

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Емельянов Сергей Геннадьевич
Должность: ректор
Дата подписания: 08.10.2022 20:59:39
Уникальный программный ключ:
9ba7d3e34c012eba476ffd2d064cf2781957be730df2374d16f3c0ce536f0fc6

МИНОБРАЗОВАНИЯ РОССИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Юго-Западный государственный университет»
(ЮЗГУ)

Кафедра электроснабжения

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебной работе
О.Г. Локтионова
« 30 » 09 20 г.



ЭЛЕКТРОПИТАЮЩИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Методические указания по выполнению курсового проекта
«Расчет электрической сети»
для студентов направления подготовки 13.04.02
«Электроэнергетика и электротехника»

Курск 2022

УДК 621.311

Составители: О.М. Ларин

Рецензент

Кандидат технических наук, доцент кафедры «Электроснабжение»
А.Н. Горлов

Электропитающие системы и сети. Эксплуатация электрических сетей [Текст]: методические указания по выполнению курсового проекта / Юго-Зап. гос. ун-т; сост.: О.М. Ларин. Курск, 2022. 33 с.: ил. 5, табл. 3. Библиогр.: с. 27.

Методические указания содержат задание к курсовому проекту «Расчет электрической сети» и справочные данные. Указывается порядок выполнения курсового проекта, подходы к решению различных этапов.

Методические указания соответствуют требованиям программы, для направления подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Предназначены для студентов направления подготовки 13.04.02 всех форм обучения.

Текст печатается в авторской редакции

Подписано в печать . Формат 60x84 1/16.
Усл. печ. л. . Уч.-изд.л . Тираж 50 экз. Заказ. Бесплатно. *1943*
Юго-Западный государственный университет. 305040, г.
Курск, ул. 50 лет Октября, 94.

Введение

Электрические сети являются связующим звеном между производителем электрической энергии и потребителем, что предъявляет к ним очень жесткие требования:

1. Электрические сети должны обладать определенной степенью надежности.

2. Потери в электрических сетях должны быть минимальными, т.е. сети должны быть спроектированы на основе технико-экономических расчетов.

3. Электрические сети должны быть по возможности простой конфигурации.

Эти требования взаимоисключающие. Увеличение надежности автоматически приводит к увеличению стоимости и усложнению электрических сетей. Повышение экономической эффективности также приводит к увеличению стоимости. Данное обстоятельство приводит к необходимости решать все эти задачи в комплексе, с учетом категории потребителей их месторасположения, перспективы развития конкретного экономического района.

1. Цель и задачи курсового проектирования

Основной задачей курсового проектирования является изучение методики решения вышеуказанных задач, ознакомление с имеющимися типами электроэнергетического оборудования, его характеристиками и областями применения.

Целью расчета является выбор элементов электрической сети (проводов, трансформаторов, компенсирующих устройств, генераторов и т.д.), расчет режимов работы, составление баланса активных и реактивных мощностей.

Изучение всех указанных вопросов позволит в дальнейшем использовать их в разделе «внешнее электроснабжение» дипломного проекта.

2. Задание на проектирование районной электрической сети

Исходными данными для проектирования являются:

1. Размещение электростанций и центров электропотребления (узловых подстанций) приведено на рис.1, где изображены шины генераторного напряжения и шины 10 кВ понизительных подстанций *B, C, D*.

2. Графики нагрузок потребителей (рис.2), табл. 2.

3. Максимальные нагрузки и коэффициенты мощности (табл.1).

4. Расстояния между электростанциями и потребителями.

Расчет производится для двух режимов: максимального и минимального.

Предпосылкой для формирования районной энергосистемы, охватывающей несколько населенных пунктов, явилось сооружение удаленной гидроэлектростанции *F* и соединение ее питающей ВЛ длиной L_{FC} с центром нагрузки *C*. Второй базовой электростанцией служит тепловая электростанция *A*, которая к расчетному уровню должна быть расширена. Режим выдачи мощности со стороны ГЭС задан. Существующая ТЭС в проектируемой энергосистеме должна играть роль балансирующей электростанции. Требуется определить наивыгоднейшую схему связи обеих электростанций с центрами нагрузки и параметры соединительных линий и узловых подстанций. При выборе схемы и параметров должно быть учтено дальнейшее развитие системы и обеспечение высокого качества электроснабжения потребителей в нормальных (максимальном и минимальном) режимах работы энергосистемы. В минимальном режиме нагрузки узлов снижаются и соответственно снижается мощность станции *A*. В узлах нагрузки на долю потребителей первой категории приходится 15 - 30% нагрузки узла. Под АЧР может быть подключено до 30- 40 % нагрузки.

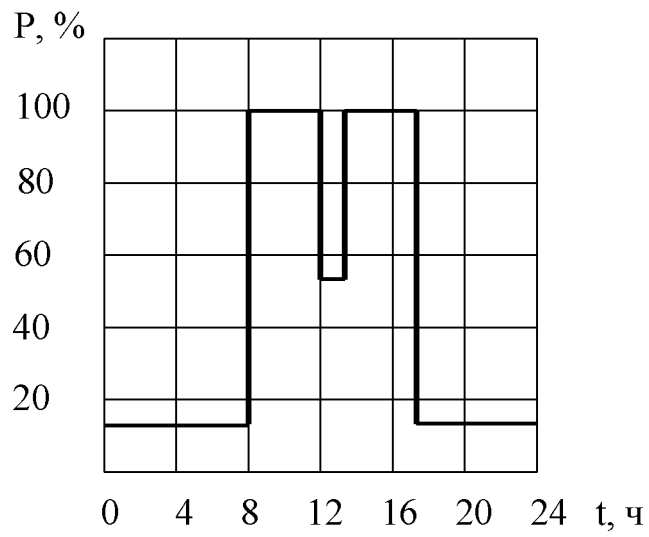
Некоторые типовые схемы подстанции даны на рис. 3. Допускается применение схем с 3 - 4 трансформаторами на повышающих подстанциях, если это оправдано условиями развития системы (блочные схемы ЭС, расширение станций и т.д.).

Таблица 1 Исходные данные к проекту

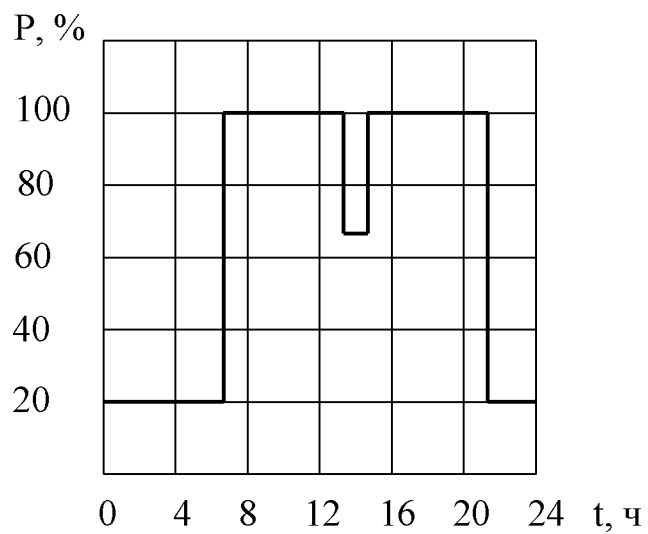
№ варианта (последняя цифра)	P_{\max}	$\cos\varphi$	P_{\max}	$\cos\varphi$	P_{\max}	$\cos\varphi$	P_{\max}	$\cos\varphi$	P_{\max}	$\cos\varphi$	$P_{\text{эс F}}$	$\cos\varphi$
	А	А	В	В	С	С	Д	Д	Е	Е	МВт	—
	МВт	--	МВт	--	МВт	---	МВт	--	МВт	--	МВт	--
0	40	0.7	80	0.8	100	0.86	60	0.7	50	0.8	250	0.9
1	80	0.75	25	0.7	130	0.8	50	0.75	80	0.7	275	0.9
2	70	0.8	35	0.65	220	0.85	40	0.8	60	0.75	300	0.9
3	60	0.85	45	0.7	250	0.87	30	0.85	40	0.8	280	0.9
4	55	0.8	55	0.75	150	0.8	20	0.7	100	0.85	260	0.9
5	65	0.75	50	0.75	180	0.82	40	0.68	20	0.7	230	0.9
6	75	0.7	30	0.8	100	0.75	50	0.7	50	0.8	200	0.9
7	85	0.8	10	0.9	30	0.7	60	0.72	60	0.75	170	0.9
8	50	0.85	30	0.8	110	0.8	70	0.75	10	0.8	140	0.9
9	45	0.75	20	0.85	160	0.85	80	0.85	40	0.7	110	0.9

