

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БЕЛГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ им. В.Г. ШУХОВА»  
(БГТУ им. В.Г. Шухова)

Институт энергетики, информационных технологий и управляющих систем  
Кафедра электроэнергетики и автоматики  
Направление подготовки 13.03.02 Энергоэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроснабжение

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

на тему:

Оценка эффективности использования классических унифицированных и компактных воздушных линий электропередачи в сетях 110 кВ

Студент (ка) \_\_\_\_\_ Лось Артем Александрович  
Зав. кафедрой \_\_\_\_\_ канд. техн. наук, доц. Белоусов А.В.  
Руководитель \_\_\_\_\_ ст. преп. Воловиков А.А.

К защите допустить  
Зав. Кафедрой \_\_\_\_\_ /Белоусов А.В./  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Белгород 2020 г.



Консультанты по работе с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Задание выдал (подпись, дата)	Задание принял (подпись, дата)

Дата выдачи задания « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(подпись руководителя)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(подпись студента)

**КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН**

№ п/п	Наименование этапов работы	Срок выполнения этапов работы	Примечание
1	Введение. Сбор информации.	23.03.2020 – 30.03.2020	
2	Выполнение первого раздела ВКР.	31.04.2020 – 10.04.2020	
3	Выполнение второго раздела ВКР. Устранение замечаний.	11.04.2020 – 05.05.2020	
4	Выполнение третьего раздела ВКР. Устранение замечаний.	06.05.2020 – 17.05.2020	
5	Оформление пояснительной записки. Подготовка материала для графической части.	18.05.2020 – 24.05.2020	
6	Устранение замечаний. Подготовка презентационного материала.	25.05.2020 – 29.05.2020	
7	Оформление итогового варианта ВКР.	30.05.2020 – 13.06.2020	

Студент (ка) \_\_\_\_\_  
(подпись)

Лось Артем Александрович  
(Ф.И.О.)

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

ст. преп. Воловиков А.А.  
(Ф.И.О.)



## АННОТАЦИЯ

Объем работы 148 страниц, 29 иллюстраций, 77 таблиц, 10 приложений и 18 использованных библиографических источников.

Данная работа посвящена проведению оценки эффективности использования классических унифицированных и компактных воздушных линий электропередачи в сетях 110 кВ. Приводятся конструкция элементов электропередачи и технические параметры компактных воздушных линий. Выполняется проектирование районной электрической сети, состоящей из шести подстанций и двух источников питания, и расчет разработанной электрической сети при применении компактных воздушных линий. Производится сравнение суммарных потерь мощности и напряжения вместе с стоимостью километра классических и компактных линий, на основании которых составляется оценка их эффективности.

## **ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

ВН – высшее напряжение

ИП – источник питания

КУ – компенсирующее устройство

ККУ – комплектная конденсаторная установка

КВЛ – компактная воздушная линия электропередачи

ЛЭП – линия электропередачи

НН – низшее напряжение

ПС – подстанция

РУ – распределительное устройство

РПН – регулирование под нагрузкой

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОСНОВЫ КОМПАКТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	12
1.1. Отличия классических и компактных линий электропередач.....	12
1.2. Элементы электропередачи и особенности конструкции.....	13
1.3. Технические параметры.....	19
1.4. Пропускная способность.....	22
2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ КЛАССИЧЕСКИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ .....	24
2.1. Основы проектирования электрических сетей.....	24
2.2. Исходные данные на проектирование электрической сети .....	25
2.3. Климатическая и географическая характеристика района.....	26
2.4. Определение вероятностных характеристик нагрузки узлов .....	28
2.5. Разработка конкурентноспособных вариантов электрической сети.....	30
2.5.1. Разработка четырех вариантов конфигурации электрической сети .....	31
2.5.2. Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор номинального напряжения.....	32
2.5.3. Выбор компенсирующих устройств.....	36
2.5.4. Выбор сечений и марки проводов линий электропередач.....	38
2.5.5. Выбор силовых трансформаторов .....	42
2.5.6. Расчет потерь мощности в элементах электрической сети.....	44
2.5.6.1. Расчет потерь мощности в линиях электропередачи.....	45
2.5.6.2. Расчет потерь мощности в силовых трансформаторах.....	48
2.5.7. Проверка баланса активных и реактивных мощностей в системе.....	49
2.5.8. Выбор схем распределительных устройств подстанций .....	50
2.5.9. Выбор оптимального варианта электрической сети.....	52

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Лось А.А.</i>				<i>Оценка эффективности использования классических унифицированных и компактных линий электропередачи в сетях 110 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Воловиков А.А.</i>						7	148
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Квитчастая А.В.</i>							
<i>Утверд.</i>	<i>Белюсов А.В.</i>							

2.5.9.1.	Расчет капитальных вложений .....	53
2.5.9.2.	Расчет потерь электрической энергии .....	57
2.5.9.3.	Расчет эксплуатационных издержек .....	60
2.5.9.4.	Определение среднегодовых эксплуатационных затрат .....	61
2.5.10.	Расчет и анализ установившихся режимов.....	62
2.5.10.1.	Составление эквивалентной схемы замещения.....	62
2.5.10.2.	Определение расчетных нагрузок .....	66
2.5.10.3.	Расчет максимального режима .....	68
2.5.10.4.	Расчет минимального режима .....	69
2.5.10.5.	Расчет послеаварийного режима.....	69
2.5.10.6.	Регулирование напряжения в сети .....	70
2.5.11.	Проверка расчета режимов с помощью RastrWin3.....	73
2.5.11.1.	Задание исходных данных режимов .....	73
2.5.11.2.	Результаты расчета режимов .....	76
3.	ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИЧЕСКИХ И КОМПАКТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	79
3.1.	Определение параметров компактных линий электропередач.....	79
3.2.	Расчет и анализ установившихся режимов оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях электропередачи .....	80
3.2.1.	Определение расчетных нагрузок узлов.....	80
3.2.2.	Расчет максимального режима.....	81
3.2.3.	Расчет минимального режима.....	82
3.2.4.	Расчет послеаварийного режима .....	83
3.2.5.	Регулирование напряжения в сети .....	83
3.3.	Сравнение результатов расчета установившихся режимов .....	84
3.4.	Расчет стоимости устройства километра классических и компактных линий электропередач .....	87
3.5.	Оценка эффективности использования классических и компактных линий электропередач .....	88

ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	90
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	92
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 .....	127
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 .....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 .....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ 8 .....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ 9 .....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ 10 .....	148

## ВВЕДЕНИЕ

Уровень развития энергетического комплекса оправданно является одним из первостепенных факторов экономического и промышленного роста современного государства. Благодаря энергетике возможна непрерывная работа промышленного оборудования, создание экологически чистого электрифицированного транспорта, организация комфортных условий проживания населения. Исходя из приведенных факторов, правомерно считать проблему развития энергетики ключевым вопросом политики Российской Федерации.

Энергетический комплекс Российской Федерации имеет ряд особенностей по сравнению с другими странами. Так, учитывая площадь страны и ее протяженность по часовым поясам, становится возможным укрупнение энергосистем, уменьшение потребностей в резервах мощности вследствие взаимосвязей отдельных субъектов, оптимизация режимов действующих электростанций совместно с необходимостью увеличения гибкости использования, что следует из различия максимумов нагрузок районов. Именно на основании данных факторов было принято решение о создании единой энергетической системы.

Стоит уделить внимание состоянию существующих электрических сетей как показателю уровня развития энергетического комплекса. Отметим в электрических сетях ЛЭП (линии электропередачи), которые являются наиболее ответственной их частью. Ухудшение технического состояния линий, как следствие износа, является основной причиной роста повреждаемости и последующей необходимости замены основных элементов конструкции, из чего следует вывод, что в целях эффективной работы неизбежна их комплексная модернизация и реконструкция, а последующее развитие, сопряженное со строительством новых линий электропередач нуждается в оптимальной стратегии развития.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>					10	2
<i>Конс.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>						
						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		

Применяемые на данный момент электропередачи зачатую не отвечают всем предъявляемым требованиям в полном объеме, причем в большей степени исходя из недостаточной пропускной способности и заметного экологического влияния на окружение. Возможным решением данных недочетов способны стать компактные воздушные линии электропередачи. Такого рода электропередачи характеризуются повышенной, при сравнении с классическими линиями, пропускной способностью, что достигается за счет использования современных материалов при создании опор и элементов конструкции. Изменение конструкции опор, в свою очередь, позволяет значительно уменьшить полосу отвода земли и, как следствие, снизить негативное влияние на окружающую среду.

Данная работа посвящена исследованию в области передачи электроэнергии на основе воздушных линий нового поколения. Актуальность работы обусловлена необходимостью поиска новых решений при проектировании электрических сетей, позволяющих увеличить как пропускную способность линии электропередачи, так и ее максимальную дальность передачи электроэнергии. Достижение поставленной задачи возможно благодаря применению в электрических сетях КВЛ (компактных линий электропередач), которые представлены объектом исследования. В качестве предметов исследования использованы теоретические сведения и опытные данные за все время разработки КВЛ.

В качестве цели представлена технико-экономическая оценка эффективности использования классических и компактных воздушных линий в электрической сети 110 кВ. Ряд задач, решаемых в процессе исследования:

1. Изучить основные элементы электропередачи, особенности конструкции опор и специфику расчета технических параметров компактных воздушных линий электропередач;
2. Спроектировать электрическую сеть, применяя классические воздушные линии электропередачи;
3. Оценить эффективность использования классических и компактных ЛЭП на основе сравнения их технико-экономических показателей в спроектированной электрической сети.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

# 1. ОСНОВЫ КОМПАКТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

## 1.1. Отличия классических и компактных линий электропередач

При изучении главы «Воздушные линии электропередачи» положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» следует обратить внимание на необходимость сокращения влияния на окружающую среду, в том числе за счет уменьшения требуемого отвода земли.

Вместе с положением ПАО «Россети» необходимо принимать во внимание и основные положения технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г., которые предусматривают такие цели развития электрических сетей, как обеспечение достаточной пропускной способности между отдельными ее частями и снижение потерь электроэнергии и мощности.

Наиболее перспективным решением поставленных задач правомерно считать разработки отечественных компаний ГК «ЭЛСИ» и ЗАО «Феникс-88» совместно с Новосибирским государственным техническим университетом.

Для начала зададимся фундаментальным вопросом: какие факторы являются определяющими при обосновании строительства КВЛ? Ответом на данный вопрос являются следующие факторы:

- ограниченные условия строительства в крупных мегаполисах, курортных зонах, присутствие заповедников, национальных и городских парков и зеленых зон, где необходимо устройство воздушной линии электропередачи;
- при среднем и высоком классах напряжений строительство КВЛ дешевле, чем строительство линии в традиционных габаритах. Наибольший положительный экономический эффект наблюдается в случаях, когда строительство происходит на земле с высокой стоимостью, где достаточно велика плата за площадь отчуждаемой под линию территории;

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Основы компактных линий электропередач</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>					12	12
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>				<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Конс.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>						

- в соответствии с коэффициентом эффективности использования земель, определяемым как отношение передаваемой мощности к площади всей занимаемой земли, чем меньше расстояние между фазными проводами, тем более узкую полосу земли занимает линия при неизменной мощности.

## 1.2. Элементы электропередачи и особенности конструкции

Уменьшение габаритов линий электропередач достигается с использованием современных конструктивных решений, которыми являются: новые стойки, узлы крепления и изоляции проводов, новые марки провода и современные решения по молниезащите элементов линии.

В компактных линиях на напряжения 0,4-35 кВ используются изолированные или защищенные изоляцией провода, что позволяет значительно сблизить фазы на данных классах напряжений. Для более высоких напряжений сближение проводов осуществляется с помощью межфазных распорок.

В современном электрохозяйстве все чаще применяются опоры в воздушных линиях электропередачи из композитных материалов. Конструкция стойки опоры состоит из 4-х композитных модулей в виде усеченных конусных труб различных размеров, соединенных воедино телескопическим методом. Модули стойки такой опоры изготавливаются из стеклопластиковой композиции, которая воспринимает основную механическую нагрузку.

При необходимости обеспечения защиты стойки опоры от низового пожара, на наружной поверхности нижнего модуля выполняется покрытие огнезащитным составом на высоту не менее 2-х метров от поверхности земли. При необходимости повышения стойкости опоры к ультрафиолетовому спектру облучения и солнечной радиации, на наружную поверхность модулей опоры наносится защитный слой со светостабилизатором.

Фундаментные конструкции для установки композитных опор ПК 110-1 и ПК 110-2 разработаны с целью их использования во всех типах песчаных, супесчаных, суглинистых и глинистых грунтов.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Для разработанных в данный момент вариантов фундаментных конструкций основным способом фиксирования стойки опоры является ее установка в грунт – в пробуренный котлован. Для ПК 110-1 выполняется заглубление стойки на 3,5 м в котловане диаметром 900 мм, для ПК 110-2 -заглубление стойки на 4 м в котловане диаметром 1100 мм.

На опоре с установленным грозотросом все металлические детали заземлены, выполнено два заземляющих спуска. Заземляющие спуска выполнены из стальной полосы сечением 3х20 мм.

Одноцепные и двухцепные опоры, приведенные на рис. 1.1 и 1.2, созданы для их применения в воздушных линиях на напряжение 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами сечением АС95/16, АС120/19, АС150/24, АС185/29 и АС240/39. Также предусмотрены грозозащитные тросы марок 9,2-МЗ-В-ОЖ-Н-Р и 9,1-Г-1СС-Н-140 в соответствии с СТО 71915393-ТУ 062-2008.

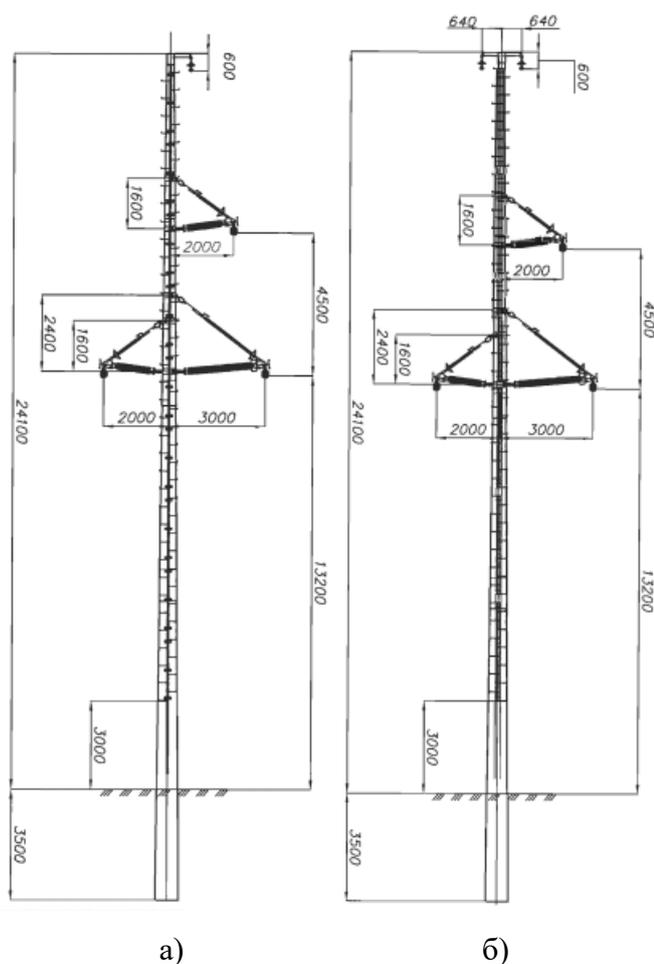


Рис. 1.1. Типовые промежуточные одноцепные композитные опоры на класс напряжения 110 кВ: а – с одним грозотросом; б – с двумя грозотросами

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

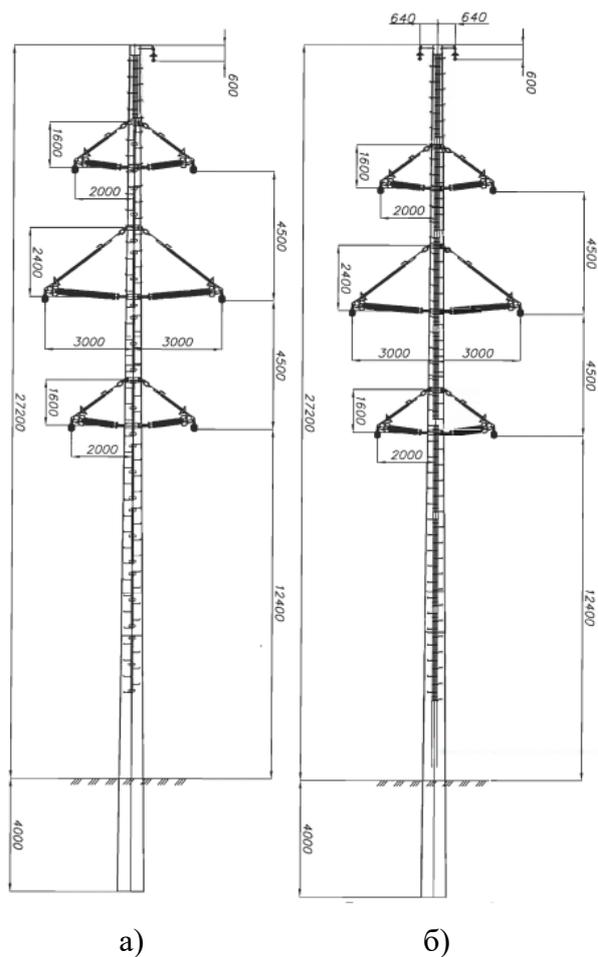


Рис. 1.2. Типовые промежуточные двухцепные композитные опоры на класс напряжения 110 кВ: а – с одним грозотросом; б – с двумя грозотросами

Композитные опоры применяются в I-IV районах по ветровым и гололедным нагрузкам в населенной и ненаселенной местности. Температурный диапазон опор: от минус 60 °С до плюс 40 °С, тип атмосферы: промышленная, степень загрязнения: II, предельная высота эксплуатации над уровнем моря – 1000 м. Опоры рассчитаны на воздействие землетрясений максимальной интенсивностью до девяти баллов по шкале MSK-64.

Предельные отклонения вершины для одноцепной опоры при максимальных расчетных нагрузках составляют: в режиме максимального ветра – 2,63 м, в режиме гололедных нагрузок и ветра при гололеде – 3,38 м.

Предельные отклонения вершины для двухцепной опоры при максимальных расчетных нагрузках составляют: в режиме максимального ветра – 2,72 м, в режиме гололедных нагрузок и ветра при гололеде – 2,95 м.

Основными преимуществами композитных опор правомерно считать: малый вес конструкции, простоту сборки и установки, высокую механическую прочность, стойкость к климатическим факторам, долговечность и экологичность и удобство транспортировки. Данные качества наиболее заметны при доставке и монтаже опор в труднодоступных и отдаленных местностях с неразвитой сетью автомобильных дорог, где проезд большегрузного транспорта проблематичен и доставка стальных или железобетонных опор постоянно сопровождается значительными трудностями и в дальнейшем приводит к увеличенным затратам.

Наряду с перечисленными выше преимуществами, стоит учитывать высокую скорость и сравнительно меньшую стоимость монтажа стойки опоры и сниженные затраты на логистику. При этом для строительства в сейсмически активном районе наиболее целесообразны сооружения, которые обладают сравнительно небольшой массой и достаточной жесткостью.

Воздушные линии с данными опорами могут возводиться вблизи населенных пунктов или даже в их границах и общественных местах (парковые, рекреационные зоны), поскольку, вместе с ранее представленными характеристиками, правомерно считать значимыми параметрами эстетичный внешний вид опоры с возможностью окраски в различные цвета, повышенную вандалоустойчивость и безопасность для населения.

Изолирующие траверсы обеспечивают фиксированное положение проводов относительно стойки, что позволяет значительно увеличить габаритный пролет, не изменяя высоту самой стойки и делает возможным уменьшение количества опор, изоляторов, арматуры, объемов строительных работ и завозимых грузов. Либо при сохранении длины габаритного пролета линии остается возможность значительно сократить габариты стойки. Варианты исполнения изолирующих траверс для КВЛ представлены на рис. 1.3.

