



ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
УПРАВЛЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ

Кафедра «Энергетика, автоматика и системы коммуникаций»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к курсовому проекту
по дисциплине

«Проектирование электрических сетей»

Автор
Хлебников В.К.

Ростов-на-Дону, 2016





Аннотация

Настоящие указания содержат индивидуальные задания для выполнения курсового проекта, даны рекомендации по решению основных задач проектирования электрических сетей, предусмотренных программой дисциплины «Проектирование электрических сетей». Приведены справочные данные и примеры решения задач проектирования.

Предназначены для студентов очной и заочной форм обучения по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

Автор

к.т.н, доцент, профессор кафедры Хлебников В.К.



Оглавление

Введение	4
1 Варианты исходных данных	7
2 Содержание и оформление курсового проекта	11
3 Решение основных задач синтеза вариантов развития сети	13
3.1 Формирование вариантов схем электрической сети	13
3.2 Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП	18
3.3 Определение сечений проводов новых ЛЭП	20
3.4 Выбор трансформаторов новых подстанций	27
3.5 Схемы присоединения подстанций и их распределительные устройства ..	29
4 Технический анализ вариантов развития сети	37
4.1 Режимы электрической сети	37
4.2 Схемы замещения и параметры элементов сети	38
4.3 Расчёт установившихся режимов электрической сети	41
4.4 Анализ результатов расчёта режимов сети	49
4.5 Балансы мощности и электроэнергии	53
5 Оценка экономической эффективности инвестиций	61
5.1 Определение объёма капитальных вложений в развитие сети	61
5.2 Эксплуатационные затраты на передачу и распределение электроэнергии	70
5.3 Сравнение вариантов развития по экономическим показателям	72
6 Выводы по проекту	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	76
Приложения	77
Приложение А. Технические параметры оборудования	77
Приложение Б. Расчёты режимов электрической сети программой RastrWin .	83
Приложение В Стоимостные показатели оборудования сети	102

ВВЕДЕНИЕ

Каждый студент выполняет курсовой проект в соответствии со своим вариантом. Содержание задания определяется данными табл. 1 – 5 и схемой сети, существующей на начало проектного периода (рис. 1).

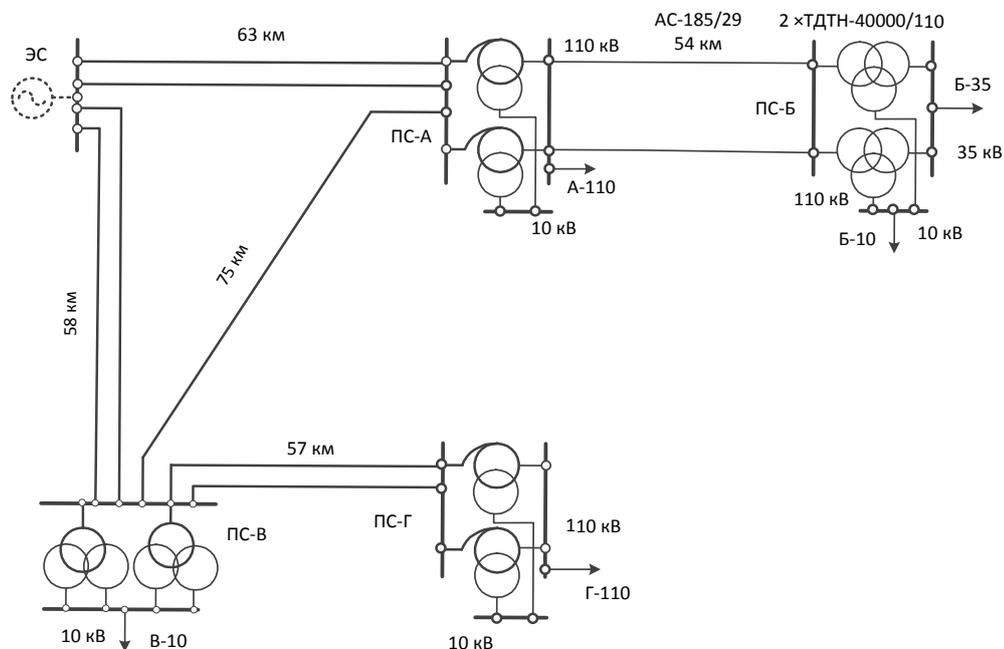


Рис. 1. Схема существующей электрической сети 220(330)/110 кВ

Для реализации сквозного проектирования по дисциплинам «Проектирование электрических сетей» и «Электрическая часть электростанций и подстанций» параметры участка системообразующей сети (подстанции ПС-А, ПС-В и ПС-Г; ЛЭП ЭС – А, ЭС – В, А – В, В – Г) заданы в двух вариантах (табл. В.1).

Таблица В.1 – Варианты существующей электрической сети (рис. 1)

Элемент сети	Вариант А (220 кВ)	Вариант Б (330 кВ)
ПС-А, автотрансформаторы	АТДЦТН-125000/220/110	АТДЦТН-125000/330/110
ПС-В, трансформаторы	ТРДЦН-63000/220	ТРДЦН-63000/330
ПС-Г, автотрансформаторы	АТДЦТН-125000/220/110	АТДЦТН-125000/330/110
ЛЭП ЭС – А, $U_{ном}$, марка	220 кВ, АС-300/39	330 кВ, 2×АС-300/39
ЛЭП ЭС – В, $U_{ном}$, марка	220 кВ, АС-400/51	330 кВ, 2×АС-400/51
ЛЭП А – В, $U_{ном}$, марка	220 кВ, АС-300/39	330 кВ, 2×АС-300/39
ЛЭП В – Г, $U_{ном}$, марка	220 кВ, АС-400/51	330 кВ, 2×АС-400/51

Выбор варианта А или Б из табл. В.1 выполняется в зависимости от содержания задания на курсовой проект по «Электрической части электростанций и подстанций» таким образом, чтобы номинальное напряжение одного распределительного устройства электростанции совпало с номинальным напряжением системообразующей сети, рассматриваемой в курсовом проекте дисциплины «Проектирование электрических сетей».

Центром питания является узел «ЭС» номинальным напряжением 220 кВ или 330 кВ, соответствующий сборным шинам электростанции. Длины линий на рис. 1 даны в километрах, число цепей (параллельных линий) и число трансформаторов (автотрансформаторов) определяется по рис. 1.

Электрическая сеть является динамически изменяющимся объектом. Причиной изменений является рост нагрузок существующих подстанций, присоединение новых подстанций и ряд других обстоятельств. В курсовом проекте рассматривается развитие электрической сети уровня межрегиональной распределительной сетевой компании на перспективу 5 лет.

Технология проектирования электрических сетей может быть представлена последовательностью следующих этапов.

1. Формирование (синтез) возможных вариантов развития сети, обеспечивающих потребителей необходимым количеством энергии при нормативном качестве. Этот этап является наиболее ответственным этапом проектирования. Здесь используют обобщенные рекомендации, основанные на анализе опыта проектирования и специальных исследований. Основные рекомендации по построению схем электрических сетей содержатся в указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем.

2. Технический анализ вариантов развития электрических сетей. На этом этапе проверяют соответствие технических характеристик возможным условиям работы в будущем. Для этого выполняют расчеты режимов на рассматриваемую перспективу, анализируют пропускную способность сетей и требуемую надежность электроснабжения потребителей. На основании этих расчетов опре-

деляют показатели необходимые для экономического сопоставления вариантов (потери электроэнергии).

Методы технического анализа различны на стадии обоснования вариантов на далекую перспективу и на стадии рассмотрения отобранных вариантов развития. В первом случае необходимо получить обоснование экономических показателей вариантов. Поэтому можно использовать упрощенные методы расчета режимов.

Во 2-ом случае необходимо определить и обосновать технические мероприятия по обеспечению требуемого качества и надежности электроснабжения. Здесь необходима детальная проверка технической допустимости вариантов.

3. Экономическая оценка и сопоставление вариантов развития ЭЭС выполняется путем расчета капиталовложений, издержек производства, дохода. При этом должны быть учтены условия энергетической и экономической сопоставимости.

4. На последнем этапе подготавливают сводные показатели, необходимые для планирования развития электроэнергетики и организации проектирования отдельных объектов. Среди этих показателей: состав ЛЭП и подстанций, объем капиталовложений, потребность в оборудовании.

1 ВАРИАНТЫ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Задачей проектирования является обоснование решений, определяющих состав, основные параметры и последовательность строительства электрических сетей из условий оптимального развития в целом. Для этого используются следующие исходные данные:

1. Схема существующей электрической сети (рисунок 1), на которой указаны марки проводов и длины (км) ВЛ, типы, мощности и напряжения трансформаторов и автотрансформаторов с учётом данных таблицы В.1.

2. Максимальные нагрузки (таблица 1) на шинах 10, 35 и 110 кВ существующих подстанций на пятый год расчётного периода.

Таблица 1 – Мощности режима максимальных нагрузок существующих подстанций

Мощности нагрузок	А-110	Б-35	Б-10	В-10	Г-110
Активная, МВт	55	15	10	70	45
Реактивная, Мвар	35	10	5	40	30

3. Географическое расположение существующих (таблица 2) и мест сооружения новых (таблица 3, по вариантам) подстанций ПС-1, ПС-2, ПС-3 в декартовой системе координат. Начало координат совпадает с центром питания сети «ЭС», ось «х» направлена вправо, ось «у» - вниз.

Таблица 2 – Координаты расположения существующих подстанций, км

Подстанция	х	у
А	63	0
Б	107	31,3
В	13,6	56,4
Г	66	50

Таблица 3 – Координаты положения, мощности нагрузок новых подстанций и время использования максимальной нагрузки T_{\max}

Позиция цифры в номере варианта	Вид данных	Значение цифры в позиции									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Первая	Координаты размещения ПС-1, км										
	x_1	51	55	88	50	88	84	77	65	52	55
	y_1	36	15	12	33	35	60	59	17	19	9
Вторая	Координаты размещения ПС-2, км										
	x_2	84	81	50	53	83	76	53	85	80	52
	y_2	33	35	18	56	8	41	27	47	23	39
Третья	Координаты размещения ПС-3, км										
	x_3	85	107	109	92	123	105	127	88	60	71

Продолжение табл. 3

	уз	44	46	55	41	28	7	42	48	33	27
Четвёртая	Максимальные мощности нагрузок ПС-1, МВт и Мвар										
	P_1	61	61	40	56	59	50	57	66	55	29
	Q_1	40	34	26	38	40	31	32	47	37	21
Пятая	Максимальные мощности нагрузок ПС-2, МВт и Мвар										
	P_2	39	30	63	44	29	34	29	17	24	64
	Q_2	25	17	41	29	20	21	16	12	16	47
Позиция цифры в номере варианта	Вид данных	Значение цифры в позиции									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Шестая	Максимальные мощности нагрузок ПС-3, МВт и Мвар										
	P_3	18	14	6	7	16	18	10	19	19	10
	Q_3	12	8	4	5	11	11	5	14	13	7
Седьмая	Число часов использования максимальной нагрузки, ч/год										
	T_{\max}	5600	4500	4800	5300	5100	5000	4900	4700	4600	5200

4. Ориентировочный состав видов нагрузок новых подстанций (таблица 4, по величине мощностей нагрузки).

Таблица 4 – Состав нагрузки сооружаемых подстанций, %

Под-станция	Максимальная активная мощность, МВт	Состав нагрузки					
		Осветительная нагрузка	Промышленная трехфазная	Промышленная двухфазная	Промышленная однофазная	Электрифицированный транспорт	Сельскохозяйственное производство
ПС-1	До 40	15	15	30	–	40	–
	Свыше 40 до 50	15	15	20	10	40	–
	Свыше 50	20	20	15	15	30	–
ПС-2	До 40	20	20	40	10	–	10
	Свыше 40 до 50	20	30	10	20	–	20
	Свыше 50	15	20	15	30	–	20
ПС-3	До 10	40	10	–	–	–	50
	Свыше 10	40	15	–	–	–	45

5. Максимальные мощности новых узлов нагрузки (новых подстанций) на пятый год расчётного периода (см. табл. 3, по вариантам).

6. Время использования максимальной нагрузки T_{\max} (см. табл. 3) для суммарного годового графика нагрузки с учетом мощностей новых подстанций.

7. Напряжение центра питания «ЭС» в режиме максимальных нагрузок поддерживается на уровне $1,1U_{\text{ном}}$.

8. Номинальное напряжение на шинах низшего напряжения новых подстанций – 10 кВ.

9. Место строительства – Ростовская область.

10. Материал опор для ВЛ всех напряжений – железобетон.

11. Необходимые справочные материалы приведены в приложении.

Вариант задания параметров новых подстанций (табл. 3) состоит из 7 цифр (например, последние семь цифр номера вашего телефона). Каждая из этих цифр означает:

- первая — координаты размещения ПС-1;
- вторая — координаты размещения ПС-2;
- третья — координаты размещения ПС-3;
- четвертая — максимальные мощности нагрузок ПС-1;
- пятая — максимальные мощности нагрузок ПС-2;
- шестая — максимальные мощности нагрузок ПС-3;
- седьмая — число часов использования максимальной нагрузки всей сети.

Например, номер телефона 2589173.

Первая цифра – 2. Координаты размещения ПС-1: $x_1=55$ км, $y_1=15$ км;

вторая цифра – 5. Координаты размещения ПС-2: $x_2=83$ км, $y_2=8$ км;

третья цифра – 8. Координаты размещения ПС-3: $x_3=88$ км, $y_3=48$ км;

четвёртая цифра – 9. Максимальные мощности нагрузок ПС-1: $P_1=55$ МВт, $Q_1=37$ Мвар;

пятая цифра – 1. Максимальные мощности нагрузок ПС-2: $P_2=39$ МВт, $Q_2=25$ Мвар;

шестая цифра – 7. Максимальные мощности нагрузок ПС-3: $P_3=10$ МВт, $Q_3=5$ Мвар;

седьмая цифра – 3. Число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{max}}=4800$ ч/год.



2 СОДЕРЖАНИЕ И ОФОРМЛЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Содержание данного курсового проекта ограничивается разработкой двух возможных вариантов развития заданной электрической сети и выбора наилучшего из 5 – 6 первоначально намеченных.

В курсовом проекте должны быть решены следующие задачи:

1. Разработка вариантов развития электрической сети. При этом необходимо:
 - сформировать варианты магистрально-радиальных и замкнутых (кольцевых) схем;
 - выполнить приближённый расчёт потокораспределения в сформированных вариантах сети;
 - выбрать номинальные напряжения новых линий;
 - определить марки и сечения проводов новых линий;
 - выбрать число и мощность трансформаторов новых подстанций;
 - подобрать схемы распределительных устройств высшего напряжения новых подстанций.
2. Расчёты характерных режимов электрической сети выбранных вариантов:
 - сформировать схему замещения электрической сети и вычислить параметры элементов схемы замещения;
 - определить потокораспределение и напряжения узлов в режиме максимальной нагрузки при полном составе оборудования (нормальный режим);
 - определить потокораспределение и напряжения узлов в ремонтном режиме (отключён один из элементов сети) при максимальной нагрузке.
3. Анализ режимов сети. Мероприятия по их улучшению:
 - выявление перегруженных линий, трансформаторов, автотрансформаторов существующей сети в режиме максимальной нагрузки;
 - разработка мероприятий по ликвидации перегрузки элементов существующей сети;

Проектирование электрических сетей

- выбор мощности и мест размещения компенсирующих устройств;
- расчёт характерных режимов (максимальный при полном составе оборудования сети, ремонтный при максимальной нагрузке) с учётом расстановки компенсирующих устройств в сети;
- выбор коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов в характерных режимах (максимальном при полном составе оборудования, в ремонтном при максимальной нагрузке).

4. Экономическое сопоставление вариантов развития:

- рассчитать капиталовложения в новые объекты электрической сети по вариантам развития;
- вычислить ежегодных издержки по сравниваемым вариантам сети;
- определить чистый дисконтированный доход по сравниваемым вариантам развития сети и выбрать вариант, соответствующий максимуму дохода.

Курсовой проект оформляется в виде расчетно-пояснительной записки и графической части из трёх чертежей. Записка (объемом до 40 с. текста) состоит из нескольких разделов. В каждом из них должны быть сформулированы задачи, дано решение поставленных задач и сделаны обоснованные выводы.

Пояснительная записка должна содержать титульный лист, задание с исходными данными, ведомость проекта, содержание, введение, основную часть, заключение, библиографическое описание. Исходные данные и результаты расчетов режимов на ЭВМ приводятся в приложении.

Графическая часть проекта выполняется на отдельных листах А1 и содержит карту-схему вариантов развития электрической сети, принципиальные схемы электрических сетей района двух вариантов, расчетные схемы электрических сетей с нанесёнными потоками мощности и напряжениями в режиме максимальной нагрузки. Новые элементы изображаются штриховыми линиями.

3 РЕШЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ СИНТЕЗА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ

3.1 Формирование вариантов схем электрической сети

Технико-экономическое обоснование схемы построения и выбор параметров электрической сети производится на перспективу 5 лет.

Проектируемая электрическая сеть должна обеспечивать:

- требуемую пропускную способность и надёжность;
- экономичность развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемой сети с существующей.

Требования к пропускной способности и надёжности формулируются следующим образом:

- передача расчетных максимальных перетоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети при нормативных уровнях напряжения;
- передача расчетных длительных перетоков мощности должна обеспечиваться при полной схеме сети и при отключении одного из элементов сети (одной цепи ЛЭП или одного трансформатора).

Экономичность развития и функционирования основывается на выборе варианта, предусматривающего дальнейшее развитие сети без её коренных изменений и максимальное использование действующих сетей с учетом их возможностей для реконструкции.

При проектировании ВЛ рекомендуется применять стандартное оборудование и материалы и унифицированные или типовые конструкции опор, фундаментов и других элементов линий, прошедшие все требуемые испытания и зарекомендовавшие себя положительно в эксплуатации. Необходимые данные по оборудованию электрических сетей даны в приложении А.

Необходимо наметить 5 – 6 вариантов, среди которых должны быть варианты магистрально-радиальных и замкнутых (кольцевых) схем. Присоединение новых линий возможно к существующим подстанциям А, Б, В и Г и к центру питания «ЭС» за счет расширения (реконструкции) их распределительных устройств. По типу присоединения к сети подстанции должны быть тупиковые

или проходные. При построении вариантов схем соединений ЛЭП принимают во внимание требования, которые предъявляются к надёжности электроснабжения потребителей ЭЭС. Все намеченные варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми.

Для построения вариантов используется граф существующей сети (рисунок 2). Граф сети составляется с использованием координат (x, y) существующих подстанций в декартовых координатах (табл. 2). Начало координат совпадает с центром питания «ЭС», ось x направлена вправо, ось y – вниз. Координаты новых подстанций ПС-1, ПС-2, ПС-3 и их максимальные нагрузки даны в табл. 3.

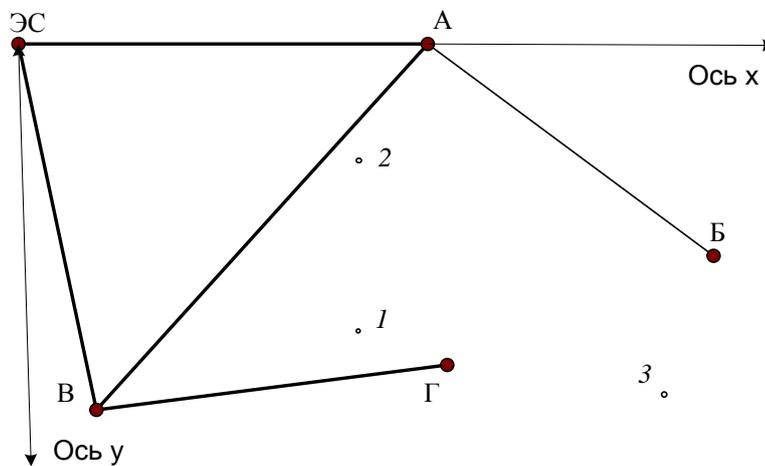


Рисунок 2. Граф существующей сети и местоположение новых подстанций

При выборе вариантов необходимо руководствоваться следующим:

- а) передача электроэнергии должна осуществляться по возможности кратчайшим путем;
- б) схема сети должна обеспечивать необходимую надежность электроснабжения в соответствии с категорией потребителей;
- в) при этом по возможности следует выбирать наиболее простые типы схем;

г) суммарная стоимость сооружаемых ЛЭП должна быть наименьшей, что приближенно можно оценить по суммарной протяженности сооружаемых ЛЭП (протяженность двухцепных ЛЭП следует включать в сумму с весовым коэффициентом 1,5). Протяженность всех линий выбранных вариантов принимается на 20 - 26 % больше воздушной прямой.

Например, имеются данные о расположении новых подстанций ПС-1, ПС-2 и ПС-3 в принятых координатах (таблица 6).

Таблица 6 – Координаты расположения и мощности режима максимальных нагрузок новых подстанций

Подстанция	х, км	у, км	Р, МВт	Q, Мвар
ПС-1	52	45	63	42
ПС-2	51	18	38	25
ПС-3	99	56	6	4

Намечаем несколько вариантов соединения точек новых подстанций с близлежащими подстанциями. Это подстанции А, Б и Г. Варианты схем с новыми линиями (с учетом количества цепей новых ЛЭП) приведены на рисунке 3.

В составе нагрузок новых подстанций (см. таблицу 3) есть потребители I и II категории. Питание каждой новой подстанции должно осуществляться от двух источников или по двухцепным линиям.

В приведённых схемах питание подстанции ПС-3 во всех вариантах осуществляется от подстанции Б. Это сделано потому, что линия Б-3 короче, чем линия, идущая от подстанции Г. Кроме того, нагрузка новой подстанции ПС-3 невелика ($6 + j4$ МВА), что позволяет незначительно увеличить нагрузку существующей ВЛ-110 кВ А-Б. Однако если предполагается в дальнейшем расширять ПС-3, то ее питание лучше осуществить от пункта Г, так как в этом случае дополнительные потери энергии в существующей сети для питания ПС-3 будут в сети 220 кВ, а линия А-Б 110 кВ не будет иметь дополнительной нагрузки. Такой вариант при наличии перспективы развития ПС-3 следовало бы включить в число рассматриваемых вариантов.

