

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Донской государственный технический университет

# Методические указания

к выполнению курсового проекта по дисциплине  
«Проектирование электрических сетей»

Ростов-на-Дону  
ДГТУ  
2022

УДК 620.9 (075.8)

Рецензент д-р техн. наук Н.И. Цыгулёв

Составитель: Хлебников В.К.

Методические указания к выполнению курсового проекта по дисциплине «Проектирование электрических сетей» / Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2022. – 104 с.

Настоящие указания содержат индивидуальные задания для выполнения курсового проекта, даны рекомендации по решению основных задач проектирования электрических сетей, предусмотренного 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».

## Содержание

Введение	4
1. Варианты исходных данных	6
2. Содержание и оформление курсового проекта	10
3. Решение основных задач синтеза вариантов развития сети	13
3.1. Формирование вариантов схем электрической сети	13
3.2. Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП	17
3.3. Определение сечений проводов новых ЛЭП	20
3.4. Выбор трансформаторов новых подстанций	26
3.5. Схемы присоединения подстанций и их распределительные устройства	28
4. Технический анализ вариантов развития сети	35
4.1. Режимы электрической сети	35
4.2. Схемы замещения и параметры элементов сети	37
4.3. Расчёт установившихся режимов электрической сети	40
4.4. Анализ результатов расчёта режимов сети	48
4.5. Балансы мощности и электроэнергии	52
5. Оценка экономической эффективности инвестиций	59
5.1. Определение объёма капитальных вложений в развитие сети	59
5.2. Эксплуатационные затраты на передачу и распределение электроэнергии	67
5.3. Сравнение вариантов развития по экономическим показателям	68
6. Выводы по проекту	71
Список использованных источников	71
Приложение А. Технические параметры оборудования сети	72
Приложение Б. Расчёты режимов электрической сети программой RastrWin	78
Приложение В. Стоимостные показатели оборудования сети	107

## 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).

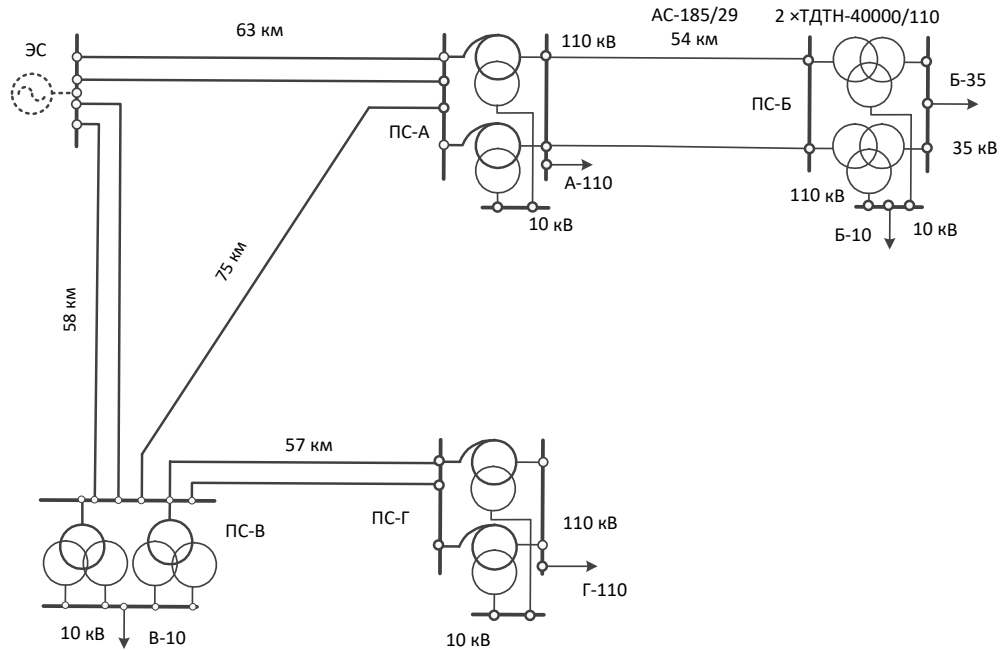


Рис. 1. Схема существующей электрической сети 220(330)/110 кВ

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
	$y_3$	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

Продолжение табл. 3

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 мощ- ность, МВт	Состав нагрузки					
		Осветительная нагрузка	Промышленная трехфазная	Промышленная двухфазная	Промышленная однофазная	Электрифици- рованный транспорт	Сельскохозяй- ственное про- изводство
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  $T_{\max}=4800$  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. Расчеты 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;
- 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.

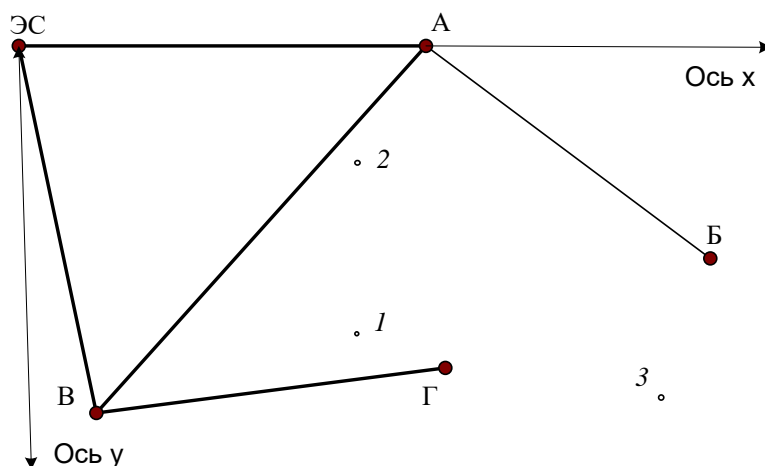


Рисунок 2. Граф существующей сети и местоположение новых подстанций

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	$P$ , 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. Та-

кой вариант при наличии перспективы развития ПС-3 следовало бы включить в число рассматриваемых вариантов.