Долговечность, освоенных отечественными производителями, современных изолирующих траверс на классах напряжений до 220 кВ обеспечивается тем, что в них применяются полимерные изоляторы, изготавливаемые только по технологии 3-го поколения.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

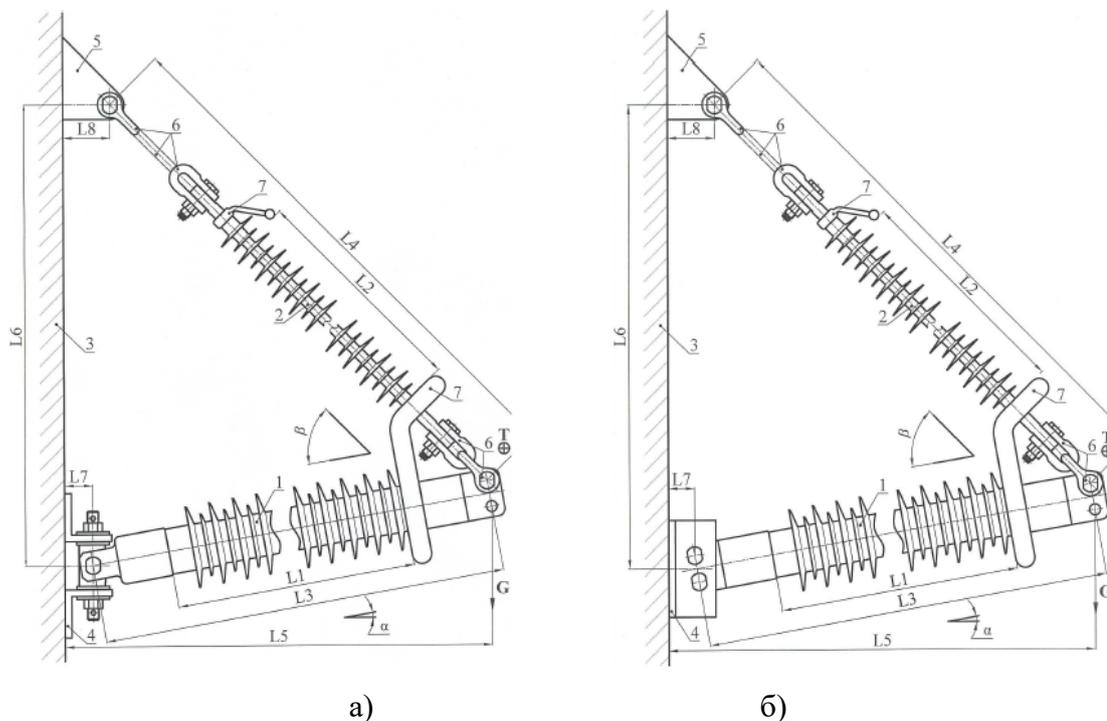


Рис. 1.3. Траверса изолирующая консольная с тягой марок:

а – поворотная (ТКПИУн-GTRC-3); б – фиксированная (ТКФУн-GTRC-3)

1 – изолятор консольный; 2 – изолятор тяги; 3 – стойка опоры; 4 – узел крепления консольного изолятора к стойке опоры; 5 – узел крепления изолятора тяги к стойке опоры; 6 – сцепная линейная арматура; 7 – защитная арматура; G, C, R, T – векторы механических сил, действующих на траверсу

Аббревиатуры имеют следующую расшифровку: U – класс напряжения: 110 кВ; G – вертикальная нагрузка на изгиб: 2-120 кН; T – горизонтальная нагрузка на изгиб в плоскости, перпендикулярной по отношению к плоскости траверсы: 2-20 кН; R – горизонтальная нагрузка на растяжение в плоскости траверсы: 2-120 кН; C – горизонтальная нагрузка на сжатие: 2-70 кН; 3 – допустимая степень загрязнения: I-IV.

Межфазные распорки предназначены для изолированной фиксации проводов на воздушных линиях электропередачи. Они значительно ограничивают амплитуду колебаний и обеспечивают сохранение изоляционных расстояний.

Межфазные распорки производства ЗАО «Инста» обладают отличительными особенностями и характеристиками изоляторов 3-го поколения, а именно обладают увеличенным диапазоном применения. Вариант конструкции межфазных распорок для КВЛ представлен на рис. 1.4.

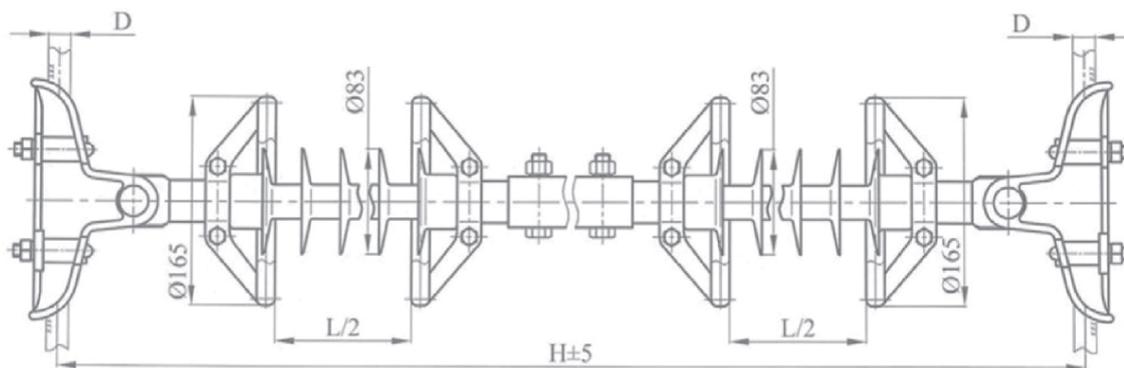


Рис. 1.4. Межфазная распорка типа РМИ 110 кВ

При сближении фазных проводов и применении межфазных распорок наряду с схлестыванием также решаются проблемы пляски и виброзащиты. Изолирующие траверсы значительно увеличивают надежность и безопасность воздушных линий электропередач, обеспечивая двойное крепление проводов: изолятором консоли и изолятором оттяжки.

На основе изложенного материала покажем основные факторы, позволившие усовершенствовать передачу электрической энергии с помощью воздушных линий электропередач:

- при увеличении высоты подвеса проводов на длину гирлянды происходит увеличение длины габаритного пролета и сокращение количества опор воздушных линий электропередач, и, как следствие, снижение требуемого объема материалов и трудоемкости строительства;
- при уменьшении высоты расположения траверс происходит уменьшение высоты стойки при неизменном габаритном пролете и снижение материалоемкости воздушных линий;
- с уменьшением межфазных расстояний на опорах происходит увеличение пропускной способности воздушной линии электропередачи и уменьшение полосы отчуждения земли;
- за счет взаимного резервирования изоляторов консоли и тяги происходит повышение надежности и безопасности воздушных линий;
- за счет применения полимерного типа изоляторов происходит повышение надежности в условиях загрязнения.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

### 1.3. Технические параметры

Для определения параметров линий электропередач напряжением 110 кВ при длине до 300-400 км применяется П-образная схема замещения, которая приведена на рис. 1.5.

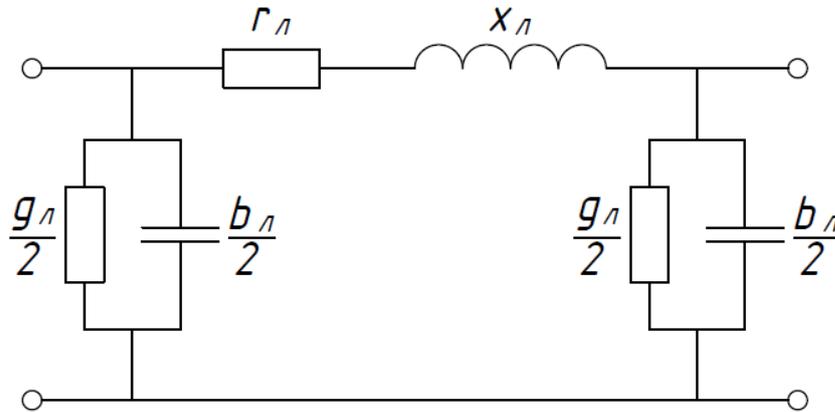


Рис. 1.5. П-образная схема замещения линии электропередачи

Технические параметры линии электропередачи определяются на основании ее длины, значений удельных активного и реактивного сопротивлений и значений удельных активной и реактивной проводимостей. При этом определение удельных параметров производится согласно следующим допущениям:

- отличие удельных активного и омического сопротивлений пренебрежимо мало, в связи с чем используют значения омического сопротивления, указанные в [1] для температуры +20 °С;
- применена транспозиция проводов, вследствие чего считают реактивные параметры отдельных фаз одинаковыми;
- потерями активной мощности на коронный разряд линий с  $U_{ном} < 220$  кВ можно пренебречь.

Активное сопротивление линий электропередач:

$$r_{л} = r_0 \cdot \frac{l}{n_{ц}}, \quad (1.1)$$

где  $r_0$  – удельное сопротивление, Ом/км, при температуре провода +20 °С;

$l$  – длина линии, км.

$n_{ц}$  – количество цепей линии, км.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Реактивное сопротивление линий электропередач:

$$x_{л} = x_0 \cdot \frac{l}{n_{ц}}, \quad (1.2)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Удельные индуктивные сопротивления отдельных фаз линий электропередач в общем случае различны. По этой причине при расчетах симметричных режимов используются средние значения:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_{пр}}\right) + 0,0157, \quad (1.3)$$

где  $r_{пр}$  – радиус провода, см;

$D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние, м, между фазами a, b, c, определяемое следующим выражением:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}}, \quad (1.4)$$

где  $D_{ab}, D_{ba}, D_{ca}$  – расстояние, м, между проводами фаз a, b, c.

Используемые в настоящий момент варианты компактных воздушных линий электропередач при одноцепном исполнении подразумевают расположение фаз по углам равностороннего треугольника, что показано на рис. 1.6. Фазы в таком случае равноудалены друг от друга на расстояние, определяемое стороной созданного ими треугольника.

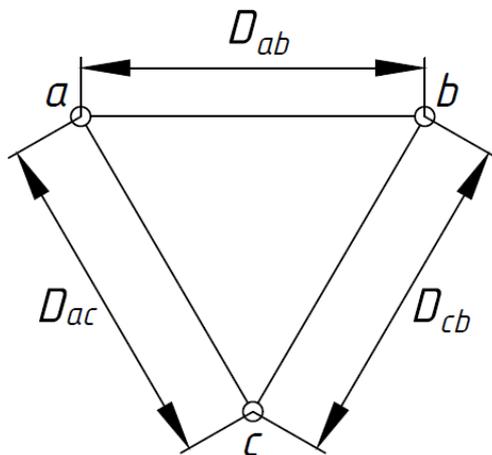


Рис. 1.6. Расположение проводов на воздушных линиях электропередачи по углам равностороннего треугольника

Активная проводимость линий электропередач состоит из двух видов потерь активной мощности: от тока утечки через изоляторы на опорах и коронный разряд проводов. При этом в расчетах установившихся режимов сети до 220 кВ активную проводимость допустимо не учитывать, ввиду того, что потери активной мощности в изоляторах пренебрежимо малы, а в целях снижения потерь активной мощности на коронный разряд задаются минимально допустимыми сечениями.

Емкостная проводимость линий электропередач обусловлена присутствием емкости между проводами разных фаз и емкостью провод-земля:

$$b_{л} = b_0 \cdot l \cdot n_{ц}, \quad (1.5)$$

где  $b_0$  – удельная емкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по справочным таблицам или по выражению:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{ср}}{r_{пр}}} \cdot 10^{-6}. \quad (1.6)$$

Определим технические параметры для участка электрической сети на классе напряжения 110 кВ при типовых металлических решетчатых и компактных опорах из композитных материалов. В расчете применены габариты металлической опоры П110-1, приведённые в [18]. Среднегеометрическое междуфазное расстояние опор из композитных материалов равно 3 м. На опорах использован провод АС-240/32 с диаметром 21,6 мм.

Среднегеометрическое расстояние между фазами для линии электропередачи при использовании стальной решетчатой опоры П110-1:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{5,7 \cdot 4,5 \cdot 5,1} = 5,1.$$

Удельное индуктивное сопротивление фаз линии электропередачи:

$$x_0^{\text{класс}} = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{5,1 \cdot 10^3}{10,8}\right) + 0,0157 = 0,402 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$x_0^{\text{комп}} = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{3 \cdot 10^3}{10,8}\right) + 0,0157 = 0,369 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Удельная емкостная проводимость фаз линии электропередачи:

$$b_0^{\text{класс}} = \frac{7,58}{\lg \frac{5,1 \cdot 10^3}{10,8}} 10^{-6} = 2,835 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}};$$

$$b_0^{\text{комп}} = \frac{7,58}{\lg \frac{3 \cdot 10^3}{10,8}} \cdot 10^{-6} = 3,102 \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}.$$

Таким образом, сближение фазных проводов на опорах позволяет уменьшить их среднегеометрическое расстояние, что, в свою очередь, приводит к увеличению емкостной проводимости и снижению реактивного сопротивления.

Однако стоит иметь в виду, что изменение значений удельного индуктивного сопротивления и удельной емкостной проводимости в данном случае происходит не более чем на 8 %, из чего следует, что значительного снижения потерь мощности и напряжения в электрической сети только уменьшением междуфазных расстояний достичь невозможно.

#### 1.4. Пропускная способность

Основным назначением линий электропередач является передача активной и реактивной мощности от источника к потребителю, из-за чего к ним предъявляются определенные требования по обеспечению качества параметров режима, которые определяются пропускной способностью линии.

Максимальная пропускная способность – это значение наибольшей активной мощности, которое может быть передано по линии:

$$P_{\text{max}} = \frac{|U_1| \cdot |U_2|}{Z_B \cdot \sin \alpha_0 l} \cdot \sin \delta. \quad (1.7)$$

где  $U_1, U_2$  – напряжение, приложенное в начале и в конце линии, кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$\alpha_0 l$  – волновая длина линии, эл. град.;

$\delta$  – угол сдвига напряжений начала и конца линии электропередачи, град.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Волновое сопротивление является одной из основных характеристик линии электропередачи, влияющих на пропускную способность:

$$Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}. \quad (1.8)$$

Исходя из формулы (1.8) можно прийти к выводу, что уменьшение волнового сопротивления возможно с снижением продольного индуктивного сопротивления и с увеличением поперечной емкостной проводимости. Из формулы (1.7) следует, что пропускная способность линии обратно пропорциональна значению волнового сопротивления, следовательно, с снижением волнового сопротивления происходит увеличение пропускной способности.

Определим волновое сопротивление для представленного в прошлом пункте участка электрической сети на основе классического и компактного исполнений. В расчетах не учитываем активную проводимость, что является следствием из класса напряжения сети. Согласно [1], удельное активное сопротивление для провода АС-240/32 равняется 0,118 Ом/км.

Волновое сопротивление линии электропередачи:

$$Z_{\text{в}}^{\text{класс}} = \sqrt{\frac{0,118 + j0,402}{j2,835 \cdot 10^{-6}}} = 384,27 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{в}}^{\text{комп}} = \sqrt{\frac{0,118 + j0,369}{j3,102 \cdot 10^{-6}}} = 353,32 \text{ Ом}.$$

Таким образом, сближение фазных проводов на опорах позволяет уменьшить их среднегеометрическое расстояние, что, в свою очередь, приводит к увеличению максимальной пропускной способности воздушной линии электропередачи за счет снижения волнового сопротивления.

Однако стоит иметь ввиду, что изменение волнового сопротивления в данном случае происходит не более чем на 8 %, из чего следует, что значительно увеличить пропускную способность воздушной линии электропередачи только уменьшением междуфазных расстояний невозможно.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

## 2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ОСНОВЕ КЛАССИЧЕСКИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

### 2.1. Основы проектирования электрических сетей

В соответствии с понятием, представленным в [12], под электрической сетью подразумевают совокупность электроустановок для распределения электрической энергии, которая состоит из потребительских подстанций, РУ (распределительных устройств) и воздушных и кабельных линий электропередач.

Исходя из приведенного понятия главным назначением электрических сетей является обеспечение транспорта электроэнергии от источников к потребителям. В соответствии с данным условием к сетям предъявляют ряд требований, соблюдение которых обязательно.

В первую очередь каждая электрическая сеть должна обеспечивать надежное электроснабжение потребителей в зависимости от категорий надежности. Данный критерий является определяющим фактором при обосновании схемных решений, а именно обуславливает необходимость резервирования питания рассматриваемых в электрической сети подстанции.

Наряду с вышеуказанным требованием, передаваемая по электрической сети электроэнергия должна соответствовать требованиям по допустимым показателям качества. Данный критерий определяет необходимость применения регулирующих устройств, которые помогают поддерживать основополагающие параметры сети на оптимальном уровне.

Вдобавок необходимо соблюдать баланс между надежностью электрических сетей и стоимостью. Особенно важно придерживаться условия наименьших затрат при проектировании и эксплуатации и получения наибольшего дохода от отпуска электроэнергии потребителям.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Проектирование районной электрической сети на основе классических линий электропередач</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>					24	55
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белюсов А.В.</i>						

В этих условиях проектирование электрических сетей сводится к разработке конечного числа рациональных вариантов их развития, обеспечивающих надёжное и качественное электроснабжение потребителей в нормальном и послеаварийном режимах при наименьших экономических затратах.

## 2.2. Исходные данные на проектирование электрической сети

Необходимо спроектировать районную электрическую сеть, которая состоит из шести потребительских подстанций и двух ИП (источников питания), используя классические линии электропередачи.

Под классическими линиями в данном случае подразумеваются такие линии, в которых для закрепления проводов на высоте применены типовые металлические решетчатые опоры.

Исходные данные нагрузок ПС (подстанций) вместе с напряжением на шинах источников питания приведены в табл. 2.1 – 2.3. Подстанции получают питание от источников с неограниченной мощностью ИП1 и ИП2 с коэффициентом мощности, задаваемым энергосистемой,  $tg\varphi = 0,35$ .

Таблица 2.1

### Показатели графиков нагрузок

Показатель	$T_{max}$	$K_n$	$K_{max}$	$K_\phi$	$K_m$	$K_{лн}$
Значение	5800	0,8	1,25	1,16	1,0	0,85

Таблица 2.2

### Исходные данные нагрузок ПС

Данные	Пункт						
	А	Б	В	Г	Д	Е	
Суммарная установленная мощность подстанции, МВт	32	28	42	35	34	26	
Коэффициент мощности нагрузки $tg\varphi$	0,46	0,5	0,48	0,42	0,54	0,44	
Состав потребителей по категориям, %	1 категория	55	15	45	60	50	35
	2 категория	25	60	35	40	25	50
	3 категория	10	25	20	-	25	15
Желаемое напряжение вторичной сети, кВ	10,2	10,8	10,6	10,4	10,72	10,6	

Таблица 2.3

### Напряжения на шинах ИП

№	Наименование источника	ИП1	ИП2
1	Напряжение на шинах ИП при наибольших нагрузках, кВ	$1,12 \cdot U_{ном}$	$1,14 \cdot U_{ном}$

№	Наименование источника	ИП1	ИП2
2	Напряжение на шинах ИП при минимальных нагрузках, кВ	$1,07 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$1,06 \cdot U_{\text{НОМ}}$
3	Напряжение на шинах ИП при тяжелых авариях в сети, кВ	$1,04 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$1,04 \cdot U_{\text{НОМ}}$

План проектируемой электрической сети, при принятом масштабе 1:100000, представлен на рис. 2.1.