Проектирование электрических сетей

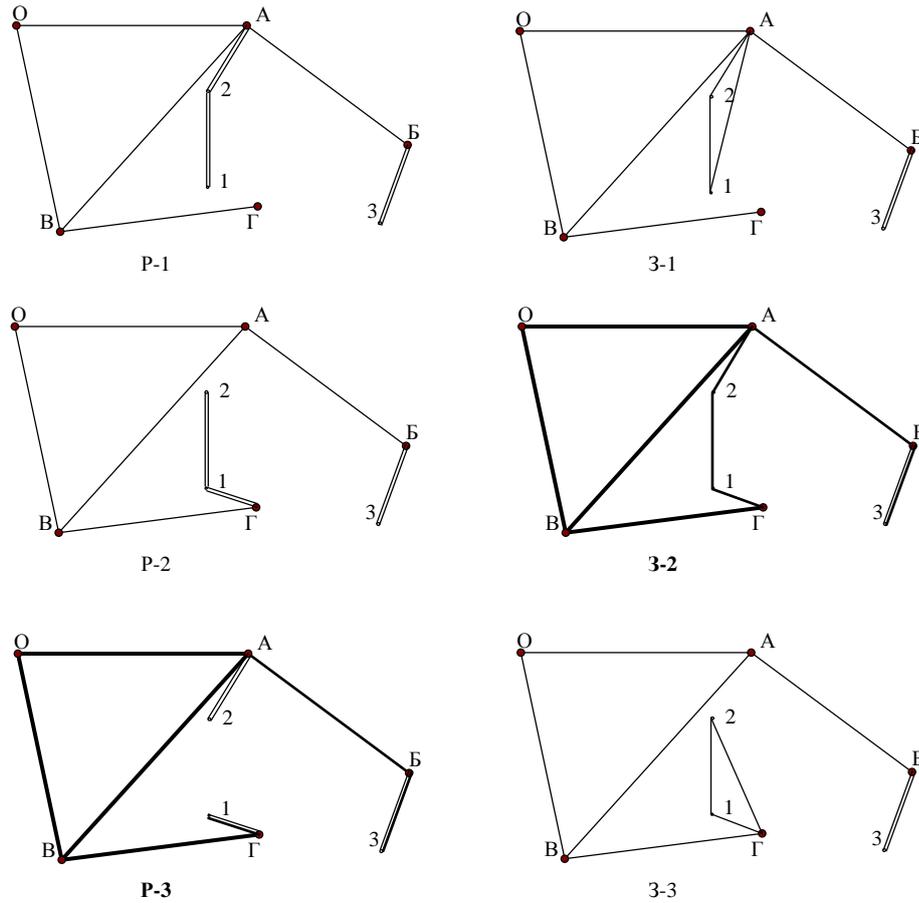


Рисунок 3. Варианты радиально-магистральных (Р) и замкнутых (З) схем соединения новых ЛЭП

Расстояния между пунктами 1 и 2, а также между ними и ближайшими существующими подстанциями А и Г приведены ниже:

$$A-2 L_{A-2} = \sqrt{(x_A - x_2)^2 + (y_A - y_2)^2} = \sqrt{(63 - 51)^2 + (0 - 18)^2} = 21,6 \text{ км};$$

$$\Gamma-1 L_{\Gamma-1} = \sqrt{(x_\Gamma - x_1)^2 + (y_\Gamma - y_1)^2} = \sqrt{(66 - 52)^2 + (50 - 45)^2} = 14,9 \text{ км};$$

$$1-2 L_{1-2} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} = \sqrt{(52 - 51)^2 + (18 - 45)^2} = 27 \text{ км};$$

$$A-1 L_{A-1} = \sqrt{(x_A - x_1)^2 + (y_A - y_1)^2} = \sqrt{(63 - 52)^2 + (0 - 45)^2} = 46,3 \text{ км};$$

$$\Gamma-2 L_{\Gamma-2} = \sqrt{(x_\Gamma - x_2)^2 + (y_\Gamma - y_2)^2} = \sqrt{(66 - 51)^2 + (50 - 18)^2} = 35,3 \text{ км}.$$

Сопоставим намеченные варианты по критерию суммарной длины новых ЛЭП для питания нагрузок 1 и 2.

Радиальные варианты (суммируются длины двухцепных ЛЭП):

$$\Sigma L_{P-1} = L_{A-2} + L_{1-2} = 21,6 + 27 = 48,6 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-2} = L_{Г-1} + L_{1-2} = 14,9 + 27 = 41,9 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{P-3} = L_{A-2} + L_{Г-1} = 21,6 + 14,9 = 36,5 \text{ км}.$$

Минимальное значение для варианта «Р-3».

Кольцевые варианты (суммируются длины одноцепных ЛЭП):

$$\Sigma L_{3-1} = L_{A-2} + L_{A-1} + L_{1-2} = 21,6 + 46,3 + 27 = 94,9 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{3-2} = L_{Г-1} + L_{1-2} + L_{A-2} = 14,9 + 27 + 21,6 = 63,5 \text{ км};$$

$$\Sigma L_{3-3} = L_{Г-2} + L_{Г-1} + L_{1-2} = 35,3 + 14,9 + 27 = 77,2 \text{ км}.$$

Минимальное значение для варианта «З-2».

Так как в одну формулу для сравнения не вошли одновременно одноцепные и двухцепные линии, то коэффициент 1,5 не использовался.

На основе приближенной технико-экономической оценки вариантов выбрать из предложенных вариантов два для дальнейшей проработки. Среди этих вариантов должен быть хотя бы один вариант, имеющий замкнутую схему электроснабжения.

Из приведённых вариантов для дальнейшего рассмотрения выбираем радиально-магистральный вариант «Р-3» и вариант замкнутой сети «З-2» как варианты, имеющие минимальную суммарную длину новых ВЛ.

3.2 Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП

Выбор $U_{\text{ном}}$ определяется главным образом экономическими факторами. Поэтому в общем случае для выбора напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов сети при различных напряжениях. Следует учитывать сложившиеся в России две системы номинальных напряжений сетей: 35 – 110 – 220 – 500 кВ и 35 – 110 – 330 – 750 кВ, а также наличие данного напряжения на подстанции, куда присоединяется проектируемая ЛЭП.

На практике выбор напряжения может быть произведен по данным, полученным на основе опыта проектирования электрических сетей (табл. 7) и по эмпирическим формулам, например, по формуле Г.А. Илларионова [1]:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

или формуле

$$U = 16\sqrt[4]{Pl},$$

где P – нагрузка на одну цепь, МВт; l – длина цепи ЛЭП, км.

Предварительно следует найти приближённое потокораспределение мощностей по сооружаемым ЛЭП для максимальных нагрузок новых подстанций.

Таблица 7. – Пропускная способность и дальность электропередачи по ВЛ 35, 110 и 220 кВ

Напряжение, кВ	Сечение фазы, мм ²	Пропускная способность ВЛ, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		Натуральная	При плотности тока 0,9 А/мм ²	Предельная (КПД = 0,9)	Средняя (между двумя соседними ПС)
35	70...150	3	4...10	20	5
110	70...240	30	11...37	80	25
220	240...400	135	74...123	400	100

Кольцевые участки сети проектируются, как правило, на одно номинальное напряжение. При этом необходимое для выбора номинального напряжения

потокораспределение определяется приближённо. Приближённый расчёт потокораспределения выполняется при следующих допущениях:

- а) не учитываются потери мощности в элементах сети и зарядные мощности линий;
- б) потокораспределение в замкнутых сетях определяется по длинам линий;
- в) непрямолинейность трасс учитывается коэффициентом непрямолинейности, равным 1,2.

Потокораспределение в разомкнутой сети находят с помощью уравнений первого закона Кирхгофа (для мощностей), начиная с более удаленного участка и переходя от узла к узлу.

Для рассматриваемого примера исходные данные по нагрузкам подстанций приведены в табл. 6, а данные по длинам ЛЭП берутся для выбранных вариантов сети.

По всем линиям радиально-магистрального варианта «Р-3» передается мощность одной из соответствующих подстанций. Расчеты по варианту «Р-3» сведены в табл. 8.

Таблица 8. – Выбор номинальных напряжений ВЛ варианта радиально-магистральной сети

ВЛ	L , км	$L+20\%$, км	P , МВт	Цепей	U , кВ	$U_{ном}$, кВ
А - 2	21,6	26,0	38	2	75,4	110
Г - 1	14,9	17,9	63	2	77,9	110
Б - 3	24,4	29,2	6	2	49,0	35 (110)

Полученное номинальное напряжение для линий А - 2 и Г - 1 хорошо согласуется с данными табл. 7, однако для линии Б - 3 как по пропускной способности, так и по предельной длине номинальное напряжение 35 кВ не подходит. Принимаем для этой линии номинальное напряжение также 110 кВ.

Для выбора номинальных напряжений замкнутой сети (вариант «З-2») найдем приближённое потокораспределение в линии с двухсторонним питанием (А - 2) (2 - 1) (1 - Г) с расстояниями соответственно 17,9; 32,4 и 25,9 км.

Проектирование электрических сетей

$$\underline{S}_{A-2} = \frac{\underline{S}_2(L_{1-2} + L_{\Gamma-1}) + \underline{S}_1 L_{\Gamma-1}}{L_{\Gamma-1} + L_{1-2} + L_{A-2}} =$$

$$= \frac{(38 + j25)(32,4 + 17,9) + (63 + j42)17,9}{17,9 + 32,4 + 25,9} = 39,9 + j26,4 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{2-1} = 1,9 + j1,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{\Gamma-1} = 61,1 + j40,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчеты по варианту «3-2» сведены в табл. 9.

Таблица 9. – Выбор номинальных напряжений ВЛ варианта замкнутой сети

ВЛ	L , км	$L+20\%$, км	P , МВт	Цепей	U , кВ	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
А - 2	21,6	26,0	39,9	1	90,3	110
1 - 2	27	32,4	1,9	1	39,1	110
Г - 1	14,9	17,9	61,1	1	92,8	110
Б - 3	24,4	29,3	6,0	2	49,0	35 (110)

Здесь для линии Б-3 номинальное напряжение также меняем на 110 кВ.

3.3 Определение сечений проводов новых ЛЭП

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения проводов производится по нормированным значениям экономической плотности тока [1].

Суммарное расчётное сечение (F) проводов фазы проектируемой ВЛ равно:

$$F = \frac{I_p}{j_n},$$

где I_p – расчетный ток, А;

j_n – нормированная плотность тока, А/мм².

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ-7) нормированы следующие значения плотности тока для ВЛ 35...500 кВ (табл. 10).

Таблица 10. – Нормированные значения плотности тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки T_{\max} , ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Значение I_p определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где I_5 – ток линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчетным длительным потокам мощности $P_{\text{ЛЭП}}$, $Q_{\text{ЛЭП}}$. Для линий распределительной сети I_5 определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

$$I_5 = \frac{\sqrt{P_{\text{ЛЭП}}^2 + Q_{\text{ЛЭП}}^2}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}.$$

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 35–220 кВ значение α_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ (T_{\max}), а коэффициент K_m – отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы (табл. 11). Расчет коэффициента для нагрузок новых подстанций производится по данным, приведенным в табл. 12. Пример расчёта K_m приведён в табл. 17.

Проектирование электрических сетей

 Таблица 11. – Усредненные значения коэффициента α_T

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы K_M	Значение коэффициента при числе часов использования максимума нагрузки T_{max} , ч/год		
		до 4000	4000...6000	более 6000
35 – 330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2

Расчётное сечение провода должно быть округлено до ближайшего стандартного и проверено по допустимой токовой нагрузке по нагреву $I_{доп}$:

$$I_{р.н} \leq I_{доп} ,$$

где $I_{р.н}$ – расчетный ток для проверки проводов по нагреву.

Таблица 12. – Коэффициенты попадания в максимум энергосистемы для различных потребителей электроэнергии

Потребители электроэнергии	Коэффициент k_{Mi}
Осветительно-бытовая нагрузка	1,0
Промышленные предприятия:	
трехсменные	0,85
двухсменные	0,7–0,75
односменные	0,1–0,15
Электрифицированный транспорт	1,0
Сельскохозяйственное производство	0,7–0,75

Расчетными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т. п.

Допустимые длительные токи для проводов марок АС и АСК приведены в табл. 13, а поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов – в табл. 14.

Минимально возможные сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности проводов для ВЛ свыше 1 кВ приведены в табл. 15.

Таблица 13. – Допустимые длительные токи для неизолированных проводов марок АС и АСК, применяемых на ВЛ 35...330 кВ при температуре воздуха +25 °С

Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А	Сечение (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А
35/6,2	175	300/39	710
50/8	210	300/48	690
70/11	265	330/27	730
95/16	330	400/22	830
120/19	390	400/51	825
150/24	450	400/64	860
185/29	510	500/27	960
240/32	610	500/64	945

Максимально возможные сечения проводов из условия механической прочности типовых опор составляют:

- для ВЛ-35 кВ – 150 мм²;
- для ВЛ-110 кВ – 240 мм²;
- для ВЛ-220 кВ – 500 мм².

Таблица 14. – Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура провода, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, С°											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Проверке по условиям короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышают их (табл. 16).

Проверке по допустимым потерям и отклонениям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат, так как повышение уровня напряжения путем увеличения

сечения проводов таких линий по сравнению с применением трансформаторов с РПН или средств компенсации реактивной мощности экономически не оправдывается.

Таблица 15. – Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм ²			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	из термообработанного алюминиевого сплава	сталеалюминиевых	стальных
ВЛ без пересечений в районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III–IV	95	50	50/8	35
в V и более	–	–	70/11	35
Пересечения ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III–IV	95	70	50/8	50
в V и более	–	–	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	–	–	70/11	–
35 кВ и выше	–	–	120/19	–

Таблица 16. – Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	два и более
110	11,4 (АС 70/11)	–
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	–
330	33,2 (АС 600/72)	2 × 21,6 (2 × АС 240/32) 3 × 15,2 (3 × АС 120/19) 3 × 17,1 (3 × АС 150/24)
		5 × 21,6 (5 × АС 240/32)

Примечания. 1. Для ВЛ 220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с проверкой по радиопомехам. 2. Для ВЛ 330 кВ минимальный диаметр провода 15,2 мм (три провода в фазе) относится к одноцепным опорам.

Пример выбора сечений проводов ЛЭП. Расчёт коэффициентов K_M для нагрузок новых подстанций приведён в табл. 17.

Таблица 17. – Расчет коэффициентов попадания нагрузок новых подстанций в максимум энергосистемы

Подстанция	Активная мощность подстанции P	Состав различных видов потребителей новых подстанций, %, для K_M , о.е.						K_M
		Освещение	Пром. трех-сменная	Пром. двух-сменная	Пром. одно-сменная	Элек-триф. транс-порт	С/х	
		1,0	0,85	0,75	0,15	1,0	0,75	
ПС-1	63	20	20	15	15	30	0	0,805
ПС-2	38	20	20	40	10	–	10	0,76
ПС-3	6	40	10	–	–	–	50	0,86

Примечание. Процентный состав различных видов потребителей взят из табл. 4 в зависимости от заданной активной мощности подстанции.

Расчёт K_M в табл. 17 выполнен по формуле

$$K_M = \sum_{i=1}^6 k_{M i} d_i \cdot 10^{-2},$$

где $k_{M i}$ – коэффициент из табл. 12;

d_i – доля потребителей i -го типа в нагрузке подстанции.

Результаты расчётов сечений проводов новых ЛЭП сведены в табл. 18 и 19 по вариантам. Для всех воздушных линий выбираем сталеалюминиевые провода.

Таблица 18. – Расчет сечений проводов ЛЭП варианта радиально-магистральной сети

ВЛ	P , МВт	Q , Мвар	$U_{ном}$, кВ	Цепей	I_5 , А	α_T	I_p , А	F , мм ²	$F_{станд}$, мм ²
А - 2	38	25	110	2	119,4	1,28	160,4	160,4	185
Г - 1	63	42	110	2	198,7	1,20	250,4	250,4	240
Б - 3	6	4	110	2	18,9	1,15	22,9	22,9	70

При выборе стандартных сечений были учтены ограничения по механической прочности ВЛ свыше 1 кВ и условиям короны и радиопомех (см. табл. 15, 16).

Выбранные сечения подлежат проверке по предельно допустимому току в послеаварийных и ремонтных режимах. Для двухцепных ЛЭП послеаварийным

током является удвоенное значение нормального тока в режиме максимальных нагрузок. Для варианта замкнутой схемы послеаварийным током для крайних ЛЭП будет ток, вычисленный через суммарную мощность нагрузок линии с двухсторонним питанием. Для средней ЛЭП – ток большей из двух нагрузок линии.

Таблица 19. – Расчет сечений проводов ЛЭП варианта замкнутой сети

ВЛ	P , МВт	Q , Мвар	$U_{ном}$, кВ	Цепей	I_5 , А	α_T	I_p , А	F , мм ²	$F_{станд}$, мм ²
А-2	39,9	26,4	110	1	125,4	1,28	168,5	168,5	185
1-2	1,9	1,4	110	1	6,0	1,28	8,1	8,1	70
Г-1	61,1	40,6	110	1	192,7	1,20	242,8	242,8	240
Б-3	6,0	4,0	110	2	18,9	1,15	22,9	22,9	70

Результаты расчетов при проверке по допустимому току приведены в табл. 20 и 21 по вариантам. Наибольшая среднемесячная температура в Ростове на Дону в декабре по данным метеонаблюдений равна +3,6 °С.

Для кольцевого варианта, исходя из аварийной перегрузки, на линиях А - 2 и 1 - 2 взяты провода большего сечения.

Технические параметры оборудования сети приведены в приложении А.

Таблица 20. – Результаты расчетов при выборе проводов ВЛ для радиального варианта

ЛЭП	$I_{п/ав}$, А	Предварительное сечение	$I_{доп}$, А	Марка провода	$I_{доп}$, А
А - 2	238,7	185	510	АС-185/29	510
Г - 1	397,4	240	610	АС-240/32	610
Б - 3	37,8	70	390	АС-70/11	390

Таблица 21. – Результаты расчетов при выборе проводов ВЛ для кольцевого варианта

ЛЭП	$I_{п/ав}$, А	Предварительное сечение	$I_{доп}$, А	Марка провода	$I_{доп}$, А
А - 2	636,1	185	510	АС-240/32	610
1 - 2	397,4	70	265	АС-120/19	390
Г - 1	636,1	240	610	АС-240/32	610
Б - 3	37,8	70	390	АС-70/11	390

В варианте замкнутой сети послеаварийный ток в линиях А -2, 1 – 2, Г - 1 превышает допустимый ток из табл. 13. Однако такое превышение вполне приемлемо с учетом возможной токовой перегрузки ВЛ при температуре, которая соответствует зимнему периоду времени, когда система проходит годовой максимум нагрузки. Поправочный коэффициент для температуры воздуха +3,6 °С равен 1,2 и допустимый ток для провода АС-120 становится равным 468 А.

Для провода АС-240 с учётом поправочного коэффициента на температуру допустимый ток равен 732 А.

3.4 Выбор трансформаторов новых подстанций

На новых подстанциях 35 кВ и выше применяют типовые схемы, в которых предусмотрена установка, как правило, двух трансформаторов одинаковой мощности. Установка одного трансформатора является, обычно, первым этапом сооружения двух трансформаторной подстанции. Установка более двух трансформаторов осуществляется при наличии технико-экономического обоснования или по специальным требованиям заказчика.

При выборе трансформаторов определяющим условием является их нагрузочная способность. Нагрузочной способностью трансформаторов называется совокупность нагрузок и перегрузок трансформатора. Исходным режимом для определения нагрузочной способности является номинальный режим работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных условиях места установки и охлаждающей среды, определяемых соответствующим стандартом или техническими условиями.

В курсовом проекте выбор трансформаторов на новых понижающих подстанциях выполняется исходя из аварийной перегрузки при отключении одного из двух трансформаторов на время ремонта или замены. При этом резервирование по сетям СН и НН отсутствует.

Мощность трансформатора выбирается по условию:

$$S_{\text{тр}} = (0,65 \div 0,7)S_5,$$

где $S_{\text{тр}}$ – мощность одного трансформатора;

S_5 – максимальная мощность на пятый год расчётного периода, проходящая через оба трансформатора.

Затем выбирают ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности трансформатора с учётом требуемых номинальных напряжений.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливают автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшая масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

Пример выбора трансформаторов.

На подстанции ПС-1 с максимальной мощностью нагрузки на 5-й год эксплуатации подстанции: $P_{\text{max}} = 63$ МВт, $Q_{\text{max}} = 42$ Мвар. Полная мощность двух трансформаторов равна $S_{\text{max}} = 75,7$ МВ·А.

Мощность каждого трансформатора

$$S_{\text{тр}} = 0,7 \cdot 75,7 = 53 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформаторы ТРДЦН-63000/110 (табл. 22).

Таблица 22. – Параметры трансформаторов новых подстанций

Место установки	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Количество	$U_{\text{ном}}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	I_x , %	ΔP_x , кВт
				ВН	НН				
ПС-1	ТРДЦН-63000/110	63	2	115	10,5/10,5	10,5	260	0,6	59
ПС-2	ТРДН-40000/110	40	2	115	10,5/10,5	10,5	172	0,65	36
ПС-3	ТДН-10000/110	10	2	115	11	10,5	60	0,7	14

3.5 Схемы присоединения подстанций и их распределительные устройства

В этом курсовом проекте выбор схем подстанций осуществляется без подробного обоснования лишь с учетом общих рекомендаций. Схемы электрических соединений подстанций выбирают в зависимости от их назначения. По способу присоединения к линиям электропередачи различают тупиковые (рис.4.а, г), ответвительные (рис. 4.б, д, ж, и), проходные (рис. 4.в, е, з, л) и узловые (рис. 4.к) подстанции.

Целесообразно применять для вновь сооружаемых подстанций схемы проходных и узловых присоединений (см. рис. 4). Эти схемы обладают более высокими показателями надёжности электроснабжения потребителей.

Выбор схем распределительных устройств (РУ) подстанций выполняется из числа типовых коммутационных схем с учетом их области применения [1].

На стороне ВН и СН подстанций это, как правило, открытые РУ (ОРУ).

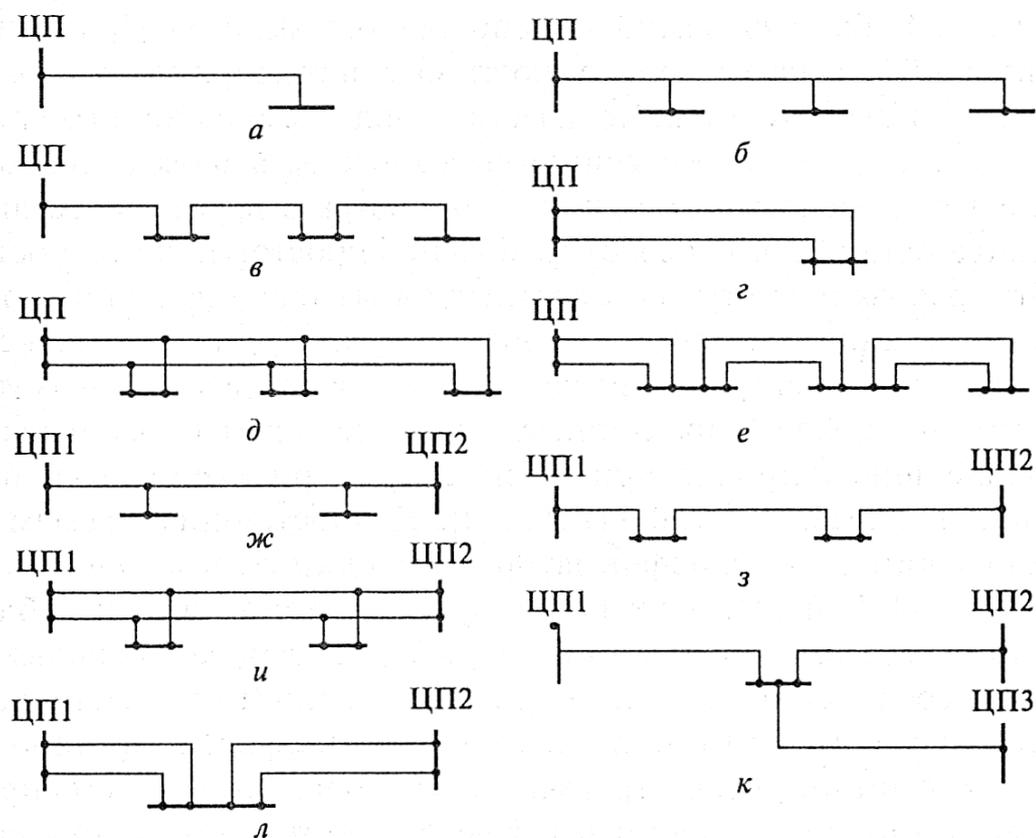


Рис. 4. Основные типы присоединения подстанций к сети:

а, б, в – радиальной с одной ВЛ; г, д, е – двойной радиальной; ж, з, и – с двумя центрами питания; к, л – с тремя и более центрами питания (ЦП)

На рис. 5 приведены типовые схемы РУ 35 – 750 кВ, а в табл. 23 – перечень схем и области их применения.