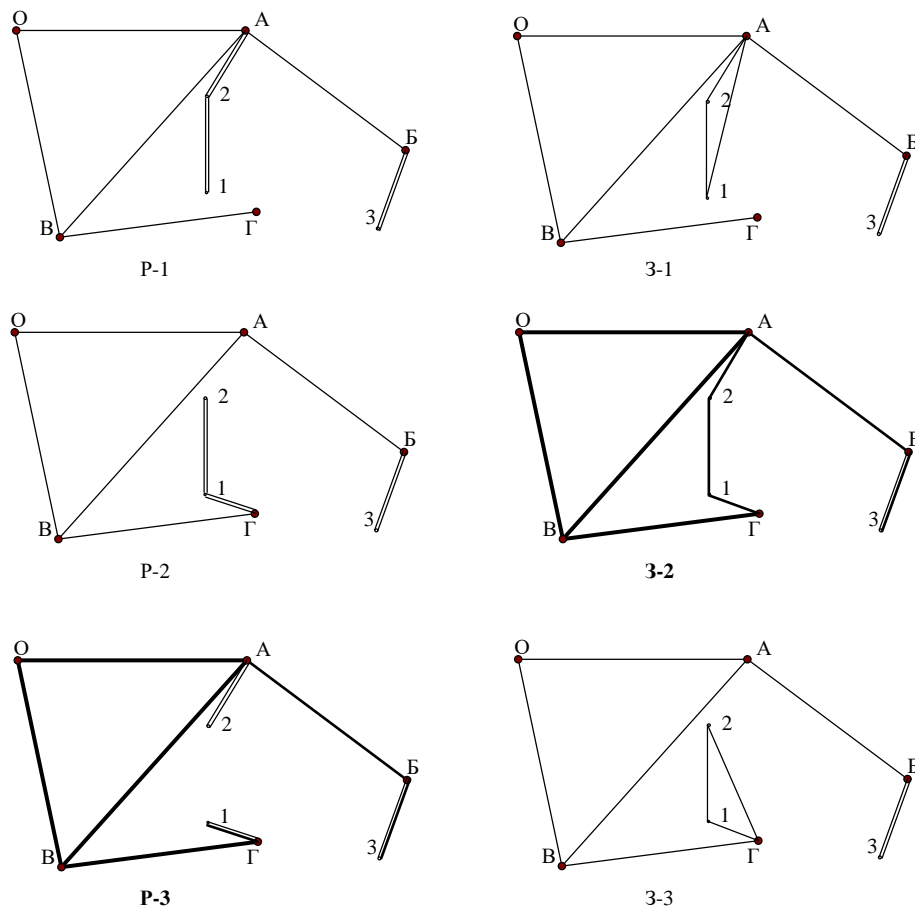


Рисунок 3. Варианты радиально-магистральных (Р) и замкнутых (З) схем соединения новых ЛЭП

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

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

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

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

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

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

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

Радиальные варианты (суммируются длины двухцепных ЛЭП):

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

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

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

Минимальное значение для варианта «Р-3».

Кольцевые варианты (суммируются длины одноцепных ЛЭП):

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

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

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

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

Номинальное напряжение линий ( $U_{\text{ном}}$ ) ЛЭП зависит от величины активной мощности, передаваемой по одной цепи, и её длины.

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 <sup>2</sup>	Пропускная способность ВЛ, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		Натуральная	При плотности тока 0,9 А/мм <sup>2</sup>	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 «3-2») 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.

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

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

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

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

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/мм<sup>2</sup>.

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 <sup>2</sup> , 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;

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

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

$\alpha_T$  – 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.

Таблица 11. – Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$

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  $I_{\text{доп}}$ :

$$I_{\text{р.н}} \leq I_{\text{доп}},$$

где  $I_{\text{р.н}}$  – 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.

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 <sup>2</sup>	Ток, А	Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	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

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

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

- для ВЛ-35 кВ – 150 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ-110 кВ – 240 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ-220 кВ – 500 мм<sup>2</sup>.

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

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

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм <sup>2</sup>			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	из термообработанного алюминиевого сплава	сталеалюминиевых	стальных
ВЛ без пересечений в районах по го-				

по леду:				
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	—

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).

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.

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.

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

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

где  $k_{Mi}$  – 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	$\alpha_T$	$I_p$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{станд}$ , мм <sup>2</sup>
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

Таблица 19. – Расчет сечений проводов ЛЭП варианта замкнутой сети

ВЛ	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$U_{ном}$ , кВ	Цепей	$I_5$ , А	$\alpha_T$	$I_p$ , А	$F$ , мм <sup>2</sup>	$F_{станд}$ , мм <sup>2</sup>
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

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.

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 линий 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 срав-

нению 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:  $P_{\max} = 63 \text{ МВт}$ ,  $Q_{\max} = 42 \text{ Мвар}$ . Полная мощность двух трансформаторов равна  $S_{\max} = 75,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

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 установ- ки	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$ , МВ·А	Коли- чество	$U_{\text{ном}}$ , кВ		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$I_x$ , %	$\Delta P_x$ , 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).