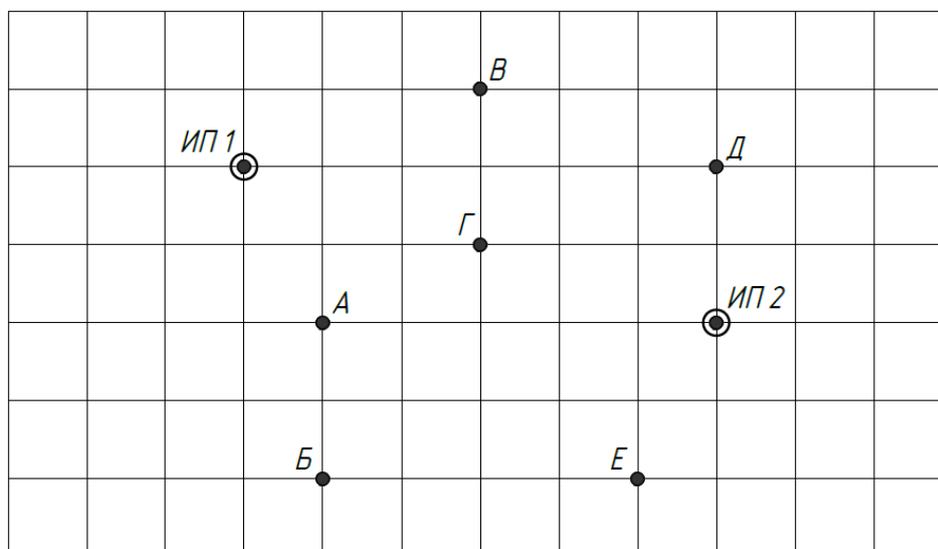


Рис. 2.1. План проектируемой электрической сети

Таким образом, в данном пункте приведены исходные данные, необходимые для дальнейшего расчета электрической сети.

### 2.3. Климатическая и географическая характеристика района

Территория Ханты-Мансийского автономного округа – Югры почти целиком находится в пределе Западно-Сибирского физико-географического участка страны и лишь на крайнем западе принадлежит к Уральской горной системе.

По классификации Алисова Б.П. относится к зоне континентального климата, а по классификации Григорьева А.А. и Будыко М.И к зоне с влажным климатом и умеренно-теплым летом с умеренно суровой снежной зимой.

По гидро-климатическому районированию относится к зонам избыточного и весьма избыточного увлажнения вместе с недостаточной теплообеспеченностью, а по агроклиматическому районированию основная часть отнесена к прохладному и значительно увлажненному району. Сумма температуры выше  $10^{\circ}\text{C}$  не превышает  $1400^{\circ}$  на юге и  $1200^{\circ}$  на севере.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Климат ХМАО – Югры формируется под воздействием как Атлантического океана, так и азиатского материка. Увлажнение практически полностью зависит от влаги, приносимой с Атлантики, а влияние континента выражено в повторяемости антициклональной погоды, в интенсивной трансформации воздушных масс и летом и зимой.

Основными факторами формирования климата являются преобладающий в умеренных широтах западный перенос воздушных масс и влияние континента, что выражается в быстрой изменчивости погоды и более сильных ветрах, по сравнению с Европейской территорией России. Для любого сезона года характерны ощутимые колебания температуры воздуха от месяца к месяцу, даже в течение суток. Большая повторяемость антициклональной погоды способствует тому, что по числу ясных дней и часов солнечного сияния совместно с количеством поступившей солнечной радиации округ значительно превосходит Европейскую территорию России на тех же широтах.

Кроме перечисленных основных факторов на формирование климата округа также влияют следующие факторы:

- защищенность территории с запада и востока горами и возвышенностями, из-за которой теплый и влажный атлантический воздух, придвигающийся с запада, задерживается Уральским хребтом;
- открытость с севера, которая способствует проникновению в течение года холодного арктического воздуха, и открытость с юга, способствующая свободному перемещению прогретого континентального умеренного или тропического воздуха на север, а именно способствующая свободному воздухообмену и формированию меридиональной циркуляции, которая вызывает резкие повышения или понижения температуры воздуха;
- особенности рельефа самой Западно-Сибирской низменности, имеющей вогнутое строение с прогибом в центральной части; обилие болот, озёр и широких речных долин, залесенность территории.

Информация по климатическим показателям в соответствии с метеостанцией «Сургут» согласно [6] приведена в табл. 2.4.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

## Климатические показатели холодного периода года

Характеристика	Значение
Абсолютная температура воздуха, минимум, °С	-55
максимум, °С	34
Средняя годовая температура воздуха, °С	-3,1
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли, Па	650
Район по ветровому давлению	III
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3,8
Сумма атмосферных осадков за год, мм	509
Суточный максимум осадков, мм	68
Нормативная толщина стенки гололеда $b$ , для высоты 10 м над поверхностью земли, мм	15
Район по толщине стенки гололеда	II

ХМАО – Югра расположен на Западно-Сибирской низменности и восточных склонах Северного и Приполярного. Территория в месте возведения электрической сети относится к равнинам низкого уровня. Данные равнины отличаются молодым рельефом аккумулятивного происхождения с слабо расчлененной поверхностью и рыхлыми наносами. Уровень грунтовых вод лежит близко к поверхности, а высоты не превышают 50 – 80 м.

#### 2.4. Определение вероятностных характеристик нагрузки узлов

Первым этапом проектирования электрических сетей является определение электрических нагрузок подстанций. Исходя из значений максимальных нагрузок определяются номинальные напряжения участков сети, выбираются и проверяются токоведущие элементы – провода линий, проводится расчет режимов работы сети, на основании значений средних нагрузок определяется число и мощность силовых трансформаторов, а по значениям среднеквадратичных нагрузок рассчитываются потери электроэнергии.

Средняя  $P_{\text{cp}}$ , максимальная  $P_{\text{max}}$  и среднеквадратичная  $P_{\text{ск}}$  активные мощности нагрузок подстанций:

$$P_{\text{cp}} = P_{\text{уст}} \cdot K_{\text{и}} ; \quad (2.1)$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{cp}} \cdot K_{\text{max}} ; \quad (2.2)$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

$$P_{ск} = P_{ср} \cdot K_{\phi}, \quad (2.3)$$

где  $P_{уст}$  – суммарная установленная активная мощность;

$K_{и}$  – коэффициент использования нагрузки;

$K_{max}$  – коэффициент максимума нагрузки;

$K_{\phi}$  – коэффициент формы нагрузки.

Средняя  $Q_{ср}$ , максимальная  $Q_{max}$  и среднеквадратичная  $Q_{ск}$  реактивные мощности нагрузок подстанций:

$$Q_i = P_i \cdot tg\varphi_i, \quad (2.4)$$

где  $tg\varphi_i$  – заданный коэффициент мощности нагрузки.

Активные мощности нагрузки подстанции А:

$$P_{ср.А} = 32 \cdot 0,8 = 25,6 \text{ МВт};$$

$$P_{max.А} = 25,6 \cdot 1,25 = 32 \text{ МВт};$$

$$P_{ск.А} = 25,6 \cdot 1,16 = 29,7 \text{ МВт}.$$

Реактивные мощности нагрузки подстанции А:

$$Q_{ср.А} = 25,6 \cdot 0,46 = 11,78 \text{ Мвар};$$

$$Q_{max.А} = 32 \cdot 0,46 = 14,72 \text{ Мвар};$$

$$Q_{ск.А} = 29,7 \cdot 0,46 = 13,66 \text{ Мвар}.$$

Для летнего периода вероятностные характеристики нагрузок определяются с помощью коэффициента летнего снижения нагрузки  $K_{лсн}$ .

Расчет вероятностных характеристик нагрузок подстанций зимнего и летнего периодов приведен в табл. 2.5.

Таблица 2.5

### Вероятностные характеристики нагрузок ПС

№	ПС	$P_{уст}$ , МВт	$P_{ср}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$P_{ск}$ , МВт	$tg\varphi$	$Q_{ср}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{ск}$ , Мвар
1	Зимний период								
2	А	32	25,6	32	29,7	0,46	11,78	14,72	13,66

№	ПС	$P_{уст},$ МВт	$P_{ср},$ МВт	$P_{max},$ МВт	$P_{ск},$ МВт	$tg\varphi$	$Q_{ср},$ Мвар	$Q_{max},$ Мвар	$Q_{ск},$ Мвар
3	Б	28	22,4	28	25,98	0,5	11,2	14	12,99
4	В	42	33,6	42	38,98	0,48	16,13	20,16	18,71
5	Г	35	28	35	32,48	0,42	11,76	14,7	13,64
6	Д	34	27,2	34	31,55	0,54	14,69	18,36	17,04
7	Е	26	20,8	26	24,13	0,44	9,15	11,44	10,62
8	Летний период								
9	А	32	21,76	27,2	25,24	0,46	10,01	12,51	11,61
10	Б	28	19,04	23,8	22,09	0,5	9,52	11,9	11,04
11	В	42	28,56	35,7	33,13	0,48	13,71	17,14	15,9
12	Г	35	23,8	29,75	27,61	0,42	10	12,49	11,6
13	Д	34	23,12	28,9	26,82	0,54	12,48	15,61	14,48
14	Е	26	17,68	22,1	20,51	0,44	7,78	9,72	9,02

Таким образом, в данном пункте определены вероятностные характеристики узлов проектируемой электрической сети.

## 2.5. Разработка конкурентноспособных вариантов электрической сети

В процессе разработки вариантов электрических сетей следует стремиться к наиболее простым схемам сети и подстанций, однако при упрощении необходимо учитывать, что объединение крупных и мелких по мощности подстанций способно привести к неэкономичной работе трансформаторов мелких подстанций, исходя из возможной работы с недогрузкой.

Особенно важно, чтобы разрабатываемые варианты обеспечивали требуемую надежность электроснабжения потребителей, под которой понимается способность выполнять заданные функции с сохранением своих эксплуатационных показателей в условиях, оговоренных нормативными документами.

Электроприемники согласно требованиям по надежности электроснабжения [3] подразделяются на три категории:

- к I категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение работы особо важных элементов коммунального хозяйства;

- к II категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых сопровождается массовым недоотпуском продукции, простоями рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей;
- к III категории относятся остальные электроприемники, не попадающие под определение I и II категории.

### 2.5.1. Разработка четырех вариантов конфигурации электрической сети

Согласно заданию на проектирование, на всех подстанциях есть потребители 1 и 2 категории надежности электроснабжения, следовательно, каждая подстанция должна получать питание либо двумя одноцепными воздушными линиями, либо от одной двухцепной воздушной линии.

Руководствуясь принципами составления вариантов развития электрической сети, разработаны четыре схемы, приведенные на рис. 2.2 – 2.5.

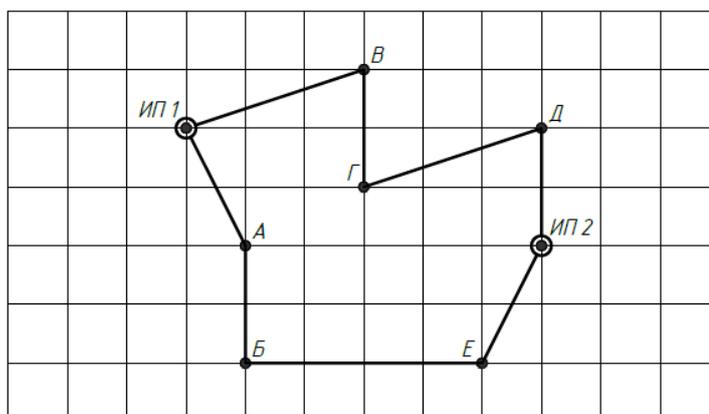


Рис. 2.2. Первый вариант электрической сети

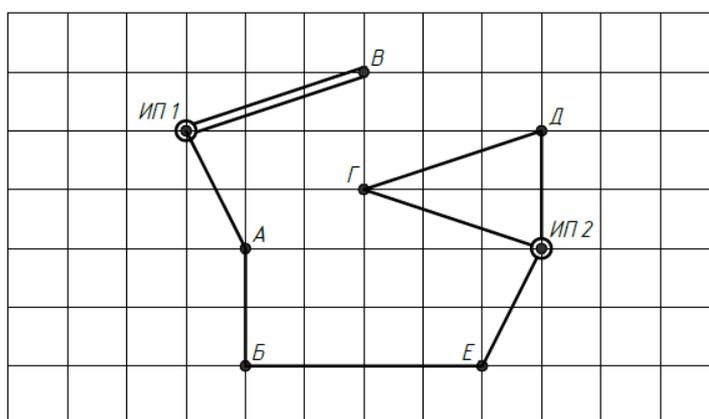


Рис. 2.3. Второй вариант электрической сети

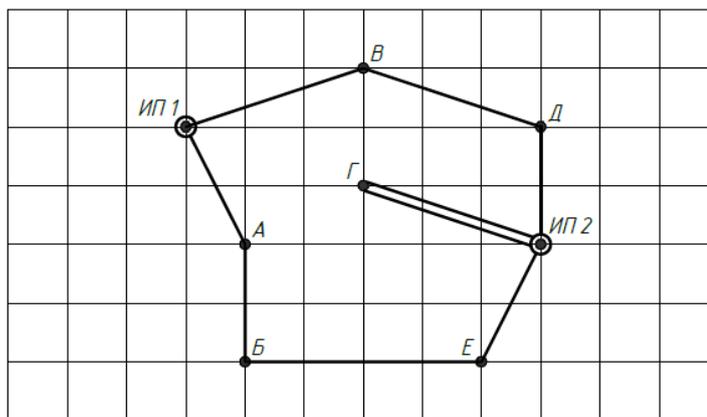


Рис. 2.4. Третий вариант электрической сети

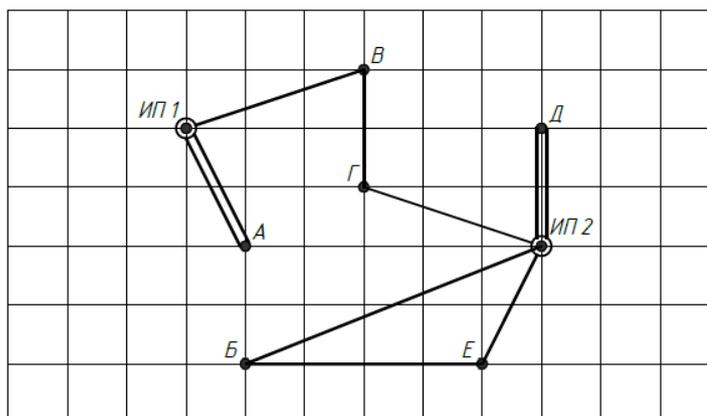


Рис. 2.5. Четвертый вариант электрической сети

Разработанные варианты являются равнонадежными, поскольку в каждом из них подстанции получают питание либо от двух одноцепных линий, либо от одной двухцепной линии. В первом варианте конфигурация выполнена с помощью линий с двухсторонним питанием, а в остальных вариантах электрическая сеть выполнена по смешанному принципу.

### 2.5.2. Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение электрической сети является основополагающим параметром, который определяется в самом начале проектирования электрической сети и обуславливает все принимаемые решения.

Для определения рационального напряжения электрической сети используют либо эмпирические формулы Стилла, Залесского и Илларионова, либо специально созданные номограммы.

Рациональное напряжение согласно формуле Илларионова [10]:

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (2.5)$$

где  $L$  – длина линии, определяемая по заданному плану расположения подстанций с учетом коэффициента удлинения трассы ВЛ (принято значение  $k_{\text{удл}} = 1$ ), км;

$P$  – максимальная мощность, передаваемая по одной цепи рассматриваемой линии и определяемая приближенно (без учета уравнительной мощности и потерь мощности), МВт.

Потоки активной мощности на головных участках ИП1-В и ИП2-Д для линии с двухсторонним питанием ИП1-В-Г-Д-ИП2 в 1 варианте:

$$P_{\text{ИП1-В}} = \frac{P_{\text{max.В}} \cdot (L_{\text{В-Г}} + L_{\text{Г-Д}} + L_{\text{ИП2-Д}}) + P_{\text{max.Г}} \cdot (L_{\text{Г-Д}} + L_{\text{ИП2-Д}}) + P_{\text{max.Д}} \cdot L_{\text{ИП2-Д}}}{L_{\text{ИП1-В}} + L_{\text{В-Г}} + L_{\text{Г-Д}} + L_{\text{ИП2-Д}}}; \quad (2.6)$$

$$P_{\text{ИП2-Д}} = \frac{P_{\text{max.В}} \cdot L_{\text{ИП1-В}} + P_{\text{max.Г}} \cdot (L_{\text{ИП1-В}} + L_{\text{В-Г}}) + P_{\text{max.Д}} \cdot (L_{\text{ИП1-В}} + L_{\text{В-Г}} + L_{\text{Г-Д}})}{L_{\text{ИП1-В}} + L_{\text{В-Г}} + L_{\text{Г-Д}} + L_{\text{ИП2-Д}}}. \quad (2.7)$$

Согласно формулам (2.6) и (2.7):

$$P_{\text{ИП1-В}} = \frac{42 \cdot (12 + 18,97 + 12) + 35 \cdot (18,97 + 12) + 34 \cdot 12}{18,97 + 12 + 18,97 + 12} = 53,22 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{ИП2-Д}} = \frac{42 \cdot 18,97 + 35 \cdot (18,97 + 12) + 34 \cdot (18,97 + 12 + 18,97)}{18,97 + 12 + 18,97 + 12} = 57,78 \text{ МВт}.$$

Проверка правильности расчета:

$$P_{\text{ИП1-В}} + P_{\text{ИП2-Д}} = 53,22 + 57,78 = 111 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{max.В}} + P_{\text{max.Г}} + P_{\text{max.Д}} = 42 + 35 + 34 = 111 \text{ МВт}.$$

Следовательно, потоки активной мощности на головных участках для линии с двухсторонним питанием ИП1-В-Г-Д-ИП2 определены верно.

Потоки активной мощности на участках В-Г и Г-Д в 1 варианте:

$$P_{\text{В-Г}} = P_{\text{ИП1-В}} - P_{\text{max.В}}; \quad (2.8)$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P_{\Gamma-Д} = P_{ИП2-Д} - P_{\max,Д} \cdot \quad (2.9)$$

Согласно формулам (2.8) и (2.9):

$$P_{В-Г} = 53,22 - 42 = 11,22 \text{ МВт};$$

$$P_{\Gamma-Д} = 57,78 - 34 = 23,78 \text{ МВт}.$$

Потоки мощности по двухцепным радиальным линиям в вариантах 1-4:

$$P_{ИП1-А} = P_{\max,А} ; \quad (2.10)$$

$$P_{ИП1-В} = P_{\max,В} ; \quad (2.11)$$

$$P_{ИП2-Г} = P_{\max,Г} ; \quad (2.12)$$

$$P_{ИП2-Д} = P_{\max,Д} \cdot \quad (2.13)$$

Согласно формулам (2.10) – (2.13):

$$P_{ИП1-А} = 32 \text{ МВт};$$

$$P_{ИП1-В} = 42 \text{ МВт};$$

$$P_{ИП2-Г} = 35 \text{ МВт};$$

$$P_{ИП2-Д} = 34 \text{ МВт}.$$

Расчет упрощенного потокораспределения активной мощности всех участков для четырех вариантов проектируемой электрической сети произведен в табл. 2.6 – 2.9.

Рациональные напряжения на головных участках ИП1-В и ИП2-Д для линии с двухсторонним питанием ИП1-В-Г-Д-ИП2 в 1 варианте:

$$U_{ИП1-В} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18,97} + \frac{2500}{53,22}}} = 116,78 \text{ кВ};$$

$$U_{ИП2-Д} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12} + \frac{2500}{57,78}}} = 108,51 \text{ кВ}.$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Рациональное напряжение двухцепной линии ИП1-В во 2 варианте:

$$U_{\text{ИП1-В}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{18,97} + \frac{2500}{21}}} = 82,93 \text{ кВ.}$$

Исходя из полученных значений, для линии с двухсторонним питанием ИП1-В-Г-Д-ИП2 в 1 варианте и для двухцепной радиальной линии ИП1-В во 2 варианте принимаем номинальным напряжением 110 кВ.

Расчет рациональных и выбор номинальных напряжений четырех вариантов проектируемой электрической сети приведен в табл. 2.6 – 2.9.