Основной рекомендуемой схемой для РУ СН 110 – 220 кВ является одинарная секционированная система шин (рис. 5, схема 9).

Схемы РУ 10(6) кВ приведены на рис. 6. Схема с одной секционированной системой шин (рис. 6.б, в) применяется при двух трансформаторах с нерасщеплёнными обмотками НН. Схема с двумя секционированными шинами (рис. 6.г) используется при двух трансформаторах с расщеплёнными обмотками НН.

В графической части курсового проекта необходимо привести изображения выбранных в обоих вариантах схем РУ новых и существующих подстанций.

Таблица 23 – Характеристики некоторых типовых схем РУ 35 – 750 кВ

Номер типовой схемы на рис. 5	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1	2	3	4	5	6
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35 – 220	ВН	2	Проходные ПС при необходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на ВЛ
7	Четырехугольник	220 – 750	ВН	2	1. Альтернатива схеме «мостика» для ПС 110 – 220 кВ. 2. Для ПС 330 – 750 кВ как начальный этап более сложных схем
9	Одна секционированная система шин	35 – 220	ВН, СН, НН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию

Продолжение табл. 23

1	2	3	4	5	6
9Н	Одна секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей	110 – 220	ВН, СН	3 и более	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию. 2. При повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов
12Н	Одна рабочая секционированная и обходная системы шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей	110 – 220	ВН, СН	3 и более	При повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов
16	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий	220 – 750	ВН, СН	5 – 6	
17	Полуторная схема	220 – 750	ВН, СН	6 и более	

Следует иметь в виду, что присоединение ЛЭП к существующим подстанциям требует расширения их РУ. Поэтому стоимость ячеек (комплектов выключателей – по одному на одну линию) также должна включаться в затраты при сопоставлении вариантов.

Проектирование электрических сетей

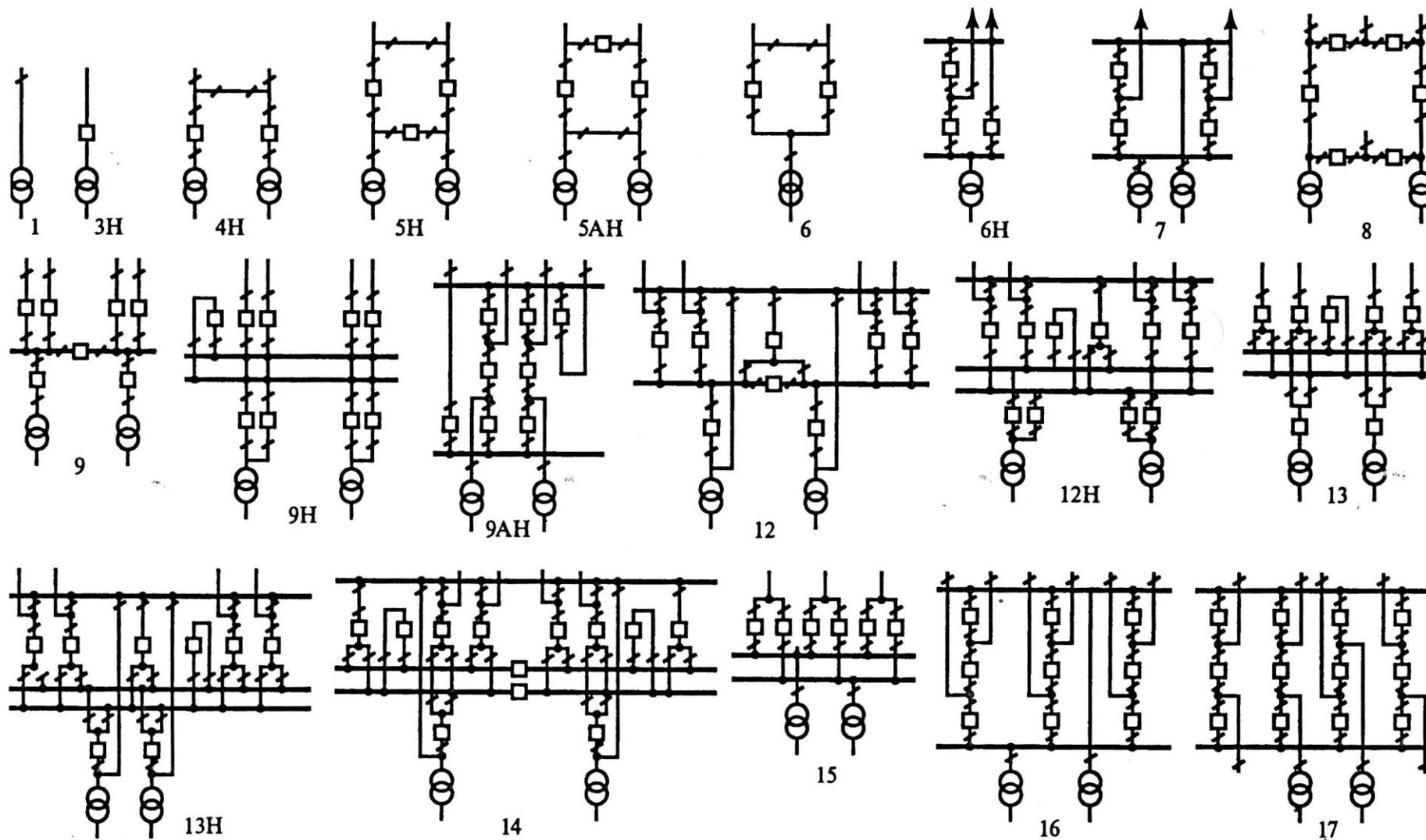


Рисунок 5. Типовые схемы РУ 35 – 750 кВ. Цифры – номера типовых схем

Проектирование электрических сетей

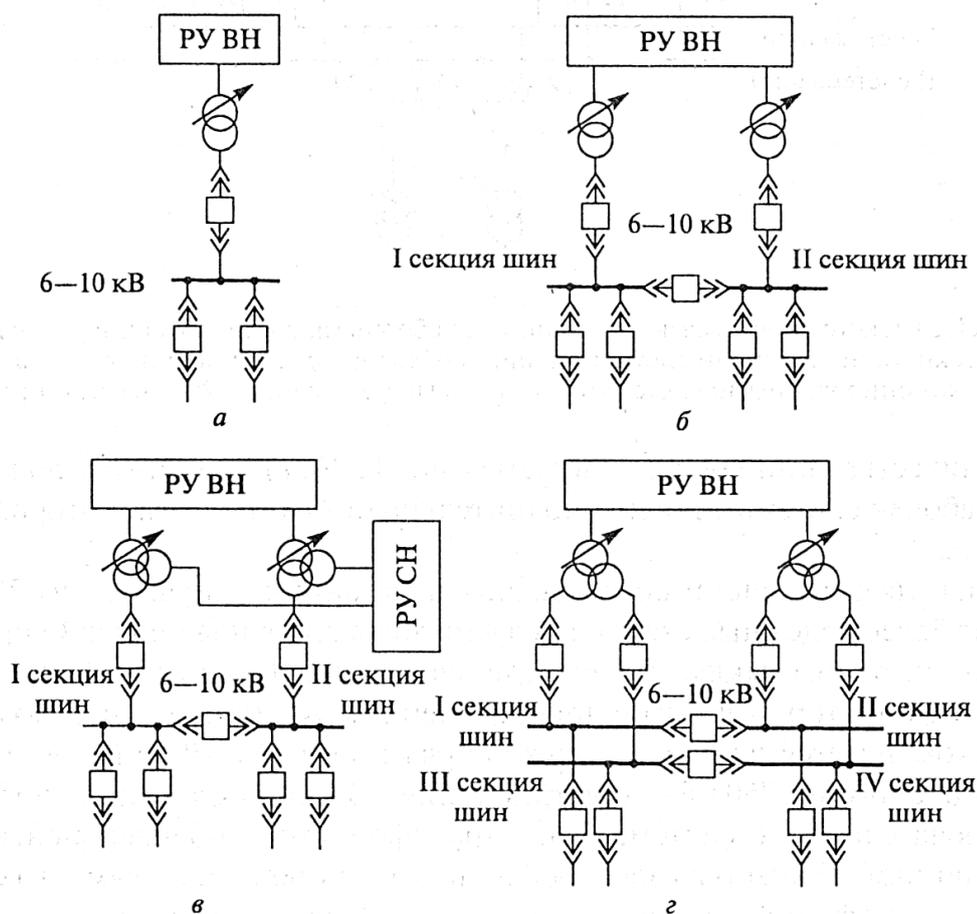


Рисунок 6. Схемы РУ низшего напряжения:
 а – с одной несекционированной системой шин; б, в – с одной секционированной системой шин; г – с двумя секционированными системами шин

Для составления принципиальных схем вариантов электрической сети необходимо перерисовать существующую схему и добавить к ней сооружаемые ЛЭП и подстанции с надписанными марками проводов и типами трансформаторов. Пример принципиальной схемы электрической сети для радиального варианта «Р-3» показан на рис. 7, для кольцевого – на рис. 8.

Проектирование электрических сетей

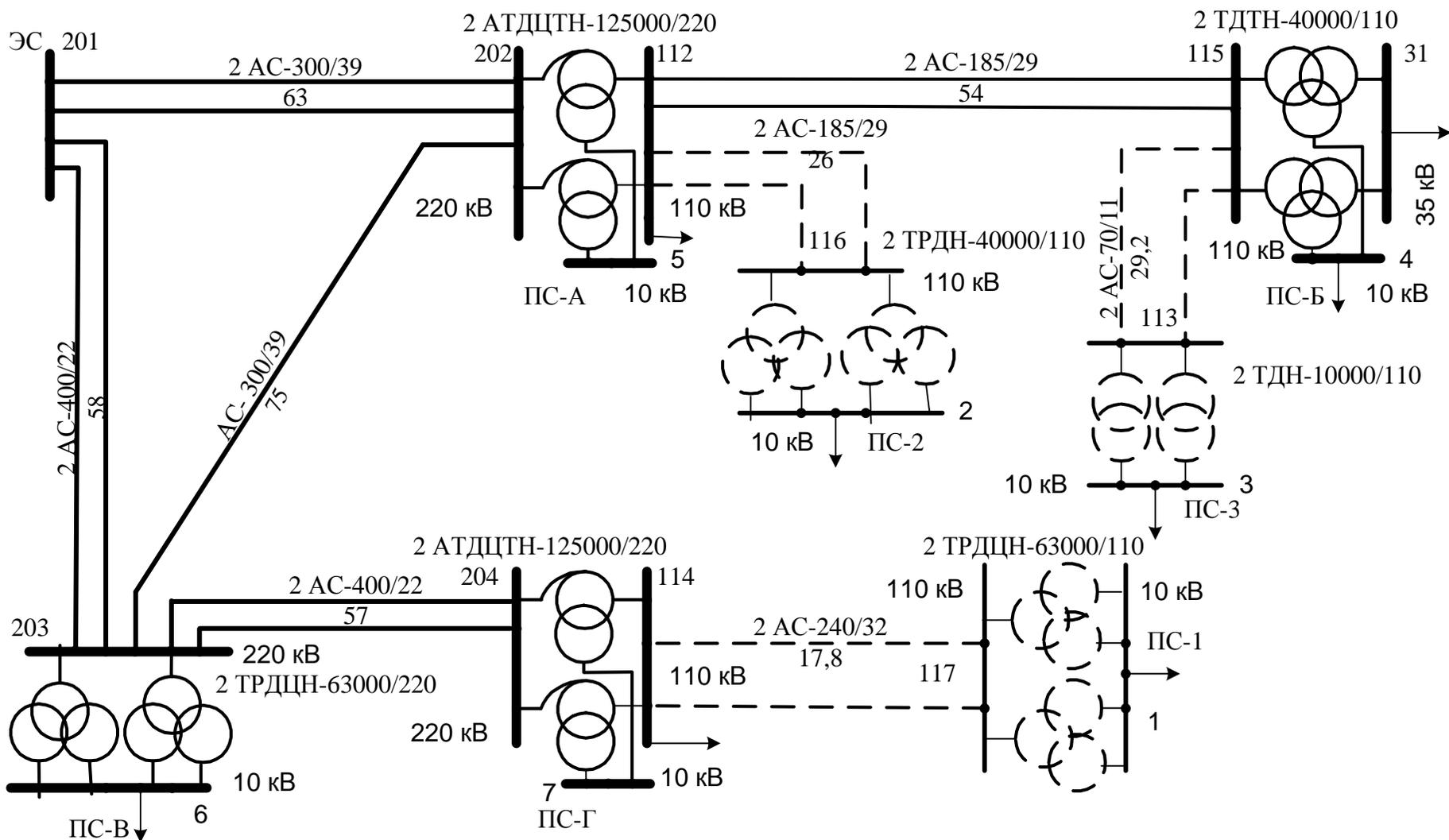


Рисунок 7. Принципиальная схема радиального варианта электрической сети «Р-3»

Проектирование электрических сетей

Распределительные устройства подстанций существующей сети:

- ПС-А, ПС-Г:

РУ ВН при напряжении 220 кВ схема 9Н (рис.5), при напряжении 330 кВ – схема 16 (рис.5);

РУ СН 110 кВ – схема 13 (рис.5);

РУ НН 10 кВ – схема рис. 6.в.

- ПС-Б:

РУ ВН 110кВ – схема 5Н (рис.5), переход при реконструкции к схеме 13;

РУ СН 35 кВ – схема 9 (рис.5);

РУ НН 10 кВ – схема рис. 6.в.

- ПС-В:

РУ ВН при напряжении 220 кВ схема 9Н (рис.5), при напряжении 330 кВ – схема 16 (рис.5);

РУ НН 10 кВ – схема рис. 6.г.

Распределительные устройства новых подстанций :

РУ ВН 110 кВ ПС-1, ПС-2, ПС-3 – схема 5Н (рис.5).

РУ НН 10 кВ ПС-1, ПС-2 – схема рис. 6.г.

РУ НН 10 кВ ПС-3 – схема рис. 6.б.

4 ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ

4.1 Режимы электрической сети

Целью расчетов режимов является определение параметров режимов и прежде всего напряжений во всех узлах, токов и мощностей во всех ветвях, кроме этого вычисление потерь мощности во всех элементах и в сети в целом.

По значениям указанных параметров оценивается: допустимость режима, качество электроэнергии для потребителей, экономичность режима. Это в свою очередь даёт возможность оценить работоспособность спроектированной сети.

В курсовом проекте рассматриваются два характерных режима: максимальный и послеаварийный. Максимальный режим имеет место при максимальных нагрузках всех подстанций и при нормальной схеме сети (когда все элементы включены). В схеме сети для расчёта послеаварийного режима отключены либо одна из наиболее нагруженных линий или цепей двухцепной линии, либо автотрансформатор подстанции.

Расчеты режимов выполняются по схемам замещения. Полная схема замещения сети (расчётная схема) составляется путём объединения схем замещения отдельных элементов в соответствии с их схемами соединения.

Расчётные схемы включают в себя как существующие, так и новые элементы сети. На расчётной схеме указываются связи между узловыми точками (прямые или ломаные линии), для трансформаторов – элементы трансформации (по обозначению совпадающие с обозначением трансформаторов на принципиальных схемах). Двухцепные ЛЭП и соединенные параллельно трансформаторы изображаются одной эквивалентной ветвью. Возле каждой ветви могут подписываться сопротивления и подписываться проводимости (для ЛЭП). Возле элемента трансформации указывается коэффициент трансформации или номинальные напряжения обмоток трансформатора через косую черту, например 230/121.

4.2 Схемы замещения и параметры элементов сети

Линии представляются П-образными схемами замещения (рис. 9), двухобмоточные трансформаторы - Г-образными схемами замещения (рис. 10), трёхобмоточные и автотрансформаторы - схемой трёхлучевой звезды с проводимостью (потерями холостого хода) на входе (рис. 11).

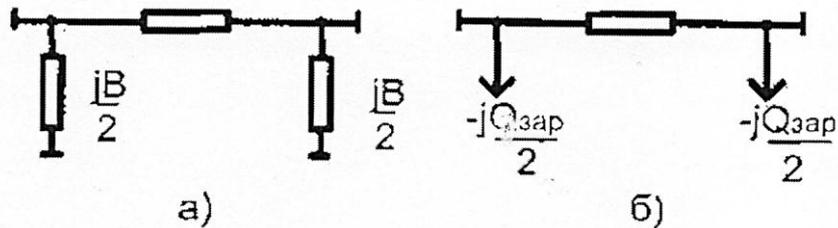


Рисунок 9. Виды схем замещения линии

Параметры линии $R_{л}$, $X_{л}$, Ом, $G_{л}$, $B_{л}$, мкСм, $Q_{зар}$, Мвар, состоящей из n цепей, определяются по формулам:

$$R_{л} = r_0 \frac{L}{n}; \quad X_{л} = x_0 \frac{L}{n}; \quad \underline{Z}_{л} = R_{л} + jX_{л};$$

$$B_{л} = b_0 Ln; \quad G_{л} = g_0 Ln = \frac{\Delta P_{к} 10^3}{U_{ном}^2} Ln; \quad \underline{Y}_{л} = G_{л} + jB_{л};$$

$$Q_{зар} = B_{л} U_{ном}^2 10^{-6},$$

где L – длина линии, км;

r_0, x_0 – погонные активное и реактивное сопротивления линии, Ом/км;

b_0 – погонная ёмкостная проводимость линии, мкСм/км;

$\Delta P_{к}$ – удельные потери мощности на корону, кВт/км [5];

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

Для линий напряжением 220 кВ и ниже активная проводимость линии $G_{л}$ не учитывается.

Погонные сопротивления r_0, x_0 и проводимость b_0 даны в приложении А.

Проектирование электрических сетей

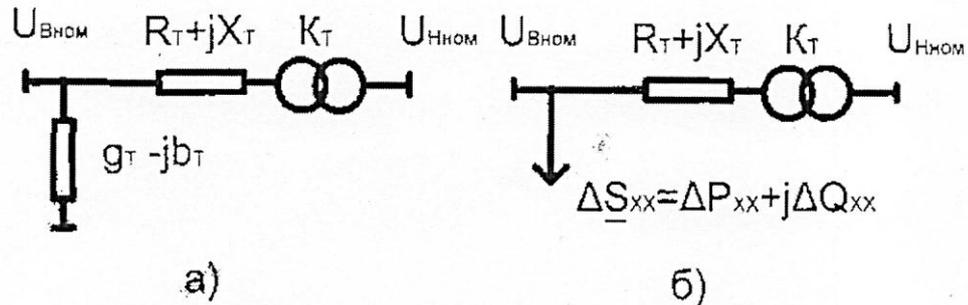


Рисунок 10. Разновидности схемы замещения двухобмоточных трансформаторов

Параметры двухобмоточного трансформатора R_T , X_T , Ом, ΔP_{xx} , МВт, ΔQ_{xx} , Мвар, g_T , b_T , мкСм определяются по формулам:

$$\begin{aligned}
 R_T &= \frac{\Delta P_K U_{B.HOM}^2}{n S_{HOM}^2} 10^{-3}; & Z_T = |Z_T| &= \frac{u_K U_{B.HOM}^2}{n S_{HOM}} 10^{-2}; & X_T &= \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}; \\
 g_T &= \frac{\Delta P_X n}{U_{B.HOM}^2} 10^3; & Y_T = |Y_T| &= \frac{I_X n S_{HOM}}{U_{B.HOM}^2} 10^4; & b_T &= \sqrt{Y_T^2 - g_T^2}; \\
 Y_T &= g_T - jb_T; & Z_T &= R_T + jX_T; \\
 \Delta P_{xx} &= \Delta P_X n 10^{-3}; & \Delta S_{xx} &= I_X n S_{HOM} 10^{-2}; & \Delta Q_{xx} &= \sqrt{\Delta S_{xx}^2 - \Delta P_{xx}^2}; & K_T &= \frac{U_{H.HOM}}{U_{B.HOM}}.
 \end{aligned}$$

где S_{HOM} , $U_{B.HOM}$ – номинальные мощность (МВ·А) и напряжение стороны ВН (кВ) трансформатора ;

n – число параллельно включённых трансформаторов;

ΔP_K – потери мощности короткого замыкания (КЗ), кВт;

u_K – напряжение КЗ трансформатора, %;

ΔP_X – потери мощности холостого хода (ХХ), кВт;

I_X – ток ХХ, %.

Характеристики трансформаторов даны в приложении А.

Схемы замещения трёхобмоточных трансформаторов, приведены на рис. 11. а, б. Мощность обмотки ВН $S_{BH} = S_{HOM}$.

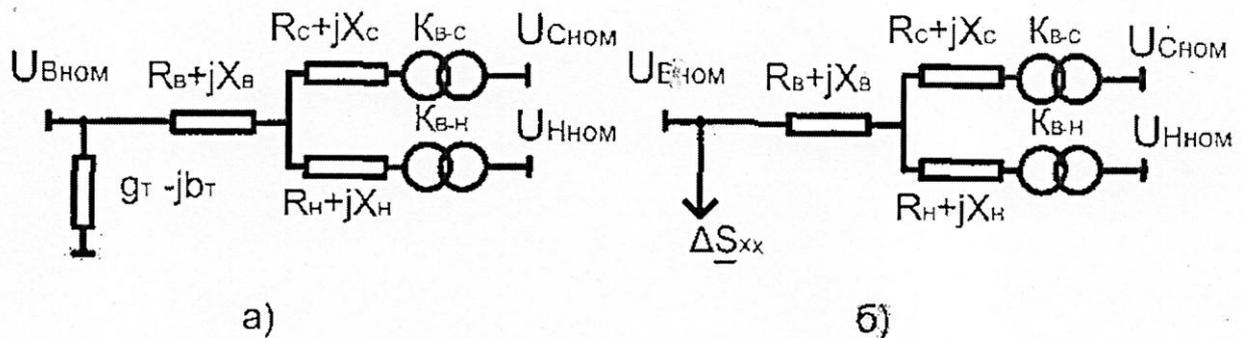


Рисунок 11. Разновидности схемы замещения трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Существуют трёхобмоточные трансформаторы с различными соотношениями номинальных мощностей обмоток $S_{ВН} / S_{СН} / S_{НН}$: 100/100/100 %, 100/100/66,7 %, 100/66,7/66,7 %.

Активные сопротивления обмоток определяются по формулам:

$$R_B = \frac{R_{B-C}}{1 + \alpha + (1 - \alpha)^2 / \beta}; \quad R_C = \frac{R_B}{\alpha}; \quad R_H = \frac{R_B}{\beta},$$

где $R_{B-C} = \frac{\Delta P_K U_{В.НОМ}^2}{n S_{НОМ}^2} 10^{-3}$; $\alpha = \frac{S_{С.Н.}}{S_{НОМ}}$; $\beta = \frac{S_{Н.Н.}}{S_{НОМ}}$.