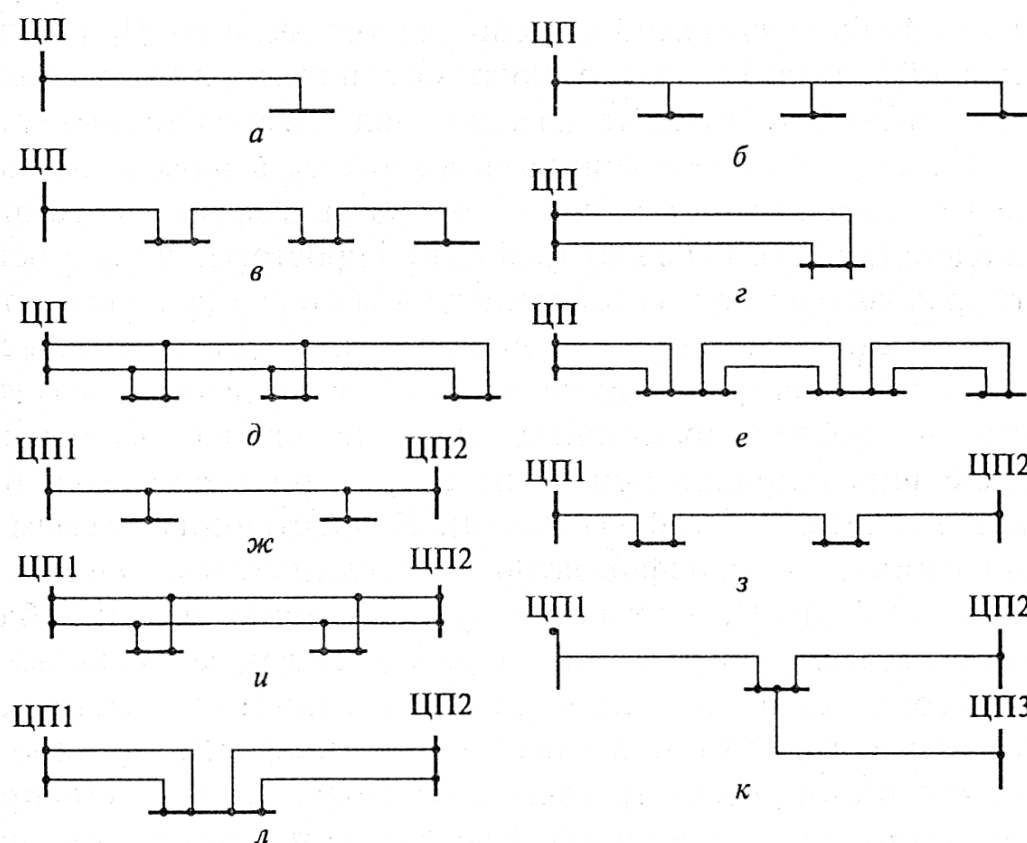


Рис. 4. Основные типы присоединения подстанций к сети:

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 присоединяе- мых линий	
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	Четырёхугольник	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
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	

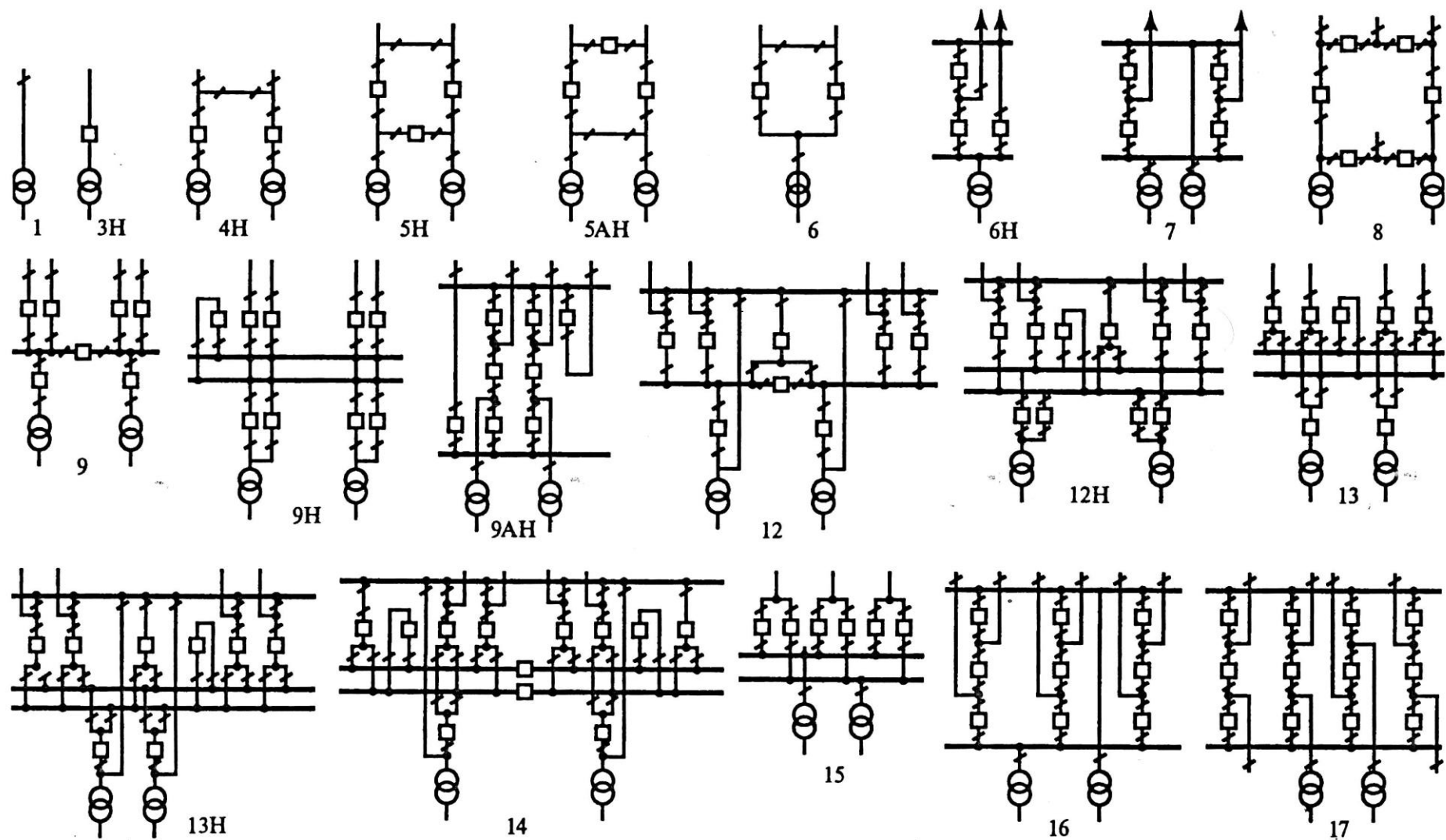


Рисунок 5. Типовые схемы РУ 35 – 750 кВ. Цифры – номера типовых схем

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.