Таблица 2.6

### Определение номинальных напряжений 1 варианта

Участок	$L$ , км	$P_{\text{max}}$ , МВт	$n_{\text{ц}}$	$U_{\text{рац}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ
ИП1-А	13,42	47,39	1	105,4	110
А-Б	12	15,39	1	70	
Б-Е	24	12,61	1	67,55	
ИП2-Е	13,42	38,61	1	99,01	
ИП1-В	18,97	53,22	1	116,78	110
В-Г	12	11,22	1	61,5	
Г-Д	18,97	23,78	1	87,2	
ИП2-Д	12	57,78	1	108,51	

Таблица 2.7

### Определение номинальных напряжений 2 варианта

Участок	$L$ , км	$P_{\text{max}}$ , МВт	$n_{\text{ц}}$	$U_{\text{рац}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ
ИП1-А	13,42	47,39	1	105,4	100
А-Б	12	15,39	1	70	
Б-Е	24	12,61	1	67,55	
ИП2-Е	13,42	38,61	1	99,01	
ИП1-В	18,97	42	2	82,93	110
ИП2-Г	18,97	29,87	1	95,33	110
Г-Д	18,97	5,13	1	44,1	
ИП2-Д	12	39,13	1	97,33	

Таблица 2.8

### Определение номинальных напряжений 3 варианта

№	Участок	$L$ , км	$P_{\text{max}}$ , МВт	$n_{\text{ц}}$	$U_{\text{рац}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ
1	ИП1-А	13,42	47,39	1	105,4	110
2	А-Б	12	15,39	1	70	
3	Б-Е	24	12,61	1	67,55	
4	ИП2-Е	13,42	38,61	1	99,01	

№	Участок	$L$ , км	$P_{\max}$ , МВт	$n_{\text{ц}}$	$U_{\text{рац}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ
5	ИП2-Г	18,97	35	2	76,87	110
6	ИП1-В	18,97	34,22	1	100,29	110
7	В-Д	18,97	7,78	1	53,64	
8	ИП2-Д	12	41,78	1	99,26	

Таблица 2.9

### Определение номинальных напряжений 4 варианта

Участок	$L$ , км	$P_{\max}$ , МВт	$n_{\text{ц}}$	$U_{\text{рац}}$ , кВ	$U_{\text{ном}}$ , кВ
ИП1-А	13,42	32	2	71,89	110
ИП2-Б	32,31	20,03	1	84,43	110
Б-Е	24	7,97	1	54,68	
ИП2-Е	13,42	33,97	1	94,98	
ИП2-Д	12	34	2	72,79	110
ИП1-В	18,97	39,34	1	105,47	110
В-Г	12	2,66	1	31,91	
ИП2-Г	18,97	37,66	1	103,84	

Таким образом, в данном пункте определены номинальные напряжения всех участков четырех вариантов проектируемой электрической сети.

### 2.5.3. Выбор компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности выполняется в целях уменьшения потерь мощности в узлах электрических сетей. Наиболее распространенными средствами компенсации реактивной мощности являются статические батареи конденсаторов и синхронные компенсаторы. В настоящее время находят применение современные КУ (компенсирующие устройства), а именно управляемые шунтирующие реакторы и статические тиристорные компенсаторы.

В соответствии с приказом МинПромЭнерго РФ № 380 от 23.06.2015 г. [4] предельное значение для коэффициента реактивной мощности  $tg\varphi_{\text{п}}$  в сетях 110 кВ составляет 0,5.

Значение коэффициента реактивной мощности, задаваемого энергосистемой, меньше предельного значения, вследствие чего компенсация будет проводиться по  $tg\varphi_3 = 0,35$ .

Требуемая реактивная мощность КУ на одну секцию шин подстанции:

$$Q_{\text{ку}}^{\text{тр}} = 0,5 \cdot (Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} \cdot tg\varphi_3). \quad (2.14)$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Требуемая реактивная мощность КУ на одну секцию шин для подстанции А в режиме зимнего максимума нагрузок:

$$Q_{ку.А}^{тр} = 0,5 \cdot (14,72 - 32 \cdot 0,35) = 1,76 \text{ Мвар.}$$

На подстанции А на каждой секции шин принимаем к установке шесть ККУ (комплектных компенсирующих устройств) типа КРМ-10,5-300 [13].

Нескомпенсированная реактивная мощность подстанции:

$$Q_{неск} = Q_{max} - 2 \cdot Q_{ку}^{факт}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{ку}^{факт}$  – фактическая реактивная мощность компенсирующих устройств на одну секцию шин, Мвар.

Нескомпенсированная реактивная мощность подстанции А в режиме зимнего максимума нагрузок:

$$Q_{неск.А} = 14,72 - 2 \cdot 6 \cdot 0,3 = 11,12 \text{ Мвар.}$$

Требуемая реактивная мощность КУ на одну секцию шин для подстанции А в режиме летнего минимума нагрузок:

$$Q_{ку.А}^{тр} = 0,5 \cdot (12,51 - 27,2 \cdot 0,35) = 1,5 \text{ Мвар.}$$

На подстанции А в режиме летнего минимума из двенадцати установленных ККУ типа КРМ-10,5-300 две установки отключаются, т.е. на каждой секции шин 10 кВ будут включены пять установок КРМ-10,5-300.

Нескомпенсированная реактивная мощность подстанции А в режиме летнего минимума нагрузок:

$$Q_{неск.А} = 12,584 - 2 \cdot 5 \cdot 0,3 = 9,51 \text{ Мвар.}$$

Расчет КУ на подстанциях приведен в табл. 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10

**КРМ в режиме зимнего максимума**

№	ПС	$P_{max}$ , МВт	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{ку}^{тр}$ , Мвар	ККУ на секцию шин	$Q_{ку}^{факт}$ , Мвар	$Q_{неск}$ , Мвар
1	А	32	14,72	1,76	6×КРМ-10,5-300	1,8	11,12

№	ПС	$P_{\max}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ку}}^{\text{тр}}$ , Мвар	ККУ на секцию шин	$Q_{\text{ку}}^{\text{факт}}$ , Мвар	$Q_{\text{неск}}$ , Мвар
2	Б	28	14	2,1	7×КРМ-10,5-300	2,1	9,8
3	В	42	20,16	2,73	6×КРМ-10,5-450	2,7	14,76
4	Г	35	14,7	1,23	8×КРМ-10,5-150	1,2	12,3
5	Д	34	18,36	3,23	7×КРМ-10,5-450	3,15	12,06
6	Е	26	11,44	1,17	5×КРМ-10,5-225	1,13	9,19

Таблица 2.11

### КРМ в режиме летнего минимума

ПС	$P_{\max}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ку}}^{\text{тр}}$ , Мвар	ККУ на секцию шин	$Q_{\text{ку}}^{\text{факт}}$ , Мвар	$Q_{\text{неск}}$ , Мвар
А	27,2	12,51	1,5	5×КРМ-10,5-300	1,5	9,51
Б	23,8	11,9	1,79	6×КРМ-10,5-300	1,8	8,3
В	35,7	17,14	2,32	5×КРМ-10,5-450	2,25	12,64
Г	29,75	12,49	1,04	7×КРМ-10,5-150	1,05	10,39
Д	28,9	15,61	2,75	6×КРМ-10,5-450	2,7	10,21
Е	22,1	9,72	0,99	4×КРМ-10,5-225	0,9	7,92

Таким образом, в данном пункте произведен выбор КУ на всех подстанциях и определены некомпенсированные реактивные мощности узлов проектируемой электрической сети.

#### 2.5.4. Выбор сечений и марки проводов линий электропередач

Выбор сечения с помощью экономической плотности тока, использующийся с 40-х годов, является наиболее распространенным методом определения сечений линий электропередач. Для своего времени он считался прогрессивным, поскольку учитывал капитальные затраты на сооружение линий вместе с стоимостью потерь электроэнергии.

Несмотря на указанные достоинства, применение экономической плотности тока приводит к ошибкам, что следует из необоснованных допущений. Так расчет ведется с учетом линейной зависимости капитальных вложений в линию от длины, однако с унификацией опор линейная зависимость нарушается. На данный момент используется метод экономических токовых интервалов, зависящий от расчетного тока, напряжения, материала и цепности опор, района по гололедности и региона страны.

Максимальный ток в линиях электропередачи:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (2.16)$$

где  $P_{\max}$  – поток максимальной активной мощности, текущий по линии, МВт;

$Q_{\max}$  – поток некомпенсированной реактивной мощности, текущий по линии, Мвар.

Максимальный ток, текущий по линии ИП1-А в 1 варианте:

$$I_{\max.A} = \frac{\sqrt{47,39^2 + 16,54^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,11} = 263,46 \text{ А.}$$

Значение расчетного тока в линиях электропередачи:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (2.17)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, для воздушных линий электропередач на классы напряжения 35-220 кВ [15];

$\alpha_t = 1,08$  – коэффициент, учитывающий коэффициент попадания в максимум нагрузки и число часов использования максимальной нагрузки [15].

Расчетный ток, текущий по линии ИП1-А в 1 варианте:

$$I_{p.A} = 263,46 \cdot 1,05 \cdot 1,08 = 298,77 \text{ А.}$$

Для одноцепной линии ИП1-А, выполненной на стальных опорах во II районе по гололеду, принимается провод АС-240/32.

Проверка выбранных сечений и марок проводов осуществляется по условию допустимого нагрева:

$$I_{\text{доп}} = K_t \cdot I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{п/ав}}, \quad (2.18)$$

где  $I_{\text{п/ав}}$  – наибольший ток в послеаварийном режиме, А;

$I'_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток провода при температуре воздуха +25°C, определяемый по [14], А;

$K_t = 1,24$  – поправочный коэффициент на температуру воздуха 0°C, А [14].

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Проверочным послеаварийным режимом линии ИП1-А в 1 варианте является отключение одной из двух питающих линий:

$$I_{п/ав.А} = \frac{\sqrt{86^2 + 30,11^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,11} \cdot 1,05 \cdot 1,08 = 542,33 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток по условиям нагрева провода АС-240/32 с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха в зимнем периоде (максимум 0 °С) равен:

$$I_{доп.А} = 1,24 \cdot 605 = 756,4 \text{ А.}$$

Следовательно, в качестве провода на участке ИП1-А линии с двухсторонним питанием ИП1-А-Б-Е-ИП2 в 1 варианте принимаем АС-240/32.

Выбор и проверка сечений и марки проводов линий электропередач четырех вариантов проектируемой электрической сети приведены в табл. 2.12 – 2.15.

Таблица 2.12

#### Выбор и проверка сечений проводов ЛЭП в 1 варианте

Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП1-В	В-Г	Г-Д	ИП2-Д
$P_{\max}$ , МВт	47,39	15,39	12,61	38,61	53,22	11,22	23,78	57,78
$Q_{\max}$ , Мвар	16,54	5,42	4,38	13,57	18,73	3,97	8,33	20,39
$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	110	110	110	110	110	110	110
$n_{\text{ц}}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$I_{\max}$ , А	263,46	85,66	70,05	214,79	296,14	62,48	132,24	321,58
$I_p$ , А	298,77	97,13	79,43	243,57	335,82	70,85	149,96	364,68
Провод	АС-240/32	АС-150/24	АС-150/24	АС-240/32	АС-240/32	АС-95/16	АС-150/24	АС-240/32
$I_{п/ав}$ , А	542,33	340,7	378,2	542,33	700,5	435,53	485,78	700,5
$I_{доп}$ , А	756,4	558	558	756,4	756,4	409,2	558	756,4

Таблица 2.13

#### Выбор и проверка сечений проводов ЛЭП во 2 варианте

№	Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП1-В	ИП2-Г	Г-Д	ИП2-Д
1	$P_{\max}$ , МВт	47,39	15,39	12,61	38,61	42	29,87	5,13	39,13
2	$Q_{\max}$ , Мвар	16,54	5,42	4,38	13,57	14,76	10,53	1,77	13,83
3	$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	110	110	110	110	110	110	110
4	$n_{\text{ц}}$	1	1	1	1	1	1	1	1

№	Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП1-В	ИП2-Г	Г-Д	ИП2-Д
5	$I_{\max}$ , А	263,46	85,66	70,05	214,79	116,83	166,25	28,47	217,81
6	$I_p$ , А	298,77	97,13	79,43	243,57	132,48	188,53	32,28	247
7	Провод	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 240/32	АС- 95/16	АС- 240/32
8	$I_{п/ав}$ , А	542,33	340,7	378,2	542,33	260,48	435,53	220,81	435,53
9	$I_{доп}$ , А	756,4	558	558	756,4	558	756,4	409,2	756,4

Таблица 2.14

**Выбор и проверка сечений проводов ЛЭП в 3 варианте**

Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП2-Г	ИП1-В	В-Д	ИП2-Д
$P_{\max}$ , МВт	47,39	15,39	12,61	38,61	35	34,22	7,78	41,78
$Q_{\max}$ , Мвар	16,54	5,42	4,38	13,57	12,3	12,05	2,71	14,77
$U_{ном}$ , кВ	110	110	110	110	110	110	110	110
$n_{ц}$	1	1	1	1	2	1	1	1
$I_{\max}$ , А	263,46	85,66	70,05	214,79	97,36	190,4	43,26	232,61
$I_p$ , А	298,77	97,13	79,43	243,57	110,4	215,91	49,06	263,78
Провод	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 240/32	АС- 95/16	АС- 240/32
$I_{п/ав}$ , А	542,33	340,7	378,2	542,33	220,81	479,69	264,97	479,69
$I_{доп}$ , А	756,4	558	558	756,4	558	756,4	409,2	756,4

Таблица 2.15

**Выбор и проверка сечений проводов ЛЭП в 4 варианте**

Линия	ИП1-А	ИП2-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП2-Д	ИП1-В	В-Г	ИП2-Г
$P_{\max}$ , МВт	32	20,03	7,97	33,97	34	39,34	2,66	37,66
$Q_{\max}$ , Мвар	11,12	7,03	2,77	11,96	12,06	13,83	0,93	13,23
$U_{ном}$ , кВ	110	110	110	110	110	110	110	110
$n_{ц}$	2	1	1	1	2	1	1	1
$I_{\max}$ , А	88,9	111,41	44,29	189,03	94,67	218,87	14,79	209,51
$I_p$ , А	100,82	126,34	50,23	214,36	107,36	248,19	16,78	237,58
Провод	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 95/16	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 240/32	АС- 95/16	АС- 240/32
$I_{п/ав}$ , А	201,63	340,7	264,97	340,7	214,72	485,78	176,57	485,78
$I_{доп}$ , А	558	558	409,2	756,4	558	756,4	409,2	756,4

Таким образом, в данном пункте произведены выбор и проверка сечений и марок провода всех участков для четырех вариантов проектируемой электрической сети. На основании данных табл. 2.12 – 2.15 можно сделать вывод, что выбранные сечения и марки провода проходят проверку по условиям допустимого нагрева при послеаварийном режиме.

### 2.5.5. Выбор силовых трансформаторов

Исходя из задания на проектирование, на каждой из шести потребительских подстанций присутствуют нагрузки I и II категории по требованиям к надежности электроснабжения, следовательно на всех подстанциях необходима установка двух трансформаторов.

Расчетная мощность трансформаторов:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср.неск}}^2}}{n_{\text{тр}} \cdot K_{\text{опт}}}, \quad (2.19)$$

где  $Q_{\text{ср.неск}}$  – средняя некомпенсированная реактивная мощность подстанции для зимнего максимума, Мвар;

$n_{\text{тр}}$  – количество трансформаторов;

$K_{\text{опт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов, принимаемый в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителей.

После определения расчетной мощности согласно каталогу трансформаторов выбирают большее стандартное значение номинальной мощности в соответствии с классами напряжения подстанции.

Трансформаторы выбирают так, чтобы при аварийном отключении одного из них оставшийся в работе обеспечивал питание потребителей с учетом возможного ограничения нагрузки при допустимой перегрузке.

При преобладании нагрузки I категории оптимальный коэффициент загрузки находится в пределах от 0,65 до 0,7, а в случае преобладания нагрузки II категории в пределах от 0,7 до 0,75.

Зимняя средняя некомпенсированная реактивная мощность подстанции:

$$Q_{\text{ср.неск}} = Q_{\text{ср}} \cdot \frac{Q_{\text{неск}}}{Q_{\text{max}}}. \quad (2.20)$$

Расчетная мощность трансформаторов подстанции А:

$$Q_{\text{ср.неск.А}} = 11,78 \cdot \frac{11,12}{14,72} = 8,9 \text{ Мвар};$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$S_{p.A} = \frac{\sqrt{25,6^2 + 8,9^2}}{2 \cdot 0,65} = 20,85 \text{ МВА.}$$

На подстанции А устанавливаем два трансформатора ТРДН-25000/110 [14].  
Выбранные трансформаторы проверяем по коэффициентам загрузки в нормальном и аварийном режимах:

$$0,5 \leq K_n = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp.неск}^2}}{n_{тр} \cdot S_{тр}} \leq 0,75; \quad (2.21)$$

$$K_{п/а} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp.неск}^2}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{тр}} \leq 1,5, \quad (2.22)$$

где  $S_{тр}$  – номинальная мощность трансформатора на подстанции, МВА.

Коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанции А в нормальном и аварийном режимах для зимнего максимума:

$$K_{н.А}^з = \frac{\sqrt{25,6^2 + 8,9^2}}{2 \cdot 25} = 0,54;$$

$$K_{п/а.А}^з = \frac{\sqrt{25,2^2 + 8,964^2}}{25} = 1,08.$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанции А в нормальном и аварийном режимах для летнего минимума:

$$Q_{cp.неск.А}^л = 10,01 \cdot \frac{9,51}{12,51} = 7,61 \text{ Мвар};$$

$$K_{н.А}^л = \frac{\sqrt{21,76^2 + 7,61^2}}{2 \cdot 25} = 0,46;$$

$$K_{п/а.А}^л = \frac{\sqrt{21,76^2 + 7,61^2}}{25} = 0,92.$$

Выбор трансформаторов и проверка их коэффициентов загрузки для зимнего и летнего периодов приведены в табл. 2.16.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Выбор силовых трансформаторов на ПС

ПС	А	Б	В	Г	Д	Е
$P_{\text{ср}}^3$ , МВт	25,6	22,4	33,6	28	27,2	20,8
$Q_{\text{ср.неск}}^3$ , МВар	8,9	7,84	11,81	9,84	9,65	7,35
$P_{\text{ср}}^{\text{л}}$ , МВт	21,76	19,04	28,56	23,8	23,12	17,68
$Q_{\text{ср.неск}}^{\text{л}}$ , МВар	7,61	6,64	10,11	8,32	8,16	6,34
$S_{\text{р}}$ , МВА	20,85	15,82	27,4	22,83	22,2	14,71
Наименование	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110	ТРДН-25000/110	ТРДН-25000/110	ТРДН-25000/110	ТДН-16000/110
$K_{\text{н}}^3$	0,54	0,74	0,71	0,59	0,58	0,69
$K_{\text{п/а}}^3$	1,08	1,48	1,42	1,19	1,15	1,38
$K_{\text{н}}^{\text{л}}$	0,46	0,63	0,61	0,5	0,49	0,59
$K_{\text{п/а}}^{\text{л}}$	0,92	1,26	1,21	1,01	0,98	1,17

Таким образом, в данном пункте выбраны трансформаторы на подстанциях и определены их коэффициенты загрузки в нормальном и аварийном режимах.

### 2.5.6. Расчет потерь мощности в элементах электрической сети

Потери в электрических сетях принято разделять на технологические потери, определяемые расходами электроэнергии при передаче, и на нетехнические потери, обусловленные системами учета и хищениями.

Технические потери электроэнергии в электрических сетях состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (условно-постоянные потери) и потерь, зависящих от величины передаваемой мощности (условно-переменные / нагрузочные).

Условно-переменные (нагрузочные) потери возникают в продольных ветвях схем замещения элементов сети. Данные потери пропорциональны квадрату тока, значение которого изменяется со временем. Как следствие, условно-переменные потери также подвержены изменениям.