Реактивные сопротивления обмоток определяются из равенств:

$$Z_B = \frac{(u_{к.В-С} + u_{к.В-Н} - u_{к.С-Н}) U_{В.НОМ}^2}{2 n S_{НОМ}} 10^{-2}; \quad X_B = \sqrt{Z_B^2 - R_B^2};$$

$$Z_C = \frac{(u_{к.В-С} + u_{к.С-Н} - u_{к.В-Н}) U_{В.НОМ}^2}{2 n S_{НОМ}} 10^{-2}; \quad X_C = \sqrt{Z_C^2 - R_C^2};$$

$$Z_H = \frac{(u_{к.С-Н} + u_{к.В-Н} - u_{к.В-С}) U_{В.НОМ}^2}{2 n S_{НОМ}} 10^{-2}; \quad X_H = \sqrt{Z_H^2 - R_H^2}.$$

Если расчётное значение Z_C или Z_H окажется отрицательным, то X_C (X_H) следует приравнять к нулю. Коэффициент трансформации в ветви обмотки СН

$$K_{В-С} = \frac{U_{С.НОМ}}{U_{В.НОМ}},$$

в ветви обмотки НН $K_{В-Н} = \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{В.НОМ}}$.

Потери мощности в стали и проводимости трёхобмоточных трансформаторов определяется так же, как для двухобмоточных трансформаторов.

Схемы замещения (рисунки 11.а, б) и формулы для расчёта параметров трёхобмоточных трансформаторов справедливы и для автотрансформаторов (АТ). Соотношение мощностей обмоток низшего и высшего напряжения АТ равно 0,5.

Трансформаторы с расщеплённой обмоткой имеют, как правило, две одинаковых обмотки низшего напряжения и могут работать в 2 режимах:

- обе обмотки работают на одну нагрузку;
- каждая обмотка работает на свою нагрузку.

В первом случае трансформаторы с расщеплёнными обмотками имеют схемы замещения, как у двухобмоточных трансформаторов, и расчёт их параметров выполняется по формулам, приведённым для двухобмоточных трансформаторов. В курсовом проекте принят первый случай схемы замещения расщеплённых трансформаторов.

4.3 Расчёт установившихся режимов электрической сети

Расчётные схемы рисуются для каждого варианта (рисунки 12, 13) совместно с расчётной схемой существующей сети (рисунок 14), параметры которой даны в таблице 24.

Расчёты режима максимальных нагрузок выполняются по схеме существующей сети с добавлением новых ЛЭП и трансформаторов для определения допустимости режимов напряжений узлов, составления баланса по реактивной мощности, определения суммарных потерь мощности для последующего вы-

Проектирование электрических сетей

числения затрат и проверки загрузки элементов существующей сети при подключении новых потребителей.

Расчёты режимов максимальных нагрузок (для нормальной и послеаварийной схем) проводятся на ЭВМ по одной из программ расчёта установившегося режима электрической сети (инструкция по использованию программы RastrWin находится в приложении Б).

Таблица 24 – Параметры ветвей расчётной существующей сети

Узлы ветви		R , Ом	X , Ом	B , мкСм	K_T
201	202	3,1	13,5	333	
201	203	2,2	12,2	313	
202	203	7,4	32,2	198	
203	204	2,1	12,0	308	
112	115	4,4	11,2	300	
202	205	0,25	24,3	–	1,000
205	112	0,25	0	–	0,526
205	5	0,5	41,25	–	0,048
203	6	1,95	50,35	–	0,048
204	206	0,25	24,3	–	1,000
206	7	0,5	41,25	–	0,048
206	114	0,25	0	–	0,526
115	118	0,4	17,75	–	1,000
118	31	0,4	0	–	0,335
118	4	0,4	11,15	–	0,091

Примечание. Узел номер 201 является балансирующим узлом.

Марки проводов новых ЛЭП и типы трансформаторов на проектируемых подстанциях выбраны выше в разделе 3. Справочные данные по выбранному оборудованию (см. приложение А) сведены в таблицы 25, 26 и 27.

Таблица 25 – Параметры проводов ЛЭП для радиального варианта электрической сети

Линия	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	Число цепей	Длина
А - 2	АС-185/29	0,162	0,414	2,739	2	26,0
Г - 1	АС-240/32	0,121	0,405	2,800	2	17,8
Б - 3	АС-70/11	0,429	0,444	2,547	2	29,2

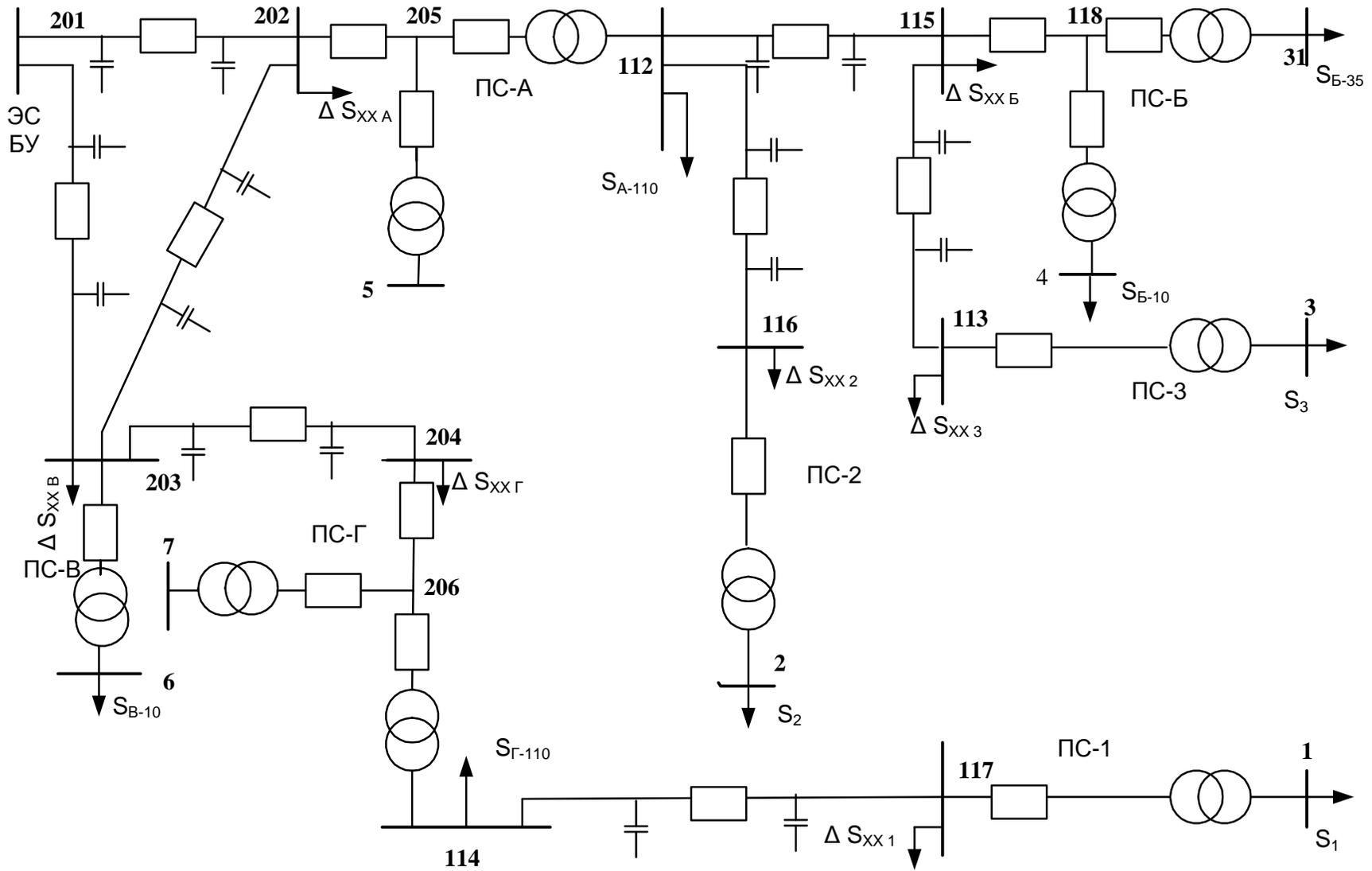


Рисунок 12. Расчётная схема радиального варианта «Р-3» электрической сети

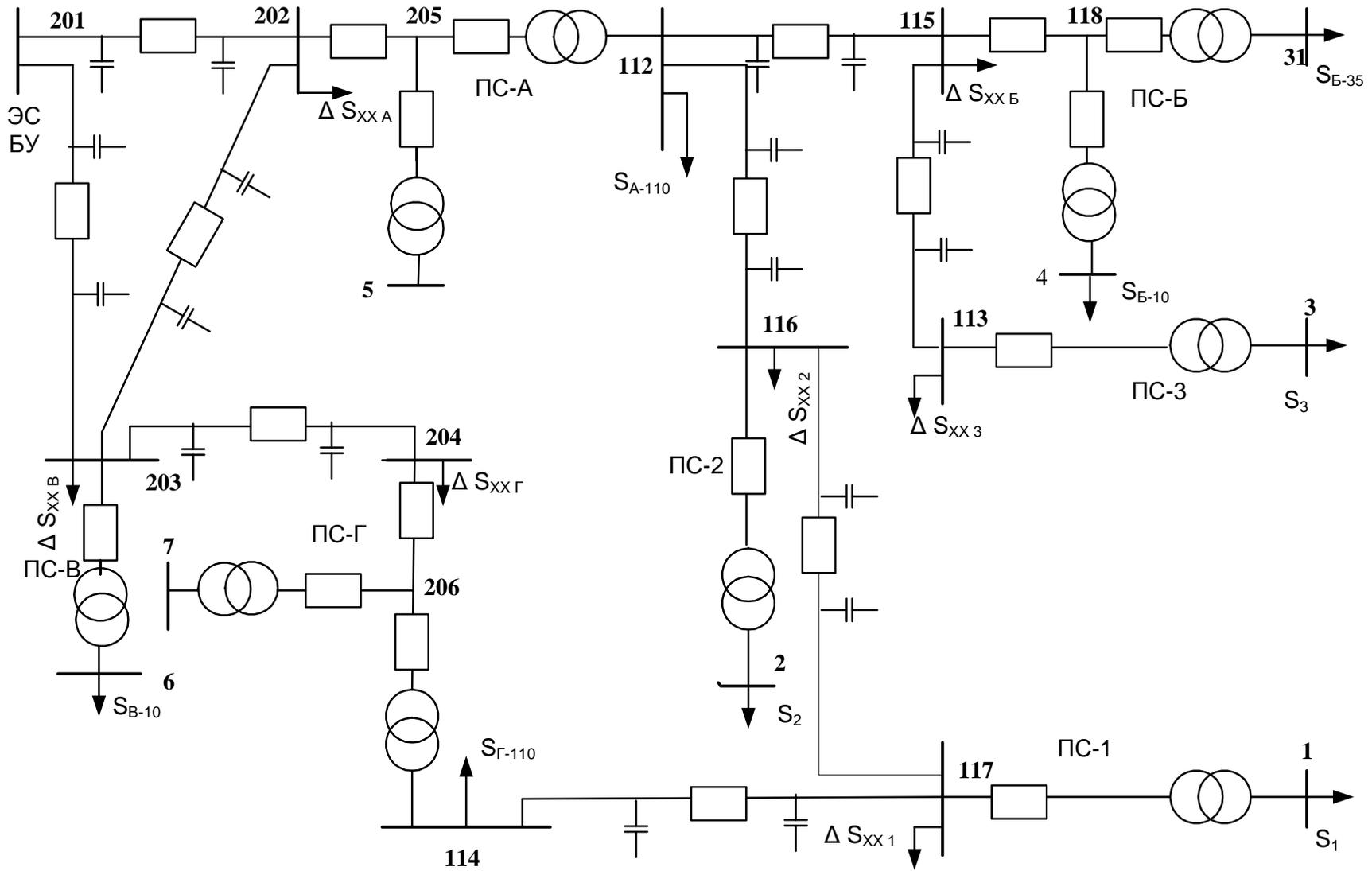


Рисунок 13. Расчётная схема кольцевого варианта «3-2» электрической сети

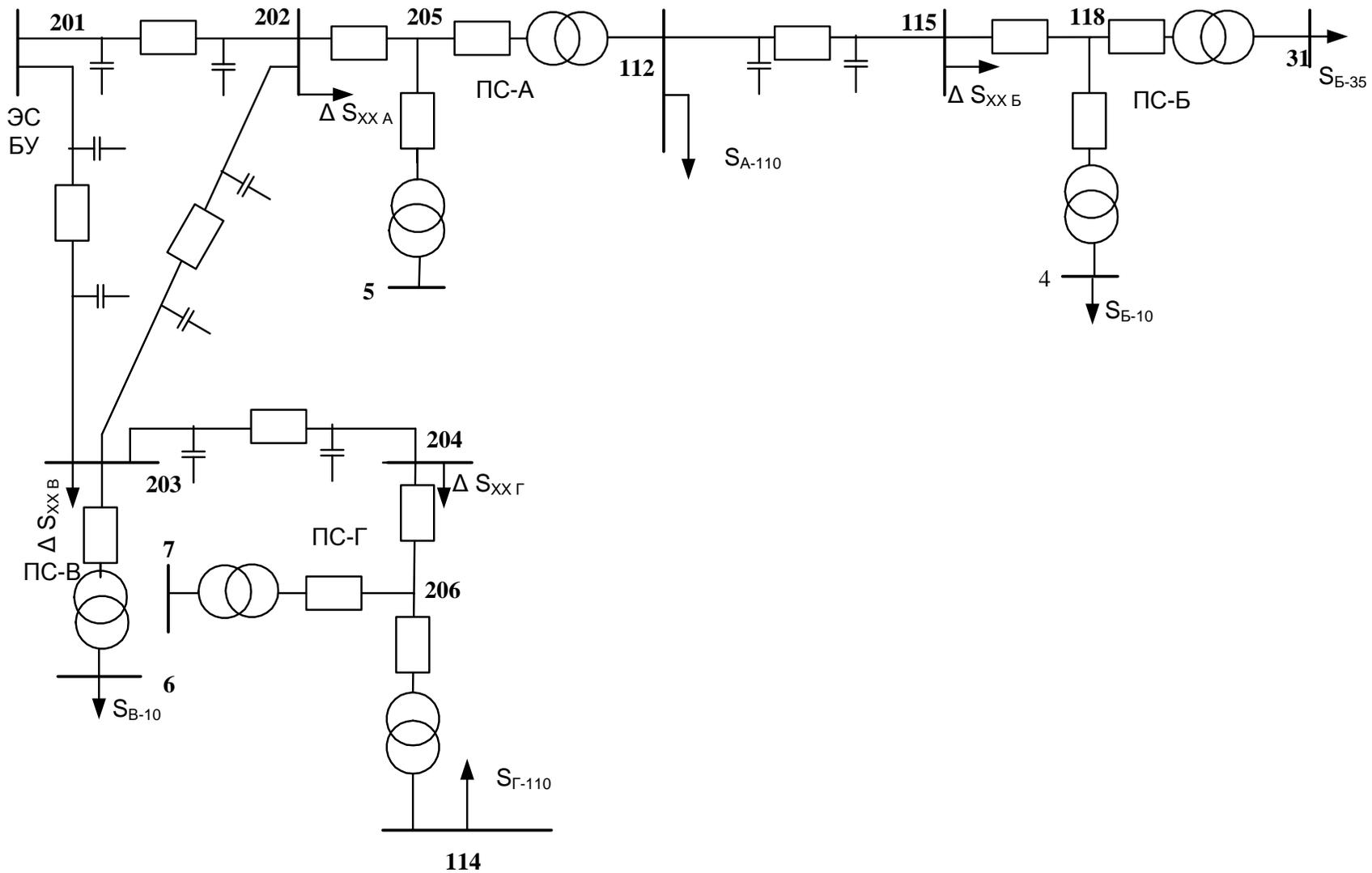


Рисунок 14. Расчётная схема исходного состояния электрической сети

Проектирование электрических сетей

Таблица 26 – Параметры проводов ЛЭП для кольцевого варианта электрической сети

Линия	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	Число цепей	Длина
А - 2	АС-240/32	0,121	0,405	2,800	1	26,0
1 - 2	АС-120/19	0,249	0,427	2,651	1	32,4
Г - 1	АС-240/32	0,121	0,405	2,800	1	17,8
Б - 3	АС-70/11	0,429	0,444	2,547	2	29,2

Таблица 27 – Параметры трансформаторов для новых подстанций электрической сети

Подстанция	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	РПН	R , Ом	X , Ом	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , квар	Число тр-ров
ПС-1	ТРДЦН-63000/110	63	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	0,87	22	59	410	2
ПС-2	ТРДН-40000/110	40	115	10,5	$\pm 9 \times 1,78 \%$	1,4	34,7	36	260	2
ПС-3	ТДН-10000/110	10	115	11	$\pm 9 \times 1,78 \%$	7,95	139	14	70	2

Данные об узлах в максимальном режиме приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Параметры узлов расчётной схемы радиального «Р-3» и кольцевого «З-2» вариантов

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$, кВ	P_n , МВт	Q_n , Мвар	$V_{зд}$, кВ	Q_{max} , Мвар
База	201	ЭС	220			242	400
Нагр	202	ПС-А ВН	220	0,13	1,25		
Нагр	205	ПС-А О	220				
Нагр	203	ПС-В ВН	220	0,16	1,01		
Нагр	204	ПС-Г ВН	220	0,13	1,25		
Нагр	206	ПС-Г О	220				
Нагр	112	ПС-А СН	110	55	35		
Нагр	113	ПС-3 ВН	110	0,028	0,14		
Нагр	114	ПС-Г СН	110	45	30		
Нагр	115	ПС-Б ВН	110	0,086	0,48		
Нагр	116	ПС-2 ВН	110	0,072	0,52		
Нагр	117	ПС-1 ВН	110	0,118	0,82		
Нагр	118	ПС-Б О	110				
Нагр	1	ПС-1 НН	10	63	42		
Нагр	2	ПС-2 НН	10	38	25		
Нагр	3	ПС-3 НН	10	6	4		
Нагр	4	ПС-Б НН	10	10	5		
Нагр	5	ПС-А НН	10				
Нагр	6	ПС-В НН	10	70	40		
Нагр	7	ПС-Г НН	10				
Нагр	31	ПС-Б СН	35	15	10		

Проектирование электрических сетей

В узлах 1 – 7, 112, 114 и 31 P_n , Q_n – это заданные нагрузки потребителей на шинах существующих и новых подстанций. В остальных узлах P_n , Q_n – это суммарные потери мощности холостого хода трансформаторов каждой подстанции.

$V_{зд}$ – заданный модуль напряжения в базисном узле, равный $1,1U_{ном}$ в режиме максимальных нагрузок.

Параметры ветвей рассматриваемых вариантов развития сети для расчётов нормальных режимов, подготовленные в формате программы RastrWin, приведены в таблицах 29, 30.

Таблица 29 – Параметры ветвей расчетной схемы радиального варианта

Тип	$N_{нач}$	$N_{кон}$	$R, Ом$	$X, Ом$	$B, мкСм$	$K_{т/г}$
ЛЭП	201	202	3,1	13,5	-333	
ЛЭП	201	203	2,2	12,2	-313	
ЛЭП	202	203	7,4	32,2	-198	
ЛЭП	203	204	2,1	12,0	-308	
ЛЭП	112	115	4,4	11,2	-300	
Тр-р	202	205	0,25	24,3		1,000
Тр-р	205	112	0,25	0		0,526
Тр-р	205	5	0,5	41,25		0,048
Тр-р	203	6	1,95	50,35		0,048
Тр-р	204	206	0,25	24,3		1,000
Тр-р	206	7	0,5	41,25		0,048
Тр-р	206	114	0,25	0		0,526
Тр-р	115	118	0,4	17,75		1,000
Тр-р	118	31	0,4	0		0,335
Тр-р	118	4	0,4	11,15		0,091
ЛЭП	112	116	2,10	5,37	-142	
ЛЭП	114	117	1,08	3,60	-100	
ЛЭП	115	113	6,27	6,49	-149	
Тр-р	117	1	0,44	11,00		0,091
Тр-р	116	2	0,70	17,35		0,091
Тр-р	113	3	3,98	69,50		0,096

В таблицах 29, 30 коэффициенты трансформации трансформаторов $K_{т/г}$ определены для основного вывода (т.е. по отношению номинальных напряжений обмоток) и являются номинальными. В программе RastrWin принадлеж-

ность ветви к схеме замещения трансформатора определяется по наличию в ветви коэффициента трансформации. Поэтому в схемах замещения трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов для ветви высшего напряжения следует указать $K_{т/г}=1$. Например, в таблице 29 – это ветви 202 – 205, 204 – 206, 115 – 118.

Для экономического сопоставления вариантов развития электрической сети (раздел 5 методических указаний) необходимо наряду с расчётами режимов перспективных вариантов выполнить расчёт режима максимальной нагрузки для исходного состояния сети (рисунки. 1 и 14). Результаты приведены в приложении Б.1 рисунки Б.7 – Б.9.

Таблица 30. – Параметры ветвей расчетной схемы кольцевого варианта

Тип	N нач	N кон	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	$K_{т/г}$
ЛЭП	201	202	3,1	13,5	-333	
ЛЭП	201	203	2,2	12,2	-313	
ЛЭП	202	203	7,4	32,2	-198	
ЛЭП	203	204	2,1	12,0	-308	
ЛЭП	112	115	4,4	11,2	-300	
Тр-р	202	205	0,25	24,3		1,000
Тр-р	205	112	0,25	0		0,526
Тр-р	205	5	0,5	41,25		0,048
Тр-р	203	6	1,95	50,35		0,048
Тр-р	204	206	0,25	24,3		1,000
Тр-р	206	7	0,5	41,24		0,048
Тр-р	206	114	0,25	0		0,526
Тр-р	115	118	0,4	17,75		1,000
Тр-р	118	31	0,4	0		0,335
Тр-р	118	4	0,4	11,15		0,091
ЛЭП	112	116	3,15	10,53	-73	
ЛЭП	114	117	2,15	7,21	-50	
ЛЭП	115	113	6,27	6,49	-149	
ЛЭП	117	116	8,07	13,83	-86	
Тр-р	117	1	0,44	11,00		0,091
Тр-р	116	2	0,70	17,35		0,091
Тр-р	113	3	3,98	69,50		0,096

4.4 Анализ результатов расчёта режимов сети

Анализ результатов расчёта нормального и послеаварийного режимов по соответствию уровней напряжения в узлах сети нормативам, потоков мощности, токов в ветвях допустимым значениям позволяет сделать выводы о работоспособности рассматриваемых вариантов сети в перспективных условиях работы. Проверка загрузки существующей сети выполняется по результатам расчета токов в действующих ЛЭП и трансформаторах. Расчётные токи сопоставляются с предельно допустимыми по условию нагрева проводов и номинальными токами трансформаторов. При недопустимых перегрузках элементов действующей сети следует либо изменить решения, принятые при подборе вариантов сооружения новой сети, либо выполнить реконструкцию существующей сети.

Основные результаты расчёта напряжений узлов радиального и кольцевого вариантов сети по программе RastrWin приведены в таблице 31 (см. также приложение Б.1, рисунки Б.1, Б.4). Точность расчёта составляет 0,01 МВт. Максимально допустимое напряжение $U_{\max \text{ доп}}$ для узлов сети 220 и 110 кВ на 15 % превышает номинальное (для 330 кВ – на 10 %). Узлы 10 кВ и 35 кВ являются точками поставки электроэнергии потребителям. Согласно ГОСТ Р 5419-2010 отклонение от номинального напряжения в этих узлах не должно превышать $\pm 10\%$.

Режим максимальных нагрузок при номинальных коэффициентах трансформации (таблица 31) характеризуется допустимыми уровнями напряжений и не нуждается в корректировке. При выходе напряжения из заданного интервала их корректировка может быть выполнена изменением K_T первоначально принятых равными $K_{T.H}$.