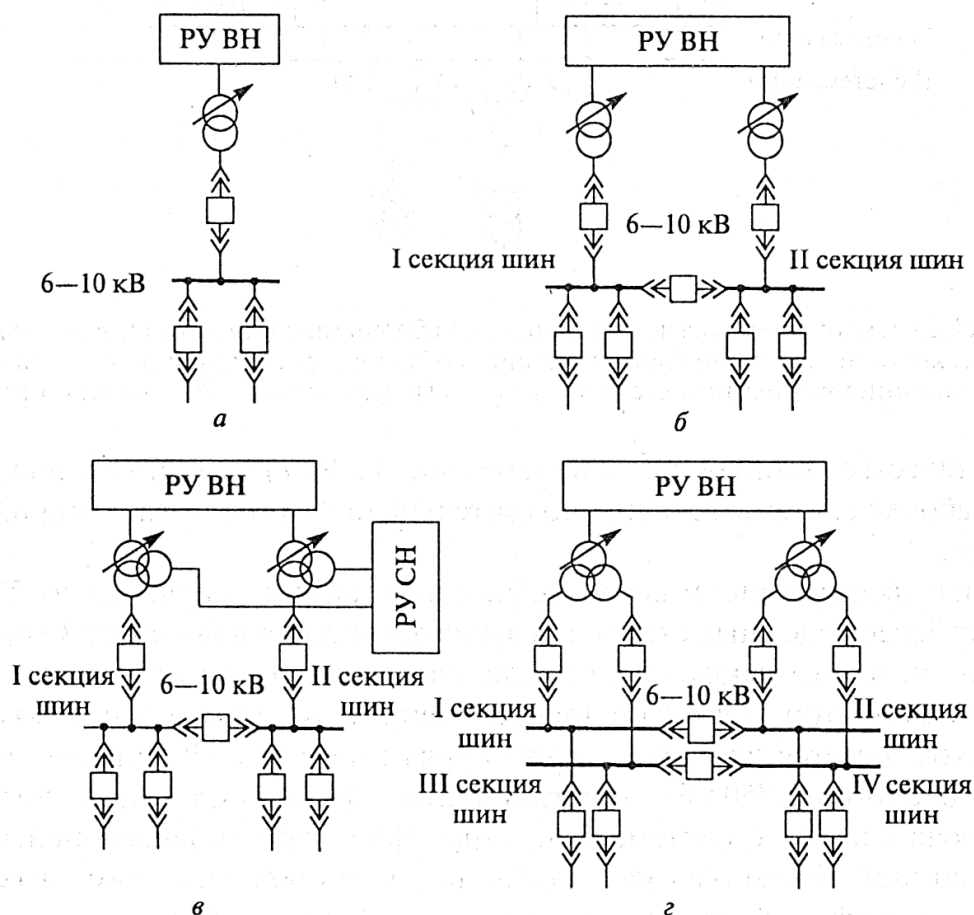
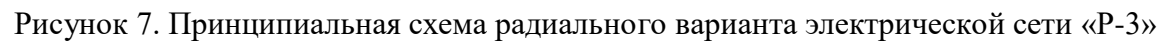


Рисунок 6. Схемы РУ низшего напряжения:

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.





