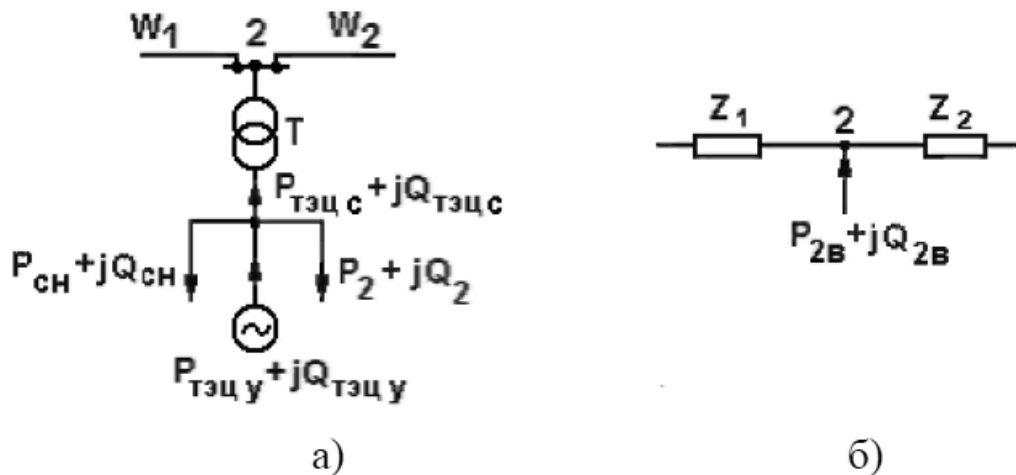


Рис. 8. Приведение мощности ТЭЦ и нагрузки узла 2 к стороне ВН

Приведение мощности $P_{тэц\ сист} + jQ_{тэц\ сист}$ к стороне ВН выполняется так же, как для подстанций, но с учетом направления мощности

$$P_{2в} = P_{тэц\ сист} - \Delta P_T, \quad Q_{2в} = Q_{тэц\ сист} - \Delta Q_T + (Q_{c1} + Q_{c2})/2. \quad (35)$$

При определении потерь мощности в трансформаторах ТЭЦ в выражения (30) и (31) вместо S_{pi} подставляется $S_{тэц\ сист}$.

После приведения мощностей узлов к стороне ВН схемы замещения этих узлов сводятся к более простому виду, приведенному на рис. 7,в и рис. 8,б.

2.8. Расчет установившегося режима электрической сети

Целью расчета установившегося режима в курсовом проекте является определение уровней напряжения в узлах электрической сети для последующей оценки необходимости регулирования напряжения. Кроме того, после расчета должны быть проверены условия

$$P_{\text{потр}} \leq P_1, Q_{\text{потр}} \leq Q_1, \quad (36)$$

где $P_{\text{потр}}$ и $Q_{\text{потр}}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые от районной подстанции, расположенной в узле 1.

Выполнение условий (36) подтвердит правильность выбора мощности ТЭЦ и мощностей компенсирующих устройств.

При выполнении расчета заданными считаются:

- уровень напряжения на шинах районной подстанции (в узле 1) в период наибольшей нагрузки $U_1 = 1,05U_{1\text{НОМ}}$;
- приведенные к стороне ВН мощности нагрузок в узлах $P_{iB} + jQ_{iB}$;
- мощность ТЭЦ на стороне ВН $P_{2B} + jQ_{2B}$;
- параметры линий электропередачи, которые определяются по погонным сопротивлениям r_0 и x_0 , проводимости b_0 (табл. 5) и длинам линий L : $R = r_0L$, Ом; $X = x_0L$, Ом; $Q_c = U^2b_0L$, Мвар.

Для расчета установившегося режима составляется схема замещения электрической сети с мощностями узлов, приведенными к стороне ВН. В частности, для замкнутой сети схема замещения показана на рис. 9.

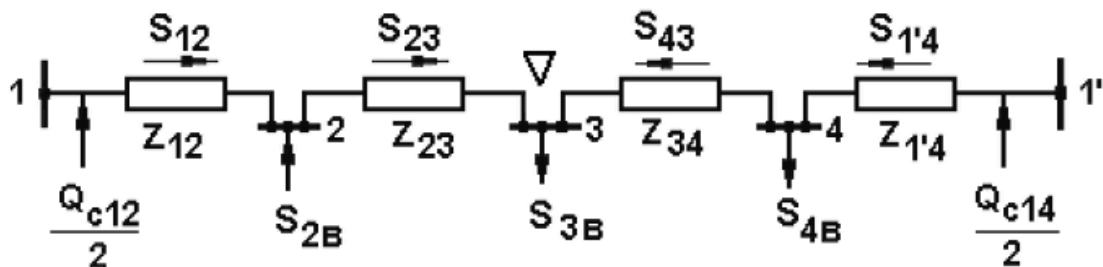


Рис. 9. Схема замещения замкнутой электрической сети

При расчете замкнутой сети сначала определяется предварительное (без учета потерь) распределение мощностей:

$$S_{12} = [-S_{2B}(Z_{21}' + Z_{31}' + Z_{41}') + S_{3B}(Z_{31}' + Z_{41}') + S_{4B}Z_{1'4}]/Z_{\Sigma}^*; \quad (37)$$

$$S_{1'4} = [S_{4B}(Z_{41}' + Z_{31}' + Z_{21}') + S_{3B}(Z_{31}' + Z_{21}') - S_{2B}Z_{21}^*]/Z_{\Sigma}^*; \quad (38)$$

где $Z^* = R - jX$ – сопряженное комплексное сопротивление.