Для двухобмоточных трансформаторов с РПН в нейтрали обмотки ВН

$$K_T = \frac{U_{H.\text{ном}}}{U_{B.\text{ном}} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст.РПН}*})} = \frac{K_{T.H}}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст.РПН}*}},$$

где n – число ступеней относительно среднего ответвления;

$\Delta U_{\text{ст.РПН*}}$ – степень регулирования РПН в относительных единицах.

Если задаться желаемым напряжением $U_{\text{жел}}$ на шинах НН, то желаемая степень регулирования $n_{\text{жел}}$ может быть определена из соотношения

$$n_{\text{жел}} = \frac{\frac{1}{K_{\text{т.н}}} U_{\text{расч}} U_{\text{Н.ном}} - U_{\text{жел}} U_{\text{В.ном}}}{\Delta U_{\text{ст.РПН*}} U_{\text{В.ном}} U_{\text{жел}}},$$

где $U_{\text{расч}}$ – расчётное напряжение стороны НН.

Таблица 31 – Напряжения узлов в максимальном режиме при номинальных коэффициентах трансформации.

Тип	Номер	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	Вар. «Р»	Вар. «З»	$U_{\text{min доп}}$, кВ	$U_{\text{max доп}}$, кВ
				$U_{\text{расч}}$, кВ	$U_{\text{расч}}$, кВ		
База	201	ЭС	220	242,0	242,0		252
Нагр	202	ПС-А ВН	220	235,6	235,2		252
Нагр	205	ПС-А О	220	226,7	225,2		252
Нагр	203	ПС-В ВН	220	234,8	235,0		252
Нагр	204	ПС-Г ВН	220	229,5	230,1		252
Нагр	206	ПС-Г О	220	220,4	221,6		252
Нагр	112	ПС-А СН	110	119,2	118,4		126
Нагр	113	ПС-3 ВН	110	115,8	115,0		126
Нагр	114	ПС-Г СН	110	115,9	116,5		126
Нагр	115	ПС-Б ВН	110	116,3	115,5		126
Нагр	116	ПС-2 ВН	110	117,2	114,0		126
Нагр	117	ПС-1 ВН	110	113,8	112,7		126
Нагр	118	ПС-Б О	110	113,8	113,0		126
Нагр	1	ПС-1 НН	10	9,9	9,8	9	11
Нагр	2	ПС-2 НН	10	10,3	10,0	9	11
Нагр	3	ПС-3 НН	10	10,9	10,8	9	11
Нагр	4	ПС-Б НН	10	10,3	10,2	9	11
Нагр	5	ПС-А НН	10	10,9	10,8	9	11
Нагр	6	ПС-В НН	10	10,8	10,8	9	11
Нагр	7	ПС-Г НН	10	10,6	10,6	9	11
Нагр	31	ПС-Б СН	35	38,1	37,8	31,5	38,5

Для трёхобмоточных трансформаторов с РПН в нейтрали обмотки ВН и ПВВ на стороне СН

Проектирование электрических сетей

$$K_{Т.В-С} = \frac{U_{С.НОМ} (1 \pm m \Delta U_{ст.ПБВ*})}{U_{В.НОМ} (1 \pm n \Delta U_{ст.РПН*})} = \frac{K_{Н.В-С} (1 \pm m \Delta U_{ст.ПБВ*})}{1 \pm n \Delta U_{ст.РПН*}},$$

$$K_{Т.В-Н} = \frac{K_{Н.В-Н}}{1 \pm n \Delta U_{ст.РПН*}},$$

где m – число ступеней ПБВ относительно среднего ответвления.

Для автотрансформаторов с РПН на стороне СН

$$K_{Т.В-С} = K_{Н.В-С} (1 \pm n \Delta U_{ст.РПН*}).$$

Для автотрансформаторов с таким РПН $K_{Т.В-Н} = K_{Н.В-Н}$ не регулируется. При необходимости его изменения необходимы дополнительные линейные регуляторы [1].

Результаты расчёта токов ветвей радиального варианта сети «Р-3» по программе RastrWin приведены в таблице 32 (см. приложение Б.1, рисунки Б.2, Б.5). Результаты расчёта токов ветвей кольцевого варианта сети «З-2» по программе RastrWin приведены в таблице 33.

Таблица 32 – Токи ветвей в нормальном максимальном режиме варианта «Р-3»

Тип	N нач	N кон	I _{расч} , А	I _{доп} , А	I _{расч} / I _{доп} , %
ЛЭП	201	202	372	2×710	26,2
ЛЭП	201	203	483	2×830	29,1
ЛЭП	202	203	23	710	3,2
ЛЭП	203	204	329	2×830	19,8
ЛЭП	112	115	172	2×510	16,9
Тр-р	202	205	376	2×314	59,9
Тр-р	205	112	376	2×314	59,9
Тр-р	205	5	0	2×157	0,0
Тр-р	203	6	207	2×158	65,5
Тр-р	204	206	352	2×314	56,1
Тр-р	206	7	0	2×157	0,0
Тр-р	206	114	352	2×314	56,1
Тр-р	115	118	148	2×201	36,8
Тр-р	118	31	92	2×201	22,9
Тр-р	118	4	57	2×201	14,2

Продолжение табл. 32

Тип	<i>N</i> нач	<i>N</i> кон	<i>I</i> расч, А	<i>I</i> доп, А	<i>I</i> расч/ <i>I</i> доп, %
ЛЭП	112	116	229	2×510	22,5
ЛЭП	114	117	400	2×610	32,8
ЛЭП	115	113	32	2×265	6,0
Тр-р	117	1	401	2×316	63,4
Тр-р	116	2	233	2×201	58,0
Тр-р	113	3	37	2×50	37,0

Примечание: длительно допустимый ток трансформаторов принят равным номинальному, приведённому к стороне ВН.

Из таблицы 32 следует, что при прохождении максимальной нагрузки в нормальном режиме перегрузки элементов сети не возникает.

Таблица 33 – Токи ветвей в нормальном максимальном режиме варианта «3-2»

Тип	<i>N</i> нач	<i>N</i> кон	<i>I</i> расч, А	<i>I</i> доп, А	<i>I</i> расч/ <i>I</i> доп, %
ЛЭП	201	202	391	2×710	27,5
ЛЭП	201	203	471	2×830	28,4
ЛЭП	202	203	19	710	2,7
ЛЭП	203	204	304	2×830	18,3
ЛЭП	112	115	173	2×510	17,0
Тр-р	202	205	409	2×314	65,1
Тр-р	205	112	409	2×314	65,1
Тр-р	205	5	0	2×157	0,0
Тр-р	203	6	207	2×158	65,5
Тр-р	204	206	327	2×314	52,1
Тр-р	206	7	0	2×157	0,0
Тр-р	206	114	327	2×314	52,1
Тр-р	115	118	149	2×201	37,1
Тр-р	118	31	92	2×201	22,9
Тр-р	118	4	57	2×201	14,2
ЛЭП	112	116	287	610	47,0
ЛЭП	114	117	354	610	58,0
ЛЭП	115	113	33	2×265	6,2
ЛЭП	117	116	52	380	13,7
Тр-р	117	1	405	2×316	64,1
Тр-р	116	2	240	2×201	59,7
Тр-р	113	3	37	2×50	37,0

Отключение одного из элементов сети не приводит к недопустимому перегрузу оставшихся в работе элементов сети. При анализе послеаварийных режимов учтена допустимая кратковременная перегрузка трансформаторов на 40 %. При определении допустимого тока ЛЭП в послеаварийном режиме учитывается поправочный коэффициент на температуру воздуха в зимний период в размере 1,2.

При недопустимых нагрузках элементов сети в послеаварийных режимах следует рассмотреть дополнительные мероприятия (реконструкцию) по замене перегружаемых элементов на более мощные. Затем следует откорректировать параметры схем замещения сети рассматриваемых вариантов развития и выполнить расчёты режимов при максимальной нагрузке.

4.5 Балансы мощности и электроэнергии

При планировании развития ЭЭС формируют балансы мощности и электроэнергии. При составлении баланса активной мощности определяют потребность во вводе генерирующей мощности на электростанциях системы. При проектировании распределительной электрической сети при известном плане строительства электростанций формируется баланс реактивной мощности по сети в целом. Расходная часть баланса реактивной мощности – это сумма реактивных нагрузок всех потребителей $\sum_{i=1}^n Q_{ni}$ (существующих и вновь присоединяемых), общих потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах ΔQ_{Σ} с учётом зарядной мощности линий $Q_{3\Sigma}$. В приходной части этого баланса находятся генерация реактивной мощности Q_r , в том числе на электростанциях и дополнительная генерация реактивной мощности компенсирующими устройствами (синхронными компенсаторами, статическими тиристорными компенсаторами и батареями конденсаторов). Баланс реактивной мощности записывается в следующем виде

$$\sum_{i=1}^n Q_{\text{н}i} + \Delta Q_{\Sigma} - Q_{3\Sigma} = Q_{\Gamma},$$

где $Q_{\Gamma} = Q_{\text{Э.С}} + Q_{\text{К.У}}$.

При выполнении расчётов режимов программой RastrWin величина Q_{Γ} в данном курсовом проекте с одной электростанцией определяется автоматически. Значение Q_{Γ} находится в массиве (окне) «Узлы» в строке «База» (см. приложение Б). Например, в рассматриваемом примере для варианта «Р-3» $Q_{\Gamma}=195,6$ Мвар, для варианта «З-2» $Q_{\Gamma}=199,5$ Мвар. Генерация реактивной мощности на электростанции определяется при номинальном коэффициенте мощности генераторов.

$$Q_{\text{Э.С}} = P_{\text{Э.С}} \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}} - 1},$$

где $P_{\text{Э.С}}$ – генерация активной мощности электростанцией, определяемая автоматически при расчёте режима (см. массив «Узлы», строка «База»).

Мощность компенсирующих устройств (КУ) равна

$$Q_{\text{К.У}} = 0,8(Q_{\Gamma} - Q_{\text{Э.С}}).$$

Если при вычислении окажется, что $Q_{\text{К.У}} \leq 0$, то КУ не нужны. В противном случае выбираются стандартные мощности КУ так, чтобы их сумма примерно равнялась $Q_{\text{К.У}}$ и мощность отдельного КУ не превышала реактивную нагрузку узла установки КУ. В первую очередь следует рассмотреть варианты установки КУ в узлах с низкими уровнями напряжения.

В рассматриваемом примере для варианта «Р-3» $P_{\text{Э.С}} = P_{\Gamma} = 309,3$ МВт, в варианте «З-2» $P_{\text{Э.С}} = P_{\Gamma} = 310,0$ МВт. При $\cos \varphi_{\text{НОМ}} = 0,85$ получим:

вариант «Р-3» $Q_{к.у} < 0$;

вариант «З-2» $Q_{к.у} < 0$.

В рассматриваемых вариантах «Р-3» и «З-2» установка КУ не требуется.

Если потребность в КУ существенна, то после их расстановки следует вновь выполнить расчёт режимов максимальных нагрузок и подобрать ответвления РПН так, чтобы обеспечить допустимые уровни напряжений в узлах сети (см. таблицу. 31). При выполнении расчётов в схемах замещения сети КУ представляются в виде шунта (проводимости), подключённого к узлу установки КУ i .

$$B_{ш i} = \frac{Q_{к.у i}}{U_{ном i}^2} 10^6, \text{ мкСм.}$$

При расчёте режима программой RastrWin $B_{ш i}$ следует взять со знаком минус и ввести соответствующее число в массив «Узлы».

Баланс электроэнергии в электрической сети устанавливает взаимосвязь между приёмом электроэнергии в сеть $W_{пр}$ и объёмом электроэнергии, переданной потребителям (полезным отпуском) $W_{по}$ за год.

$$W_{пр} = W_{по} + \Delta W_{\Sigma},$$

где ΔW_{Σ} – сумма нагрузочных $\Delta W_{н}$ и условно-постоянных $\Delta W_{у-п}$ потерь электроэнергии.

Объём электроэнергии, переданной потребителям равен

$$W_{по} = T_{\max} \sum_{i=1}^n P_{\max i},$$

где T_{\max} – число часов использования максимальной нагрузки (см. таблицу 3);

$P_{\max i}$ – максимальная нагрузка на шинах i -й подстанции;

n – количество подстанций.

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах определяются методом числа часов максимальных потерь [5].

$$\Delta W_{\text{н}} = 1,03k_{\text{л}}\Delta P_{\max}\tau,$$

где $k_{\text{л}}$ – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

ΔP_{\max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети;

τ – число часов наибольших потерь мощности.

Потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети ΔP_{\max} определены при выполнении расчётов режимов (при необходимости с учётом реконструкции сети и установки КУ) программой RastrWin (см. приложение Б.1 рисунки Б.3, Б.6 и Б.9).

Число часов наибольших потерь мощности τ за год определяется по формуле

$$\tau = \frac{k_3 + k_3^2}{3} 8760,$$

где $k_3 = T_{\max}/8760$ – коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети. Значение T_{\max} приведено в таблице 3.

Условно-постоянные потери $\Delta W_{\text{у-п}}$ в основном определяются потерями холостого хода трансформаторов (АТ) и потерями на корону в ВЛ.

$$\Delta W_{y-\Pi} = \Delta W_x + \Delta W_{\text{кор}}.$$

Потери холостого хода определяются по паспортным данным трансформаторов (АТ).

$$\Delta W_x = 8760 \sum_{i=1}^n \Delta P_{x i},$$

где $\Delta P_{x i}$ – потери активной мощности холостого хода i -го трансформатора.

Потери на корону определяются для средних погодных условий региона по данным приведённым в таблице 34. Ростовская область условно относится к пятому региону.

$$\Delta W_{\text{кор}} = \sum_{j=1}^m \Delta W_{\text{кор уд}j} L_j,$$

где $\Delta W_{\text{кор уд}j}$ – удельные потери на корону из табл. 34 для одной цепи j -й ВЛ;

L_j – длина j -й ВЛ (для двухцепных линий – длина двух цепей).

Таблица 34 – Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Материал опор, число цепей и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год (5-й регион)
330	2x400	32,1
220	Сталь-1x300	12,2
	Сталь 2 цепи -1x300	11,8
	Железобетон-1x300	17,7
	Железобетон 2 цепи -1x300	15,1
110	Сталь-1x120	0,66
	Сталь 2 цепи -1x120	0,44
	Железобетон-1x120	1,06
	Железобетон 2 цепи -1x120	0,57

Примечание: При расчете потерь на линиях с сечениями, отличающимися от приведенных в таблице 34 расчетные значения потерь получаются умножением значений из таблицы 34 на отношение F_T / F_ϕ , где F_T – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблице 34; F_ϕ – фактическое сечение фазы линии.

При выполнении курсового проекта необходимо рассчитать три баланса электроэнергии: баланс по существующей сети, балансы по радиальному вари-

Проектирование электрических сетей

анту развития («Р-3») и кольцевому («З-2»). Соответственно необходимо выполнить расчёты потерь электроэнергии для этих схем.

Пример расчёта приведён в таблицах 35 – 40. При расчёте балансов принято, что $T_{\max} = 4800$ ч. Тогда число часов наибольших потерь мощности $\tau = 2476$ ч.

Таблица 35 – Расчёт потерь электроэнергии на корону в исходной схеме

Линия	U _{ном} , кВ	Длина, км	Целей	Марка провода	Сечение фазы, алюминий, мм ²	Сечение типовой фазы, мм ²	Удельные потери на корону, тыс. кВт×ч/км	Годовые потери на корону, тыс. кВт×ч
ЭС-А	220	63	2	АС-300/39	300	300	15,10	1902,600
ЭС-В	220	58	2	АС-400/22	400	300	11,33	1313,700
В-Г	220	57	2	АС-400/22	400	300	11,33	1291,050
А-В	220	75	1	АС-300/39	300	300	17,70	1327,500
А-Г	110	50	1	АС-185/29	185	120	0,69	34,378
А-Б	110	54	2	АС-185/29	185	120	0,37	39,931
Всего								5909,159

Таблица 36 – Расчёт потерь электроэнергии на корону в варианте схемы «Р-3»

Линия	U _{ном} , кВ	Длина, км	Целей	Марка провода	Сечение фазы, алюминий, мм ²	Сечение типовой фазы, мм ²	Удельные потери на корону, тыс. кВт×ч/км	Годовые потери на корону, тыс. кВт×ч
ЭС-А	220	63	2	АС-300/39	300	300	15,10	1902,600
ЭС-В	220	58	2	АС-400/22	400	300	11,33	1313,700
В-Г	220	57	2	АС-400/22	400	300	11,33	1291,050
А-В	220	75	1	АС-300/39	300	300	17,70	1327,500
А-Г	110	50	1	АС-185/29	185	120	0,69	34,378
А-Б	110	54	2	АС-185/29	185	120	0,37	39,931
А-2	110	26	2	АС-185/29	185	120	0,37	19,226
Г-1	110	17,8	2	АС-240/32	240	120	0,29	10,324
Б-3	110	29,2	2	АС-70/11	70	120	0,98	57,065
Всего								5995,774

Таблица 37 – Расчёт потерь электроэнергии на корону в варианте схемы «3-2»

Линия	U _{ном} , кВ	Длина, км	Целей	Марка провода	Сечение фазы, алюми- ний, мм ²	Сечение типовой фазы, мм ²	Удельные потери на корону, тыс. кВт×ч/км	Годовые потери на коро- ну, тыс. кВт×ч
ЭС-А	220	63	2	АС-300/39	300	300	15,10	1902,600
ЭС-В	220	58	2	АС-400/22	400	300	11,33	1313,700
В-Г	220	57	2	АС-400/22	400	300	11,33	1291,050
А-В	220	75	1	АС-300/39	300	300	17,70	1327,500
А-Г	110	50	1	АС-185/29	185	120	0,69	34,378
А-Б	110	54	2	АС-185/29	185	120	0,37	39,931
А-2	110	25,9	1	АС-240/32	240	120	0,53	13,727
1 - 2	110	32,4	1	АС-120/19	120	120	1,06	34,344
Г-1	110	17,9	1	АС-240/32	240	120	0,53	9,487
Б-3	110	29,3	2	АС-70/11	70	120	0,98	57,261
Всего								6023,977

Потери мощности холостого хода трансформаторов определены по паспортным данным. Нагрузочные потери мощности в линиях и трансформаторах определены при расчёте режимов максимальной нагрузки (см. приложение Б.1, рисунки Б.3, Б.6, Б.9) и сведены в таблицу 38.

Таблица 38 – Потери мощности в сети по вариантам, МВт

Составляющие потерь мощности	Варианты		
	Исходн	Р-3	3-2
Потери холостого хода трансформаторов	0,50	0,70	0,70
Нагрузочные потери в линиях	1,42	5,03	5,78
Нагрузочные потери в трансформаторах	0,40	1,03	1,06

Расчёт потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах приведён в таблице 39.

Таблица 39 – Потери электроэнергии в сети по вариантам, тыс. кВт·ч

Составляющие потерь электроэнергии	Варианты		
	Исходн.	Р-3	3-2
Потери холостого хода трансформаторов	4380,000	6132,000	6132,000
Потери на корону	5909,159	5995,596	6023,978
Нагрузочные потери в линиях	3694,888	13088,231	15039,756
Нагрузочные потери в трансформаторах	1020,405	2627,544	2704,075
Всего	15004,453	27843,371	29899,809

Таблица 40 – Баланс электроэнергии в сети по вариантам, тыс. кВт·ч

Составляющие баланса электроэнергии	Варианты		
	Исходный	Р-3	3-2
Передача потребителям	936 000,000	1 449 600,000	1 449 600,000
Потери электроэнергии	15 004,453	27 843,371	29 899,809
Приём в сеть	951 004,453	1 477 443,371	1 479 499,809
Потери электроэнергии, %	1,58	1,88	2,02

5 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

5.1 Определение объёма капитальных вложений в развитие сети

Капитальные вложения определяются суммой стоимостей объектов или их элементов, сооружаемых в расчётном периоде. Расчёт капиталовложений выполняется по укрупнённым стоимостным показателям (УСП) 2000 г. для средних условий строительства в европейской части страны [1]. Для перехода от цен 2000 г. к ценам 2016 г. в курсовом проекте используется индекс-дефлятор $J=6,465$, 2017 г. – 6,775 (использованы прогнозные значения индекс-дефляторов Минэкономразвития РФ № 20713-АК/Д03).

Для подстанций и ЛЭП определяется стоимость отчуждаемых земельных участков – постоянный отвод земель. Для территорий Северного Кавказа усреднённая стоимость освоения новых земель равна 7 – 12 руб./м² в ценах 2000 г.

Капитальные вложения в подстанцию (ПС) определяются по формуле:

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{баз}} + K_{\text{п.и.р}} + K_{\text{отв}},$$

где $K_{\text{баз}}$ – базовая стоимость ПС, определяемая по УСП (приложение В);

$K_{\text{п.и.р}}$ – затраты на проектно-изыскательские работы, благоустройство и пр. (15,5 – 17,5 % от стоимости ПС);

$K_{\text{отв}}$ – стоимость земельного участка под ПС.

Базовая стоимость ПС (см. приложение В) равна

$$K_{\text{баз}} = K_{\text{тр}} + \sum K_{\text{яч}} + K_{\text{комп}} + K_{\text{п}},$$

где $K_{\text{тр}}$ – стоимость всех трансформаторов;

$\sum K_{\text{яч}}$ – стоимость всех ячеек выключателей;

Проектирование электрических сетей

$K_{\text{комп}}$ – стоимость компенсирующих и регулирующих устройств;

$K_{\text{п}}$ – постоянная часть затрат.

Стоимость земельного участка под ПС $K_{\text{отв}}$ определяется стоимостью освоения новых земель и площадью участка (таблица 41).

Стоимость реконструкции и расширения ПС определяется по формуле

$$K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}} - K_{\text{возвр}},$$

где $K_{\text{нов}}$ – стоимость вновь устанавливаемого оборудования с учётом строительных и монтажных работ;

$K_{\text{дем}}$ – стоимость демонтажа;

$K_{\text{возвр}}$ – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок и пригодно для использования.

При упрощённых расчётах экономической эффективности $K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}}$. Стоимость расширения ОРУ с выключателями принимается по стоимости дополнительных ячеек. Стоимость замены трансформатора принимается по полной расчётной стоимости устанавливаемого трансформатора.

При выполнении нескольких видов работ по реконструкции постоянная часть затрат ПС определяется суммированием соответствующих составляющих.

Таблица 41 – Примерная площадь постоянного отвода земли под подстанции

Схема ПС на стороне ВН	Площадь постоянного отвода земли под ПС 35 – 330 кВ, тыс. м ²			
	35	110	220	330
1. ПС в целом				
Блок линия-трансформатор с выключателем	1,5	2,5 – 4,5	8 – 20	22
Мостик с тремя выключателями	2,5	10 – 15	14 – 25,5	
Четырёхугольник			16	34,5

Проектирование электрических сетей

Сборные шины с 8 – 9 ячейками на ВН	5	12 – 15	22 – 32	
Полуторная схема с 6 ВЛ на ВН				69
2. Закрытые ПС				
ПС по упрощённым схемам		1,0 – 1,4	4,8	
ПС со сборными шинами		2,0 – 2,4		
3. Элементы ПС				
ЗРУ 10(6) кВ с четырьмя секциями	0,5			
Ячейка ОРУ	0,3	0,3	2	4,3
Установка двух СК 50 Мвар	1,8 – 2,3			

Примечания: 1. Меньшие значения площади относятся к ПС с двухобмоточными, большие – с трёхобмоточными трансформаторами.

2. При использовании элегазового оборудования площади ПС составляют до 40 % соответствующих ПС с оборудованием наружной установки.