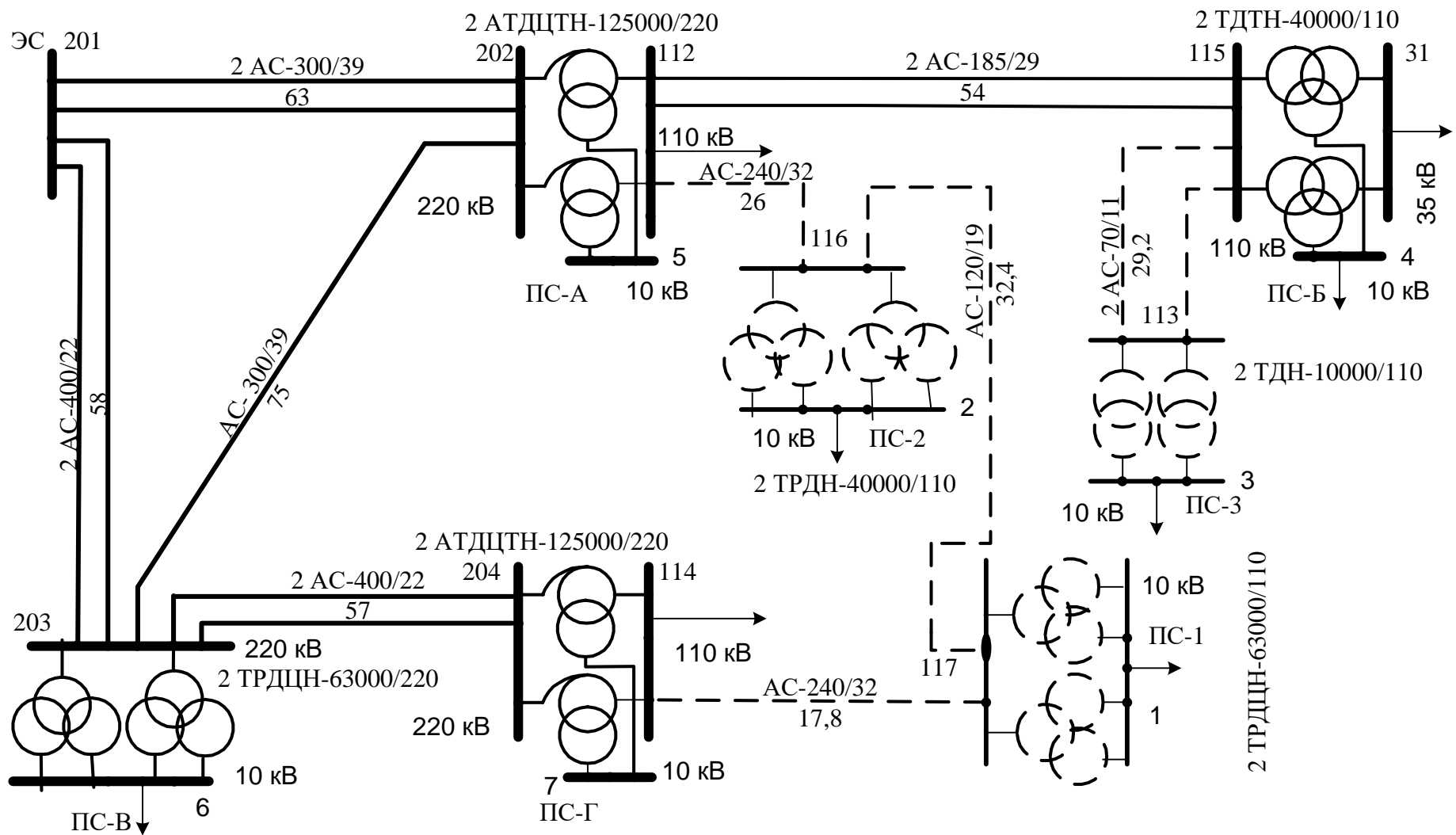


Рисунок 8. Принципиальная схема кольцевого варианта электрической сети «3-2»

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 надписываться 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).

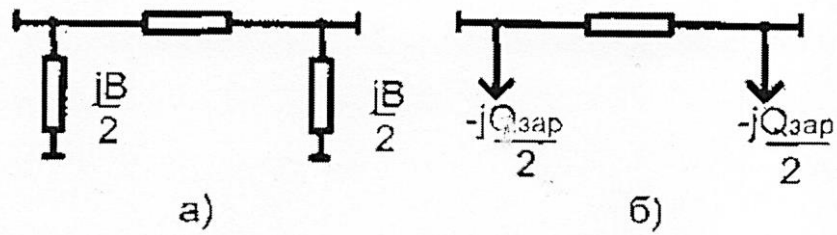


Рисунок 9. Виды схем замещения линии

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

$$R_{\text{л}} = r_0 \frac{L}{n}; \quad X_{\text{л}} = x_0 \frac{L}{n}; \quad Z_{\text{л}} = R_{\text{л}} + jX_{\text{л}};$$

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

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

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;

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

$U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение линии, кВ.

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

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

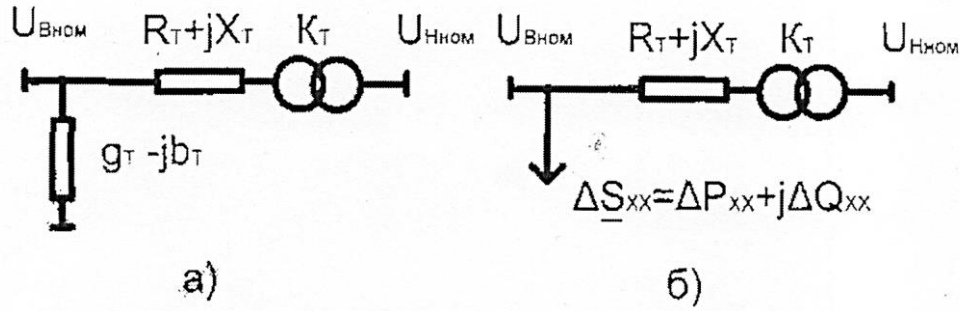


Рисунок 10. Разновидности схемы замещения двухобмоточных трансформаторов

Параметры двухобмоточного трансформатора  $R_T$ ,  $X_T$ , Ом,  $\Delta P_{XX}$ , МВт,  $\Delta Q_{XX}$ , Мвар,  $g_T$ ,  $b_T$ , мкСм определяются по формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{B.HOM}^2}{n S_{HOM}^2} 10^{-3}; \quad Z_T = |Z_T| = \frac{u_K U_{B.HOM}^2}{n S_{HOM}} 10^{-2}; \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X n}{U_{B.HOM}^2} 10^3; \quad Y_T = |Y_T| = \frac{I_X n S_{HOM}}{U_{B.HOM}^2} 10^4; \quad b_T = \sqrt{Y_T^2 - g_T^2};$$

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T; \quad \underline{Z}_T = R_T + jX_T;$$

$$\Delta P_{XX} = \Delta P_X n 10^{-3}; \quad \Delta S_{XX} = I_X n S_{HOM} 10^{-2}; \quad \Delta Q_{XX} = \sqrt{\Delta S_{XX}^2 - \Delta P_{XX}^2}; \quad K_T = \frac{U_{H.HOM}}{U_{B.HOM}}.$$

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

$n$  – число параллельно включённых трансформаторов;

$\Delta P_K$  – потери мощности короткого замыкания (КЗ), кВт;

$u_K$  – напряжение КЗ трансформатора, %;

$\Delta P_X$  – 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  $S_{ВН} = S_{HOM}$ .