При пользовании выражениями (37) и (38) мощности и сопротивления подставляются в комплексном виде: $S = P + jQ$; $Z^* = R - jX$.

Мощности $S_{23} = P_{23} + jQ_{23}$ и $S_{43} = P_{43} + jQ_{43}$ определяются по первому закону Кирхгофа.

В результате расчета предварительного распределения мощностей определяется узел потокоузла. Таким узлом может быть один из

нагрузочных узлов (узел 3 или 4), если к этому узлу мощности притекают с разных сторон, или узел с ТЭЦ (узел 2), если от этого узла мощности растекаются в разные стороны. По узлу потокораздела схема разрезается на два магистральных участка.

Предположим, что в схеме рис. 9 узлом потокораздела является узел 3, обозначенный символом ∇ . По этому узлу схема разрезается на два магистральных участка 1-2-3 и 1'-4-3. Рассмотрим последовательность расчета одного магистрального участка, например участка 1-2-3.

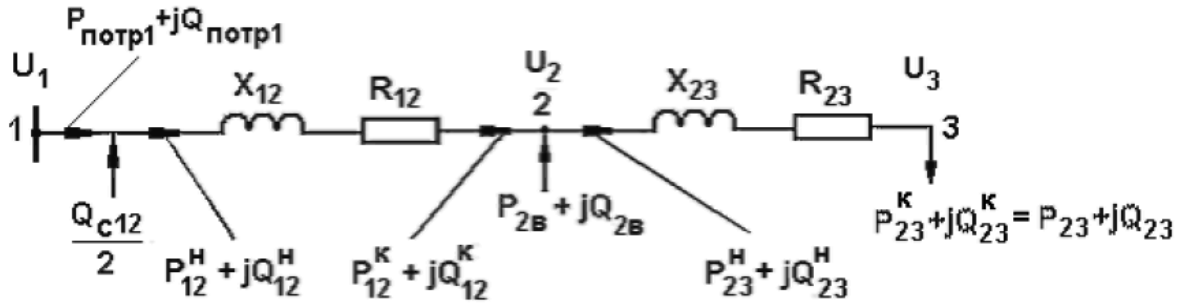


Рис. 10. Схема замещения магистральной сети

Расчет ведется в два этапа.

На первом этапе определяются потоки мощности в линиях ($P_{23}^н + jQ_{23}^н$; $P_{12}^к + jQ_{12}^к$; $P_{12}^н + jQ_{12}^н$) с учетом потерь мощности; этот расчет ведется по номинальному напряжению сети $U_{ном}$ от конца схемы к ее началу (к узлу 1); верхние индексы n и k относятся к началу и концу линии.

Потери мощности в линии между узлами i и j определяются по выражениям

$$\Delta P_{ij} = \left[(P_{ij}^к)^2 + (Q_{ij}^к)^2 \right] R_{ij} / U_{ном}^2; \quad (39)$$

$$\Delta Q_{ij} = \left[(P_{ij}^к)^2 + (Q_{ij}^к)^2 \right] X_{ij} / U_{ном}^2. \quad (40)$$

Мощность в начале линии отличается от мощности в конце линии на величину потерь мощности

$$P_{ij}^н = P_{ij}^к + \Delta P_{ij}; \quad Q_{ij}^н = Q_{ij}^к + \Delta Q_{ij}. \quad (41)$$

Мощность, потребляемая участком схемы 1-2-3 из узла 1 (рис. 10), составит

$$P_{потр1} = P_{12}^н; \quad Q_{потр1} = Q_{12}^н - Q_{с12}/2. \quad (42)$$

Аналогично рассчитывается магистральный участок 1'-4-3.

На втором этапе по заданному напряжению в узле 1 и полученным на первом этапе потокам мощности определяются потери напряжения в линиях сети и напряжения в ее узлах (U_2 , U_3 и U_4); расчет ведется от начала схемы (узла 1) к ее концу.

Потери напряжения в линии между узлами i и j определяются по выражению

$$\Delta U_{ij} = (P_{ij}^H R_{ij} + Q_{ij}^H X_{ij}) / U_i. \quad (43)$$

Напряжение в конце линии составляет

$$U_j = U_i - \Delta U_{ij}. \quad (44)$$

Более подробно порядок расчета установившегося режима электрической сети с приведением примера рассмотрен в [1].

2.9. Регулирование напряжения

Цель регулирования напряжения – обеспечение требуемого ПУЭ уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанций в узлах нагрузки 3 и 4. В режиме наибольшей нагрузки это напряжение должно быть не ниже $1,05 U_{\text{ном}}$ (10,5 кВ). Средством регулирования напряжения в выполняемом проекте являются трансформаторы с РПН.