Постоянная часть затрат принимается в соответствии со схемой подстанции после реконструкции в следующих размерах от $K_{п}$.

Вид реконструкции	Затраты, %
Замена (или дополнительная установка) трансформаторов:	
одного	10
двух	20
На ПС 220 – 330 кВ с автотрансформаторами 125 МВ·А – замена АТ на более мощные (или дополнительная установка более мощных)	
одного	20
двух	30
Расширение ОРУ ВН на одну-две ячейки (при общем количестве после реконструкции не более пяти)	10
Добавление в ОРУ ВН более двух ячеек (при любой схеме)	15
Реконструкция ОРУ ВН с переходом на более сложную схему	30

Капитальные вложения в ВЛ определяются по формуле

$$K_{вл} = (\bar{k}_{вл} L_{вл} \gamma + K_{пр}) + K_{п.и.р} + K_{отв},$$

где $\bar{k}_{\text{вл}}$ – удельные капитальные вложения в ВЛ определённого класса напряжения в расчёте на один километр линии, руб./км;

$L_{\text{вл}}$ – протяжённость ВЛ, км;

$K_{\text{пр}}$ – затраты на вырубку просеки;

$K_{\text{отв}}$ – стоимость земельного участка, отведённого под опоры ВЛ;

$K_{\text{п.и.р}}$ – затраты на ПИР, благоустройство и пр. (12,5 – 14,5 % от стоимости ВЛ);

γ - коэффициент для учёта усложняющих условий строительства.

Все необходимые данные приведены в приложении В.

Стоимость земельного участка для ВЛ определяется с учётом расчётных значений площади отвода под опоры ВЛ (таблица 42) и стоимости земли.

Затраты на вырубку просеки для участков ВЛ составляют для ВЛ 35 – 110 кВ 95 тыс. руб./км, 220 кВ – 110 тыс. руб./км, 330 кВ – 125 тыс. руб./км.

Усложнение условий строительства ВЛ учитывается повышающими коэффициентами (1,06 при скоростном напоре ветра 0,61 – 0,75 кПа, 1,6 – в условиях городской застройки).

Таблица 42 – Площадь постоянного отвода земли для типовых опор

Характеристика промежуточной опоры	Напряжение ВЛ, кВ	Размер постоянного отвода земли на 1 км ВЛ, м ²	
		Стальные опоры	Железобетонные опоры
Одностоечная	35 – 110	65 – 70	35 – 40
Свободностоящая	220 – 330	80 – 115	35 – 90

Примеры расчёта капитальных вложений в строительство и реконструкцию подстанций даны в таблицах 43 – 45.

Проектирование электрических сетей

Таблица 43 – Капитальные вложения в строительство ПС по вариантам «Р-3», «З-2»

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.
ПС-1			
Трансформаторы 110 кВ 63 МВ·А	2	9000	18 000,0
ОРУ по схеме мостик с элегазовыми выключателями в перемычке и в цепях линий	1	30000	30 000,0
Постоянная часть затрат (схема мостик)			9 000,0
Затраты на ПИР (15,5 %)			8 835,0
Стоимость земельного участка площадью м ²	10000	0,01	100,0
Капитальные вложения в ПС			65 935,0
ПС-2			
Трансформаторы 110 кВ 40 МВ·А	2	7300	14 600,0
ОРУ по схеме мостик с элегазовыми выключателями в перемычке и в цепях линий	1	30000	30 000,0
Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.
Постоянная часть затрат (схема мостик)			9 000,0
Затраты на ПИР (15,5 %)			8 308,0
Стоимость земельного участка площадью м ²	10000	0,01	100,0
Капитальные вложения в ПС			62 008,0
ПС-3			
Трансформаторы 110 кВ 10 МВ·А	2	3700	7 400,0
ОРУ по схеме мостик с элегазовыми выключателями в перемычке и в цепях линий	1	30000	30 000,0
Постоянная часть затрат (схема мостик)			9 000,0
Затраты на ПИР (15,5 %)			7 192,0
Стоимость земельного участка площадью м ²	10000	0,01	100,0

Проектирование электрических сетей

Продолжение табл. 43

Капитальные вложения в ПС			53 692,0
Всего в строительство новых подстанций			181 635,0

Таблица 44 – Капитальные вложения в реконструкцию ПС в варианте «Р-3»

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс.руб.
ПС-А			
Расширение ОРУ СН (выключатели масляные)	2	3450	6 900,0
Постоянная часть затрат (10 %)		40 500	4 050,0
Расширение земельного участка, м ²	300×2	0,01	6,0
Капитальные вложения в ПС			10 956,0
ПС-Г			
Расширение ОРУ СН (выключатели масляные)	2	3450	6 900,0
Постоянная часть затрат (10 %)		40 500	4 050,0
Расширение земельного участка, м ²	300×2	0,01	6,0
Капитальные вложения в ПС			10 956,0
Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс.руб.
ПС-Б			
Расширение ОРУ ВН (выключатели масляные) переход от схемы «мостик» к схеме со сборными шинами	4	3450	13 800,0
Постоянная часть затрат (переход от схемы «мостик» к схеме со сборными шинами) 30 % +15 %		13500	6 075,0
Расширение земельного участка, м ²	300×4	0,01	12,0
Капитальные вложения в ПС			19 887,0
Всего в реконструкцию существующих подстанций			41 799,0

Таблица 45 – Капитальные вложения в реконструкцию ПС в варианте «3-2»

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс.руб.
ПС-А			
Расширение ОРУ СН (выключатели масляные)	1	3450	3 450,0
Постоянная часть затрат (10 %)		40 500	4 050,0
Расширение земельного участка, м ²	300×1	0,01	3,0
Капитальные вложения в ПС			7 503,0
ПС-Г			
Расширение ОРУ СН (выключатели масляные)	1	3450	3 450,0
Постоянная часть затрат (10 %)		40 500	4 050,0
Расширение земельного участка, м ²	300×1	0,01	3,0
Капитальные вложения в ПС			7 503,0
Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс.руб.
ПС-Б			
Расширение ОРУ ВН (выключатели масляные) переход от схемы «мостик» к схеме со сборными шинами	4	3450	13 800,0
Постоянная часть затрат (переход от схемы «мостик» к схеме со сборными шинами) 30 % +15 %		13500	6 075,0
Расширение земельного участка, м ²	300×4	0,01	12,0
Капитальные вложения в ПС			19 887,0
Всего в реконструкцию существующих подстанций			34 893,0

Расчёты капитальных вложений в базовых ценах в новые линии электропередачи по вариантам развития сети приведены в таблицах 46, 47.

Таблица 46 – Расчёт затрат на строительство ВЛ по варианту «Р-3»

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.
ВЛ ПС-Г – ПС-1			
ВЛ 110 кВ, двухцепная, АС-300/48, опоры железобетонные, км	17,8	1 650	29 370,0
Затраты на ПИР (12,5 %)			3 671,3
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×17,8	0,01	6,2
Капитальные вложения в ВЛ			33 047,5
ВЛ ПС-А – ПС-2			
ВЛ 110 кВ, двухцепная, АС-185/29, опоры железобетонные, км	26	1 650	42 900,0
Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.
Затраты на ПИР (12,5 %)			5 362,5
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×26	0,01	9,1
Капитальные вложения в ВЛ			48 271,6
ВЛ ПС-Б – ПС-3			
ВЛ 110 кВ, двухцепная, АС-70/11, опоры железобетонные, км	29,2	1 150	33 580,0
Затраты на ПИР (12,5 %)			4 197,5
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×29,2	0,01	10,2
Капитальные вложения в ВЛ			37 787,7
Всего в строительство новых ВЛ			119 106,8

Таблица 47 – Расчёт затрат на строительство ВЛ по варианту «3-2»

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.
ВЛ ПС-Г – ПС-1			
ВЛ 110 кВ, одноцепная, АС-300/48, опоры железобетонные, км	17,8	950	16 910,0
Затраты на ПИР (12,5 %)			2 113,8
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×17,8	0,01	6,2
Капитальные вложения в ВЛ			19 030,0
ВЛ ПС-А – ПС-2			
ВЛ 110 кВ, одноцепная, АС-300-48, опоры железобетонные, км	26	950	24 700,0
Затраты на ПИР (12,5 %)			3 087,5
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×26	0,01	9,1
Капитальные вложения в ВЛ			27 796,6
Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы в базовых ценах, тыс. руб.	Общая стоимость в базовых ценах, тыс. руб.
ВЛ ПС-Б – ПС-3			
ВЛ 110 кВ, двухцепная, АС-70/11, опоры железобетонные, км	29,2	1 150	33 580,0
Затраты на ПИР (12,5 %)			4 197,5
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×29,2	0,01	10,2
Капитальные вложения в ВЛ			37 787,7
ВЛ ПС-1 – ПС-2			
ВЛ 110 кВ, одноцепная, АС-120/19, опоры железобетонные, км	32,4	850	27 540,0
Затраты на ПИР (12,5 %)			3 442,5
Стоимость земельного участка под опоры м ²	35×32,4	0,01	11,3

Продолжение табл. 47

Капитальные вложения в ВЛ			30 993,8
Всего в строительство новых ВЛ			96 578,2

Сравниваемые варианты характеризуются следующими капитальными вложениями (таблица 48)

Таблица 48 – Капитальные вложения по вариантам развития, тыс. руб.

Составляющая капиталовложений	«Р-3»	«3-2»
В подстанции в базовых ценах:	223 434,0	216 528,0
в том числе ПС 220 кВ	21 912,0	15 006,0
ПС 110 кВ	201 522,0	201 522,0
В ВЛ в базовых ценах	119 106,8	96 578,2
Всего в базовых ценах	342 540,8	313 106,2
В подстанции в ценах текущего года:	1 444 500,8	1 399 853,5
в том числе ПС 220 кВ	141 661,1	97 013,8
ПС 110 кВ	1 302 839,7	1 302 839,7
В ВЛ в ценах текущего года	770 025,5	624 377,8
Всего в ценах текущего года ($J=6,465$)	2 214 526,3	2 024 231,3

5.2 Эксплуатационные затраты на передачу и распределение электроэнергии

Годовые эксплуатационные расходы I включают амортизационные отчисления I_a и затраты на обслуживание и ремонт $I_{обс}$.

$$I = I_a + I_{обс}.$$

Затраты на амортизацию и эксплуатационное обслуживание могут быть определены по упрощённым формулам:

$$I_a = \alpha_{a\text{ пс}} K_{\text{пс}} + \alpha_{a\text{ вл}} K_{\text{вл}},$$

$$I_{обс} = \alpha_{обс\text{ пс}} K_{\text{пс}} + \alpha_{обс\text{ вл}} K_{\text{вл}},$$

где $\alpha_{а\text{ пс}}, \alpha_{а\text{ вл}}$ – норма амортизационных отчислений на реновацию ПС ВЛ (таблица 49);

$K_{\text{пс}}, K_{\text{вл}}$ – величина капитальных вложений соответственно в ПС и ВЛ;

$\alpha_{\text{обс пс}}, \alpha_{\text{обс вл}}$ – норма отчислений на обслуживание и ремонт ПС и ВЛ соответственно (таблица 49).

Расчёт составляющих годовых эксплуатационных расходов в рассматриваемом примере приведён в таблице 50. Капитальные вложения в ВЛ и ПС определены в ценах 2016 г. В капитальных вложения в ПС необходимо выделить затраты в реконструируемые ПС 220 кВ (ПС-А и ПС-Г) и новые ПС 110 кВ.

Таблица 49 – Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты элементов электрических сетей

Элемент	Норма амортизации α_a , %	Срок службы T_c , лет	Норма на обслуживание и ремонт $\alpha_{\text{обс}}$, %
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	2,0	50	0,8
Силовое электрооборудование и распределительные устройства			
До 150 кВ	4,4	23	5,9
220 кВ и выше	4,4	23	4,9

Таблица 50 – Ежегодные эксплуатационные затраты по вариантам развития сети, тыс. руб.

Элемент сети	«Р-3»		«З-2»	
	I_a	$I_{\text{обс}}$	I_a	$I_{\text{обс}}$
ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах	15 400,5	6 160,2	12 487,6	4 995,0
Подстанции 220 кВ (ПС-А, ПС-Г)	6 233,1	6 941,4	4 268,6	4 753,7
Подстанции 110 кВ (ПС-1, ПС-2, ПС-3, ПС-Б)	57 324,9	76 867,5	57 324,9	76 867,5
Всего составляющие затрат	78 958,5	89 969,1	74 081,1	86 616,2
Всего эксплуатационные затраты по вариантам	168 927,7		160 697,4	

5.3 Сравнение вариантов развития по экономическим показателям

Критерием экономической эффективности инвестиций является интегральный критерий в форме чистого дисконтированного дохода (ЧДД). В простейшем случае экспресс-оценки при неизменности денежных потоков по годам ЧДД определяется по формуле

$$\text{ЧДД} = (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{а}}) D_s - K,$$

где $\Pi_{\text{ч}}$ – чистая прибыль;

$I_{\text{а}}$ – амортизационные отчисления на реновацию;

D_s – сумма коэффициентов дисконтирования;

K – суммарные инвестиции (капиталовложения).

Лучшим вариантом развития является вариант, для которого ЧДД является максимальным при условии $\text{ЧДД} > 0$.

Величина $\Pi_{\text{ч}}$ численно равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль

$$\Pi_{\text{ч}} = (O_{\text{р}} - I)(1 - \alpha),$$

где $O_{\text{р}}$ – стоимостная оценка результатов деятельности объекта (объем реализованной электроэнергии за год);

I – суммарные эксплуатационные издержки в год;

α – ставка налога на прибыль, 0,2 (20 %).

Сумма коэффициентов дисконтирования D_s определяется по формуле

$$D_s = \frac{(1 + E)^{T_{\text{п}}} - 1}{E(1 + E)^{T_{\text{п}}}},$$

где E – норматив дисконтирования или ставка доходности (0,1 – 0,15);

T_p – расчётный период или жизненный срок (16 – 18).

При $E = 0,1$ и $T_p = 16$ лет $D_s = 7,824$, при $E = 0,15$ и $T_p = 16$ лет $D_s = 5,954$.

Стоимостная оценка результатов сооружения электрической сети определяется по формуле

$$O_p = T_3 (W - \delta W) + \Delta\Pi,$$

где T_3 – средневзвешенный тариф на транспортировку электроэнергии по электрическим сетям (для 2016 г. $T_3 = 1,3$ руб./кВт·ч);

W – дополнительное поступление электроэнергии в сеть, обусловленное сооружением электросетевых объектов;

δW – изменение потерь в сети;

$\Delta\Pi$ – увеличение прибыли за счёт повышения надёжности и других факторов, влияющих на экономический эффект.

Численные значения W и δW определяются по составленным ранее балансам электроэнергии (таблица 40) как разность между соответствующей составляющей баланса варианта развития («Р-3» или «З-2») и исходного состояния сети. Увеличение прибыли $\Delta\Pi$ в курсовом проекте принято равным нулю. Расчёты ЧДД по сравниваемым вариантам приведены в таблице 51.

Простой срок окупаемости инвестиций равен

$$T_{\text{ок.п}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{а}}}.$$

Дисконтируемый срок окупаемости от начала эксплуатации определяется по формуле

$$T_{\text{ок.д}} = \frac{-\ln(1 - T_{\text{ок.п}} E)}{\ln(1 + E)}.$$

Таблица 51 – Результаты расчёта экономической эффективности вариантов развития

Показатель	Ед. изм.	Вариант «Р-3»	Вариант «З-2»
Дополнительное поступление электроэнергии W	млн. кВт·ч	526,439	528,495
Изменение потерь в сети δW	млн. кВт·ч	12,839	14,895
Стоимостная оценка результатов развития O_p	млн. руб.	667,680	667,680
Ежегодные издержки I	млн. руб.	168,928	160,697
Амортизационные затраты I_a	млн. руб.	78,959	74,081
Чистая прибыль $П_ч$	млн. руб.	399,002	405,586
Капитальные вложения K	млн. руб.	2 214,526	2 024,231
ЧДД при $E = 0,1$	млн. руб.	1 525,036	1 728,685
Показатель	Ед. изм.	Вариант «Р-3»	Вариант «З-2»
ЧДД при $E = 0,15$	млн. руб.	631,250	831,707
Простой срок окупаемости $T_{ок.п}$	лет	4,63	4,22
Дисконтируемый срок окупаемости $T_{ок.д}$ при $E = 0,1$	лет	6,53	5,75
Дисконтируемый срок окупаемости $T_{ок.д}$ при $E = 0,15$	лет	8,50	7,17

Из таблицы 51 следует, что лучшим является вариант развития «З-2» с максимальным значением ЧДД. Дисконтируемый срок окупаемости инвестиций – 7,17 года.

6 ВЫВОДЫ ПО ПРОЕКТУ

В заключительном разделе проекта следует указать выбранный вариант развития сети. Дать перечень вновь сооружаемых и реконструируемых объектов электрической сети, привести необходимые объёмы инвестиций для реализации проекта и сроки их окупаемости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 392 с.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – М.: КНОРУС, 2012. – 648 с.
3. Рекомендации по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше / утверждены Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 284.
4. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ / утверждены приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 288. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 80 с.
5. Методика расчета нормативных технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде: приложение 1 к Инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям / утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г., № 326.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А. Технические параметры оборудования

Таблица А.1. – Расчетные данные ВЛ 35 – 330 кВ со сталеалюминиевыми проводами (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	r_0 , Ом при +20 °С	35 кВ		110 кВ		220 кВ		330 кВ	
			x_0 , Ом	b_0 , мкСм						
70/11	1	0,429	0,432	2,625	0,444	2,547				
95/16	1	0,306	0,421	2,694	0,434	2,611				
120/19	1	0,249	0,414	2,744	0,427	2,651				
150/24	1	0,198	0,406	2,796	0,420	2,699				
185/29	1	0,162	0,400	2,839	0,414	2,739				
240/32	1	0,121	0,392	2,904	0,405	2,800	0,435	2,600	–	–
240/39	2	0,062					–	–	0,331	3,380
300/39	1	0,097	0,385	2,956	0,399	2,848	0,429	2,640		
300/39	2	0,049					–	–	0,328	3,410
400/51	1	0,075					0,420	2,700	–	–
400/51	2	0,037					–	–	0,323	3,460
500/64	1	0,060					0,413	2,740	–	–
500/64	2	0,030					–	–	0,320	3,500

Таблица А.2. – Трансформаторы трёхфазные двухобмоточные напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН-1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4...10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4...11,0	6,5	16,5	3,65	1,4	7,9	49,8	22,4
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,69...11,0	6,5	26,0	5,10	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	33,5	6,70	1,0	2,6	23,0	40
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11,0	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	57
ТМН-10000/35	10,0	$\pm 9 \times 1,3$	36,75	6,3-10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	3,15...10,5	8,0	60,0	12,5	0,8	0,8	10,8	60
ТДНС-16000/35	16,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	10,0	85,0	18,0	0,6	0,5	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	9,5	115	25,0	0,5	0,3	5,1	125
ТРДНС-32000/15	32,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3...10,5	11,5	145	30	0,45	0,2	4,9	144
ТРДНС-40000/35	40,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3...10,5	11,5	170	36	0,4	0,1	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63,0	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3...10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Таблица А.3. – Трансформаторы трёхфазные двухобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10×1,5 %, –8×1,5 %	110	6,6; 11,0	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	38
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	48	10,0	1,0	16,0	220,4	50
ТДН-10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	60	14,0	0,7	7,9	138,9	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,6; 11,0	10,5	86	21,0	0,85	4,4	86,8	112
ТРДН-25000/110	25	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	120	25,0	0,75	2,5	55,6	175
ТРДН-32000/110	32	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	145	32,0	0,75	1,9	43,4	240
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	160	42,0	0,70	1,3	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	245	59,0	0,65	0,8	22,0	410
ТРДЦН-80000/110	80	±9×1,78 %	115	6,3; 10,5	10,5	310	70,0	0,60	0,6	17,4	480
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78 %	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,3	11,1	688

Примечания: 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН.

2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица А.4. – Трансформаторы трёхфазные трёхобмоточные напряжением 110 кВ

Тип	Номиналь- ная мощ- ность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регу- лирования на стороне ВН (СН)	$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	76	17	1,1
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6; 11	$+9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6	200	43	0,6
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	10,5	17	6,5	290	56	0,7
ТДЦТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11	$\pm 9 \times 1,78\%$	11	18,5	7	390	82	0,6

Таблица А.5. – Трансформаторы и автотрансформаторы трёхфазные напряжением 220 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регулирования на стороне ВН (СН)	$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТРДН-40000/220	40	230		11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$		12		170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	300	82	0,8
ТРДЦН-100000/220	100	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	360	115	0,7
ТРДЦН-160000/220	160	230	-	11/11	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	12	-	525	167	0,6
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	11	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	20	6,5	135	50	1,2
ТДТН -40000/220	40	230	38,5	11	$\pm 12 \times 1\%$	12,5	22	9,5	220	55	1,1
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	35,7	21,9	215	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	31	19	290	85	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	11	$\pm 6 \times 2\%$	11	32	20	430	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5

Примечания: 1. Для автотрансформаторов соотношение мощностей обмоток ВН/СН/НН составляет 100/100/50%.

2. Регулирование напряжения для трансформаторов в нейтрали ВН, для АТ на стороне СН

Таблица А.6. – Трансформаторы и автотрансформаторы трёхфазные напряжением 330 кВ

Тип	Номинальная мощность, МВ·А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			Пределы регулирования на стороне ВН (СН)	$U_{\text{к}}$, %			$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
		ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н			
ТРДНС-40000/330	40	330		10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$		11		180	80	1,4
ТРДЦН-63000/330	63	330	-	10,5/10,5	$\pm 8 \times 1,5\%$	-	11	-	265	120	0,7
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	10	35	24,9	370	115	0,5
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	10,5	$\pm 6 \times 2\%$	10	34	22,5	600	180	0,5

Примечания: 1. Для автотрансформаторов соотношение мощностей обмоток ВН/СН/НН составляет 100/100/50%; для АТ 200 МВ·А мощность обмотки НН 40 %.