В отличие от условно-переменных, условно-постоянные потери возникают в поперечных ветвях схем замещения элементов сети. Данные потери приближенно считают пропорциональными квадрату напряжения. Они слабо зависят от нагрузки и присутствуют даже на холостом ходу.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 2.5.6.1. Расчет потерь мощности в линиях электропередачи

Нагрузочные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{н}} = 3 \cdot I_{\text{л}}^2 \cdot R_{\text{л}}, \quad (2.23)$$

где  $I_{\text{л}}$  – ток в линии, А;

$R_{\text{л}}$  – активное сопротивление линии, Ом.

Полная мощность  $S$ , передаваемая по элементу сети, ток в фазе  $I$  и линейное напряжение  $U$  связаны соотношениями:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I; \quad (2.24)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}. \quad (2.25)$$

Учитывая соотношения (2.24) и (2.25), формула (2.23) принимает следующий вид:

$$\Delta P_{\text{н}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{л}}^2} \cdot R_{\text{л}}. \quad (2.26)$$

Нагрузочные потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\text{н}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{л}}^2} \cdot X_{\text{л}}. \quad (2.27)$$

К условно-постоянным потерям активной мощности в линиях относят потери на коронный разряд:

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к.уд}} \cdot L_{\text{л}} \cdot n_{\text{ц}}. \quad (2.28)$$

где  $\Delta P_{\text{к.уд}}$  – удельные потери на коронный разряд, кВт/км [11].

К условно-постоянным потерям реактивной мощности в линиях относятся потери в емкости. Поскольку емкость генерирует реактивную мощность, то потери отрицательны и вместо них используют зарядную мощность:

$$Q_{\text{с}} = U_{\text{л}}^2 \cdot b_0 \cdot L_{\text{л}} \cdot n_{\text{ц}}. \quad (2.29)$$

Согласно [14], для участка сети ИП1-А удельные параметры равны:  $r_0 = 0,12$  Ом;  $x_0 = 0,405$  Ом;  $b_0 = 2,81$  мкСм.

Активное реактивное сопротивления линии ИП1-А:

$$R_{\text{ИП1-А}} = r_0 \cdot \frac{L}{n_{\text{ц}}} = 0,12 \cdot \frac{13,42}{1} = 1,61 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{ИП1-А}} = x_0 \cdot \frac{L}{n_{\text{ц}}} = 0,405 \cdot \frac{13,42}{1} = 5,44 \text{ Ом.}$$

Нагрузочные потери активной и реактивной мощности в линии ИП1-А:

$$\Delta P_{\text{н.ИП1-А}} = \frac{47,39^2 + 16,54^2}{110^2} \cdot 1,61 = 0,34 \text{ МВт.}$$

$$\Delta Q_{\text{н.ИП1-А}} = \frac{47,39^2 + 16,54^2}{110^2} \cdot 5,44 = 1,13 \text{ Мвар.}$$

Потери активной мощности на коронный разряд линии ИП1-А при удельных потерях для Сибири равных  $\Delta P_{\text{к.уд}} = 0,092$  кВт/км [11]:

$$\Delta P_{\text{к.ИП1-А}} = 0,092 \cdot 13,42 \cdot 1 = 1,23 \text{ кВт.}$$

Зарядная мощность линии ИП1-А:

$$Q_{\text{с.ИП1-А}} = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 13,42 \cdot 1 = 0,46 \text{ Мвар.}$$

Расчеты потерь активной и реактивной мощностей в линиях электропередачи четырех вариантов проектируемой электрической сети произведены в табл. 2.17 – 2.20.

Таблица 2.17

#### Потери в ЛЭП 1 варианта

№	Участок	$R_{\text{л}}, \text{Ом}$	$X_{\text{л}}, \text{Ом}$	$B_{\text{л}}, \text{мкСм}$	$\Delta P_{\text{н}}, \text{МВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{н}}, \text{Мвар}$	$Q_{\text{с}}, \text{Мвар}$
1	ИП1-А	1,61	5,44	37,71	0,34	1,23	1,13	0,46
2	А-Б	2,38	5,04	32,4	0,05	1,1	0,11	0,39
3	Б-Е	4,75	10,08	64,8	0,07	2,21	0,15	0,78
4	ИП2-Е	1,61	5,44	37,71	0,22	1,23	0,75	0,46
5	ИП1-В	2,28	7,68	53,31	0,6	1,75	2,02	0,64
6	В-Г	3,67	5,21	31,32	0,04	1,1	0,06	0,38
7	Г-Д	3,76	7,97	51,22	0,2	1,75	0,42	0,62

№	Участок	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л}, \text{мкСм}$	$\Delta P_{н}, \text{МВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{н}, \text{Мвар}$	$Q_{с}, \text{Мвар}$
8	ИП2-Д	1,44	4,86	33,72	0,45	1,1	1,51	0,41
9	$\Sigma$				1,97	11,48	6,15	4,14

Таблица 2.18

## Потери в ЛЭП 2 варианта

Участок	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л}, \text{мкСм}$	$\Delta P_{н}, \text{МВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{н}, \text{Мвар}$	$Q_{с}, \text{Мвар}$
ИП1-А	1,61	5,44	37,71	0,34	1,23	1,13	0,46
А-Б	2,38	5,04	32,4	0,05	1,1	0,11	0,39
Б-Е	4,75	10,08	64,8	0,07	2,21	0,15	0,78
ИП2-Е	1,61	5,44	37,71	0,22	1,23	0,75	0,46
ИП1-В	1,88	3,98	102,44	0,31	3,49	0,65	1,24
ИП1-Г	2,28	7,68	53,31	0,19	1,75	0,64	0,64
Г-Д	5,8	8,23	49,51	0,01	1,75	0,02	0,6
ИП2-Д	1,44	4,86	33,72	0,2	1,1	0,69	0,41
$\Sigma$				1,4	13,87	4,14	4,98

Таблица 2.19

## Потери в ЛЭП 3 варианта

Участок	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л}, \text{мкСм}$	$\Delta P_{н}, \text{МВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{н}, \text{Мвар}$	$Q_{с}, \text{Мвар}$
ИП1-А	1,61	5,44	37,71	0,34	1,23	1,13	0,46
А-Б	2,38	5,04	32,4	0,05	1,1	0,11	0,39
Б-Е	4,75	10,08	64,8	0,07	2,21	0,15	0,78
ИП2-Е	1,61	5,44	37,71	0,22	1,23	0,75	0,46
ИП2-Г	1,88	3,98	102,44	0,21	3,49	0,45	1,24
ИП1-В	2,28	7,68	53,31	0,25	1,75	0,84	0,64
В-Д	5,8	8,23	49,51	0,03	1,75	0,05	0,6
ИП2-Д	1,44	4,86	33,72	0,23	1,1	0,79	0,41
$\Sigma$				1,41	13,87	4,27	4,98

Таблица 2.20

## Потери в ЛЭП 4 варианта

Участок	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л}, \text{мкСм}$	$\Delta P_{н}, \text{МВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{н}, \text{Мвар}$	$Q_{с}, \text{Мвар}$
ИП1-А	1,33	2,82	72,47	0,13	2,47	0,27	0,88
ИП2-Б	6,4	13,57	87,24	0,24	2,97	0,51	1,06
Б-Е	7,34	10,42	62,64	0,04	2,21	0,06	0,76
ИП2-Е	1,61	5,44	37,71	0,17	1,23	0,58	0,46
ИП2-Д	1,19	2,52	64,8	0,13	2,21	0,27	0,78
ИП1-В	2,28	7,68	53,31	0,33	1,75	1,1	0,64
В-Г	3,67	5,21	31,32	0,002	1,1	0,003	0,38
ИП2-Г	2,28	7,68	53,31	0,3	1,75	1,01	0,64
$\Sigma$				1,34	15,69	3,81	5,6

Таким образом, в данном пункте проведены расчеты условно-переменных и условно-постоянных потерь мощности в линиях четырех вариантов проектируемой электрической сети.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

### 2.5.6.2. Расчет потерь мощности в силовых трансформаторах

Нагрузочные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\text{н}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{тр}}^2} \cdot R_{\text{тр}}, \quad (2.30)$$

где  $R_{\text{тр}}$  – активное сопротивление трансформатора, определяемое выражением:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{н.тр}}^2}, \quad (2.31)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [14];

Нагрузочные потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{\text{н}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{тр}}^2} \cdot X_{\text{тр}}, \quad (2.32)$$

где  $X_{\text{тр}}$  – реактивное сопротивление трансформатора, определяемое выражением:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр}}}, \quad (2.33)$$

где  $U_{\text{к\%}}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, % [14];

К условно-постоянным потерям активной мощности в трансформаторах на подстанциях относятся потери активной мощности холостого хода. Данные потери приведены в паспортных данных.

К условно-постоянным потерям реактивной мощности в трансформаторах на подстанциях относят потери реактивной мощности холостого хода. Данные потери являются расчетными данными.

Согласно [14], для трансформаторов подстанции А паспортные и расчетные параметры равны:  $R_{\text{тр}} = 2,54$  Ом;  $X_{\text{тр}} = 55,9$  Ом;  $\Delta P_{\text{к}} = 120$  кВт;  $U_{\text{к\%}} = 10,5$  %;  $\Delta P_{\text{х}} = 27$  кВт;  $\Delta Q_{\text{х}} = 175$  квар;

Нагрузочные потери активной и реактивной мощности для подстанции А:

$$\Delta P_{\text{н.А}} = \frac{32^2 + 11,12^2}{110^2} \cdot 1,27 = 0,12 \text{ МВт};$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$\Delta Q_{н.А} = \frac{32^2 + 11,12^2}{110^2} \cdot 27,95 = 2,65 \text{ Мвар.}$$

Паспортные и расчетные данные силовых трансформаторов, установленных на подстанциях, приведены в табл. 2.21.

Таблица 2.21

### Паспортные и расчетные данные трансформаторов на ПС

ПС	Трансформатор	Паспортные				Расчетные		
		$U_{к\%}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$I_{х}, \%$	$R_{тр}, \text{Ом}$	$X_{тр}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{х}, \text{квар}$
А	ТРДН-25000/110	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
Б	ТДН-16000/110	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
В	ТРДН-25000/110	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
Г	ТРДН-25000/110	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
Д	ТРДН-25000/110	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
Е	ТДН-16000/110	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

Расчеты потерь активной и реактивной мощности силовых трансформаторов, установленных на подстанциях, приведены в табл. 2.22.

Таблица 2.22

### Потери в силовых трансформаторах на ПС

ПС	А	Б	В	Г	Д	Е	Σ
$\Delta P_{н}, \text{МВт}$	0,12	0,16	0,21	0,14	0,14	0,14	0,91
$\Delta P_{х}, \text{МВт}$	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,04	0,29
$\Delta Q_{н}, \text{Мвар}$	2,65	3,15	4,58	3,18	3,01	2,72	19,29
$\Delta Q_{х}, \text{Мвар}$	0,35	0,22	0,35	0,35	0,35	0,22	1,85

Таким образом, в данном пункте проведены расчеты условно-переменных и условно-постоянных потерь мощности в силовых трансформаторах на подстанциях проектируемой электрической сети.

### 2.5.7. Проверка баланса активных и реактивных мощностей в системе

Электрические станции, линии электропередачи, подстанции и потребители электрической энергии связаны процессами генерации, передачи, распределения и потребления электроэнергии. При этом отличительная особенность электрических систем состоит в практически мгновенной передаче электроэнергии от источников питания к потребителям и отсутствии возможности ее накопления в значительных объемах. Представленные особенности определили необходимость одновременной выработки и потребления электроэнергии.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

В каждый момент времени при возможных установившихся режимах систем их электрические станции обязаны генерировать мощность, равную мощности всех потребителей и покрывать существующие в системе потери – должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{х}}; \quad (2.34)$$

$$Q_{\Gamma} + Q_{\text{кы}} + Q_{\text{с}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{х}}, \quad (2.35)$$

Активная и реактивная мощности, генерируемые источниками питания для 1 варианта:

$$P_{\Gamma,1} = 197 + 1,97 + 0,91 + 0,01 + 0,29 = 200,18 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\Gamma,1} = 93,38 - 24,15 + 6,15 - 4,14 + 19,29 + 1,85 = 92,38 \text{ Мвар.}$$

Расчет баланса мощностей четырех вариантов проектируемой электрической сети приведен в табл. 2.23.

Таблица 2.23

**Баланс активных и реактивных мощностей**

№ варианта	1	2	3	4
$P_{\Gamma}$ , МВт	200,18	199,61	199,62	199,55
$Q_{\Gamma}$ , Мвар	92,38	89,53	89,66	88,58
$P_{\text{потр}}$ , МВт	200,18	199,61	199,62	199,55
$Q_{\text{потр}}$ , Мвар	92,38	89,53	89,66	88,58

Таким образом, в данном пункте проведены расчеты активных и реактивных мощностей источников питания. Согласно данным табл. 2.23 можно сделать вывод, что в случае каждого варианта проектируемой электрической сети баланс активной и реактивной мощностей соблюден.

### 2.5.8. Выбор схем распределительных устройств подстанций

Согласно [7], схемы распределительных устройств всех подстанций обязаны отвечать ряду необходимых требований, наиболее важными из которых являются: надежность, экономичность, унифицированность, техническая гибкость, удобство эксплуатации, экологическая чистота, компактность.

Надежность заключается в необходимости передачи электрической энергии от источников питания к потребителям с соблюдением надлежащего качества и при минимальной вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Экономичность подразумевает принятие решений по строительству объектов с учетом требуемых капитальных вложений и сопутствующих ежегодных издержек производства и сбыта продукции.

Унифицированность подразумевает применение небольшого числа типовых схем. Использование типовых схемных решений позволяет снижать материальные и финансовые затраты при проектировании, монтаже, пуско-наладочных работах и эксплуатации электроустановок.

Техническая гибкость подразумевает способность систем адаптироваться к изменяющимся условиям работы при расширении, реконструкции, испытаниях и плановых и аварийно-восстановительных ремонтах.

Удобство эксплуатации заключается в максимальной наглядности и простоте схемы, позволяющих уменьшить вероятность ошибочных действий персонала при переключениях и минимизация количества переключений.

Экологическая чистота заключается в снижении непосредственного влияния электроустановок на окружающую среду.

Компактность характеризуется возможностью минимизации площади отвода земли, необходимой для электроустановок.

Выбор схем распределительных устройств на подстанциях с учетом типовых решений, приведенных в [8], для четырех вариантов проектируемой электрической сети приведен в табл. 2.24 – 2.27.

Таблица 2.24

**Схемы РУ ПС 1 варианта**

ПС	Схема РУ	Число выключателей
А	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	3
Б		3
В		3
Г		3
Д		3
Е		3
Σ		18

Таблица 2.25

## Схемы РУ ПС 2 варианта

ПС	Схема РУ	Число выключателей
В	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	2
А	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий	3
Б		3
Г		3
Д		3
Е		3
Σ		17

Таблица 2.26

## Схемы РУ ПС 3 варианта

ПС	Схема РУ	Число выключателей
Г	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	2
А	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий	3
Б		3
В		3
Д		3
Е		3
Σ		17

Таблица 2.27

## Схемы РУ ПС 4 варианта

ПС	Схема РУ	Число выключателей
А	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий	2
Д		2
Б	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переключкой со стороны линий	3
В		3
Г		3
Е		3
Σ		16

Таким образом, в данном пункте произведен выбор схем распределительных устройств подстанций четырех вариантов проектируемой электрической сети.

### 2.5.9. Выбор оптимального варианта электрической сети

Обоснование принимаемых в ходе проектирования решений осуществляется исходя из технико-экономического сопоставления вариантов схемы электрической сети путем оценки их сравнительной эффективности и производится по минимуму затрат на их строительство и эксплуатацию.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

При технико-экономическом сопоставлении вариантов схемы приближенно считают, что строительство длится не более одного этапа и капитальные вложения вкладываются единовременно, а ежегодные эксплуатационные расходы являются неизменными на протяжении всего периода эксплуатации. При данном допущении в качестве экономического критерия оценки вариантов используются статические приведенные затраты.

Необходимо также учитывать, что определение эффективности капитальных вложений осуществляется на основе только различных для всех рассматриваемых вариантов схемы конфигураций.

Принимая во внимание изложенное выше условие, можно сделать вывод, что для всех созданных при проектировании вариантов схемы необходимо исследовать каждую конфигурацию.

### 2.5.9.1. Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения в электрическую сеть определяются суммированием затрат на сооружение линий электропередач  $K_{лэп}$  и подстанций  $K_{пс}$ :

$$K = K_{лэп} + K_{пс}. \quad (2.36)$$

Капитальные вложения на сооружение линий электропередач:

$$K_{лэп} = K_{уд} \cdot L \cdot k_{зон} \cdot k_{инд} \cdot k_{усл}, \quad (2.37)$$

где  $K_{уд}$  – стоимость сооружения километра линии в ценах на 2000 г., тыс. руб. [9];

$k_{зон} = 1,3-1,7$  – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости линии [14];

$k_{инд} = 5,95$  – индекс изменения сметной стоимости для приведения базовой стоимости линии к текущему году [5];

$k_{усл} = 1,46$  – коэффициент учета усложняющего способа строительства линии на заданной местности [14].

Капитальные вложения на сооружение линии ИП1-А для 1 варианта:

$$K_{лэп} = 905,7 \cdot 13,42 \cdot 1,5 \cdot 5,95 \cdot 1,46 = 158379 \text{ тыс. руб.}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Капитальные вложения на сооружение подстанций:

$$K_{\text{пс}} = (K_{\text{ру}} \cdot N_{\text{ру}} + K_{\text{тр}} \cdot N_{\text{тр}} + K_{\text{ку}} \cdot N_{\text{ку}} + K_{\text{пост}}) \cdot k_{\text{зон}} \cdot k_{\text{инд}}, \quad (2.38)$$

где  $K_{\text{ру}}$ ,  $K_{\text{тр}}$ ,  $K_{\text{ку}}$  – стоимость выключателей в РУ ВН, трансформаторов и КУ на подстанции, тыс. руб. [9];

$N_{\text{ру}}$ ,  $N_{\text{тр}}$ ,  $N_{\text{ку}}$  – количество оборудования на подстанции, тыс. руб.;

$K_{\text{пост}}$  – постоянная часть затрат на подстанции, тыс. руб. [9];

$K_{\text{зон}} = 1,3-1,6$  – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости подстанции [14];

$K_{\text{инд}} = 7,59$  – индекс изменения сметной стоимости для приведения базовой стоимости подстанции к текущему году [5].

Капитальные вложения на сооружение подстанции А для 4-х вариантов:

$$K_{\text{пс}} = (7703 \cdot 3 + 7553 \cdot 2 + 260 \cdot 6 + 10340) \cdot 1,45 \cdot 7,59 = 551541 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные вложения на сооружение линий электропередач и подстанций четырех вариантов проектируемой электрической сети определены с помощью табл. 2.28 – 2.35.