Таблица 2 Исходные данные к проекту

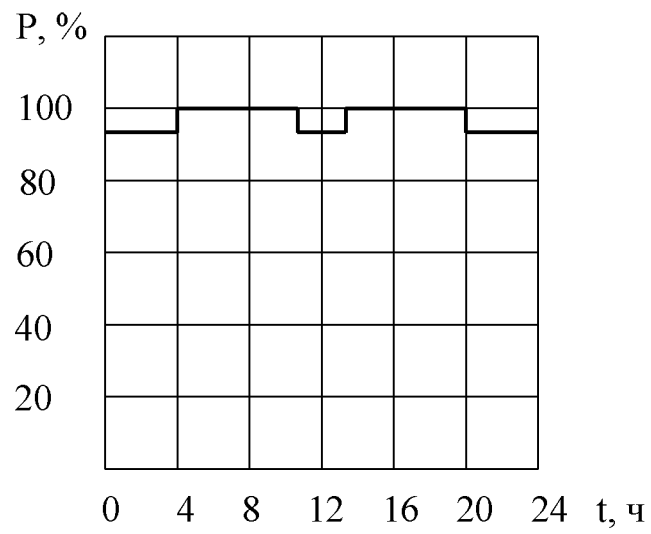
№ варианта (последняя цифра)	Номер графика нагрузки					Длина ВЛ						°t воздуха °C
	А	В	С	Д	Е	АВ	АС	АД	ВС	СД	СЕ	
	--	--	--	--	--	км	км	км	км	км	км	
0	4	2	3	5	1	20	30	30	55	25	80	0
1	6	3	4	1	2	60	20	15	30	20	100	-5
2	1	6	5	2	3	10	15	20	45	20	120	+5
3	2	5	6	3	4	20	25	46	40	25	140	+10
4	3	2	1	4	5	10	35	40	35	30	160	+15
5	4	3	2	5	6	15	40	50	30	35	180	+20
6	5	6	3	2	1	25	10	65	25	40	200	+25
7	6	5	4	3	2	35	20	60	20	45	220	+30
8	1	2	5	6	3	45	30	35	15	40	240	+35
9	2	3	6	1	4	25	40	70	10	35	260	+40



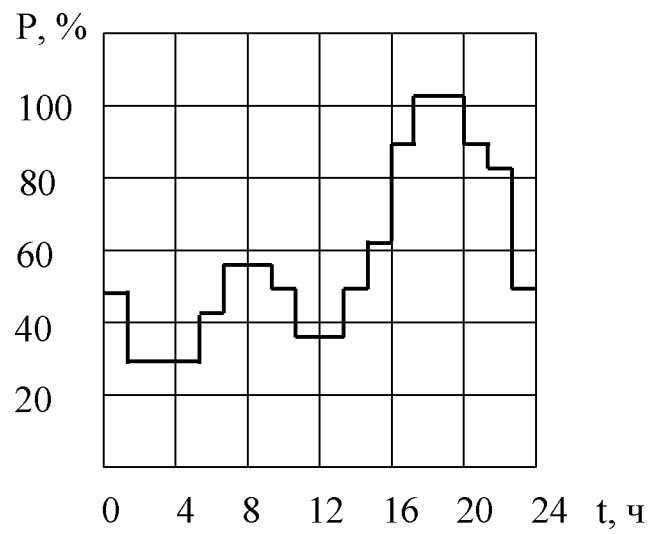
а) График нагрузки (№1) машиностроительного завода при работе в 1 смену



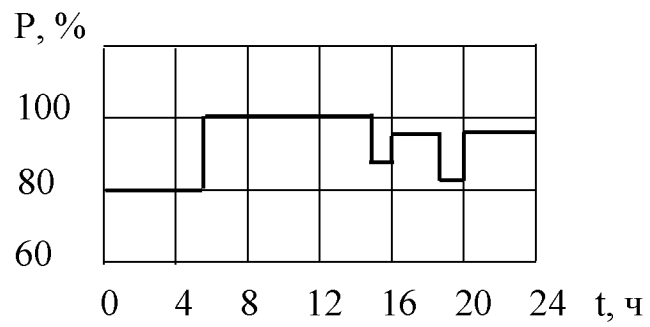
б) График нагрузки (№2) машиностроительного завода при работе в 2 смены



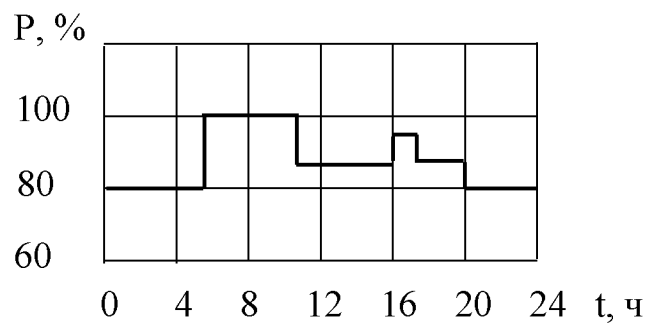
в) График нагрузки (№3) машиностроительного завода при работе в 3 смены