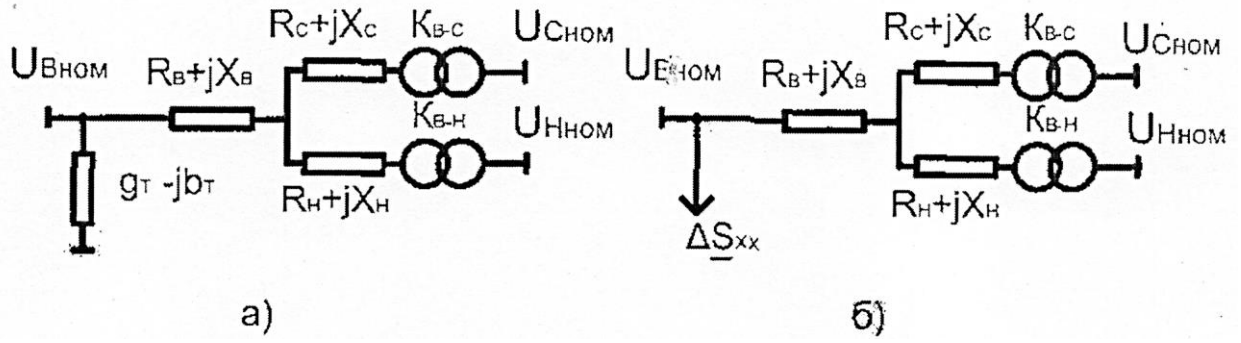


Рисунок 11. Разновидности схемы замещения трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Существуют трёхобмоточные трансформаторы с различными соотношениями номинальных мощностей обмоток  $S_{В.Н} / S_{С.Н} / S_{Н.Н}$ : 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  $R_{B-C} = \frac{\Delta P_K U_{В.НОМ}^2}{n S_{НОМ}^2} 10^{-3}; \quad \alpha = \frac{S_{С.Н}}{S_{НОМ}}; \quad \beta = \frac{S_{Н.Н}}{S_{НОМ}}.$

Реактивные сопротивления обмоток определяются из равенств:

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

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

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

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

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

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 вычисления 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