2. Регулирование напряжения для трансформаторов в нейтрали ВН, для АТ на стороне СН

Приложение Б. Расчёты режимов электрической сети программой RastrWin

Б.1. Примеры расчётов

Максимальный режим, вариант Р-3

Q	S	Тип	Номер	Название	U_ном	_сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta	айон
1		База	201	ЭС	220		1			309.3	181.1	242		400		252		242		
2		Нагр	202	ПС-А ВН	220		1	0.1	1.3									235.6	-1.59	
3		Нагр	205	ПС-А Д	220		1											226.69	-4.83	
4		Нагр	203	ПС-В ВН	220		1	0.2	1									234.76	-1.87	
5		Нагр	204	ПС-Г ВН	220		1	0.1	1.3									229.49	-3.08	
6		Нагр	206	ПС-Г Д	220		1											220.4	-6.06	
7		Нагр	112	ПС-А СН	110		1	55	35									119.17	-4.81	
8		Нагр	113	ПС-3 ВН	110		1		0.1									115.8	-6.02	
9		Нагр	114	ПС-Г СН	110		1	45	30									115.86	-6.04	
10		Нагр	115	ПС-5 ВН	110		1	0.1	0.5									116.31	-5.94	
11		Нагр	116	ПС-2 ВН	110		1	0.1	0.5									117.22	-5.42	
12		Нагр	117	ПС-1 ВН	110		1	0.1	0.8									113.75	-6.81	
13		Нагр	118	ПС-5 Д	110		1											113.8	-7.84	
14		Нагр	1	ПС-1 НН	10		1	63	42									9.93	-9.92	
15		Нагр	2	ПС-2 НН	10		1	38	25									10.28	-8.2	
16		Нагр	3	ПС-3 НН	10		1	6	4									10.86	-7.78	
17		Нагр	4	ПС-5 НН	10		1	10	5									10.31	-8.33	
18		Нагр	5	ПС-А НН	10		1											10.88	-4.83	
19		Нагр	6	ПС-В НН	10		1	70	40									10.79	-5.62	
20		Нагр	7	ПС-Г НН	10		1											10.58	-6.06	
21		Нагр	31	ПС-5 СН	35		1	15	10									38.11	-7.82	

Рисунок Б.1

Проектирование электрических сетей

Rastr-

Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Ветви

№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	групп	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_нач	Na
1		ЛЭП	201	202			ЭС - ПС-А ВН	3.1	13.5	5.6	-333		-137	-75	372	1
2		ЛЭП	201	203			ЭС - ПС-В ВН	2.2	12.2	0.2	-313		-173	-106	483	1
3		ЛЭП	202	203			ПС-А ВН - ПС-В ВН	7.4	32.2	0.3	-198		-9	2	23	1
4		ЛЭП	203	204			ПС-В ВН - ПС-Г ВН	2.1	12	0.2	-308		-110	-76	329	1
5		ЛЭП	112	115			ПС-А СН - ПС-Б ВН	4.4	11.2		-300		-32	-16	172	1
6		Тр-р	202	205			ПС-А ВН - ПС-А О	0.25	24.3			1	-125	-89	376	1
7		Тр-р	205	112			ПС-А О - ПС-А СН	0.25				0.526	-125	-78	376	1
8		Тр-р	205	5			ПС-А О - ПС-А НН	0.5	41.25			0.048	0	-0	0	1
9		Тр-р	203	6			ПС-В ВН - ПС-В НН	1.95	50.35			0.048	-70	-46	207	1
10		Тр-р	204	206			ПС-Г ВН - ПС-Г О	0.25	24.3			1	-109	-88	352	1
11		Тр-р	206	7			ПС-Г О - ПС-Г НН	0.5	41.25			0.048	0	-0	0	1
12		Тр-р	206	114			ПС-Г О - ПС-Г СН	0.25				0.526	-109	-79	352	1
13		Тр-р	115	118			ПС-Б ВН - ПС-Б О	0.4	17.75			1	-25	-16	148	1
14		Тр-р	118	31			ПС-Б О - ПС-Б СН	0.4				0.335	-15	-10	92	1
15		Тр-р	118	4			ПС-Б О - ПС-Б НН	0.4	11.15			0.091	-10	-5	57	1
16		ЛЭП	112	116			ПС-А СН - ПС-2 ВН	2.1	5.37		-142		-39	-27	229	1
17		ЛЭП	114	117			ПС-Г СН - ПС-1 ВН	1.08	3.6		-100		-64	-49	400	1
18		ЛЭП	115	113			ПС-Б ВН - ПС-3 ВН	6.27	6.49		-149		-6	-2	32	1
19		Тр-р	117	1			ПС-1 ВН - ПС-1 НН	0.44	11	4.7		0.091	-63	-47	401	1
20		Тр-р	116	2			ПС-2 ВН - ПС-2 НН	0.7	17.35	5.4		0.091	-38	-28	233	1
21		Тр-р	113	3			ПС-3 ВН - ПС-3 НН	3.98	69.5			0.096	-6	-4	37	1

Ready

Рисунок Б.2

The screenshot shows the Rastr- software window with a menu bar (Файлы, Расчеты, Открыть, Таблица, Графика, Окна, Help) and a toolbar. The main window displays a table titled "Районы+Потери". The table has columns for various parameters including voltage level, district name, and different types of power losses. The status bar at the bottom indicates "Ready" and "dp!=0".

	№р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном			dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р
1	1	Вариант Р-3	6.55	6.06	5.03	1.03	0.49	0.36	0.14	
2		220		4.38	3.73	0.65	0.36	0.36		
3		110		1.68	1.3	0.38	0.14	-0	0.14	

Рисунок .Б.3

Максимальный режим, вариант 3-2

OS	Тип	Номер	Название	U_ном	с_к	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	V_ш	V	Delta	'айон
1	База	201	ЭС	220		1			310	185	242		400		252		242		
2	Нарп	202	ПС-А ВН	220		1	0.1	1.3									235.15	-1.64	
3	Нарп	205	ПС-А О	220		1											225.23	-5.13	
4	Нарп	203	ПС-В ВН	220		1	0.2	1									234.95	-1.82	
5	Нарп	204	ПС-Г ВН	220		1	0.1	1.3									230.06	-2.95	
6	Нарп	206	ПС-Г О	220		1											221.56	-5.69	
7	Нарп	112	ПС-А СН	110		1	55	35									118.39	-5.11	
8	Нарп	113	ПС-З ВН	110		1		0.1									114.99	-6.33	
9	Нарп	114	ПС-Г СН	110		1	45	30									116.48	-5.67	
10	Нарп	115	ПС-Б ВН	110		1	0.1	0.5									115.51	-6.25	
11	Нарп	116	ПС-2 ВН	110		1	0.1	0.5									113.99	-6.74	
12	Нарп	117	ПС-1 ВН	110		1	0.1	0.8									112.73	-7.02	
13	Нарп	118	ПС-Б О	110		1											112.98	-8.18	
14	Нарп	1	ПС-1 НН	10		1	63	42									9.83	-10.2	
15	Нарп	2	ПС-2 НН	10		1	38	25									9.98	-9.68	
16	Нарп	3	ПС-3 НН	10		1	6	4									10.78	-8.11	
17	Нарп	4	ПС-Б НН	10		1	10	5									10.23	-8.67	
18	Нарп	5	ПС-А НН	10		1											10.81	-5.13	
19	Нарп	6	ПС-В НН	10		1	70	40									10.79	-5.56	
20	Нарп	7	ПС-Г НН	10		1											10.64	-5.69	
21	Нарп	31	ПС-Б СН	35		1	15	10									37.83	-8.16	

Рисунок Б.4

Проектирование электрических сетей

Rastr-

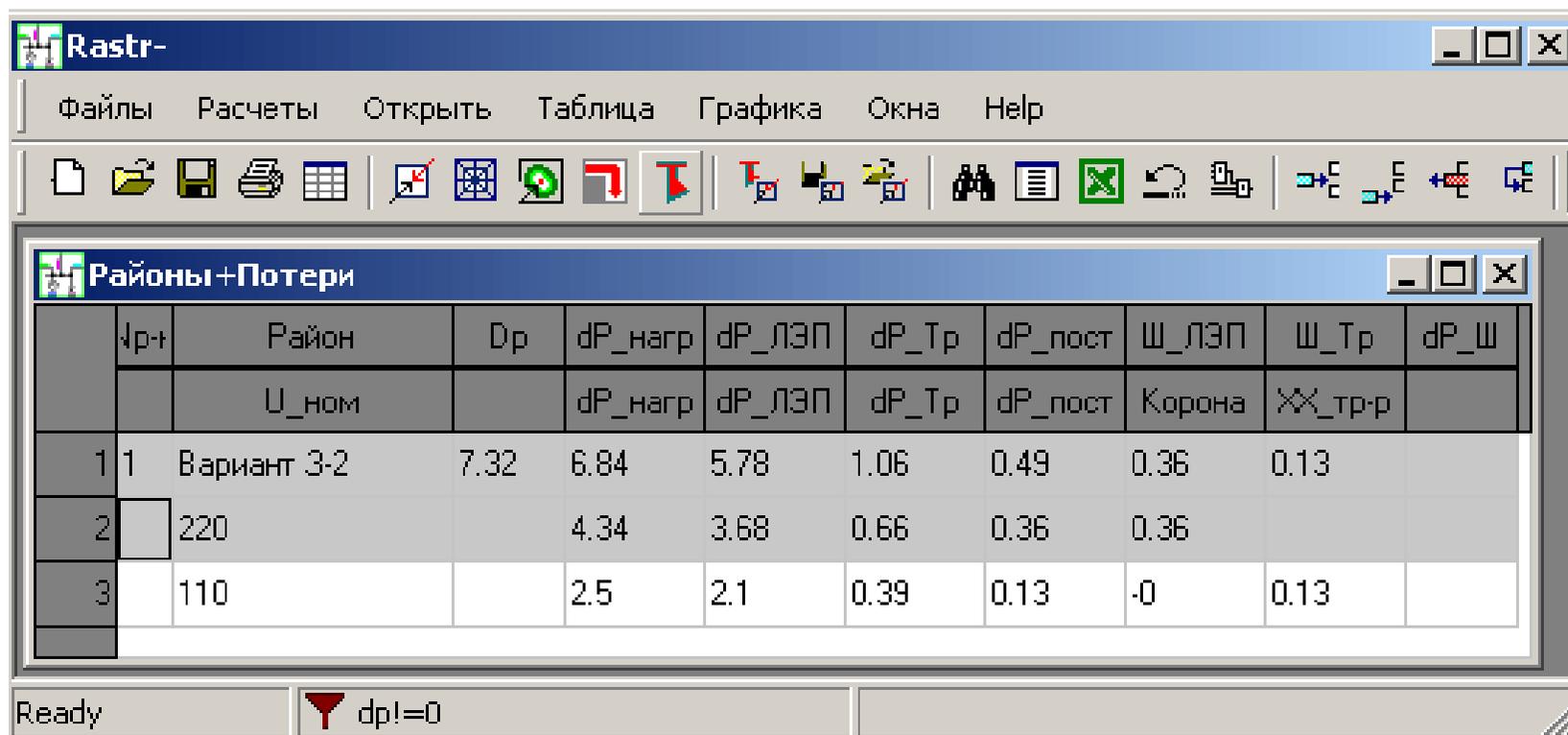
Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Ветви

	Q	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	групп	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_нач	Na
1			ЛЭП	201	202			ЭС - ПС-А ВН	3.1	13.5	5.6	-333		-142	-82	391	1
2			ЛЭП	201	203			ЭС - ПС-В ВН	2.2	12.2	0.2	-313		-168	-103	471	1
3			ЛЭП	202	203			ПС-А ВН - ПС-В ВН	7.4	32.2	0.3	-198		-6	5	19	1
4			ЛЭП	203	204			ПС-В ВН - ПС-Г ВН	2.1	12	0.2	-308		-102	-70	304	1
5			ЛЭП	112	115			ПС-А СН - ПС-Б ВН	4.4	11.2		-300		-32	-16	173	1
6			Тр-р	202	205			ПС-А ВН - ПС-А О	0.25	24.3			1	-134	-99	409	1
7			Тр-р	205	112			ПС-А О - ПС-А СН	0.25				0.526	-134	-87	409	1
8			Тр-р	205	5			ПС-А О - ПС-А НН	0.5	41.25			0.048	0	-0	0	1
9			Тр-р	203	6			ПС-В ВН - ПС-В НН	1.95	50.35			0.048	-70	-46	207	1
10			Тр-р	204	206			ПС-Г ВН - ПС-Г О	0.25	24.3			1	-101	-82	327	1
11			Тр-р	206	7			ПС-Г О - ПС-Г НН	0.5	41.25			0.048	0	-0	0	1
12			Тр-р	206	114			ПС-Г О - ПС-Г СН	0.25				0.526	-101	-74	327	1
13			Тр-р	115	118			ПС-Б ВН - ПС-Б О	0.4	17.75			1	-25	-16	149	1
14			Тр-р	118	31			ПС-Б О - ПС-Б СН	0.4				0.335	-15	-10	92	1
15			Тр-р	118	4			ПС-Б О - ПС-Б НН	0.4	11.15			0.091	-10	-5	57	1
16			ЛЭП	112	116			ПС-А СН - ПС-2 ВН	3.15	10.53		-72.8		-47	-35	287	1
17			ЛЭП	114	117			ПС-Г СН - ПС-1 ВН	2.15	7.21		-50		-56	-44	354	1
18			ЛЭП	115	113			ПС-Б ВН - ПС-3 ВН	6.27	6.49		-149		-6	-2	33	1
19			ЛЭП	117	116			ПС-1 ВН - ПС-2 ВН	8.07	13.83		-86		8	6	52	1
20			Тр-р	117	1			ПС-1 ВН - ПС-1 НН	0.44	11	4.7		0.091	-63	-47	405	1
21			Тр-р	116	2			ПС-2 ВН - ПС-2 НН	0.7	17.35	5.4		0.091	-38	-28	240	1
22			Тр-р	113	3			ПС-3 ВН - ПС-3 НН	3.98	69.5			0.096	-6	-4	37	1

Ready

Рисунок Б.5



The screenshot shows the Rastr software interface with a window titled "Районы+Потери". The window contains a table with the following data:

№п/п	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
			U_ном	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р
1	Вариант 3-2	7.32	6.84	5.78	1.06	0.49	0.36	0.13	
2	220		4.34	3.68	0.66	0.36	0.36		
3	110		2.5	2.1	0.39	0.13	-0	0.13	

At the bottom of the window, the status bar shows "Ready" and a red triangle icon with the text "dp!=0".

Рисунок Б.6

Максимальный режим. Исходная схема сети

OS	Тип	Номер	Название	U_ном	с_р	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1	База	201	ЭС	220		1			197.7	75.3	242		400		252		242	
2	Нагр	202	ПС-А ВН	220		1	0.1	1.3									238.64	-1.04
3	Нагр	205	ПС-А О	220		1											233.43	-3.04
4	Нагр	203	ПС-В ВН	220		1	0.2	1									238.36	-1.22
5	Нагр	204	ПС-Г ВН	220		1	0.1	1.3									236.61	-1.72
6	Нагр	206	ПС-Г О	220		1											233.15	-2.84
7	Нагр	112	ПС-А СН	110		1	55	35									122.74	-3.03
8	Нагр	114	ПС-Г СН	110		1	45	30									119.65	-4.83
9	Нагр	115	ПС-Б ВН	110		1	0.1	0.5									120.46	-3.87
10	Нагр	118	ПС-Б О	110		1											118.04	-5.63
11	Нагр	4	ПС-Б НН	10		1	10	5									10.7	-6.09
12	Нагр	5	ПС-А НН	10		1											11.2	-3.04
13	Нагр	6	ПС-В НН	10		1	70	40									10.97	-4.85
14	Нагр	7	ПС-Г НН	10		1											11.19	-2.84
15	Нагр	31	ПС-Б СН	35		1	15	10									39.53	-5.62

Рисунок Б.7

Rastr-

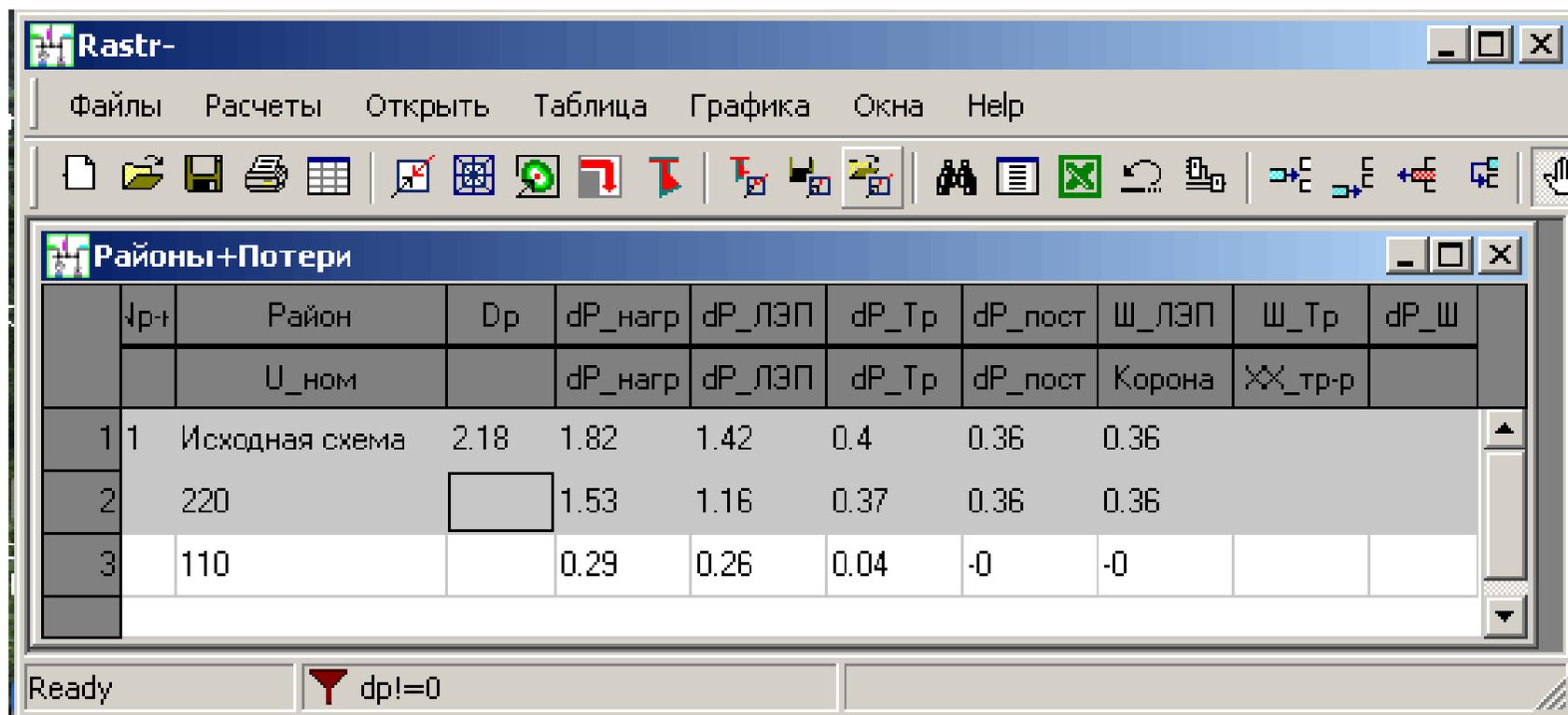
Файлы Расчеты Открыть Таблица Графика Окна Help

Ветви

№	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	G	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_нач	Na
1		ЛЭП	201	202			ЭС - ПС-А ВН	3.1	13.5	5.6	-333		-87	-31	221	1
2		ЛЭП	201	203			ЭС - ПС-В ВН	2.2	12.2	0.2	-313		-110	-44	284	1
3		ЛЭП	202	203			ПС-А ВН - ПС-В ВН	7.4	32.2	0.3	-198		-6	5	18	1
4		ЛЭП	203	204			ПС-В ВН - ПС-Г ВН	2.1	12	0.2	-308		-45	-18	118	1
5		ЛЭП	112	115			ПС-А СН - ПС-Б ВН	4.4	11.2		-300		-25	-13	134	1
6		Тр-р	202	205			ПС-А ВН - ПС-А О	0.25	24.3			1	-80	-52	232	1
7		Тр-р	205	112			ПС-А О - ПС-А СН	0.25				0.526	-80	-48	232	1
8		Тр-р	205	5			ПС-А О - ПС-А НН	0.5	41.25			0.048	0	-0	0	1
9		Тр-р	203	6			ПС-В ВН - ПС-В НН	1.95	50.35			0.048	-70	-46	204	1
10		Тр-р	204	206			ПС-Г ВН - ПС-Г О	0.25	24.3			1	-45	-34	137	1
11		Тр-р	206	7			ПС-Г О - ПС-Г НН	0.25				0.048	-0	-0	0	1
12		Тр-р	206	114			ПС-Г О - ПС-Г СН	0.5	41.25			0.526	-45	-32	137	1
13		Тр-р	115	118			ПС-Б ВН - ПС-Б О	0.4	17.75			1	-25	-16	143	1
14		Тр-р	118	31			ПС-Б О - ПС-Б СН	0.4				0.335	-15	-10	88	1
15		Тр-р	118	4			ПС-Б О - ПС-Б НН	0.4	11.15			0.091	-10	-5	55	1

Ready

Рисунок Б.8



The screenshot shows a software window titled 'Rastr-' with a menu bar (Файлы, Расчеты, Открыть, Таблица, Графика, Окна, Help) and a toolbar. Below the toolbar is a window titled 'Районы+Потери' containing a table with the following data:

	№р-т	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	1	Исходная схема	2.18	1.82	1.42	0.4	0.36	0.36		
2		220		1.53	1.16	0.37	0.36	0.36		
3		110		0.29	0.26	0.04	-0	-0		

At the bottom of the window, the status bar shows 'Ready' and a red funnel icon with the text 'dp!=0'.

Рисунок Б.9

Приложение Б.2 Применение программы RastrWin для расчётов установившихся режимов электрической сети

Б.2.1 Общие сведения о программном комплексе RastrWin

Программный комплекс RastrWin используется для решения задач расчёта установившихся режимов электрических сетей, оптимизации режима электрической сети по критерию минимума потерь активной мощности при вариации коэффициентов трансформации трансформаторов и реактивной мощности источников.

Запуск программы RastrWin осуществляется обычным способом из каталога RastrWin (рисунок Б.10).

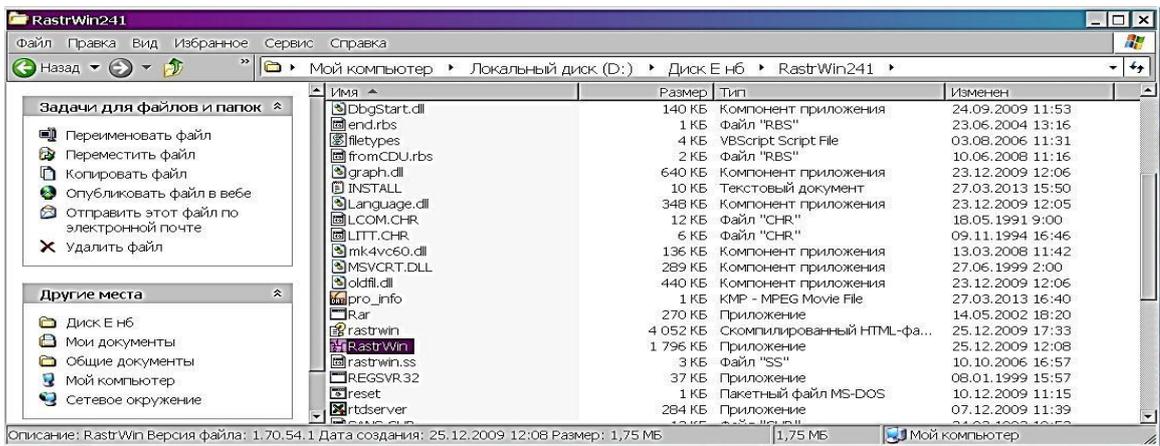


Рисунок Б.10

При появлении сообщения «Защита от копирования» щёлкните левой кнопкой мышки по кнопке «ОК» (рисунок Б.11).

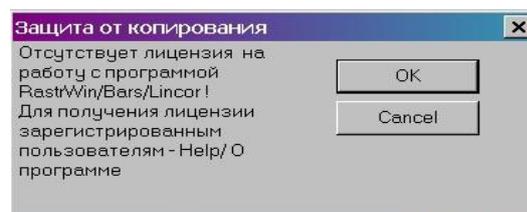


Рисунок Б.11

Проектирование электрических сетей

Б.2.2 Подготовка исходных данных для расчёта установившегося режима

Перед началом работы с RastrWin необходимо сформировать данные об узлах и ветвях расчётной схемы. Используются три типа описания узлов сети (таблица Б.1).