г) График нагрузки (№4) – сводный график города



д) График нагрузки (№5) предприятия целлюлозно-бумажной промышленности



е) График нагрузки (№6) машиностроительного предприятия

Рис. 1, а – е. Графики нагрузок

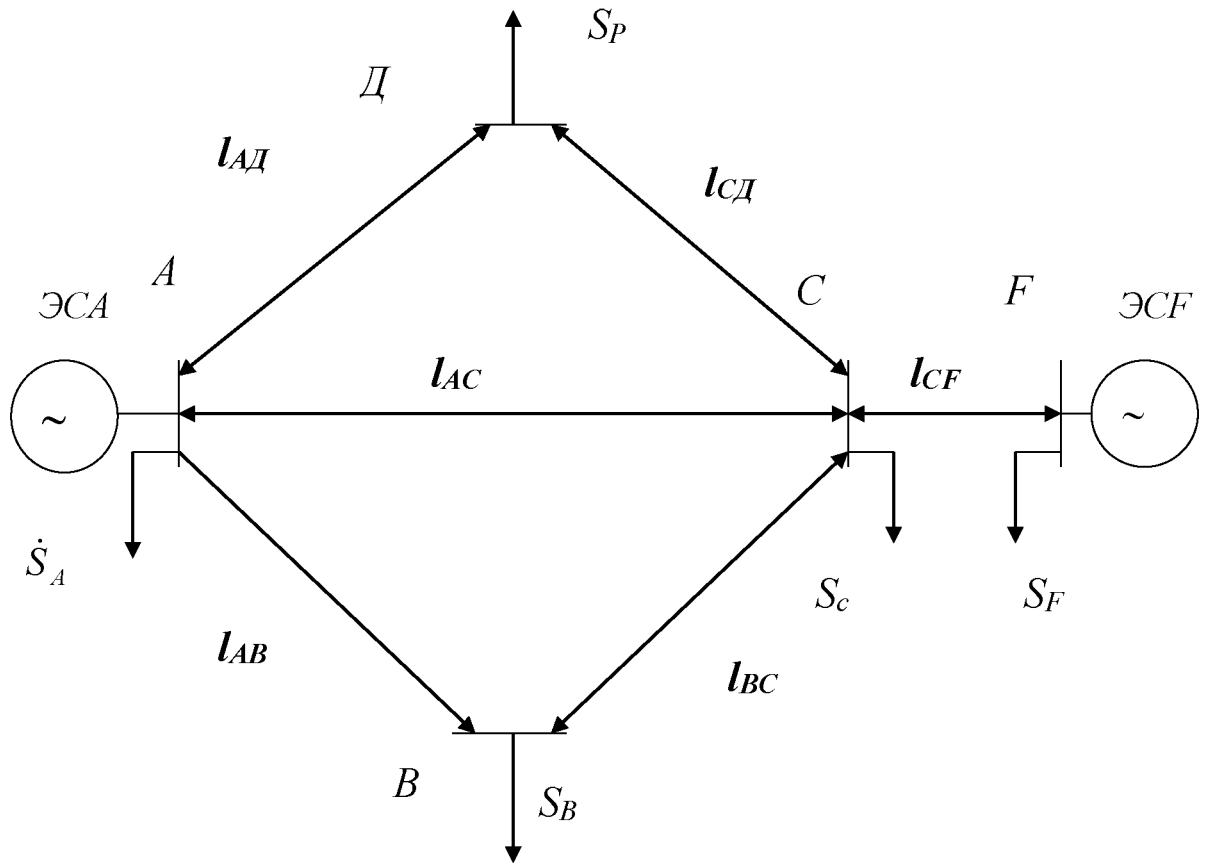


Рис. 2 Размещение электростанций и узловых подстанций

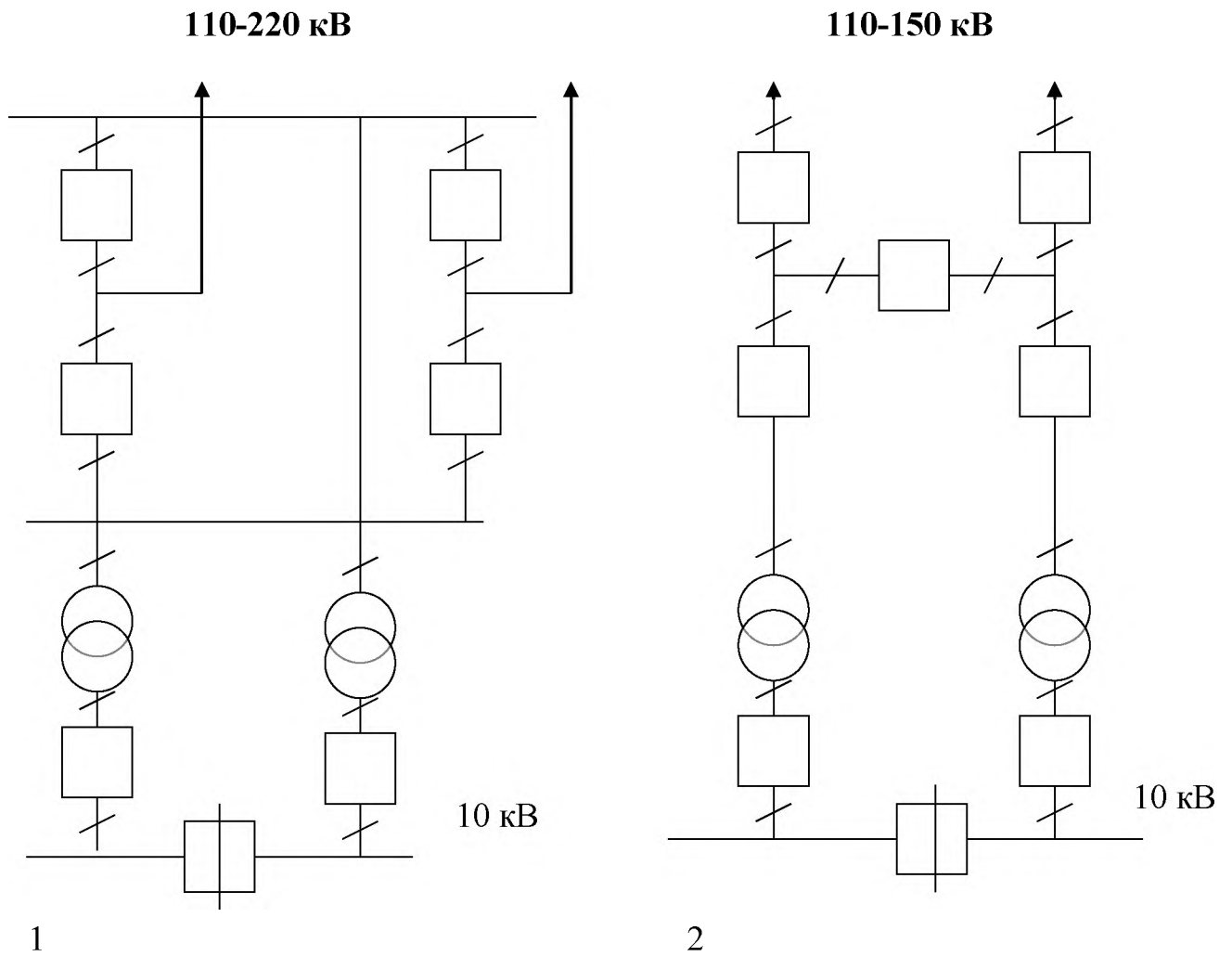


Рис. 3 Некоторые типовые схемы подстанций

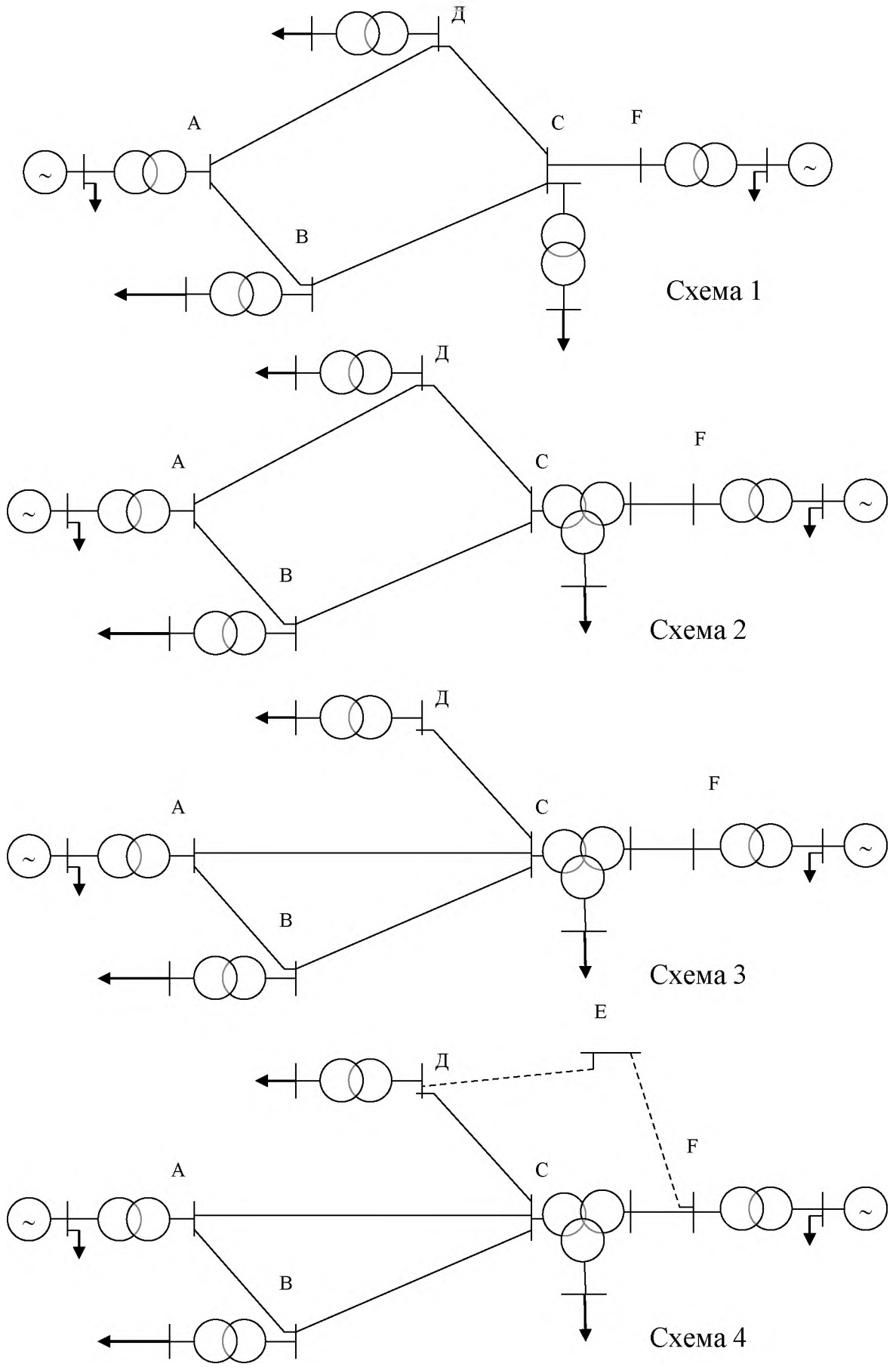


Рис. 4 Возможные конфигурации сети

3. Выбор оптимальной схемы развития районной сети.

В России нашли распространение две системы напряжений в районных сетях: 10/35/110/220 кВ и 10/35/110/330 кВ. Исходя из них, должен осуществляться выбор номинальных: напряжений линий и подстанций. Некоторые возможные схемы районной сети, отвечающие условиям задания, приведены на рис .4.

4. Выбор номинальных напряжений и оптимальной конструкции электрической сети.

Выбор напряжений линий и подстанций производится одновременно с выбором схемы сетей, а также выбором числа цепей и сечений проводов ВЛ. Поэтому для схем рис.4 необходимо найти распределение мощностей исходя из загрузки отдельных связей и условия обеспечения надежности питания узлов, определить необходимое число цепей (две или одну) на всех участках сети. Замкнутые сети *ABC* и *ABCD* должны строиться как однородные сети (одного напряжения и одного сечения проводов). Одновременный выход из строя двух линий (в том числе двух цепей на двухцепных опорах) может исключаться из рассмотрения, как мало вероятный на практике

Питательную линию *FC*, как правило, целесообразно выполнять двухцепной для обеспечения надежности связи станций *A* и *F*. Однако при малой величине передаваемой мощности ($P_{вл}$, менее $0.25-0.3 P_{эс.A}$) допустим одноцепной вариант, особенно в варианте схемы IV, предусматривающей образование кольцевой сети *FCDE*. В этом случае на ТЭС должен быть предусмотрен повышенный резерв активной мощности и соответствующий резерв пропускной способности трансформаторов и линий кольцевой сети для выдачи этой мощности в узел *C* (а в схеме IV также в узел *D*) при отключении линии *FC*. Мощности отдельных линий находятся без учета потерь и неоднородности кольцевой сети.

На этапе предварительного расчета в курсовой работе необходимо рассчитать потокораспределение мощности и выбрать оборудование минимум для 2-х вариантов схем сети. Окончательный выбор варианта схемы ведется на основе технико-экономического сравнения вариантов.