Таблица 2.28

#### Учитываемые капиталовложения в ЛЭП 1 варианта

Участок	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Провод	$n_{\text{ц}}$	$K_{\text{уд}}$ , тыс. руб./км	$L$ , км	$K_{\text{лэп}}$ , тыс. руб.
ИП1-А	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379
А-Б	110	АС-150/24	1	811,6	12	126907
Б-Е	110	АС-150/24	1	811,6	24	253813
ИП2-Е	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379
ИП1-В	110	АС-240/32	1	905,7	18,97	223879
В-Г	110	АС-95/16	1	811,6	12	126907
Г-Д	110	АС-150/24	1	811,6	18,97	200618
ИП2-Д	110	АС-240/32	1	905,7	12	141621
Σ						1390502

Таблица 2.29

#### Учитываемые капиталовложения в ЛЭП 2 варианта

№	Участок	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Провод	$n_{\text{ц}}$	$K_{\text{уд}}$ , тыс. руб./км	$L$ , км	$K_{\text{лэп}}$ , тыс. руб.
1	ИП1-А	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379
2	А-Б	110	АС-150/24	1	811,6	12	126907
3	Б-Е	110	АС-150/24	1	811,6	24	253813
4	ИП2-Е	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379

№	Участок	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Провод	$n_{\text{ц}}$	$K_{\text{уд}}$ , тыс. руб./км	$L$ , км	$K_{\text{лэп}}$ , тыс. руб.
5	ИП1-В	110	АС-150/24	2	1282,4	18,97	316995
6	ИП2-Г	110	АС-240/32	1	905,7	18,97	223879
7	Г-Д	110	АС-95/16	1	811,6	18,97	200681
8	ИП2-Д	110	АС-240/32	1	905,7	12	141621
9	$\Sigma$						1580590

Таблица 2.30

## Учитываемые капиталовложения в ЛЭП 3 варианта

Участок	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Провод	$n_{\text{ц}}$	$K_{\text{уд}}$ , тыс. руб./км	$L$ , км	$K_{\text{лэп}}$ , тыс. руб.
ИП1-А	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379
А-Б	110	АС-150/24	1	811,6	12	126907
Б-Е	110	АС-150/24	1	811,6	24	253813
ИП2-Е	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379
ИП2-Г	110	АС-150/24	2	1282,4	18,97	316995
ИП1-В	110	АС-240/32	1	905,7	18,97	223879
В-Д	110	АС-95/16	1	811,6	18,97	200618
ИП2-Д	110	АС-240/32	1	905,7	12	141621
$\Sigma$						1580590

Таблица 2.31

## Учитываемые капиталовложения в ЛЭП 4 варианта

Участок	$U_{\text{ном}}$ , кВ	Провод	$n_{\text{ц}}$	$K_{\text{уд}}$ , тыс. руб./км	$L$ , км	$K_{\text{лэп}}$ , тыс. руб.
ИП1-А	110	АС-150/24	2	1282,4	13,42	224252
ИП2-Б	110	АС-150/24	1	811,6	32,31	341696
Б-Е	110	АС-95/16	1	811,6	24	253813
ИП2-Е	110	АС-240/32	1	905,7	13,42	158379
ИП2-Д	110	АС-150/24	2	1282,4	12	200524
ИП1-В	110	АС-240/32	1	905,7	18,97	223879
В-Г	110	АС-95/16	1	811,6	12	126907
ИП2-Г	110	АС-240/32	1	905,7	18,97	223879
$\Sigma$						1753329

Таблица 2.32

## Учитываемые капиталовложения в ПС 1 варианта

ПС	$K_{\text{ру}}$ , тыс. руб.	$N_{\text{ру}}$	$K_{\text{тр}}$ , тыс. руб.	$N_{\text{тр}}$	$K_{\text{ку}}$ , тыс. руб.	$N_{\text{ку}}$	$K_{\text{пост}}$ , тыс. руб.	$K_{\text{пс}}$ , тыс. руб.
А	7703	3	7553	2	260	6	10340	551541
Б	7703	3	5849	2	260	7	10340	516895
В	7703	3	7553	2	263	6	10340	551739
Г	7703	3	7553	2	251	8	10340	556471
Д	7703	3	7553	2	263	7	10340	554633
Е	7703	3	5849	2	252	5	10340	510732
$\Sigma$								

Таблица 2.33

## Учитываемые капиталовложения в ПС 2 варианта

ПС	$K_{ру}$ , тыс. руб.	$N_{ру}$	$K_{тр}$ , тыс. руб.	$N_{тр}$	$K_{ку}$ , тыс. руб.	$N_{ку}$	$K_{пост}$ , тыс. руб.	$K_{пс}$ , тыс. руб.
А	7703	3	7553	2	260	6	10340	551541
Б	7703	3	5849	2	260	7	10340	516895
В	7703	2	7553	2	263	6	10340	466963
Г	7703	3	7553	2	251	8	10340	556471
Д	7703	3	7553	2	263	7	10340	554633
Е	7703	3	5849	2	252	5	10340	510732
$\Sigma$								3157236

Таблица 2.34

## Учитываемые капиталовложения в ПС 3 варианта

ПС	$K_{ру}$ , тыс. руб.	$N_{ру}$	$K_{тр}$ , тыс. руб.	$N_{тр}$	$K_{ку}$ , тыс. руб.	$N_{ку}$	$K_{пост}$ , тыс. руб.	$K_{пс}$ , тыс. руб..
А	7703	3	7553	2	260	6	10340	551541
Б	7703	3	5849	2	260	7	10340	516895
В	7703	3	7553	2	263	6	10340	551739
Г	7703	2	7553	2	251	8	10340	471696
Д	7703	3	7553	2	263	7	10340	554633
Е	7703	3	5849	2	252	5	10340	510732
$\Sigma$								3157236

Таблица 2.35

## Учитываемые капиталовложения в ПС 4 варианта

ПС	$K_{ру}$ , тыс. руб.	$N_{ру}$	$K_{тр}$ , тыс. руб.	$N_{тр}$	$K_{ку}$ , тыс. руб.	$N_{ку}$	$K_{пост}$ , тыс. руб.	$K_{пс}$ , тыс. руб.
А	7703	2	7553	2	260	6	10340	466765
Б	7703	3	5849	2	260	7	10340	516895
В	7703	3	7553	2	263	6	10340	551739
Г	7703	3	7553	2	251	8	10340	556471
Д	7703	2	7553	2	263	7	10340	469858
Е	7703	3	5849	2	252	5	10340	510732
$\Sigma$								3072460

Капитальные вложения в электрическую сеть для четырех рассматриваемых вариантов определим с помощью табл. 2.36.

Таблица 2.36

## Капиталовложения в электрическую сеть

Вариант	1	2	3	4
$K$ , тыс. руб.	4632514	4737826	4737826	4825789

Таким образом, в данном пункте произведен расчет капитальных вложений в электрическую сеть для четырех рассматриваемых вариантов.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист 56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 2.5.9.2. Расчет потерь электрической энергии

Потери электроэнергии в сети складываются из потерь в воздушных линиях электропередачи  $\Delta W_{лэп}$ , потерь в силовых трансформаторах на подстанциях  $\Delta W_{пс}$  и потерь в компенсирующих устройствах  $\Delta W_{ку}$ :

$$\Delta W = \Delta W_{лэп} + \Delta W_{пс} + \Delta W_{ку}. \quad (2.39)$$

Потери электроэнергии в линиях электропередачи:

$$\Delta W_{лэп} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{л} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{эф}^л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{л} \cdot T_{л} + \Delta P_{кор} \cdot L \cdot n_{ц} \cdot T_{г}, \quad (2.40)$$

где  $P_{эф}$  – поток эффективной активной мощности, протекающий через линию в режиме зимнего и летнего максимума, МВт;

$Q_{эф}$  – поток эффективной реактивной мощности, протекающий через линию в режиме зимнего и летнего максимума, Мвар;

$T_{л} = 3960$  ч – количество часов летнего периода года;

$T_3 = 4800$  ч – количество часов зимнего периода года;

$T_{г} = 8760$  ч – число часов в году;

Потери электроэнергии в линии ИП1-А в 1 варианте:

$$\Delta W_{ИП1-А} = \frac{(43,98)^2 + (20,75)^2}{0,11^2} \cdot 1,61 \cdot 4800 + \frac{(37,38)^2 + (17,63)^2}{0,11^2} \cdot 1,61 \cdot 3960 + 0,092 \cdot 13,42 \cdot 1 \cdot 8660 = 2422 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери электроэнергии на подстанциях:

$$\Delta W_{пс} = \frac{(P_{эф}^3)^2 + (Q_{эф}^3)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_3 + \frac{(P_{эф}^л)^2 + (Q_{эф}^л)^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{тр} \cdot T_{л} + \Delta I_x \cdot n_{тр} \cdot T_{г}, \quad (2.41)$$

где  $P_{эф}$  – эффективная активная мощность, протекающая через подстанцию в режиме зимнего и летнего максимума, МВт;

$Q_{эф}$  – эффективная реактивная мощность, протекающая через подстанцию в режиме зимнего и летнего максимума, Мвар.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

Потери электроэнергии на подстанции А для четырех вариантов:

$$\Delta W_{\text{пс.А}} = \frac{(29,7)^2 + (13,66)^2}{0,11^2} \cdot 1,27 \cdot 4800 + \frac{(25,24)^2 + (11,61)^2}{0,11^2} \cdot 1,27 \cdot 3960 + 0,007 \cdot 2 \cdot 8660 = 980,38 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах:

$$\Delta W_{\text{ку}} = \Delta P_{\text{уд.ку}} \cdot Q_{\text{ку}}^3 \cdot T_3 + \Delta P_{\text{уд.ку}} \cdot Q_{\text{ку}}^{\text{л}} \cdot T_{\text{л}}, \quad (2.42)$$

где  $\Delta P_{\text{уд.ку}} = 0,003$  кВт/квар – удельные потери в компенсирующих устройствах.

$Q_{\text{ку}}^3$  – реактивная мощность КУ во время зимнего максимума нагрузок, Мвар.

$Q_{\text{ку}}^{\text{л}}$  – реактивная мощность КУ во время летнего минимума нагрузок, Мвар.

Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, установленных на подстанции А, четырех вариантов:

$$\Delta W_{\text{ку.А}} = 0,003 \cdot 3,6 \cdot 4800 + 0,003 \cdot 3,6 \cdot 3960 = 87 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Расчет потерь электрической энергии для линий электропередач, подстанций и компенсирующих устройств четырех вариантов проектируемой электрической сети показан в табл. 2.37 – 2.42.

Таблица 2.37

### Расчет потерь электроэнергии в ЛЭП 1 варианта

Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП1-В	В-Г	Г-Д	ИП2-Д	Σ
$P_{\text{эф}}^3$ , МВт	43,98	14,28	11,7	35,83	49,39	10,42	22,06	53,62	
$Q_{\text{эф}}^3$ , Мвар	20,75	7,09	5,91	16,52	23,1	4,39	9,25	26,29	
$P_{\text{эф}}^{\text{л}}$ , МВт	37,38	12,14	9,95	30,45	41,98	8,85	18,75	45,57	
$Q_{\text{эф}}^{\text{л}}$ , Мвар	17,63	6,02	5,02	14,04	19,64	3,73	7,86	22,34	
$L$ , км	13,42	12	24	13,42	18,97	12	18,97	12	
$n_{\text{ц}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	
$R_{\text{л}}$ , Ом	1,61	2,38	4,75	1,61	2,28	3,67	3,76	1,44	
$\Delta W_{\text{лэп}}$ , МВт·ч	2422	392	536	1598	4300	307	1376	3261	

Таблица 2.38

### Расчет потерь электроэнергии в ЛЭП 2 варианта

№	Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП1-В	ИП2-Г	Г-Д	ИП2-Д	Σ
1	$P_{\text{эф}}^3$ , МВт	43,98	14,28	11,7	35,83	38,98	27,72	4,76	36,31	

№	Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП1-В	ИП2-Г	Г-Д	ИП2-Д		
2	$Q_{эф}^3$ , Мвар	20,75	7,09	5,91	16,52	18,71	12,55	1,09	18,13	Σ	
3	$P_{эф}^И$ , МВт	37,38	12,14	9,95	30,45	33,13	23,57	4,04	30,86		
4	$Q_{эф}^И$ , Мвар	17,63	6,02	5,02	14,04	15,9	10,67	0,92	15,41		
5	$L$ , км	13,42	12	24	13,42	18,97	18,97	18,97	12		
6	$n_{ц}$	1	1	1	1	2	1	1	1		
7	$R_{л}$ , Ом	1,61	2,38	4,75	1,61	1,88	2,28	5,8	1,44		
8	$\Delta W_{лэп}$ , МВт·ч	2422	392	536	1598	2253	1350	103	1511		10164

Таблица 2.39

## Расчет потерь электроэнергии в ЛЭП 3 варианта

Линия	ИП1-А	А-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП2-Г	ИП1-В	В-Д	ИП2-Д	
$P_{эф}^3$ , МВт	43,98	14,28	11,7	35,83	32,48	31,75	7,22	38,78	Σ
$Q_{эф}^3$ , Мвар	20,75	7,09	5,91	16,52	13,64	15,7	3,01	20,05	
$P_{эф}^И$ , МВт	37,38	12,14	9,95	30,45	27,61	26,99	6,14	32,96	
$Q_{эф}^И$ , Мвар	17,63	6,02	5,02	14,04	11,6	13,34	2,56	17,04	
$L$ , км	13,42	12	24	13,42	18,97	18,97	18,97	12	
$n_{ц}$	1	1	1	1	2	1	1	1	
$R_{л}$ , Ом	1,61	2,38	4,75	1,61	1,88	2,28	5,8	1,44	
$\Delta W_{лэп}$ , МВт·ч	2422	392	536	1598	1506	1823	240	1747	

Таблица 2.40

## Расчет потерь электроэнергии в ЛЭП 4 варианта

Линия	ИП1-А	ИП2-Б	Б-Е	ИП2-Е	ИП2-Д	ИП1-В	В-Г	ИП2-Г	
$P_{эф}^3$ , МВт	43,98	14,28	11,7	35,83	17,4	53,13	14,15	49,88	Σ
$Q_{эф}^3$ , Мвар	13,66	9,02	3,98	14,59	17,04	16,78	1,92	15,57	
$P_{эф}^И$ , МВт	37,38	12,14	9,95	30,45	14,79	45,16	12,03	42,4	
$Q_{эф}^И$ , Мвар	11,61	7,66	3,38	12,4	14,48	14,27	1,64	13,23	
$L$ , км	13,42	32,31	24	13,42	12	18,97	12	18,97	
$n_{ц}$	2	1	1	1	2	1	1	1	
$R_{л}$ , Ом	1,33	6,4	7,34	1,61	1,19	2,28	3,67	2,28	
$\Delta W_{лэп}$ , МВт·ч	1805	1181	729	1537	465	4489	484	3950	

Таблица 2.41

## Расчет потерь электроэнергии на ПС четырех вариантов

№	ПС	$P_{эф}^3$ , МВт	$Q_{эф}^3$ , Мвар	$P_{эф}^И$ , МВт	$Q_{эф}^И$ , Мвар	$R_{тр}$ , Ом	$N_{тр}$	$\Delta W_{пс}$ , МВт·ч
1	А	29,7	10,32	25,24	8,83	1,27	2	916
2	Б	25,98	9,09	22,09	7,7	2,19	2	1172
3	В	38,98	13,7	13,13	11,73	1,27	2	1494
4	Г	32,48	11,41	27,6	9,65	1,27	2	1074

№	ПС	$P_{эф}^3$ , МВт	$Q_{эф}^3$ , Мвар	$P_{эф}^н$ , МВт	$Q_{эф}^н$ , Мвар	$R_{тр}$ , Ом	$N_{тр}$	$\Delta W_{пс}$ , МВт·ч
5	Д	31,55	11,19	26,82	9,47	1,27	2	1022
6	Е	24,13	8,53	20,51	7,35	2,19	2	1030
7		$\Sigma$						6709

Таблица 2.42

### Расчет потерь электроэнергии в КУ на подстанциях

ПС	$\Delta P_{уд.ку}$ , кВт/квар	$Q_{ку}^3$ , Мвар	$Q_{ку}^н$ , Мвар	$\Delta W_{ку}$ , МВт·ч
А	0,003	3,6	3	87
Б	0,003	4,2	3,6	103
В	0,003	5,4	4,5	131
Г	0,003	2,4	2,1	60
Д	0,003	6,4	5,4	155
Е	0,003	2,25	1,8	53
		$\Sigma$		590

Потери электроэнергии в электрической сети для четырех рассматриваемых вариантов определим с помощью табл. 2.43.

Таблица 2.43

### Потери электроэнергии в электрической сети

Вариант	1	2	3	4
$\Delta W$ , МВт·ч	21491	17463	17563	21940

Таким образом, в данном пункте произведен расчет потерь электроэнергии в электрической сети для четырех рассматриваемых вариантов.

### 2.5.9.3. Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки складываются из амортизационных отчислений  $I_{ам}$ , отчислений на ремонт и эксплуатационное обслуживание  $I_{рэ}$  и стоимость потерь электроэнергии  $I_{\Delta w}$ :

$$I = I_{ам} + I_{рэ} + I_{\Delta w} \quad (2.43)$$

Амортизационные отчисления:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (2.44)$$

где  $T_{сл} = 5$  лет – срок службы оборудования.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Отчисления на ремонт и эксплуатационное обслуживание складываются из амортизационных отчислений в линии электропередачи  $I_{лэп}$  и подстанции  $I_{пс}$ :

$$I_{рз} = I_{лэп} + I_{пс} = \alpha_{лэп} \cdot K_{лэп} + \alpha_{пс} \cdot K_{пс}, \quad (2.45)$$

где  $\alpha_{лэп} = 0,8\%$  – нормы отчислений на обслуживание и ремонты линий [16];

$\alpha_{пс} = 5,9\%$  – нормы отчислений на обслуживание и ремонты подстанций [16].

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (2.46)$$

где  $C_0 = 0,16768$  тыс. руб./( $\text{МВт}\cdot\text{ч}$ ) – одноставочный тариф на электроэнергию для сетевых организаций, покупающих электроэнергию с целью компенсации потерь электроэнергии на территории ХМАО – Югры у гарантирующего поставщика АО «Газпром энергосбыт Тюмень» на 2020 год [17].

Эксплуатационные издержки электрической сети четырех рассматриваемых вариантов определены с помощью табл. 2.44.

Таблица 2.44

#### Эксплуатационные издержки электрической сети

Вариант	$I_{ам}$ , тыс. руб.	$I_{рз}$ , тыс. руб.	$I_{\Delta W}$ , тыс. руб.	$I$ , тыс. руб.
1	185301	202403	3604	391307
2	189513	198922	2928	391363
3	189513	198922	2945	391380
4	193032	195302	3679	392012

Таким образом, в данном пункте определены эксплуатационные издержки в электрической сети четырех рассматриваемых вариантов.

#### 2.5.9.4. Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых эксплуатационных затрат, которые определяются с учетом капитальных вложений и эксплуатационных издержек.

Среднегодовые эксплуатационные затраты:

$$З = E \cdot K + I, \quad (2.47)$$

где  $E = 0,06$  – норма дисконтирования.

Среднегодовые эксплуатационные затраты в электрической сети для четырех рассматриваемых вариантов определены с помощью табл. 2.45.

Таблица 2.45

### Среднегодовые издержки электрической сети

Вариант	1	2	3	4
З, тыс. руб.	669258	675632	675649	681560

Таким образом, в данном пункте найдены среднегодовые эксплуатационные затраты в электрической сети для четырех рассматриваемых вариантов. Исходя из данных табл. 2.45 заметно, что среднегодовые эксплуатационные затраты первого варианта развития электрической сети являются наименьшими, следовательно, для дальнейших расчетов принимаем его.

### 2.5.10. Расчет и анализ установившихся режимов

Основной целью расчета режимов электрических сетей является определение режимных параметров, которые характеризуют условия работы оборудования сети и потребителей. Данными параметрами являются: уровни напряжения в узлах сети, значения мощностей, потерь мощности и токов в ветвях.

Исходными параметрами в расчетах режимов электрических сетей являются известные мощности подстанций и величины напряжений источников совместно с параметрами и взаимосвязью элементов сети, на основании которых составляется расчетная схема замещения.

#### 2.5.10.1. Составление эквивалентной схемы замещения

Для правильного учета параметров линии электропередачи схема замещения должна быть представлена подобно четырехполюсникам, что позволяет учитывать волновые процессы в протяженных линиях. Длина электромагнитной волны линии  $\lambda$  определяется при делении скорости распространения электромагнитных волн  $V = 300000$  км/сек на частоту тока  $f = 50$  Гц, иными словами  $\lambda = 300000/50 = 6000$  км. В реальности большая часть линий обладает меньшими длинами, поэтому в расчетах установившихся режимов их волновые процессы с распределенными параметрами не учитываются.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

При определении режимных параметров линий электропередач используется П-образная схема замещения, приведенная на рис. 1.5.

На практике, для удобства расчета режимов, используется упрощенная схема замещения, приведенная на рис. 2.6.