Таблица Б.1 – Типы узлов в комплексе RastrWin

Дано	Найти	Тип узла
P_i, Q_i	U_i, δ_i	Нагрузочный или промежуточный, PQ -тип
U_i, δ_i	P_i, Q_i	Балансирующий, $U\delta$ -тип
P_i, U_i	Q_i, δ_i	Идеальный генератор, PU -тип

Линии электропередачи представляются П-образными схемами замещения, двухобмоточные трансформаторы – Г-образными схемами, трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы – трёхлучевой звездой.

При подготовке исходных данных необходимо выполнить следующее:

- Нарисовать схему замещения сети с указанием всех узлов и ветвей.
- Пронумеровать все узлы схемы замещения сети, включая все промежуточные узлы. Узлами являются сборные шины электростанций и подстанций, точки подключения генераторов, нагрузок, точки отвлечения ЛЭП, промежуточные узлы схем замещения трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. Номер узла должен быть уникальным числом в диапазоне от 1 до 32000, сквозная нумерация необязательна. Для простоты ориентации в схеме, узлам, относящимся к одному объекту, целесообразно давать похожие номера (7, 17, 107, 1007 и т.д.). Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети.

Проектирование электрических сетей

- Для каждого узла определить его номинальное напряжение и нанести на схему.
- Для каждого узла нагрузки (PQ -тип) определить активную и реактивную мощности потребления.
- Для узлов с синхронными машинами (генераторы, компенсаторы) определить активную мощность генерации, пределы регулирования реактивной мощности ($Q_{\min} - Q_{\max}$) и заданный (фиксированный) ($U_{зд}$) модуль напряжения.
- При наличии в узле шунтов на землю – батареи статических конденсаторов (БСК) или шунтирующих реакторов (ШР) – определить их проводимость (в мкСм) и нанести на схему.
- Для линий электропередачи (ЛЭП) определить продольное сопротивление и проводимость на землю (проводимость задаётся в микросименсах и ёмкостный характер отражается знаком минус).
- Для трансформаторов определить сопротивление $R + jX$, приведённое к стороне высокого напряжения, проводимость шунта на землю $G + jB$ и коэффициент трансформации, равный отношению низшего номинального напряжения к высшему (таким образом, коэффициент трансформации будет меньше единицы).
- Автотрансформаторы и трёхобмоточные трансформаторы представить по схеме звезда с промежуточным узлом и тремя ветвями, которые имеют коэффициенты трансформации.
- При наличии в сети группы параллельных линий желательно присваивать каждой из них свой номер в группе.
- Определить номер балансирующего узла и модуль его напряжения.

Б.2.3 Ввод исходных данных в программный комплекс RastrWin

При загрузке RastrWin в демонстрационном режиме появится окно, показанное на рисунке Б.12.

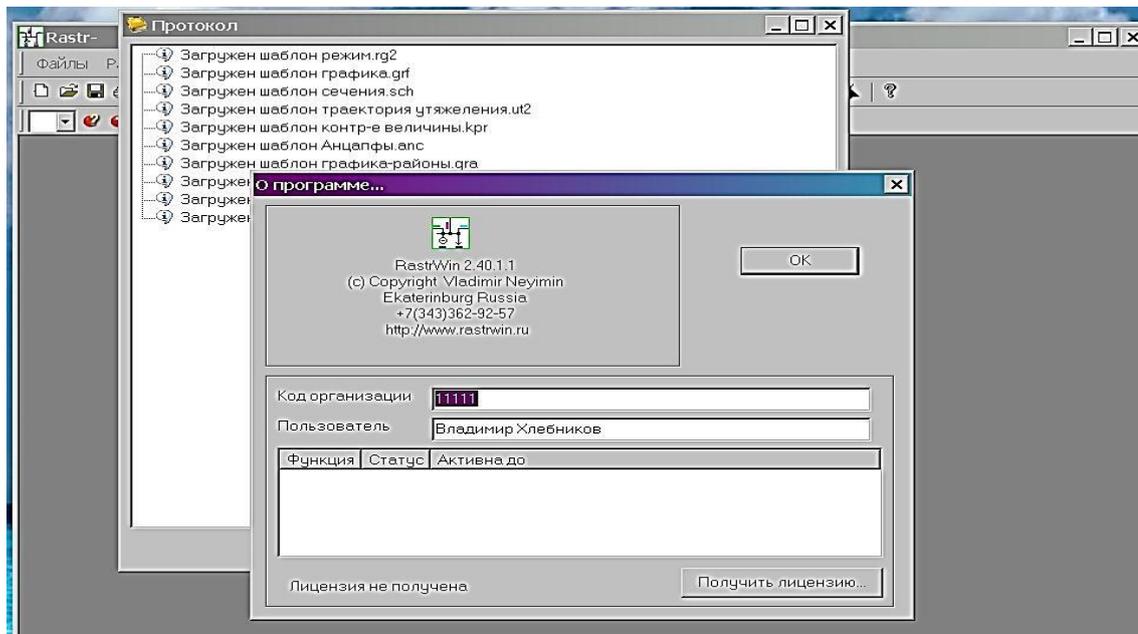


Рисунок Б.12

Щёлкните левой кнопкой мышки по кнопке «**ОК**» и закройте протокол загрузки шаблонов. В верхней части окна «**Rastr-**» расположено главное меню, содержащее следующие пункты: «**Файлы**», «**Расчеты**», «**Открыть**», «**Таблица**», «**Графика**», «**Окна**», «**Help**».

Перед вводом параметров новой схемы выберите в пункте «**Файлы**» подпункт «**Новый**». Появится окно «**Открыть новый файл Новый**», в котором необходимо отметить галочкой позицию «**режим.rg2**» и нажать мышкой на «**ОК**». Затем выберите в пункте «**Открыть**» подпункт «**Узлы**» и ещё раз «**Узлы**». Появится окно «**Узлы**» для ввода данных об узлах сети. В пункте «**Открыть**» выберите подпункт «**Ветви**» и ещё раз «**Ветви**». В результате на экране будут размещены два окна. Переведите окно «**Rastr**» в полноэкранный

Проектирование электрических сетей

режим и растяните окна «Узлы» и «Ветви» так, чтобы были видны все колонки таблиц.

Введите информацию об узлах сети. Щёлкните левой клавишей мышки по кнопке «Добавить» из панели инструментов, расположенной ниже главного меню. В окне «Узлы» («Ветви») появится очередная строка для ввода данных. Щёлкните левой кнопкой мышки в поле столбца «Тип» и выберите из появившегося списка тип узла: *База, Нагр, Ген Ген+, Ген-*. Для простейших расчётов достаточно использовать типы *База, Нагр*. Список основных параметров узлов дан в таблице Б.2.

Таблица Б.2 – Параметры узлов сети

O	Отметка узла для сортировки, выборки и др.
S	Состояние узла (включён или отключён)
Район	Номер района, к которому относится узел
Номер	Номер узла по схеме замещения
N_{сxn}	Номер статической характеристики нагрузки
Название	Название узла
U_{ном}	Номинальное напряжение, кВ
P_н, Q_н	Мощность нагрузки, МВт, мвар для узла PQ-типа
P_г, Q_г	Мощность генерации, МВт, мвар для узла PQ-типа
Q_{min}, Q_{max}, V_{зд}	Пределы генерации реактивной мощности, заданное напряжение для узлов типа PU-тип
G_ш, B_ш	Проводимость ШР или БСК, мкСм
V, Delta	Для БУ заданное напряжение при Delta=0

Примечание: Жирным шрифтом выделены минимально необходимые данные.

Для ввода данных об узле сети дважды щёлкните левой клавишей мышки в поле данных. Появится поле ввода и каретка. Введите необходимое число, отделяя дробную часть точкой. Добавьте следующую строку для очередного узла сети. Всегда можно вернуться к ранее введённым данным и изменить их, дважды щёлкнув левой клавишей мышки в поле данных. Примеры заполнения данных об узлах приведены в п.Б.1.

Аналогичные действия выполняются при вводе данных о ветвях в окно «Ветви» (таблица Б.3). Первоначально в столбце «Тип» появится надпись

Проектирование электрических сетей

«Выкл». Не обращайтесь на это внимания, введите всю информацию о ветви. Название ветви появится автоматически при выполнении расчёта или переключении в окно «Узлы» и обратно. Примеры заполнения данных о ветвях показаны в п. Б.1.

Чтобы сохранить данные в файле для последующей работы выберите в пункте главного меню «Файлы» подпункт «Экспорт», а затем укажите «ЦДУ». Появится диалоговое окно выбора папки и файла для ваших данных. Сохраните данные, например, под своей фамилией. Для последующего использования сохранённых таким образом данных после загрузки RastrWin в пункте главного меню «Файлы» выберите подпункт «Импорт», затем «ЦДУ» и найдите свой файл. Загрузив файл и закрыв протокол загрузки, вы сможете продолжить работу по расчёту режима сети.

Таблица Б.3 – Параметры ветвей сети

O	Отметка ветви для сортировки, выборки и др.
S	Состояние ветви (включена или отключена)
N_{нач}, N_{кон}	Номера узлов, ограничивающих ветвь. Для трансформатора (автотрансформатора) N _{нач} – номер узла на стороне ВН.
N_п	Номер ветви в группе параллельных ветвей
R, X	Продольные сопротивления ветви, Ом
G, B	Проводимости на землю, мкСм. Для ЛЭП общая проводимость П-образной схемы ($B < 0$), для трансформатора проводимость в Г-образной схеме ($B > 0$)
K_{т/г}, K_{т/г}	Действительная и мнимая составляющие коэффициента трансформации. Обязательна для ветви трансформатора ($K_{т/г} < 1$)
I_{доп}	Допустимый ток, А

Примечание: Жирным шрифтом выделены минимально необходимые данные.

Б.2.4 Расчёт режима электрической сети при нормальной схеме

После ввода данных об узлах и ветвях схемы приступите к расчёту параметров режима сети. В главном меню выберите в пункте «**Расчеты**» подпункт «**Контроль**». Это позволит проверить правильность заполнения таблиц с исходными данными. При обнаружении ошибок узел или ветвь, содержащие ошибку, отключаются программой автоматически. Устраните замечания по параметрам узлов и ветвей, записанные в протокол, и вручную включите отключённые программой элементы сети. Переходите к выбору расчётных констант программы. В пункте «**Расчеты**» выберите подпункт «**Параметры...**», а затем «**Режим**» (рисунок Б.13).

	Название	Значение
1	Точность расчёта (dP)	0.1
2	Максимальное число итераций (It)	20
3	Стартовый алгоритм (Start)	Да
4	Плоский старт (Пл.старт)	Нет
5	Макс. допустимое снижение V (dV-)	0.5
6	Макс. допустимое превышение V (dV+)	2
7	Макс. допустимый угол по связи (dDelta)	90
8	Состояние расчёта режима (Статус)	Нормально
9	Учет частоты : (W)	Нет
10	Отклонение частоты (dF)	-16949084117
11	Пересчитывать P/Q узла по P ген (Ген->	Да

Рисунок Б.13

Первоначально «Точность расчёта (dP)» уравнений составляет 1 МВт. Установите точность расчёта равной 0,01 МВт.

Запуск расчёта установленного режима осуществляется командой «**Режим F5**» из пункта меню «**Расчеты**». В процессе расчёта появляется «Протокол», содержащий основные сведения о ходе итерационного процесса решения уравнений.

Проектирование электрических сетей

Результаты вычислений напряжений узлов помещаются в таблицу «Узлы» в столбцы «V» и «Delta». Результаты расчёта потоков мощности заносятся в окно «Ветви». Просмотреть эти результаты можно выбрав в пункте меню «Открыть» подпункты «Узлы» → «Узлы» или «Ветви» → «Ветви».

Вывод на печать исходных данных и результатов расчёта осуществляется по команде «Печать...» пункта меню «Файлы».

Б.2.5 Расчёт режима для ремонтной схемы сети

Ремонтная схема сети формируется при отключении одной из линий или трансформаторов. Для отключения ветви (узла) необходимо однократно щёлкнуть левой кнопкой мыши в поле, отключаемого элемента сети, столбца «S». В этом поле появится специальная отметка (рисунок Б.14). Имеется возможность одностороннего отключения ветви. Нажмите на зелёный треугольник рядом с отметкой об отключении ветви и выберите отключение в начале или конце ветви. Для обратного подключения элемента сети ещё раз щёлкните левой кнопкой мышки в поле столбца «S» до полного исчезновения отметки отключения.

	Q	S	Тип	N_нач	N_кон	N_групп	Название	R	X	G	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	P_кон	Q_кон
1			ЛЭП	5	6		ПСТ1 ВН - С1	3.38	18.9	5.6	-486		115	96	117	76
2			ЛЭП	2	4		ПСТ2 ВН - ПСТ1 С16	20.25	0.2		-141		46	37	48	41
3			ЛЭП	1	4		ПСТ3 ВН - ПСТ1 С11.88	25.2	0.3		-162		43	24	46	27
4		x	ЛЭП	1	2		ПСТ3 ВН - ПСТ2 В19.96	17.08	0.2		106		6	1	6	2
5			Тр-р	5	4		ПСТ1 ВН - ПСТ1 С10.3	15.2	4.7		37.8	0.526	-175	-132	-174	-116
6			Тр-р	2	3		ПСТ2 ВН - ПСТ2 Н0.7	17.35	5.4		39.3	0.091	-40	-35	-40	-30

Рисунок Б.14

Б.2.6 Потери мощности в сети

Для получения суммарных потерь активной и реактивной мощностей по сети в целом и отдельным уровням номинального напряжения необходимо выполнить следующее. В главном меню выберите пункт «Открыть» затем «Рай-

Проектирование электрических сетей

оны» → «**Районы**». В появившемся окне «**Районы**» добавьте одну строку, используя панель инструментов или пункт меню «**Таблица**». В этой строке укажите номер района «**№р-н**» равным единице и присвойте этому району имя, например, свою фамилию (рисунок Б.15).

№р-н	Район	№об	Рген	Рнаг	Др	Рпотр	Рвн	Тс
1	Лаб5		177	170	6.78	177	-0	

Рисунок Б.15

Затем вернитесь в окно «**Узлы**» и столбце «**Район**» для каждого узла запишите единицу. В окне «**Ветви**» в столбце «**№а**» также проставьте единицы для всех ветвей (рисунок Б.16).

OS	Тип	Номер	Название	U_ном	сх	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	В_ш	V	Delta	Район2
1	База	6	С1	220		1			116.6	76.3							238		
2	Нагр	5	ПСТ1 ВН	220		1			60	36							229.33	-1.99	
3	Нагр	4	ПСТ1 СН	110		1	80	48									116.13	-4.95	
4	Нагр	3	ПСТ2 НН	10		1	40	30									9.17	-11.89	
5	Нагр	1	ПСТ3 ВН	110		1	50	25									105.55	-8.78	
6	Нагр	2	ПСТ2 ВН	110		1											106.44	-8.31	

О	С	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID Группы	Название	R	X	B	Kт/r	Р_нач	Q_нач	№а
1		ЛЭП	5	6			ПСТ1 ВН - С1	3.38	18.9	-486		115	96	1
2		ЛЭП	2	4			ПСТ2 ВН - ПСТ1 СН	6	20.25	-141		46	37	1
3		ЛЭП	1	4			ПСТ3 ВН - ПСТ1 СН	11.88	25.2	-162		43	24	1
4		ЛЭП	1	2			ПСТ3 ВН - ПСТ2 ВН	9.96	17.08	106		6	1	1
5		Тр-р	5	4			ПСТ1 ВН - ПСТ1 СН	0.3	15.2	37.8	0.526	-175	-132	1
6		Тр-р	2	3			ПСТ2 ВН - ПСТ2 НН	0.7	17.35	39.3	0.091	-40	-35	1

Рисунок Б.16

Выбрав пункт «**Открыть**» затем «**Потери**», вы откроете окно «**Потери**». Добавьте в окно «**Потери**» две строки, в которых для столбца «**U_ном**» укажите номинальные напряжения своего варианта сети (рисунок Б.17).

Проектирование электрических сетей

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Ген_ЛЭП	Q_XX_тр	dQ_Ш-нт
1	110	4.67	4.43	0.17	0.01	0.06		13.82	11.67	4.26	-2.55	0.45	
2	220	2.12	1.29	0.27	0.31	0.25		-3.63	7.23	13.69	-26.54	1.99	

Рисунок Б.17

Выполните расчёт режима и в окне «**Потери**» будет отображаться потери активной и реактивной мощности в линиях и трансформаторах. Структура потерь активной мощности по сети в целом и сетям различного номинального напряжения находится в окне «**Районы+Потери**». Это окно открывается при выполнении следующей цепочки команд: «**Открыть**» → «**Районы**» → «**Районы+Потери**» (рисунок Б.28).

№р-т	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
	U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	Лаб5	6.78	6.16	5.72	0.44	0.62	0.31	0.31	
2	110		4.6	4.43	0.17	0.07	0.01	0.06	
3	220		1.56	1.29	0.27	0.55	0.31	0.25	

Рисунок Б.18

В этом окне в первой строке находятся потери по сети в целом, в последующих – по каждому номинальному напряжению. В столбце «**Dp**» - суммарные потери по сети в целом.

Проектирование электрических сетей

Приложение В Стоимость показатели оборудования сети

Таблица В.1 – Стоимость ячейки трансформаторов 35 – 220 кВ, тыс. руб.
(цены 2000 г.)

Мощность, МВ·А	Трансформатор					Автотранс- форматор
	35/НН	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	220/110/НН
2,5	1620					
4	1825					
6,3	2375	3400	4075			
10	2500	3700	4725			
16	2750	4300	5475			
25	3500	5500	6375		9950	
40	3875	7300	8000	10000	11125	
63		9000	10975	12625		13475
80		10200	11175	10920*		
100				15875		
125		11000		12960*		15525
160				19375		
200		12000*		17640*		21050
250		13920*		19800*		25500
400		20280*		27000*		
630				39000*		
1000				48480*		

Примечания: 1. Включены стоимости трансформатора, кабельного хозяйства в пределах ячейки и до панелей ОПУ, панели управления, защиты и автоматики, относящиеся к ячейке, материалов, строительных и монтажных работ.

2. * С ПБВ

Таблица В.2 – Стоимость ячейки трансформаторов 330 кВ, тыс. руб.
(цены 2000 г.)

Мощность, МВ·А	Трансформатор	Автотрансформатор	
	330/НН*	330/220	330/110
125	16800		21250
200	22080		25250
250	23040	24375	
3×133		49680	
400	29760		
630	43420		
1000	56400		
1250	69600		

Примечания: 1. Включены стоимости трансформатора, кабельного хозяйства в пределах ячейки и до панелей ОПУ, панели управления, защиты и автоматики, относящиеся к ячейке, материалов, строительных и монтажных работ.

2. * С ПБВ

Проектирование электрических сетей

Таблица В.3 – Стоимости ОРУ 110 – 220 кВ по блочным и мостиковым схемам (цены 2000 г.)

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, тыс. руб.	
		110 кВ	220 кВ
Два блока с элегазовыми выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линии	4Н	15200	32800
Мостик с элегазовым выключателем в перемычке и в цепях линий (или трансформаторов)	5Н (5АН)	30000	48000

Таблица В.4 – Стоимость ячейки одного комплекта выключателя в ОРУ 35 – 330 кВ для схем с числом выключателей более трех (цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Стоимость ячейки одного комплекта выключателя, тыс. руб.			
	воздушный	масляный	вакуумный	элегазовый
10		210	85 – 160	500
35		1150	200	600
110	4150	3450		7300
220	8800	9650		15000
330	18400			20000

Примечание. Стоимость ячейки включает оборудование, релейную защиту, ошиновку, порталы, строительные и монтажные работы.

Таблица В.5 – Стоимость линейных регулировочных трансформаторов (цены 2000 г.)

Тип	Напряжение, кВ	Мощность, МВ·А	Стоимость, тыс. руб.
ЛТМН-16000/10	10	16	2875
ЛТДН-40000/10	10	40	3750
ЛТДН-63000/35	35	63	40000

Таблица В.6 – Стоимость синхронных и асинхронизированных компенсаторов и статических тиристорных компенсаторов (цены 2005 г.)

Тип СК, СТК	Мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	
		Двух СК, СТК	В том числе при вводе первого СК, СТК
КСВБ-50-11	50	37500	23750
КСВБО-50-11	50	47000	29000
КСВБ-100-11	100	73750	78500
КСВБО-100-11	100	83000	53500
АСК-50	50	120000	84000
АСК-100	100	200000	140000
СТК с конденсаторной частью	-100	240000	170000
СТК без конденсаторной части	+100	200000	135000

Проектирование электрических сетей

Таблица В.7 – Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 6 – 110 кВ (цены 2000 г.)

Напряжение, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб	Напряжение, кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, тыс. руб.	
6	1,4	475	10	7,2	2250	
	2,9*	850		9,6*	3100	
	4,3	1475		12,0	3750	
	5,8*	1675		35	9,1	2750
	7,2	2450			13,6	3875
10	1,2	375	110	18,1	5125	
	2,4	750		27,2	7500	
	3,6	1125		40,8	11250	
	4,8*	1550		54,0	14750	
	6,0	1925		54,4*	15625	

* Регулируемые шунтовые конденсаторные батареи.

Таблица В.8 – Постоянная часть затрат по ПС 35 – 330 кВ с открытой установкой оборудования (цены 2000 г.)

Напряжение, кВ/кВ	Схема ПС на стороне ВН	Стоимость, тыс. руб.
35/10	Без выключателей	4250
	С выключателями	5000
110/10; 110/35/10	Без выключателей	5500 – 7250
	Мостик Сборные шины	9000 – 10750 12250 – 13500
220/10; 220/35/10	Мостик	15250 – 17160
	Четырехугольник, сборные шины	19500 – 21000
220/110	Мостик, четырехугольник	30000
	Сборные шины	40500
330	Четырехугольник	58000
	Трансформатор-шины	82000
	Полуторная	95000

Примечания: 1. Большие значения соответствуют ПС с трёхобмоточными трансформаторами.

2. Учтены затраты на подготовку и благоустройство территории, ОПУ, собственные нужды ПС, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, водоснабжение, канализацию, подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и пр.

Проектирование электрических сетей

Таблица В.9 – Стоимость демонтажа основного оборудования подстанций
(цены 2000 г.)

Наименование оборудования	Затраты на демонтаж оборудования, тыс. руб.	
	подлежащего дальнейшему использованию	не подлежащего дальнейшему использованию
Трансформатор 35 кВ, мощность, кВ·А: 10 000 – 40 000	11,3	5,7
Трансформатор 110 кВ, мощность, кВ·А: 2500 – 6300 25 000 – 80 000	12,0 17,8	6,0 8,9
Трансформатор или авто- трансформатор 220 кВ, мощность, кВ·А: 25 000 – 160 000 200 000 – 250 000	29,4 33,7	14,6 16,8
Автотрансформатор 330 кВ, мощность, кВ·А: 125 000 – 200 000	39,0	19,5

Проектирование электрических сетей

Таблица В.10 – Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 330 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах (цены 2000 г.)

Напряжение ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода сталеалюминиевые сечением, шт.×мм ²	Количество цепей на опоре	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб./км	
				стальные опоры	железобетонные опоры
35	Свободностоящие	до 150	1	970	700
			2	1390	1180
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1590	1150
	Свободностоящие	185 - 240	1	1170	950
			2	1795	1650
220	Свободностоящие	300	1	1310	1120
			2	2195	
		400	1	1470	1250
			2	2420	
220	Двухстоечные свободностоящие	300	1		1140
			2		2120
		400	1		1295
			2		2320
330	Свободностоящие	2×300	1	1995	
			2	3115	
		2×400	1	2240	
			2	3660	
	Двухстоечные с внутренними связями	2×300	1		1880
			2×400	1	