Прежде чем приступить к определению потокораспределения мощностей, необходимо определить мощности электростанций и мощности нагрузок в максимальном и минимальном режимах. Для этого необходимо построить графики нагрузки в именованных единицах для всех потребителей, для электростанций и для системы в целом. График нагрузки для системы в целом строится как сумма графиков всех нагрузок. По графику нагрузки системы определяется время максимальных и минимальных нагрузок. Следовательно, мощности нагрузок в максимальном режиме определяются по графикам нагрузок потребителей во время максимальной нагрузки системы, а мощности нагрузок в минимальном режиме определяются по графикам нагрузки потребителей во время минимальной нагрузки системы.

По каждому графику нагрузки также необходимо рассчитать продолжительность наибольшей нагрузки T_M , в течение которой при наибольшей нагрузке потребитель получил бы из сети такое же количество энергии, что и при работе по действительному графику.

$$T_M = \frac{A}{P_H} = \frac{\sum_{t=0}^{8760} P_{i_{220}} \Delta t_{i_{220}}}{P_M} = \frac{365 \sum_{t=0}^{24} P_{i_{220}} \Delta t_{i_{220}}}{P_M}, \quad (1)$$

Дальнейший расчет производим по максимальным нагрузкам. Мощности, протекающие по радиальным участкам сети, известны, остается определить потокораспределение мощности в кольце. С этой целью можно рассечь кольцевую линию в точках А или С и представить ее как сеть с двухсторонним питанием. Для замкнутой однородной сети ($X_i, R_i = \text{const}$) потокораспределение может быть найдено по правилу моментов с заменой полных сопротивлений Z_i , длинами линий l_i .

$$S_{AB} = \frac{\sum_{(A''-B)} S_i Z_i}{\sum_{(A'-A'')} Z_i} = \frac{\sum_{(A'-B)} S_i l_i}{\sum_{(A'-A'')} l_i} = S_A - S_{AD} \quad (2)$$

$$P_{AB} = \frac{\sum_{(A''-B)} P_i l_i}{\sum_{(A'-A'')} l_i} = P_A - P_{AD} \quad (3)$$

$$Q_{AB} = \frac{\sum_{(A''-B)} Q_i l_i}{\sum_{(A'-A'')} I_i} = Q_A - Q_{AD} \quad (4)$$

Расчет номинальных напряжений и сечений проводов целесообразно начинать с питающей ВЛ, расчетная нагрузка, которой равна $P_{FC} = P_{ЭСF} - P_F$. Для ориентировки в выборе рабочего напряжения ВЛ можно воспользоваться эмпирическими формулами (на одну цепь):

$$U_{л} = 16 \sqrt[4]{P_{л} L}, \text{ кВ}; \quad (5)$$

$$U = \frac{1000}{\sqrt{500/L + 2500/P}}, \quad (6)$$

где P - активная мощность, МВт; L - длина ВЛ, км.

Формула (5) дает удовлетворительные результаты в интервале напряжений 10 - 330 кВ, формула (6) может быть использована для всей шкалы номинальных напряжений переменного тока в диапазоне 35-1150 кВ.

В соответствии с принятой системой напряжений в качестве $U_{н.ВЛ}$ берется ближайшая большая величина номинального напряжения по шкале стандартных напряжений но не ниже 220 кВ, если $l_{CF} > 100$ км. Напряжение кольца принимается или тем же (для схемы I), или на ступень ниже. После этого производится выбор сечений ВЛ. Для этого необходимо рассчитать токи, проходящие по каждой ВЛ, т.е. полные мощности, проходящие по линиям. Активные мощности рассчитаны выше, следовательно, необходимо рассчитать реактивные мощности, проходящие по всем ВЛ.

5. Определения сечения проводов и мощности компенсирующих устройств.