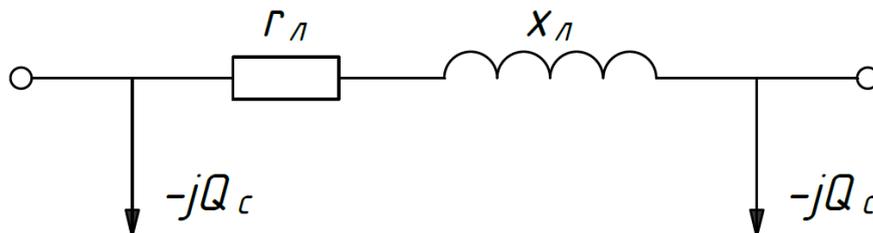


Рис. 2.6. Упрощенная схема замещения линий электропередачи

При определении режимных параметров двухобмоточных трансформаторов используется Г-образная схема замещения, приведенная на рис. 2.7.

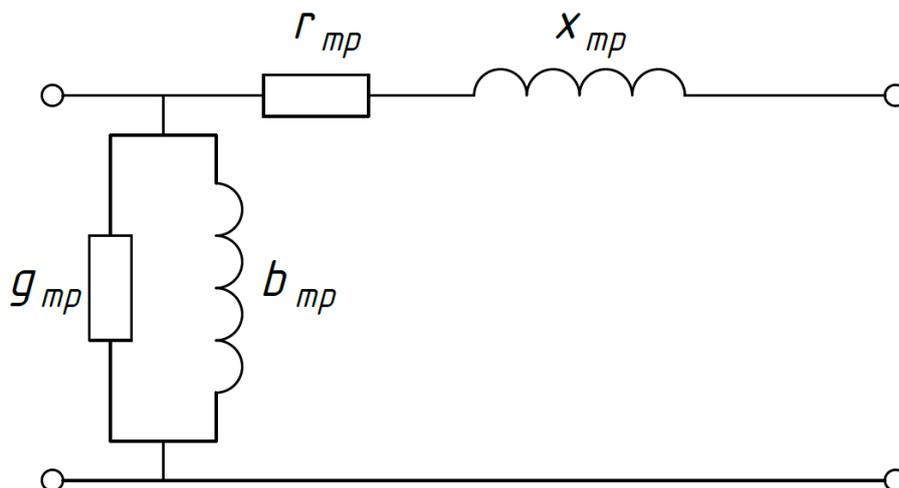


Рис. 2.7. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

На практике, для удобства расчета режимов, используется упрощенная схема замещения, приведенная на рис. 2.8.

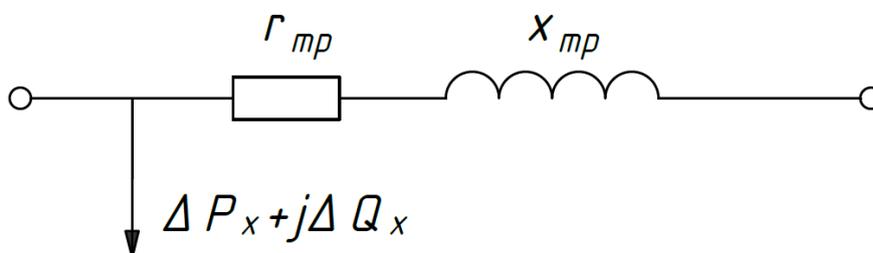


Рис. 2.8. Упрощенная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Схема замещения оптимального варианта развития электрической сети для максимального и минимального режимов приведена на рис. 2.9.

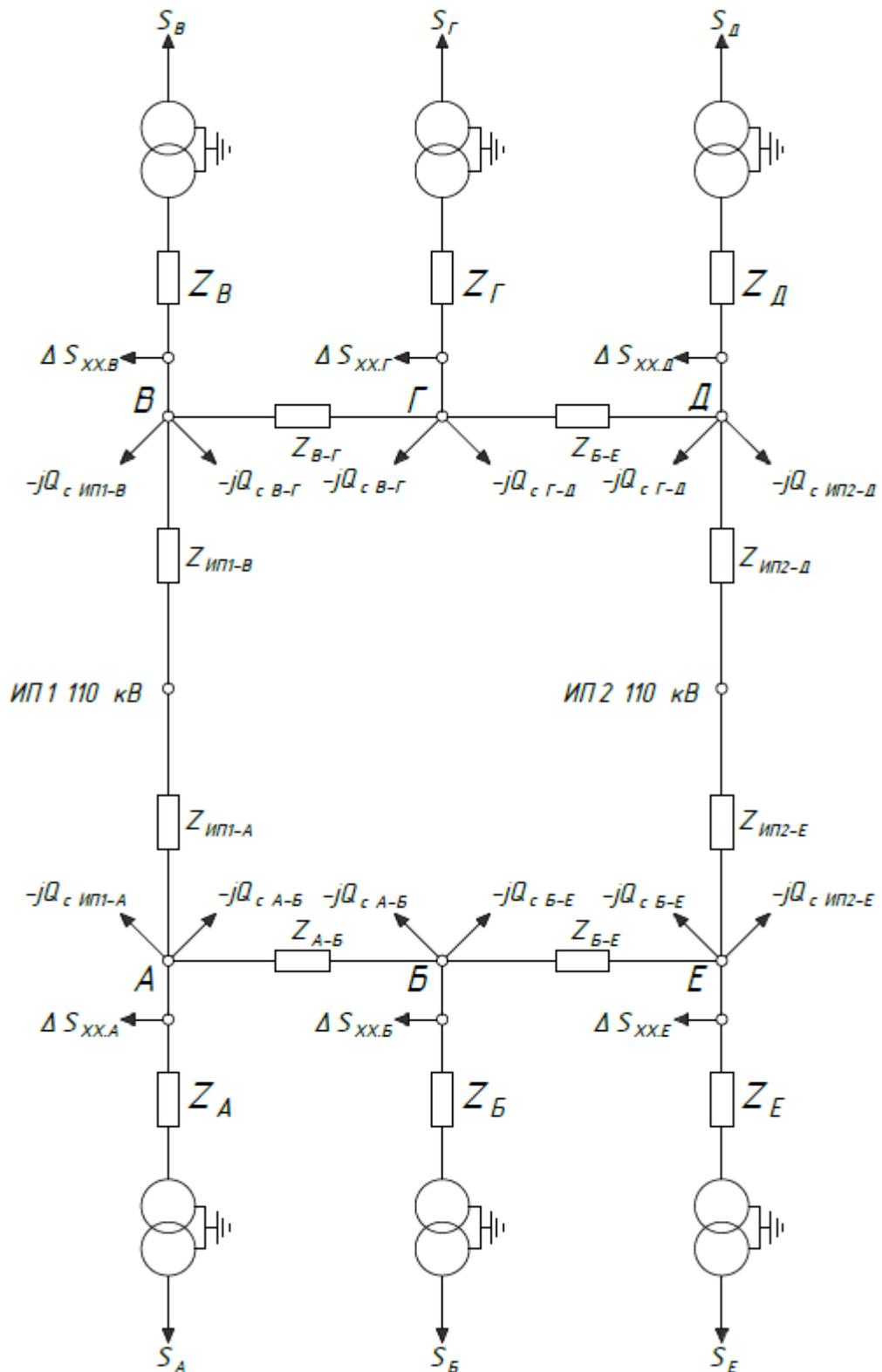


Рис. 2.9. Схема замещения оптимального варианта электрической сети для максимального и минимального режимов

Схема замещения оптимального варианта развития электрической сети для послеаварийного режима приведена на рис. 2.10.

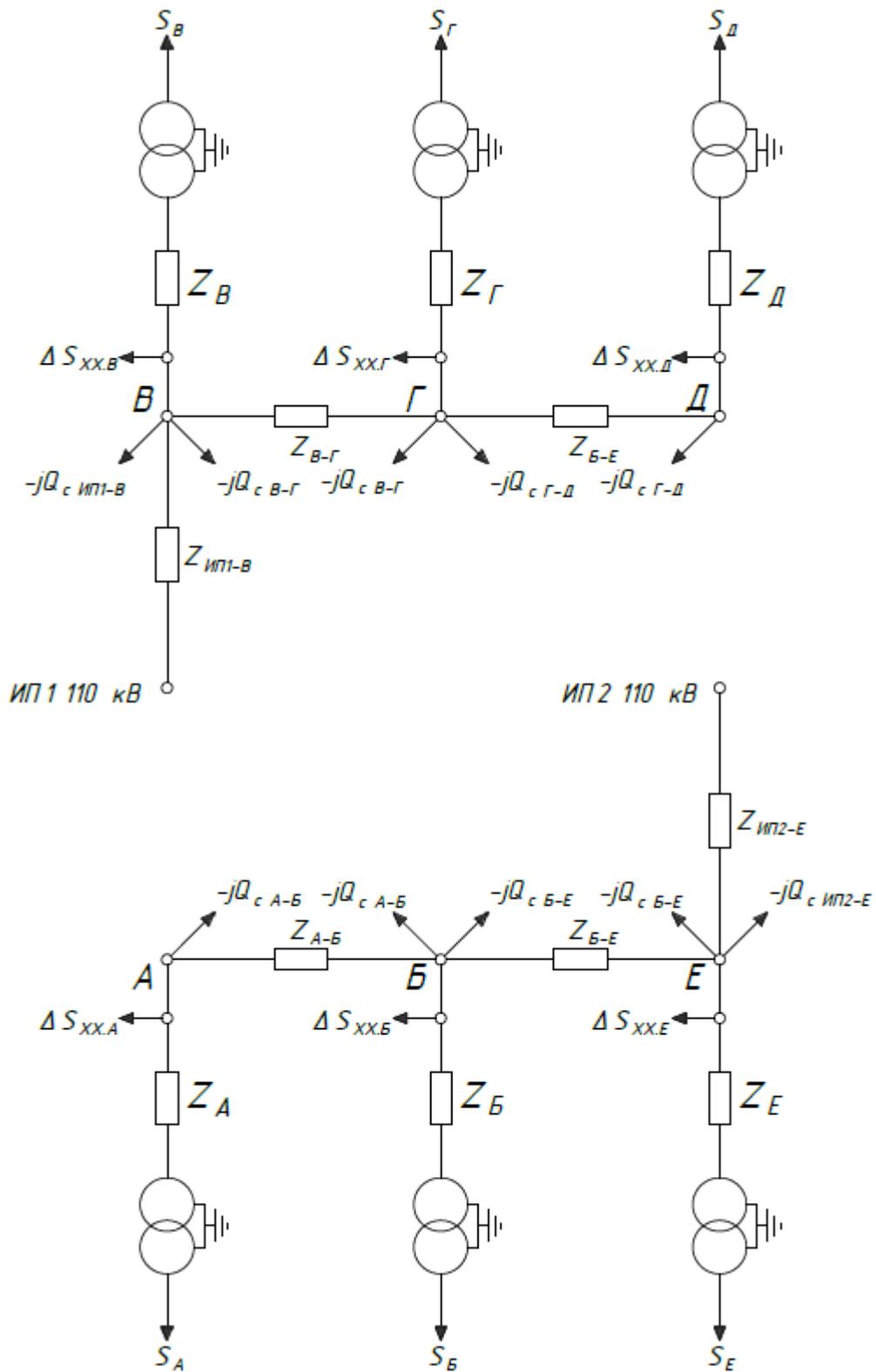


Рис. 2.10. Схема замещения оптимального варианта электрической сети для послеаварийного режима

Таким образом, в данном пункте приведены схемы замещения оптимального варианта развития электрической сети для расчета максимального, минимального и послеаварийного режимов.

### 2.5.10.2. Определение расчетных нагрузок

Производить расчет напряжений для схемы замещения достаточно сложно, в целях упрощения расчетов режимов электрических сетей используются расчетные нагрузки подстанций:

$$\underline{S}_p = \underline{S}_n + \Delta\underline{S}_{тр} + \Delta\underline{S}_x - Q_{c.bc}^H - Q_{c.ab}^K, \quad (2.48)$$

где  $\underline{S}_n$  – нагрузка рассматриваемой подстанции, МВА;

$\Delta\underline{S}_{тр}$  – потери в меди трансформатора, МВА;

$\Delta\underline{S}_x$  – потери в стали трансформатора, МВА;

$Q_{c.bc}^H$  – реактивная мощность, генерируемая в начале отходящей от подстанции линии b-c, Мвар;

$Q_{c.ab}^K$  – реактивная мощность, генерируемая в конце прилегающей к подстанции линии a-b, Мвар;

Реактивная мощность, генерируемая в линиях электропередачи:

$$Q_{c.l} = \frac{1}{2} \cdot U_{ном}^2 \cdot B_l^2, \quad (2.49)$$

где  $U_{нач}$  – начальное приближение напряжения для подстанций, кВ.

В качестве начальных приближений напряжений в узлах электрической сети используют номинальные напряжения, полученные в п. 2.5.2. В данном случае, для уменьшения объема документа, использованы начальные приближения, значения которых приближены к значениям напряжений ИП.

Напряжения на шинах источников питания определены согласно исходным данным с помощью табл. 2.46.

Таблица 2.46

#### Значения напряжений на шинах ИП

Режим	Максимальный	Минимальный	Послеаварийный
$U_{ИП1}$ , кВ	123,2	117,7	114,4
$U_{ИП2}$ , кВ	125,4	116,6	114,4

В качестве начального приближения напряжения для максимального режима принят 121,1 кВ, минимального 115,5 кВ, послеаварийного 106,15 кВ.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta \underline{S}_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{н}}^2}{U_{\text{нач}}^2} \cdot \underline{Z}_{\text{тр}}, \quad (2.50)$$

Расчетная мощность подстанции А в максимальном режиме:

$$Q_{\text{с.ИПП-А}}^{\text{макс}} = \frac{1}{2} \cdot (122,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 37,71 \cdot 10^{-6} = 0,28 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{с.А-Б}}^{\text{макс}} = \frac{1}{2} \cdot (122,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 32,4 \cdot 10^{-6} = 0,24 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{тр}}^{\text{макс}} = \frac{|32 + j11,12|^2}{122,1^2} \cdot (1,27 + j27,95) = 0,1 + j2,15 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{\text{р.А}}^{\text{макс}} = 32 + j11,12 + 0,1 + j2,15 + 0,24 + j0,35 - j0,28 - j0,24 = 32,34 + j13,62 \text{ МВА}.$$

Определение расчетных нагрузок подстанций в различных установившихся режимах приведено в табл. 2.47 – 2.49.

Таблица 2.47

#### Расчетные нагрузки ПС максимального режима

ПС	$\underline{S}_{\text{н}}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{\text{тр}}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{\text{х}}$ , МВА	$Q_{\text{с.аб}}^{\text{к}}$ , Мвар	$Q_{\text{с.бс}}^{\text{н}}$ , Мвар	$\underline{S}_{\text{р}}$ , МВА
А	$32 + j11,12$	$0,1 + j2,15$	$0,24 + j0,35$	0,28	0,24	$32,34 + j13,1$
Б	$28 + j9,8$	$0,13 + j2,56$	$0,17 + j0,22$	0,24	0,48	$28,3 + j11,87$
В	$42 + j14,76$	$0,17 + j3,72$	$0,24 + j0,35$	0,4	0,23	$42,41 + j18,19$
Г	$35 + j12,3$	$0,12 + j2,58$	$0,24 + j0,35$	0,23	0,38	$35,36 + j14,61$
Д	$34 + j12,06$	$0,11 + j2,44$	$0,24 + j0,35$	0,38	0,25	$34,35 + j14,22$
Е	$26 + j9,19$	$0,11 + j2,21$	$0,17 + j0,22$	0,28	0,48	$26,28 + j10,88$

Таблица 2.48

#### Расчетные нагрузки ПС минимального режима

ПС	$\underline{S}_{\text{н}}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{\text{тр}}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{\text{х}}$ , МВА	$Q_{\text{с.аб}}^{\text{к}}$ , Мвар	$Q_{\text{с.бс}}^{\text{н}}$ , Мвар	$\underline{S}_{\text{р}}$ , МВА
А	$27,2 + j9,51$	$0,08 + j1,74$	$0,24 + j0,35$	0,25	0,22	$27,52 + j11,6$
Б	$23,8 + j8,3$	$0,1 + j2,06$	$0,17 + j0,22$	0,22	0,43	$24,07 + j10,59$
Д	$28,9 + j10,21$	$0,09 + j1,97$	$0,24 + j0,35$	0,22	0,34	$29,23 + j12,52$
Е	$22,1 + j7,92$	$0,09 + j1,79$	$0,17 + j0,22$	0,25	0,43	$22,36 + j9,94$
В	$35,7 + j12,64$	$0,14 + j3$	$0,24 + j0,35$	0,36	0,21	$36,08 + j15,99$
Г	$29,75 + j10,39$	$0,09 + j2,08$	$0,24 + j0,35$	0,21	0,34	$30,08 + j12,83$

### Расчетные нагрузки ПС послеаварийного режима

ПС	$S_n$ , МВА	$\Delta S_{гр}$ , МВА	$\Delta S_x$ , МВА	$Q_{c.ab}^k$ , МВар	$Q_{c.bc}^H$ , МВар	$S_p$ , МВА
А	$32 + j11,12$	$0,13 + j2,85$	$0,24 + j0,35$	0,18	–	$32,37 + j14,13$
Б	$28 + j9,8$	$0,17 + j3,39$	$0,17 + j0,22$	0,37	0,18	$28,34 + j12,86$
В	$42 + j14,76$	$0,22 + j4,92$	$0,24 + j0,35$	0,3	0,18	$42,46 + j19,55$
Г	$35 + j12,3$	$0,16 + j3,41$	$0,24 + j0,35$	0,18	0,29	$35,4 + j15,6$
Д	$34 + j12,06$	$0,15 + j3,23$	$0,24 + j0,35$	–	0,29	$34,39 + j15,35$
Е	$26 + j9,19$	$0,15 + j2,93$	$0,17 + j0,22$	0,21	0,37	$26,32 + j11,76$

Таким образом, в данном пункте произведены расчеты расчетных мощностей подстанций оптимального варианта развития электрической сети.

### 2.5.10.3. Расчет максимального режима

Расчет режима в программном комплексе MathCAD 15 с описанием порядка расчета приведены в Приложении 1. Результаты расчета режима приведены в табл. 2.50 – 2.51.

Таблица 2.50

### Потоки мощностей и токи в ЛЭП

Линия	$P_{ик}^H + Q_{ик}^H$ , МВА	$\Delta P_{ик} + \Delta Q_{ик}$ , МВА	$P_{ик}^k + Q_{ик}^k$ , МВА	$I$ , А
ИП1-А	$45,02 + j12,79$	$0,23 + j0,78$	$44,79 + j12$	219,33
А-Б	$12,43 - j1,1$	$0,02 + j0,05$	$12,4 - j1,15$	59,01
Б-Е	$16,01 + j13,29$	$0,13 + j0,28$	$15,87 + j13,01$	98,48
ИП2-Е	$42,54 + j25,02$	$0,26 + j0,86$	$42,29 + j24,15$	227,23
ИП1-В	$50,86 + j16,6$	$0,42 + j1,43$	$50,43 + j15,17$	250,71
В-Г	$8,01 - j3,03$	$0,02 + j0,03$	$7,99 - j3,05$	40,76
Г-Д	$27,62 + j18,23$	$0,27 + j0,57$	$27,35 + j17,67$	157,56
ИП2-Д	$62,44 + j34,04$	$0,47 + j1,6$	$61,97 + j32,45$	327,43

Таблица 2.51

### Напряжения в узлах без учета регулирования

Линия	$U_{инп}$ , кВ	ПС	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ
ИП1	123,2	А	122,06	10,86
ИП2	125,4	Б	121,97	11,24
		В	121,26	10,68
		Г	121,26	10,75
		Д	123,38	10,96
		Е	123,78	11,45
		Е	123,78	11,45

Таким образом, в данном пункте произведен расчет максимального режима оптимального варианта развития электрической сети.

### 2.5.10.4. Расчет минимального режима

Расчет режима в программном комплексе MathCAD 15 с описанием порядка расчета приведены в Приложении 2. Результаты расчета режима приведены в табл. 2.52 – 2.53.