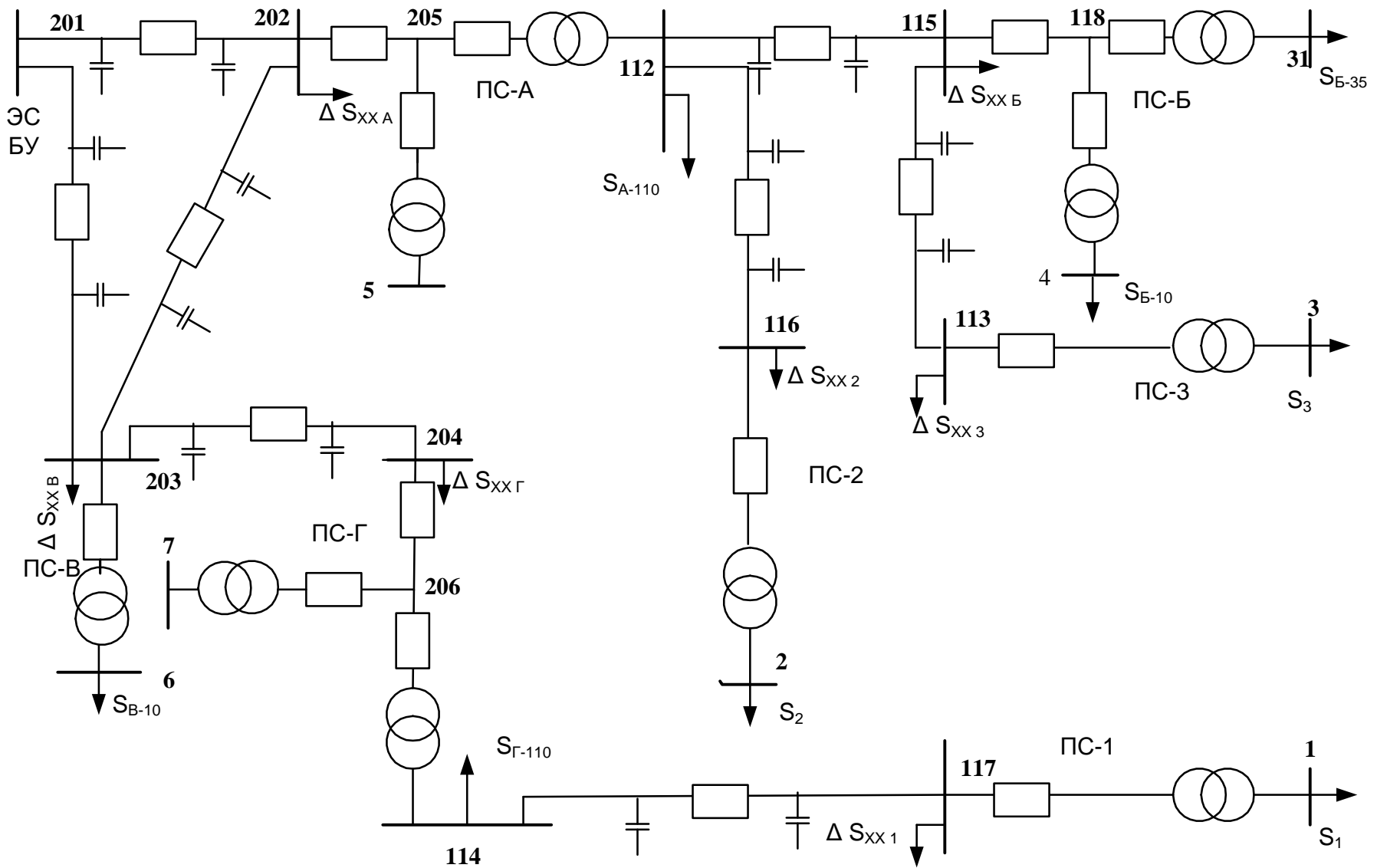


Рисунок 12. Расчётная схема радиального варианта «Р-3» электрической сети

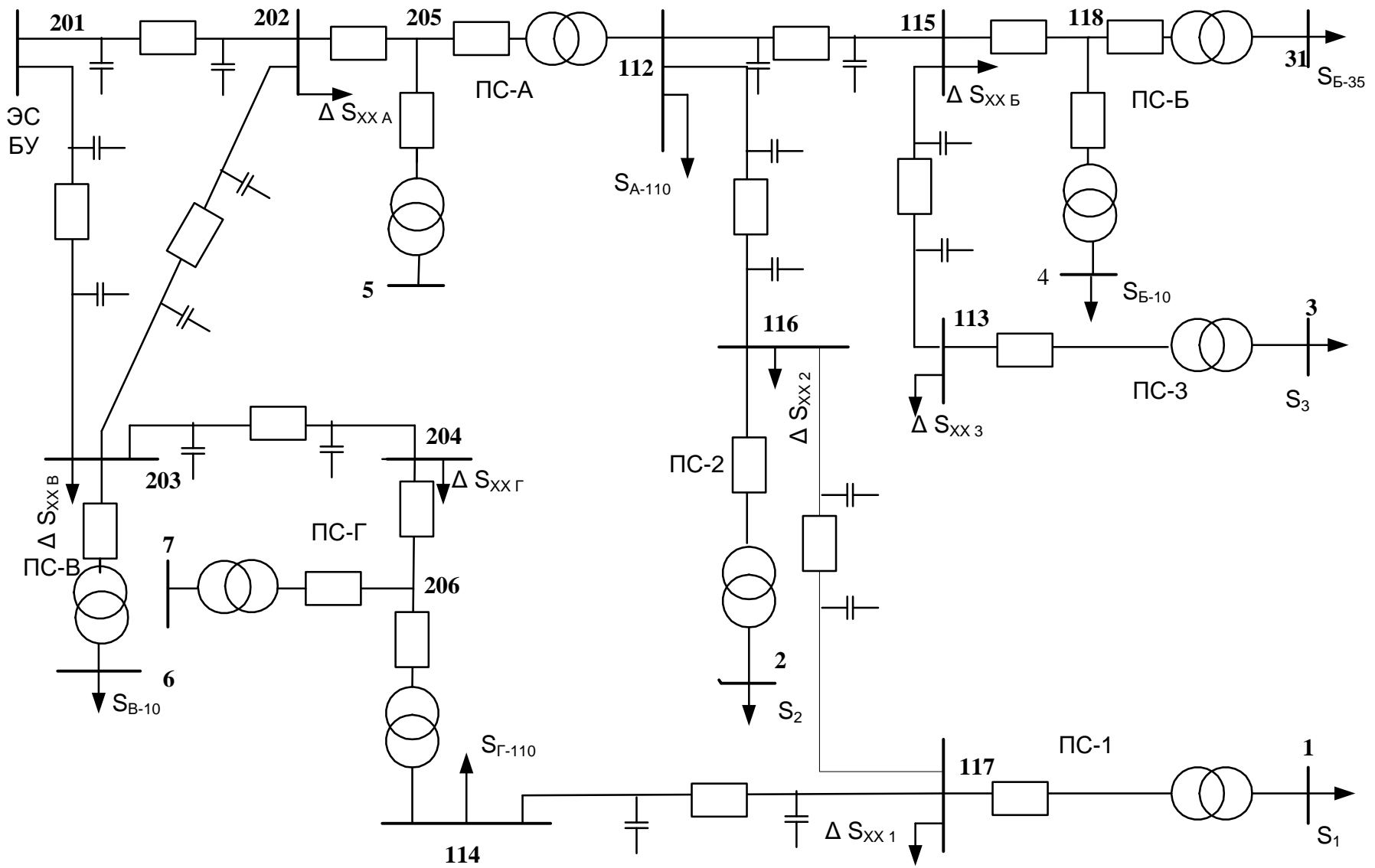


Рисунок 13. Расчётная схема кольцевого варианта «3-2» электрической сети

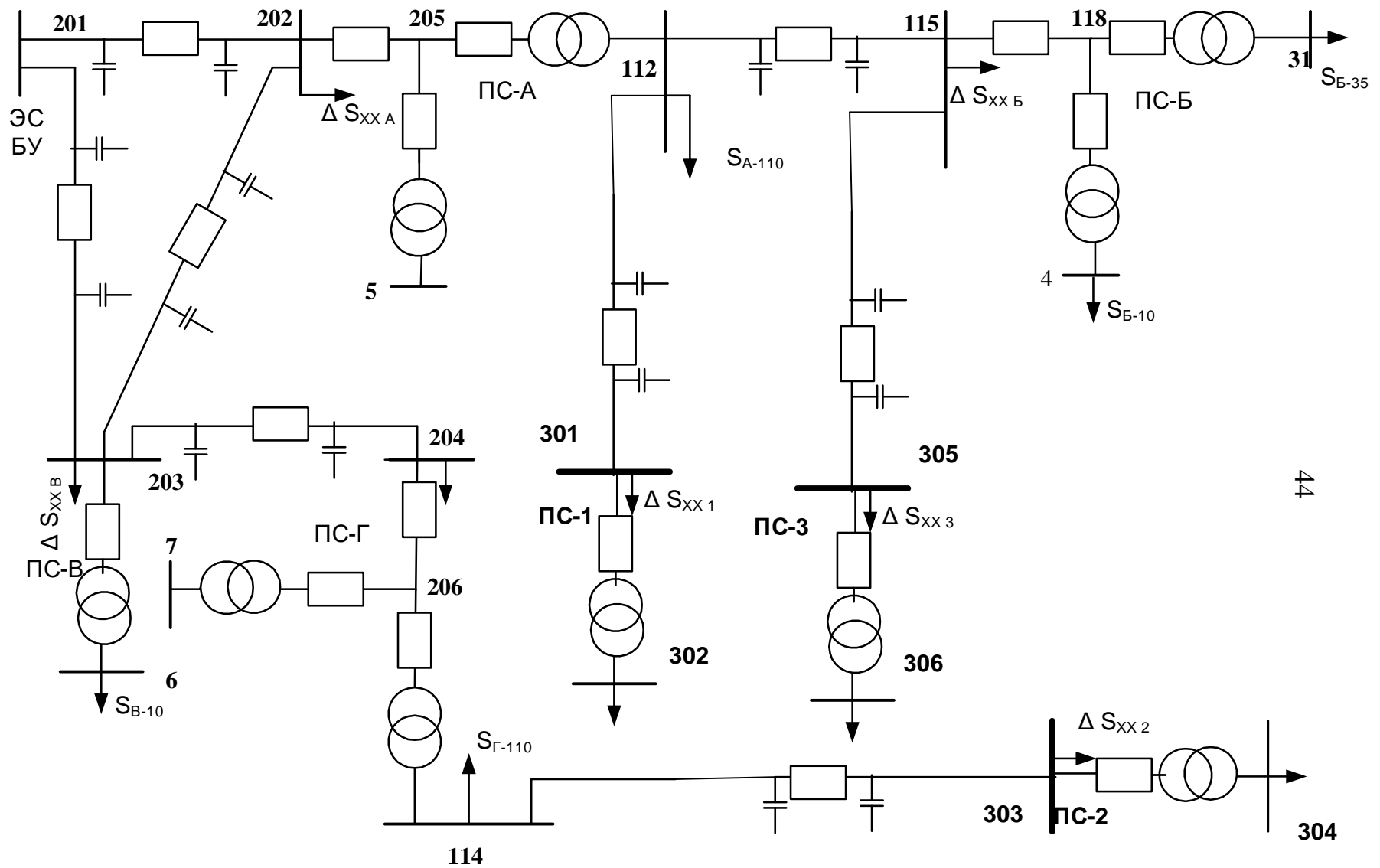


Рисунок 14. Расчётная схема исходного состояния электрической сети



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

Под-станция	Тип трансформатора	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	РПН	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta Q_x$ , 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		

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 принадлежность 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  $K_{Т.Н}$ .

Для двухобмоточных трансформаторов с РПН в нейтрали обмотки ВН

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

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-З 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

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

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

где  $m$  – число ступеней ПБВ относительно среднего ответвления.

Для автотрансформаторов с РПН на стороне СН

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

Для автотрансформаторов с таким РПН  $K_{\text{т.В-Н}} = K_{\text{н.В-Н}}$  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 <sub>расч</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>расч</sub> / I <sub>доп</sub> , %
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	N нач	N кон	I <sub>расч</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>расч</sub> / I <sub>доп</sub> , %
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	N нач	N кон	I <sub>расч</sub> , А	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>расч</sub> / I <sub>доп</sub> , %
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 ре-

жимов 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  $\Delta Q_{\Sigma}$  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  $Q_{\Gamma}$  в данном курсовом проекте с одной электростанцией определяется автоматически. Значение  $Q_{\Gamma}$  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»  $Q_{\text{К.У}} < 0$ ;

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 отпускком)  $W_{по}$  за год.

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

где  $\Delta W_{\Sigma}$  – 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].

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

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;

$\Delta P_{\max}$  – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети;

$\tau$  – число часов наибольших потерь мощности.

Потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети  $\Delta P_{\max}$  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  $\tau$  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.

$$\Delta W_{\text{у-п}} = \Delta W_{\text{х}} + \Delta W_{\text{кор}} .$$



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

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

где  $\Delta P_{xi}$  – 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	2х400	32,1
220	Сталь-1х300	12,2
	Сталь 2 цепи -1х300	11,8
	Железобетон-1х300	17,7
	Железобетон 2 цепи -1х300	15,1
110	Сталь-1х120	0,66
	Сталь 2 цепи -1х120	0,44
	Железобетон-1х120	1,06
	Железобетон 2 цепи -1х120	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  $F_T / F_\phi$ , где  $F_T$  – суммарное сечение проводов фазы, приведенное в таблице 34;  $F_\phi$  – фактическое сечение фазы линии.

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

[illegible]

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

[illegible]

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

Линия	U <sub>ном</sub> , кВ	Длина, км	Целей	Марка провода	Сечение фазы, алюмини- ний, мм <sup>2</sup>	Сечение типовой фазы, мм <sup>2</sup>	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./м<sup>2</sup> 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;