Решить вопрос о выборе сечения проводов можно только в сочетании с выбором мощности компенсирующих устройств. ПУЭ рекомендуется доводить коэффициент мощности до 0.92-0.95, с этой; целью необходимо по заданным активным мощностям нагрузок и их коэффициентам мощности определять мощность компенсирующих устройств, как

$$Q_k = P_H (\text{tg} \varphi_{\text{норм}} - \text{tg} \varphi_H), \quad (7)$$

где P_H - мощность нагрузки;

$$\text{tg} \varphi_{\text{норм}} = \text{tg}(\arccos \varphi_{\text{норм}});$$

$$\cos\varphi_{\text{норм}}=0.92-0.95;$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{H}}=\text{tg}(\arccos\varphi_{\text{H}}),$$

где $\cos\varphi_{\text{H}}$ - натуральный коэффициент мощности нагрузки до установки компенсирующих устройств ;

$\cos\varphi_{\text{норм}}$ - нормируемый коэффициент мощности.

Затем по справочнику выбирают тип и количество компенсирующих устройств - батареи конденсаторов или синхронные компенсаторы и определяют реактивные мощности нагрузок с учетом компенсации

$$Q_{\text{H}} = P_{\text{H}} \text{tg}\varphi_{\text{H}} - Q_{\text{к.установл}} \quad (8)$$

Для нагрузок, подключенных к шинам генераторного напряжения электростанций, выбирать компенсирующие устройства не нужно, т.к. необходимую реактивную мощность выдают генераторы электростанций.

Зная реактивные нагрузки потребителей, определяем потокораспределение реактивных мощностей в сети аналогично потокораспределению активных мощностей. Рассчитываем, полные мощности и токи, протекающие по каждой ВЛ

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (9)$$

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3}U_{\text{Hi}}}, \quad (10)$$

Рассчитанные токи позволяют перейти к выбору сечений проводов ВЛ. Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий и массового строительства выбор сечений проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям.

В качестве такого показателя при проектировании ВЛ и КЛ 35-500 кВ в течение многих лет использовалась экономическая плотность тока.

Для ВЛ значения экономической плотности тока принимались в зависимости от региона страны и числа, часов использования максимума нагрузки в пределах 1-1,5 А/мм². значения экономической плотности тока были установлены, исходя из прямолинейной зависимости стоимости сооружения ВЛ от сечения проводов. Переход к массовому строительству воздушных линий

на унифицированных опорах существенно изменил соотношения стоимости ВЛ с разным сечениями проводов. В частности оказалось, что строительство некоторых ВЛ 110 кВ с меньшими сечениями проводов обходится дороже, чем ВЛ с большими сечениями.

Выбор сечения проводов и конструкции фазы ВЛ 1150 кВ и передач постоянного тока производится на основе технико-экономических расчетов.

Применяемое в настоящее время для строительства ВЛ количество сечений проводов (для ВЛ 110 кВ - семь, 220-330 кВ - четыре, 500 кВ - три) противоречит принципам унификации линий в целом. Поэтому при разработке новой унификации опор рассмотрена целесообразность сокращения номенклатуры используемых проводов. Сокращение количества марок применяемых для строительства ВЛ проводов полностью типизирует проектирование и сооружение ВЛ на базе ограниченного количества марок проводов, конструкций опор и фундаментов, изоляции и арматуры, а по мере увеличения доли унифицированных ВЛ в общей протяженности эксплуатируемых линий - получить положительный эффект в организации эксплуатации.

При выборе варианта унификации выявлена целесообразность осуществления «сквозной» унификации номенклатуры проводов для ВЛ всех напряжений, причем шаг сечений для каждого напряжения должен составлять 1,5-2. Этим условиям соответствуют сечения проводов (фаз) мм²:

ВЛ-110 кВ – 70, 120, 240; 220 кВ - 240, 400; 330 кВ - 2x240, 2x400; 500 кВ - 3x300, 3x400; 750 кВ - 5x300, 5x400.

Сокращенная номенклатура проводов принята при разработке новой унификации опор. Экономические токовые интервалы для ВЛ с сокращенной номенклатурой проводов приведены в табл. 7.9 [1], а соответствующие им потоки мощности в табл. 7.11[1].

Выбранное сечение провода должно быть проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} , \quad (12)$$

где I_p - расчетный ток для проверки проводов по нагреву (средняя токовая нагрузка за полчаса), при этом расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети;

$I_{доп}$ - допустимые длительная токовая нагрузка.

Проверке по условиям короны подлежат воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, т.к. экономические интервалы токов и мощностей подсчитаны для сечений, равных или больших минимально допустимых по условиям короны.

6. Выбор схемы и оборудования подстанций и станций

На подстанциях всех категория с нагрузкой $P_H > 10$ МВт, предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов (автотрансформаторов). На подстанциях 35-150 кВ рекомендуется применять трехфазные трансформаторы, на подстанциях 220-330 кВ трехфазные автотрансформаторы. Установка на подстанциях однофазных Трансформаторов, а также одно или трех и более трансформаторов (автотрансформаторов) на понижающих подстанциях требует специального обоснования. Мощность трансформатора выбирается по нагрузке 5-го года эксплуатации подстанции. При двухтрансформаторной схеме мощность каждого трансформатора принимается равной 0.65 - 0.7 максимальной расчетной нагрузки подстанции:

$$\beta_{np} = \frac{S_{HMAX}}{2S_{TH}} \geq 0.65, \quad (13)$$

В аварийном режиме (при отключении одного трансформатора) коэффициент загрузки остающегося в работе трансформатора не должен превышать значения 1,35 – 1,45 от S_{TH}

$$\beta_{ap} = \frac{S_{HMAX}}{S_{TH}} \leq 1,35 \div 1,45 \quad (14)$$

при температуре воздуха зимой до $+5^\circ\text{C}$ и длительности максимума нагрузки до 4 часов. При других температурах окружающей среды нагрузка трансформатора в аварийном режиме должна проверяться по табл. допустимой перегрузки трансформаторов.

В случае использования трехобмоточного автотрансформатора необходимо учитывать, что обмотки низкого напряжения 6 -10 кВ выполняется рассчитанными на типовую мощность, что составляет около $0,5 S_{ат.ном}$ и поэтому могут

лимитировать отбор мощности на транзитной подстанции С.

Для понижающих подстанций 220 кВ и выше, как правило, применяют автотрансформаторы, которые имеют меньшую стоимость и меньшие потери электроэнергии. Однако в тех случаях, когда большая часть мощности (более 50% $S_{ат.ном}$) выдается в сети НН, на что конструкция автотрансформатора не рассчитана, рационально устанавливать трехобмоточные трансформаторы. В определенном смысле это обстоятельство должно учитываться при выборе места присоединения линии СД (рис.4). Особенно экономичным является двухцепной вариант исполнения линии (при соответствующей нагрузке узла Д, т.к. он повышает надежность питания приемной подстанции Д).

Поскольку схемы и условия распределения мощности от понизительных подстанций не известны, в проекте, можно ограничиться только выбором трансформаторов и выключателей в цепях обмоток: ВН, СН и НН трансформаторов в соответствии с примерными схемами подстанций рис.3. Вопрос о числе присоединений на шинах НН в проекте не рассматривается.

При выборе мощности ГЭС и ТЭС и числа генераторов необходимо учитывать потребление мощности на собственные нужды станций (порядка 5- 10%) и резервные мощности (порядка 15% от суммарной нагрузки системы, но не менее мощности наиболее крупного агрегата в данной энергосистеме). Оптимальное число генераторов на электростанциях составляет 4 - 8. Схемы выдачи мощности на электростанциях выбирают простыми. Резервы мощности целесообразно располагать на ТЭС, расположенной ближе к основным центрам электропотребления. Потребная мощность балансирующей станции А может быть определена суммированием всех нагрузок с вычитанием из этой суммы мощности $P_{эс F}$ генерируемой станцией F в максимальном режиме системы:

$$P_{эсА} = 1.15 \cdot 1.1 [(P_A + P_B + P_C + P_D + P_F) \cdot 1.05 - P_{эсF}], \quad (15)$$

где коэффициенты 1,5; 1,1; 1,06 соответственно учитывают увеличение мощности ТЭС за счет выделения резерва расхода на собственные нужды потери в сетях энергосистемы.