Пусть при расчете установившегося режима в некотором узле i получено напряжение U_i (рис. 11). Напряжение U'_i (напряжение на вторичной обмотке трансформатора, приведенное к первичной обмотке) отличается от напряжения U_i на величину потерь напряжения в трансформаторе

$$U'_i = U_i - \Delta U_T = U_i - (P_{pi} R_T + Q_{pi} X_T) / n U_i, \quad (45)$$

где n – количество трансформаторов на подстанции.

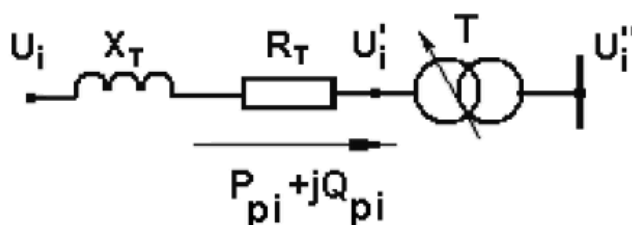


Рис. 11. Регулирование напряжения трансформатором с РПН

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора вычисляются по его паспортным данным (табл. 5)

$$R_T = \Delta P_K U_{\text{ВН}}^2 10^3 / S_{\text{НОМ}}^2, \text{ Ом}; \quad X_T = u_{\text{к\%}} U_{\text{ВН}}^2 10^3 / 100 S_{\text{НОМ}}, \text{ Ом}. \quad (46)$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора составляет

$$U'_i = U_i / k_T = U'_i U_{\text{Н НОМ}} / U_{\text{В НОМ}} = U'_i U_{\text{Н НОМ}} / U_{\text{ОТВ 0}}, \quad (47)$$

где $k_T = U_{\text{В НОМ}} / U_{\text{Н НОМ}} = U_{\text{ОТВ 0}} / U_{\text{Н НОМ}}$ – номинальный коэффициент трансформации;

$U_{\text{ОТВ 0}}$ – напряжение нулевого ответвления РПН.

Если напряжение U''_i отличается от требуемого ПУЭ, необходимо переключить РПН с нулевого ответвления $U_{\text{ОТВ 0}}$ на желаемое ответвление

$U_{\text{отв ж}}$, обеспечивающее на вторичной обмотке трансформатора напряжение не ниже 10,5 кВ:

$$U'_i U_{\text{н ном}}/U_{\text{отв ж}} \geq 10,5. \quad (48)$$

Из последнего выражения

$$U_{\text{отв ж}} \leq U'_i U_{\text{н ном}}/10,5. \quad (49)$$

По полученному значению $U_{\text{отв ж}}$ подбирается напряжение стандартного ответвления

$$U_{\text{отв ст}} = U_{\text{в ном}} \pm nU_{\text{ст}} U_{\text{в ном}}/100, \quad (50)$$

где $\pm n = \pm(0,1,2, \dots)$ – номера ответвлений;

$U_{\text{ст}}$, % – напряжение одной ступени регулирования (см. табл. 6).

Определяется напряжение на вторичной обмотке трансформатора после регулирования:

$$U''_{i \text{ рег}} = U'_i \cdot U_{\text{н ном}}/U_{\text{отв ст}}. \quad (51)$$

Полученное значение должно удовлетворять требованиям ПУЭ.

2.10. Расчет конструктивной части ВЛ

Этот раздел включает в себя следующие вопросы:

- выбор опоры;
- расчет удельных нагрузок на провод;
- определение исходного режима с проверкой прочности провода;
- расчет монтажных стрел провеса провода;
- проверку габарита ВЛ.

Все указания по расчету конструктивной части ВЛ с приведением примера и необходимых справочных материалов даны в [2].

2.11. Графическая часть проекта

Графическая часть проекта включает в себя два чертежа формата А1.

На первом чертеже изображается однолинейная схема проектируемой системы с выбранными схемами подстанций и ТЭЦ. На чертеже должны быть нанесены обозначения выбранного оборудования (трансформаторов, генераторов, линий электропередачи), показаны напряжения в узлах, полученные при расчете установившегося режима, напряжения на вторичной стороне трансформаторов до и после регулирования напряжения.

На втором чертеже приводятся результаты расчета конструктивной части ВЛ. Здесь должны быть приведены: фрагмент ВЛ с указанием геометрических характеристик линии, сборочный чертеж крепления провода к траверсе опоры, монтажный график провода.

3. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Костин В.Н., Распопов Е.В., Родченко Е.А. Передача и распределение электроэнергии: Учеб. пособие. – СПб.: СЗТУ, 2003.
2. Костин В.Н. Системы электроснабжения. Конструкции и механический расчет: Учеб. пособие. – СПб.: СЗТУ, 2002.
3. Электрические системы. Электрические сети: Учебник для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова. В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат. 1989.
5. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ. – 8-е изд.-М.: Издательство МЭИ. 2002.