$K_{\text{комп}}$  – 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  $K_{рек} = K_{нов} + K_{дем}$ . 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 <sup>2</sup>			
	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
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  $K_n$ .

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

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

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);

$\gamma$  – 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 <sup>2</sup>	
		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.

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 <sup>2</sup>	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



Продолжение табл. 43

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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	10000	0,01	100,0
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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	300×2	0,01	6,0
Капитальные вложения в ПС			10 956,0

Продолжение табл. 44

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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	300×1	0,01	3,0
Капитальные вложения в ПС			7 503,0

Продолжение табл. 45

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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	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

Продолжение табл. 46

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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	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 «З-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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	35×26	0,01	9,1
Капитальные вложения в ВЛ			27 796,6

Продолжение табл. 47

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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	35×32,4	0,01	11,3
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»	«З-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:

$$\begin{aligned} I_a &= \alpha_{a\text{ пс}} K_{\text{пс}} + \alpha_{a\text{ вл}} K_{\text{вл}}, \\ I_{обс} &= \alpha_{обс\text{ пс}} K_{\text{пс}} + \alpha_{обс\text{ вл}} K_{\text{вл}}, \end{aligned}$$

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

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

$\alpha_{обс\text{ пс}}, \alpha_{обс\text{ вл}}$  – 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 вложениях 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 $\alpha_a$ , %	Срок службы $T_c$ , лет	Норма на обслуживание и ремонт $\alpha_{обс}$ , %
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»	
	$I_a$	$I_{обс}$	$I_a$	$I_{обс}$
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

$$\text{ЧДД} = (\Pi_t + I_a) D_s - K,$$

где  $P_{\text{ч}}$  – 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  $P_{\text{ч}}$  численно равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль

$$P_{\text{ч}} = (O_p - I)(1 - \alpha),$$

где  $O_p$  – стоимостная оценка результатов деятельности объекта (объём реализованной электроэнергии за год);

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки в год;

$\alpha$  – ставка налога на прибыль, 0,2 (20 %).

Сумма коэффициентов дисконтирования  $D_s$  определяется по формуле

$$D_s = \frac{(1 + E)^{T_p} - 1}{E(1 + E)^{T_p}},$$

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

$$O_p = T_{\text{э}}(W - \delta W) + \Delta\Pi,$$



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

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

$\delta W$  – изменение потерь в сети;

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

Численные значения  $W$  и  $\delta W$  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 $\delta W$	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 $\Pi_{\text{ч}}$	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

Продолжение табл. 51

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.