Номинальная мощность ТЭС

$$P_{эсА.ном} = n_{тг} P_{тг.ном} \geq P_{эсА} \quad (16)$$

находится подбором подходящего числа $n_{тг}$ к единичной мощности $P_{тг.ном}$ турбогенераторов.

Номинальная мощность ГЭС определяется аналогично с учетом мощности собственных нужд:

$$P_{ЭСФном} = n_{гг} P_{гг ном} \geq P_{ЭСФ} 1.05 \quad (17)$$

7. Расчет электрических режимов энергосистемы

Расчет установившихся режимов основной сети районной энергосистемы выполняется с целью определения: загрузки проектируемой сети и проверки соответствия всех ее параметров ожидаемым потокам мощности; выбора средств регулирования напряжения (установка ответвлений на трансформаторах, установка на подстанциях компенсирующих устройств, перераспределение реактивной нагрузки между электростанциями системы и т.д), обеспечивающих поддержание требуемых уровней напряжения на линиях передовой и винах подстанций ; потерь активной и реактивной мощности в сети.

7.1. Составление схемы замещения системы

Расчетная схема районной сети составляется на основе принципиальной схемы энергосистемы из схем замещения соответствующих линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов) к компенсирующих устройств. Все параметры схем замещения должны вычисляться в именованных величинах по усредненным погонным данным для воздушных линий и паспортным данным для трансформаторов, приводимых в электротехнических справочниках и каталогах. Линии передачи рекомендуется представлять в расчетной схеме районной сети П-образной схемой замещения (для ВЛ напряжением 150 кВ и ниже без учета активной проводимости, двухобмоточные трансформаторы однолучевой схемой замещения, трехобмоточные - трехлучевой схемой. Батареи конденсаторов и синхронные компенсаторы могут учитываться в расчетной схеме соответствующим повышением эквивалентного коэффициента мощности нагрузки на шинах 6 -10 кВ подстанции (различного по величине для максимального и минимального режимов системы) В особых режимах, характеризующихся большими отклонениями напряжений на шинах подстанций (более $\pm 5\%$), батареи конденсаторов следует замещать в схеме емкостным шунтом

(реактивным сопротивлением) :

$$X_{\text{бк}} = \frac{U_{\text{мн}}^2}{Q_{\text{бк.н}}} \quad (18)$$

рассчитываем по номинальным параметрам батареи.

При нескольких параллельно включенных однотипных линиях и трансформаторах (автотрансформаторах) эквивалентные параметры ветвей схемы сети могут находиться по формулам:

Для воздушных линий:

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 l}{n_{\text{л}}}, \quad X_{\text{л}} = \frac{x_0 l}{2n_{\text{л}}}, \quad G_{\text{л}} = \frac{\Delta P_{\text{кор}0} l \cdot n_{\text{л}}}{2U_{\text{лн}}^2} \quad (19)$$

$$\frac{B_1}{2} = \frac{b_0 l \cdot n_{\text{л}}}{2}, \quad \frac{Q_{\text{л}}}{2} = \frac{q_{\text{сл}} l \cdot n_{\text{л}}}{2} \quad (20)$$

где n - число цепей ВЛ;

для двухобмоточных трансформаторов:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{TН}}}{n_{\text{T}} S_{\text{TН}}}; \quad X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{TН}}^2}{100 S_{\text{TН}} n_{\text{T}}} \quad (21)$$

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов параметры $R_{\text{в}}$, $R_{\text{с}}$, $R_{\text{н}}$, $X_{\text{в}}$, $X_{\text{с}}$, $X_{\text{н}}$ определяются по тем же формулам, что и в случае двухобмоточного трансформатора, но расчет сопротивлений лучей схем замещения зависит от способа задания в каталогах паспортных данных (значений $U_{\text{к\%}}$ и $\Delta P_{\text{кз}}$) и несколько различается для трансформаторов автотрансформаторов в связи со схемно-конструктивными особенностями последних, влияющими на проведение опытов короткого замыкания. Отличие расчета реактивных сопротивлений лучей схемы замещения автотрансформатора состоит в том, что в соответствии с условиями опытов короткого замыкания обмоток значение $U_{\text{к(в-с)}}$ получается отнесенным к номинальной мощности автотрансформатора $S_{\text{вт.н}}$, а значение $U_{\text{к(в-н)}}$ и $U_{\text{к(с-н)}}$ - к его типовой мощности

$$S_{\text{тип}} = \alpha S_{\text{вт.н}}; \quad (22)$$

$$\alpha = 1 - \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = 1 - K_{\text{ат(с-в)}} \quad (23)$$

Поэтому при расчете $U_{\text{кв}}$, $U_{\text{кс}}$, $U_{\text{кн}}$, межфазные напряжения к.з. $U_{\text{к(в-н)}}$ и $U_{\text{к(с-н)}}$ необходимо сначала привести к номинальной

мощности- $S_{ат.н}$, поделив их на коэффициент выгоды α . Однако в технических справочниках (том числе в [1]) в целях исключения ошибок обычно уже дается приведенные значения $U_{к(в-н)}$ и $U_{к(с-н)}$. В том, что все табличные данные приведены к $S_{ат.н}$ можно убедиться, вычислив для одного из автотрансформаторов значения $U_{кв}$, $U_{кс}$, $U_{кн}$. Если одно из них получилось нулевой величины (или близкой к нулю), то табличные данные являются приведенными.

Для удобства дальнейших расчетов целесообразно все значения параметров схемы замещения свести в таблицы.

7.2. Расчет максимального режима энергосистемы

Расчет включает в себя определение потокораспределения в сети, потерь напряжения на участках и напряжений на всех шинах подстанций (при наивыгоднейших положениях переключателей РПН и РПВ трансформаторов и автотрансформаторов), потерь активной и реактивной мощности во всех ветвях сети и зарядной мощности линий при заданных максимальных нагрузках системы. Его рекомендуется вести, начиная от электростанции F , режим которой задан, последовательно переходя от участка к участку в направлении балансирующей электростанции A в соответствии с расчетной схемой замещения системы.

Переход к расчету следующего звена сети должен осуществляться после выбора целесообразного коэффициента трансформации на трансформаторе (автотрансформаторе), связывающим это звено сети с предыдущим. Тем самым определяется расчетная величина напряжения в начале участка и режим выдачи реактивной мощности в сеть со стороны отправной системы. Если коэффициент трансформации будет выбран неудачно, то режим работы сети на последующих участках может оказаться неприемлемым. Чтобы избежать многократных пересчетов, необходимо обратить внимание на рациональность выбранных значений коэффициентов K_T , $K_{ат}$, $\cos\varphi$ и уровней напряжений ВЛ и кольцевой сети энергосистемы.

Расчет каждого звена сети должен сопровождаться соответствующей расчетной схемой. Так, расчет участка FC начинается с расчета трансформатора, схема замещения которого представлена на рис. 5.

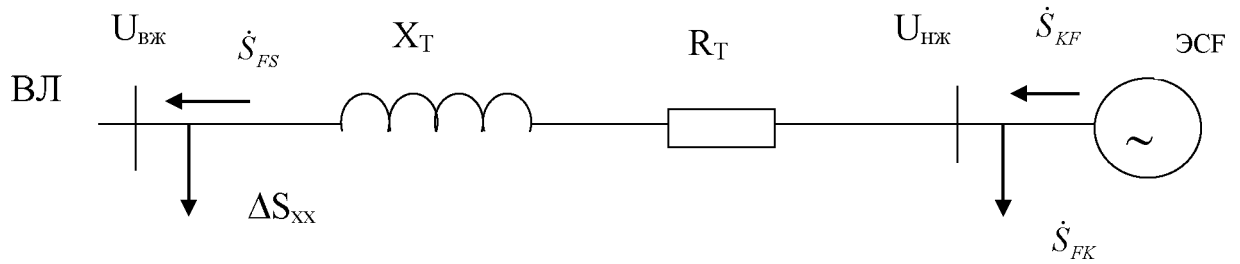


Рис. 5 Схема замещения трансформаторной подстанции

В начале расчета необходимо задаться напряжениями $U_{нж}$ (низкое желаемое) и (высокое желаемое). Низкое желаемое напряжение целесообразно брать на 5 - 10 % выше номинального напряжения сети низкого напряжения. Напряжение $U_{нж}$ выбирается исходя из длины линия l_{cp} . Если протяженность линии сравнительно велика, то следует предположить, что потери напряжения в ней будут значительны, поэтому напряжение $U_{нж}$ следует принять на 5-10 % выше номинального напряжения сети (т.к. мощность передается от т. Ф к т. С).

Определим мощность, протекающую через трансформаторы подстанции F :

$$\dot{S}_{TF} = \dot{S}_{ЭСФ} - \dot{S}_{FK} = P_{TF} + jQ_{TF}, \quad (23)$$

где \dot{S}_{TF} - мощность, протекающая через трансформаторы подстанции F ;

$\dot{S}_{ЭСФ}$ - мощность, выдаваемая электростанцией F ;

\dot{S}_{FK} - мощность нагрузки F , с учетом компенсирующих устройств (если они установлены). Известно равенство:

$$U_{ВПС} = (U_{НПС} + \Delta U_T) \frac{U_{ВОТП}}{U_{НН}}, \quad (24)$$

где $U_{ВОТП}$ - напряжение отпайки на высокое стороне трансформатора;

$U_{НН}$ - номинальное напряжение низкой стороны трансформатора ;

ΔU_T - продольная составляющая падения напряжения в трансформаторе, ее можно принять равной потере напряжения

$$\Delta U_T = \frac{P_{TF} R_{TH} + Q_{TF} X_{TH}}{U_{НПС}}, \quad (25)$$

где R_{TH}, X_{TH} сопротивления трансформаторов, приведенные к стороне низкого напряжения трансформатора.

$$R_{TH} = \frac{R_T}{K_H^2}; X_{TH} = \frac{X_T}{K_H^2} \quad (26)$$

где K_H - номинальный коэффициент трансформации.

Из равенства (24) определяем

$$U_{ВОП} = \frac{U_{ВПС} \cdot U_{НН}}{U_{НПС} + \Delta U_T} \quad (27)$$

Известно, что $U_{омт} = U_H \left(1 + \frac{E_0 n}{100} \right)$, (28)

где U_H - номинальное напряжение трансформатора (в данном случае высокой стороны); E_0 - степень регулирования трансформатора в процентах; n - номер отпайки.

Решив уравнение относительно n , получим:

$$n = \frac{100}{E_0} \left(\frac{U_{Вомт}}{U_{ВН}} - 1 \right), \quad (29)$$

Определив n и округлив его до ближайшего целого числа, подставим его в уравнение (28), получим действительное значение $U_{Вомт действ}$, которое, в свою очередь, подставим в уравнение (24) и получим действительное напряжение на высокой стороне трансформатора

$$U_{вд} = (U_{нж} + \Delta U_T) \frac{U_{Вомт действ}}{U_{НН}}, \quad (30)$$

$$U_{нд} = \frac{U_{вд} U_{НН}}{U_{Вомт. действ}} - \Delta U_T \quad (31)$$

Если мощность передается с высокой стороны на низкую, то уравнение (3.24) необходимо решить относительно $U_{Н.ж}$, которое в этом случае обозначают $U_{Н.д}$ - низкое действительное, т.е.

Потери мощности в трансформаторе будут равны:

$$\Delta S_{TF} = \frac{P_{TF}^2 + Q_{TF}^2}{U_{в.д.}} (R_{TF} + jX_{TF}), \quad (32)$$

Мощность на высокой стороне трансформаторной подстанции F будет равна

$$\dot{S}_{FB} = \dot{S}_{TF} - \Delta\dot{S}_{TF} - n\Delta\dot{S}_{XX} \quad (33)$$

где n - количество трансформаторов на подстанции F .

После этого можно переходить к расчету линии FC . Расчетная схема линии l_{FC} может быть представлена рис.6 .

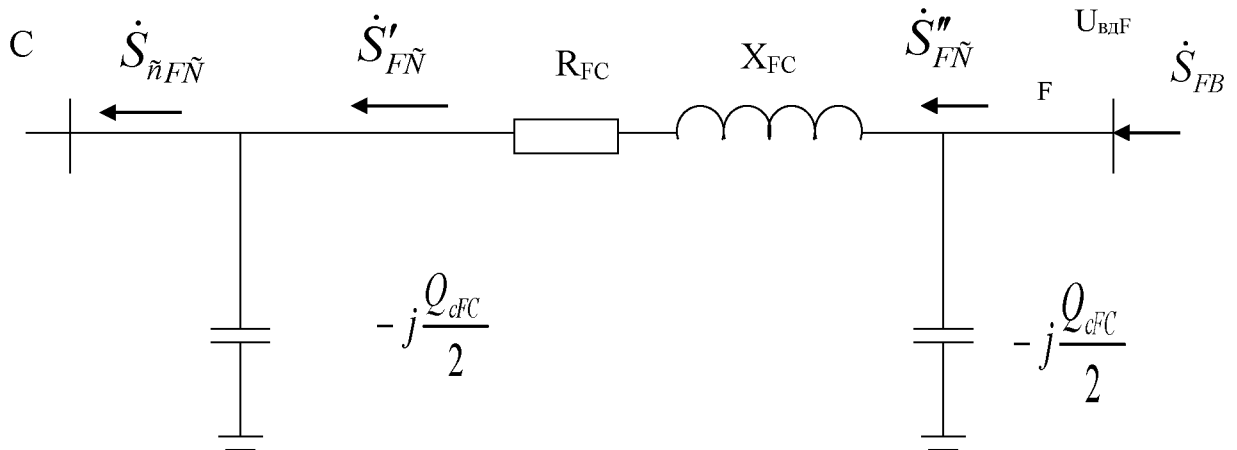


Рис. 6 Схема замещения ВЛ

Определим расчетную мощность конца линия FC

$$S''_{FC} = \dot{S}_{FB} + j\frac{Q_{cFC}}{2} \quad (34)$$

Для коротких линий зарядная мощность может рассчитываться приближенно (по среднему напряжению линий):

$$\frac{Q_{c1}}{2} = \frac{Q_{c2}}{2} = \frac{B_L}{2} U_{ЛСР}^2 \quad (35)$$

Для длинных линий, работавших при больших напряжениях, генерация реактивной мощности должна рассчитываться по известным напряжениям на концах линий:

$$\frac{Q_{c1}}{2} = \frac{B_L}{2} U_{Л1}^2; \quad \frac{Q_{c2}}{2} = \frac{B_L}{2} U_{Л2}^2 \quad (36)$$

По действительным напряжениям вычисляются также потери мощности в обмотках трансформаторах. Потери в стали трансформаторов принято брать из каталожных данных трансформатора (автотрансформатора).

Для сетей с напряжением до 330 кВ обычно в проектах не учитывают потери на корону в проводах линии, ввиду их большой,

зависимости от погодных условий и эксплуатационных режимов. Необходимость учета этих потерь в конкретном проекте решается после консультации с преподавателем - руководителем проекта. Расчет достаточно вести по среднегодовым потерям. Потери мощности в линии будут

$$\Delta \dot{S}_{FC} = \frac{(P''_{FC})^2 + (Q''_{FC})^2}{U^2_{BDF}} (R_{FC} + jX_{FC}) \quad (37)$$

Мощность в начале L_{fc}

$$\dot{S}'_{FC} = \dot{S}''_{FC} - \Delta \dot{S}_{FC} \quad (38)$$

Мощность на высокой стороне подстанции **C**

$$\dot{S}_C = \dot{S}'_{FC} - j \frac{\dot{Q}_{FC}}{2} \quad (39)$$

Напряжение в точке **C**

$$\begin{aligned} \dot{U}_C &= \dot{U}_{BDF} - \Delta \dot{U}_{FC} = \\ &= U_{BDF} - \left(\frac{P''_{FC} R_{FC} + Q''_{FC} X_{FC}}{U_{BDF}} + j \frac{P''_{FC} X_{FC} - Q''_{FC} R_{FC}}{U_{BDF}} \right) = \\ &= U_{BDF} - (\Delta U_{FC} + \delta U_{FC}) \end{aligned} \quad (40)$$

Модуль напряжения в точке **C**

$$U_C = \sqrt{(U_{BDF} - \Delta U_{FC})^2 + (\delta U_{FC})^2} \quad (41)$$

Таким образом, FC рассчитана по данным «конца» Для точного расчета кольцевой сети необходимо определить расчетные мощности точек кольца, т.е. необходимо учитывать не только мощности нагрузок, но и зарядные мощности прилегающих линий и потери мощности в трансформаторах подстанций. В тех случаях, когда действительные напряжения неизвестны, расчет ведут по номинальному напряжению. После определения распределения **S** определяются и падения напряжения на линиях по известной методике. При расчете последующей линии кольца обязательно учитывать потери мощности в предыдущей линии. Таким образом, расчет проводится до электростанции **A**. Если расчет выполнен правильно, то напряжение на высокой стороне подстанции электростанции **A**, рассчитанные по разным ВЛ, должны отличаться не более, чем на несколько десятков вольт.

По результатам расчетов максимального режима сети должна быть выполнена однолинейная схема замещения районной энергосистемы, на которой наносятся расчетные значения

мощностей в ветвях сети, напряжения на высокой и низкой стороне всех подстанций и положения переключателей ответвлений (РПН и ПБВ), а также дополнительная генерация мощности компенсирующими устройствами.

Кроме того, должна быть составлена таблица балансов активной и реактивной мощностей в энергосистеме.

На основе расчета режима и таблицы балансов мощностей в заключение должна быть сделана качественная оценка схмотехнических и эксплуатационных решений (принятые уровни напряжений, выбранные ответвления, мощности КУ, потери и т.д.), предусмотренных в проекте.

Аналогичным образом выполняются расчеты минимального режима энергосистемы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Электрические сети и системы. Учебник для вузов. – М.: Высшая школа, 1986.
2. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. Учебное пособие. – М.: Логос, 2006.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.

Данные сталеалюминиевых проводов воздушных линий 110 – 220 кВ

Марка провода	Сечение алюминия, мм ²	Диаметр провода, мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ 10 ⁻⁶ , См/км	ΔP _к , кВт/км	Длительно допустимый ток, А	K ₀ , тыс.руб/км	
								110 кВ	220 кВ
Напряжение 110 кВ									
70/11	68,0	11,4	0,428	0,444	2,55	–	265	19,4	–
95/16	95,4	13,5	0,306	0,434	2,61	–	330	19,1	–
120/19	118,0	15,2	0,249	0,427	2,66	–	390	19,0	–
120/27	114,0	15,4	0,253	0,425	2,67	–	375	19,1	–
150/19	148,0	16,8	0,199	0,421	2,69	–	450	18,9	–
150/24	149,0	17,1	0,198	0,420	2,70	–	450	19,0	–
150/34	147,0	17,5	0,201	0,423	2,71	–	450	19,1	–
185/29	181,0	18,8	0,162	0,413	2,75	–	510	19,7	–
185/43	185,0	19,6	0,158	0,410	2,78	–	515	19,8	–
240/32	244,0	21,6	0,121	0,405	2,81	–	605	20,0	–
Напряжение 220 кВ									
240/32	244,0	21,6	0,121	0,435	2,60	2,7	605	–	22,9
240/39	236,0	21,6	0,124	0,438	2,61	2,5	610	–	23,0
300/39	301,0	24,0	0,098	0,429	2,64	2,5	710	–	24,1
400/51	394,0	27,5	0,075	0,420	2,70	1,7	825	–	25,0
500/64	490,0	30,6	0,060	0,413	2,74	1,5	945	–	26,0

Данные сталеалюминиевых проводов воздушных линий 330 – 500 кВ

Марка провода	Для одного провода			Количество проводов в фазе	330 кВ				500 кВ			
	Сечение алюминия, мм ²	Диаметр, мм	Длиной допустимый ток, А		r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	ΔP_k , кВт/км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \times 10^{-6}$, См/км	ΔP_0 , кВт/км
2×240/32	244,0	21,6	605	2	0,060	0,331	3,38	4,3				
2×300/39	288,3	22,1	710	2	0,048	0,328	3,41	3,4				
2×400/51	394,0	27,5	825	2	0,375	0,323	3,46	2,6				
3×300/66	288,5	24,5	680	3					0,034	0,310	3,97	7,9
3×400/51	394,0	27,5	825	3					0,025	0,306	3,62	6,2
3×500/64	490,0	30,6	945	3					0,020	0,304	3,64	4,9

Данные алюминиевых проводов

Номинальное сечение, мм ²	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км при напряжении, кВ			Длительно допустимый ток, А
				0,38	6	10	
25	24,7	6,4	1,15	0,319	0,389	0,402	135
35	34,5	7,5	0,835	0,308	0,380	0,391	170
50	49,5	9,0	0,578	0,297	0,369	0,380	215
70	69,3	10,7	0,413	0,283	0,355	0,366	265
95	92,4	12,3	0,311	0,274	0,346	0,347	325
120	117,0	14,0	0,246	–	0,338	0,349	375

Данные двухобмоточных трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Каталожные данные						Расчетные данные			К ₀ , тыс.руб
		U _{НОМ} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , квар	
		ВН	НН								
ТМН-2500/35	2,5	35	6,3; 11	6,5	23,5	5,1	1,1	4,6	31,9	27,5	21,2
ТМН-4000/35	4,0	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23,0	40,0	25,7
ТДН-10000/35	10,0	36,75	6,3;10,5	8,0	60,0	12,5	0,6	0,81	10,8	60,0	41,8
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11	10,5	44,0	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4	49,0
ТДН-10000/110	10,0	115	6,6; 11	10,5	60,0	14,0	0,7	7,95	139,0	70,0	54,0
ТДН-16000/110	16,0	115	6,6; 11	10,5	85,0	19,0	0,7	4,38	86,7	122,0	63,0
ТРДН-25000/110	25,0	115	6,3;10,5	10,5	120,0	27,0	0,7	2,54	55,9	175,0	84,0
ТРДН-40000/110	40,0	115	6,3;10,5	10,5	172,0	36,0	0,65	1,4	34,7	260,0	109,0
ТРДЦН-63000/110	63,0	115	6,3;10,5	10,5	260,0	59,0	0,6	0,87	22,0	410,0	136,0
ТРДН-40000/220	40,0	230	6,6; 11	12,0	170,0	50,0	0,9	5,6	158,7	360,0	169,0

Данные трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов)

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Каталожные данные									ΔQ_x , квар
		$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ			U_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	75,6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	110
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	100	23	1,0	160
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	175
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	200	43	0,6	240
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2	300
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	55	1,1	440
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6; 11; 38,5	11	45	28	305	65	0,5	625