Таблица 2.52

#### Потоки мощностей и токи в ЛЭП

Линия	$P_{ik}^H + Q_{ik}^H$ , МВА	$\Delta P_{ik} + \Delta Q_{ik}$ , МВА	$P_{ik}^K + Q_{ik}^K$ , МВА	$I$ , А
ИП1-А	42,74 + j22,08	0,27 + j0,92	42,47 + j21,16	235,97
А-Б	14,95 + j10,02	0,06 + j0,12	14,89 + j9,9	89,51
Е-Б	9,18 + j0,1	0,03 + j0,06	9,15 + j0,04	45,81
ИП2-Е	31,7 + j9,8	0,13 + j0,44	31,57 + j9,36	164,3
ИП2-Е	31,7 + j9,8	0,13 + j0,44	31,57 + j9,36	164,3
ИП1-В	48,06 + j25,16	0,48 + j1,62	47,58 + j23,54	266,12
В-Г	11,5 + j8,11	0,05 + j0,08	11,45 + j8,04	70,58
Г-Д	18,74 + j4,45	0,1 + j0,22	18,63 + j4,24	97,19
ИП2-Д	48,24 + j17,35	0,28 + j0,94	47,97 + j16,41	253,86

Таблица 2.53

#### Напряжения в узлах без учета регулирования

Линия	$U_{нп}$ , кВ	ПС	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ
ИП1	117,7	А	116,11	10,35
ИП2	116,6	Б	115,35	10,66
		В	115,16	10,16
		Г	114,4	10,16
		Д	115,3	10,25
		Е	115,75	10,71

Таким образом, в данном пункте произведен расчет минимального режима оптимального варианта развития электрической сети.

### 2.5.10.5. Расчет послеаварийного режима

Расчет режима в программном комплексе MathCAD 15 с описанием порядка расчета приведены в Приложении 3. Результаты расчета режима приведены в табл. 2.54 – 2.55.

Таблица 2.54

#### Потоки мощностей и токи в ЛЭП

№	Линия	$P_{ik}^H + Q_{ik}^H$ , МВА	$\Delta P_{ik} + \Delta Q_{ik}$ , МВА	$P_{ik}^K + Q_{ik}^K$ , МВА	$I$ , А
1	Б-А	32,37 + j14,13	0,26 + j0,56	32,63 + j14,69	195,98
2	Е-Б	62,86 + j31,56	1,89 + j4,01	60,97 + j27,55	366,19

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист 69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№	Линия	$P_{ik}^H + Q_{ik}^H$ , МВА	$\Delta P_{ik} + \Delta Q_{ik}$ , МВА	$P_{ik}^K + Q_{ik}^K$ , МВА	$I$ , А
3	Б-А	$32,37 + j14,13$	$0,26 + j0,56$	$32,63 + j14,69$	195,98
4	Е-Б	$62,86 + j31,56$	$1,89 + j4,01$	$60,97 + j27,55$	366,19
5	ИП2-Е	$90,58 + j48,06$	$1,4 + j4,74$	$89,18 + j43,32$	517,52
6	ИП1-В	$117,91 + j65,22$	$3,25 + j10,97$	$114,66 + j54,25$	680,04
7	В-Г	$72,2 + j34,7$	$1,94 + j2,75$	$70,25 + j31,95$	428,71
8	Г-Д	$34,86 + j16,35$	$0,47 + j1,0$	$34,39 + j15,35$	214,23

Таблица 2.55

### Напряжения в узлах без учета регулирования

Линия	$U_{нп}$ , кВ	ПС	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ
ИП1	114,4	А	104	9,15
ИП2	114,4	Б	105,43	9,58
		В	107,88	9,39
		Г	103,77	9,09
		Д	101,27	8,86
		Е	115,75	10,71

Таким образом, в данном пункте произведен расчет послеаварийного режима оптимального варианта развития электрической сети.

### 2.5.10.6. Регулирование напряжения в сети

Напряжения на шинах НН (низшего напряжения) подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, необходимо их регулирование. По конструкции различают два типа силовых трансформаторов: при переключении ответвлений без возбуждения и с наличием РПН (регулирования под нагрузкой).

РПН трансформаторов является автоматическим устройством, состоящим из следующих элементов: контактора, избирателя, токоограничивающего резистора и приводного механизма. Действие РПН заключено в изменении положения рабочего ответвления витков обмотки ВН (высшего напряжения), что приводит к изменению коэффициента трансформации трансформатора.

РПН устанавливается в силовых трансформаторах с напряжением  $\geq 35$  кВ и размещается в нейтрали обмотки ВН, так как в данной обмотке значения силы тока меньше по сравнению с током обмотки НН. Такой способ регулирования позволяет осуществлять переключения с уменьшенными затратами при высокой надежности оборудования.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист 70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В упрощенном виде схема переключений ответвлений РПН двухобмоточного трансформатора представлена на рис. 2.11.

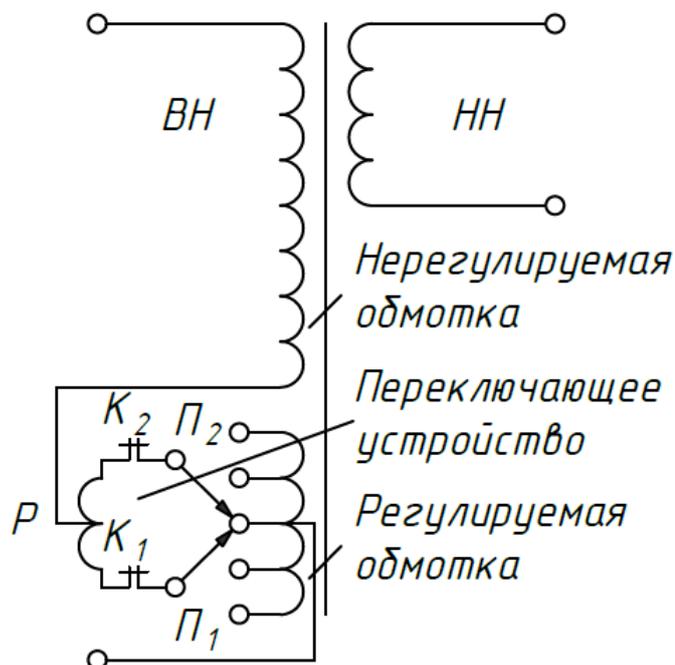


Рис. 2.11. Упрощенная схема переключений ответвлений РПН двухобмоточного трансформатора

В среднем положении переключателя отпаяк (на номинальном ответвлении) трансформатор работает с номинальным коэффициентом трансформации. В других положениях (на других ответвлениях) коэффициент трансформации уменьшается или увеличивается в зависимости от согласного или встречного с витками основной обмотки включения дополнительных витков.

Желаемый коэффициент трансформации:

$$k_{\text{жел}} = \frac{U_{\text{нн}}^{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}^{\text{жел}}}; \quad (2.51)$$

где  $U_{\text{нн}}^{\text{вн}}$  – напряжение на стороне НН, приведенное к стороне ВН, кВ;

$U_{\text{нн}}^{\text{жел}}$  – желаемое напряжение на стороне НН, кВ;

Желаемый номера отпайки РПН:

$$n_{\text{жел}} = \left( \frac{k_{\text{жел}}}{k_{\text{тр}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t}, \quad (2.52)$$

где  $t$  – шаг регулирования устройства РПН трансформатора.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полученное желаемое значение номера отпайки округляется до ближайшего целого значения.

Фактическое напряжение на шине НН подстанций полученные в результате регулирования:

$$U_{\text{нн}}^{\text{ф}} = \frac{U_{\text{нн}}^{\text{вн}}}{k_{\text{тр}} \cdot (1 + n \cdot t)} \quad (2.53)$$

Фактический номер ответвления РПН:

$$n_{\text{факт}} = n_0 - n, \quad (2.54)$$

где  $n_0$  – номер ответвления РПН, соответствующий номинальному напряжению трансформатора.

Расчет номеров отпайки РПН трансформаторов и достигнутые с их помощью напряжения на стороне НН подстанций приведены в Приложениях 1-3.

Вычисленные номера отпайки РПН и достигнутые с их помощью напряжения на стороне НН подстанций приведены в табл. 2.56.

Таблица 2.56

### Регулирование напряжения с помощью РПН

№	ПС	$U_{\text{нн}}$ до регулирования, кВ	$U_{\text{жел}}$ , кВ	Номер отпайки РПН	Номер отпайки линейного регулятора	$U_{\text{нн}}$ после регулирования, кВ
1	Максимальный режим					
2	А	10,86	10,2	6	–	10,14
3	Б	11,24	10,8	8	–	10,86
4	В	10,68	10,6	10	–	10,68
5	Г	10,75	10,4	8	–	10,38
6	Д	10,96	10,72	9	–	10,77
7	Е	11,45	10,6	5	–	10,51
8	Минимальный режим					
9	А	10,35	10,2	9	–	10,16
10	Б	10,66	10,8	11	–	10,85
11	В	10,16	10,6	12	–	10,54
12	Г	10,16	10,4	11	–	10,34
13	Д	10,25	10,72	12	–	10,63
14	Е	10,71	10,6	9	–	10,53
15	Послеаварийный режим					
16	А	9,15	10,2	16	–	10,25
17	Б	9,58	10,8	16	–	10,72

№	ПС	$U_{\text{нн до}}$ регулирующего, кВ	$U_{\text{жел,}}$ кВ	Номер отпайки РПН	Номер отпайки линейного регулятора	$U_{\text{нн после}}$ регулирующего, кВ
18	В	9,39	10,6	16	–	10,51
19	Г	9,09	10,4	17	–	10,38
20	Д	8,86	10,72	19	11	10,72
21	Е	10,15	10,6	12	–	10,53

Таким образом, в данном пункте произведены расчеты номеров отпайки РПН и определены фактические напряжения на стороне НН подстанций оптимального варианта развития электрической сети.

### 2.5.11. Проверка расчета режимов с помощью RastrWin3

Большая размерность и сложность задачи и необходимость ее многократного решения при высокой скорости и надежности получения решения, обуславливают использование программно-вычислительных комплексов в качестве эффективного решения вопросов проектирования электрических сетей.

Расчет и анализ установившихся режимов для реальных электрических сетей и систем передачи и распределения электроэнергии, содержащих множество линий электропередач и подстанций, производится на базе программно-вычислительных комплексов персональных компьютеров.

В число данных программно-вычислительных комплексов входит RastrWin3, позволяющий проводить расчеты установившихся режимов электрических систем произвольного размера и сложности при любом классе напряжения. Полный расчет всех электрических параметров режимов: токи, напряжения, потоки мощностей и их потери во всех узлах и ветвях электрической сети.

#### 2.5.11.1. Задание исходных данных режимов

Команды открытия диалоговых окон для работы с текстовой и графической информацией сосредоточены в меню «Открыть». Выберем меню «Открыть-Узлы-Узлы» и «Открыть-Ветви-Ветви». На экране откроются окна, содержащие пустые таблицы для ввода параметров узлов и ветвей. Ввод параметров электрической сети представлен на рис. 2.12 – 2.17.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
1	<input type="checkbox"/>		База	10	ИП1	110							123,2
2	<input type="checkbox"/>		База	20	ИП2	110							125,4
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ПС А вн	110							
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС А нн	10			32,0	11,1			
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Б вн	110							
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Б нн	10			28,0	9,8			
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС В вн	110							
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ПС В нн	10			42,0	14,8			
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Г вн	110							
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	ПС Г нн	10			35,0	12,3			
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Д вн	110							
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ПС Д нн	10			34,0	12,1			
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Е вн	110							
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	66	ПС Е нн	10			26,0	9,2			
	<input type="checkbox"/>												

Рис. 2.12. Таблица «узлы» максимального режима

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	1			ИП1 - ПС А вн	1,61	5,44	-37,7		
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС А вн - ПС Б вн	2,38	5,04	-32,4		
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	3			ИП1 - ПС В вн	2,28	7,68	-53,3		
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ПС В вн - ПС Г вн	3,67	5,21	-31,3		
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	5			ИП2 - ПС Д вн	1,44	4,86	-33,7		
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	6			ИП2 - ПС Е вн	1,61	5,44	-37,7		
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			ПС Г вн - ПС Д вн	3,76	7,97	-51,2		
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	6			ПС Б вн - ПС Е вн	4,75	10,08	-64,8		
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	11			ПС А вн - ПС А нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	22			ПС Б вн - ПС Б нн	2,19	43,35	16,9	2,9	0,096
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	33			ПС В вн - ПС В нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	44			ПС Г вн - ПС Г нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	55			ПС Д вн - ПС Д нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	66			ПС Е вн - ПС Е нн	2,19	43,35	16,9	2,9	0,096
	<input type="checkbox"/>												

Рис. 2.13. Таблица «ветви» максимального режима

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
1	<input type="checkbox"/>		База	10	ИП1	110							117,7
2	<input type="checkbox"/>		База	20	ИП2	110							116,6
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ПС А вн	110							
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС А нн	10			27,2	9,5			
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Б вн	110							
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Б нн	10			23,8	8,3			
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС В вн	110							
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ПС В нн	10			35,7	12,4			
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Г вн	110							
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	ПС Г нн	10			29,8	10,4			
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Д вн	110							
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ПС Д нн	10			28,9	10,2			
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Е вн	110							
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	66	ПС Е нн	10			22,1	7,9			
	<input type="checkbox"/>												

Рис. 2.14. Таблица «узлы» минимального режима

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	▲
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	1			ИП1 - ПС А вн	1,61	5,44	-37,7			
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС А вн - ПС Б вн	2,38	5,04	-32,4			
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	3			ИП1 - ПС В вн	2,28	7,68	-53,3			
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ПС В вн - ПС Г вн	3,67	5,21	-31,3			
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	5			ИП2 - ПС Д вн	1,44	4,86	-33,7			
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	6			ИП2 - ПС Е вн	1,61	5,44	-37,7			
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			ПС Г вн - ПС Д вн	3,76	7,97	-51,2			
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	6			ПС Б вн - ПС Е вн	4,75	10,08	-64,8			
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	11			ПС А вн - ПС А нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	44			ПС Г вн - ПС Г нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,096	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	66			ПС Е вн - ПС Е нн	2,19	43,35	16,9	2,9	0,091	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	33			ПС В вн - ПС В нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	55			ПС Д вн - ПС Д нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,091	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	22			ПС Б вн - ПС Б нн	2,19	43,35	16,9	2,9	0,096	
	<input checked="" type="checkbox"/>													

Рис. 2.15. Таблица «ветви» минимального режима

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
1	<input type="checkbox"/>		База	10	ИП1	110							114,4
2	<input type="checkbox"/>		База	20	ИП2	110							114,4
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ПС А вн	110							
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	ПС А нн	10			32,0	11,1			
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС Б вн	110							
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС Б нн	10			28,0	9,8			
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ПС В вн	110							
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	ПС В нн	10			42,0	14,8			
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ПС Г вн	110							
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	ПС Г нн	10			35,0	12,3			
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	ПС Д вн	110							
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	55	ПС Д нн	10			34,0	12,1			
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	ПС Е вн	110							
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	66	ПС Е нн	10			26,0	9,2			
	<input checked="" type="checkbox"/>												

Рис. 2.16. Таблица «узлы» послеаварийного режима

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			ПС А вн - ПС Б вн	2,38	5,04	-32,4		
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	10	3			ИП1 - ПС В вн	2,28	7,68	-53,3		
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ПС В вн - ПС Г вн	3,67	5,21	-31,3		
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	20	6			ИП2 - ПС Е вн	1,61	5,44	-37,7		
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			ПС Г вн - ПС Д вн	3,76	7,97	-51,2		
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	6			ПС Б вн - ПС Е вн	4,75	10,08	-64,8		
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	11			ПС А вн - ПС А нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,102
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	22			ПС Б вн - ПС Б нн	2,19	43,35	16,9	2,9	0,107
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	33			ПС В вн - ПС В нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,102
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	44			ПС Г вн - ПС Г нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,104
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	55			ПС Д вн - ПС Д нн	1,27	27,95	26,5	4,1	0,110
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	66			ПС Е вн - ПС Е нн	2,19	43,35	16,9	2,9	0,099
	<input checked="" type="checkbox"/>												

Рис. 2.17. Таблица «ветви» послеаварийного режима

Таким образом, в данном пункте заданы параметры оптимального варианта развития электрической сети в программном комплексе RastrWin3.

## 2.5.11.2. Результаты расчета режимов

Для выполнения расчета режимов нужно перейти в меню «Расчет» и выбрать команду «Режим». В процессе расчета в протокол выдается таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона. Результаты расчета представлены на рисунках 2.18 – 2.20.

		O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
		O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	<input checked="" type="checkbox"/>			10	ИП1	123,20				94,3	28,2	123,2			
2	<input type="checkbox"/>			1	ПС А вн	122,1	-0,8	-44	-12	0,22	0,76	215		-0,57	
3	<input type="checkbox"/>			3	ПС В вн	121,3	-1,3	-50	-16	0,42	1,41	246		-0,80	
4	<input checked="" type="checkbox"/>			20	ИП2	125,40				106,0	61,0	125,4			
5	<input type="checkbox"/>			5	ПС Д вн	123,3	-0,9	-63	-35	0,48	1,61	332		-0,52	
6	<input type="checkbox"/>			6	ПС Е вн	123,7	-0,7	-43	-26	0,26	0,88	231		-0,59	
7	<input checked="" type="checkbox"/>			1	ПС А вн	122,09	-0,84								
8	<input type="checkbox"/>			10	ИП1	123,2	0,8	44	12	0,22	0,76	216		-0,57	
9	<input type="checkbox"/>			2	ПС Б вн	121,9	-0,2	-12	2	0,02	0,05	57		-0,48	
10	<input type="checkbox"/>			11	ПС А нн	10,1	-3,5	-32	-14	0,10	2,27	165	0,06	0,39	
11	<input checked="" type="checkbox"/>			11	ПС А нн	10,11	-4,32	32,0	11,1						
12	<input type="checkbox"/>			1	ПС А вн	122,1	3,5	32	11	0,10	2,27	1935	0,06	0,39	
13	<input checked="" type="checkbox"/>			2	ПС Б вн	121,93	-1,09								
14	<input type="checkbox"/>			1	ПС А вн	122,1	0,2	12	-2	0,02	0,05	56		-0,48	
15	<input type="checkbox"/>			6	ПС Е вн	123,7	0,4	16	14	0,15	0,31	103		-0,98	
16	<input type="checkbox"/>			22	ПС Б нн	10,8	-4,8	-28	-13	0,14	2,77	147	0,04	0,25	
17	<input checked="" type="checkbox"/>			22	ПС Б нн	10,80	-5,87	28,0	9,8						
18	<input type="checkbox"/>			2	ПС Б вн	121,9	4,8	28	10	0,14	2,77	1586	0,04	0,25	
19	<input checked="" type="checkbox"/>			3	ПС В вн	121,28	-1,33								
20	<input type="checkbox"/>			10	ИП1	123,2	1,3	50	15	0,42	1,41	248		-0,80	
21	<input type="checkbox"/>			4	ПС Г вн	121,2	-0,2	-7	4	0,02	0,02	39		-0,46	
22	<input type="checkbox"/>			33	ПС В нн	10,6	-4,7	-42	-19	0,18	4,06	221	0,06	0,39	
23	<input checked="" type="checkbox"/>			33	ПС В нн	10,64	-6,01	42,0	14,8						
24	<input type="checkbox"/>			3	ПС В вн	121,3	4,7	42	15	0,18	4,06	2418	0,06	0,39	
25	<input checked="" type="checkbox"/>			4	ПС Г вн	121,22	-1,53								
26	<input type="checkbox"/>			3	ПС В вн	121,3	0,2	7	-4	0,02	0,02	38		-0,46	
27	<input type="checkbox"/>			5	ПС Д вн	123,3	0,6	28	19	0,29	0,61	161		-0,77	
28	<input type="checkbox"/>			44	ПС Г нн	10,4	-3,9	-35	-15	0,13	2,78	183	0,06	0,39	
29	<input checked="" type="checkbox"/>			44	ПС Г нн	10,35	-5,40	35,0	12,3						
30	<input type="checkbox"/>			4	ПС Г вн	121,2	3,9	35	12	0,13	2,78	2069	0,06	0,39	
31	<input checked="" type="checkbox"/>			5	ПС Д вн	123,32	-0,95								
32	<input type="checkbox"/>			20	ИП2	125,4	0,9	63	34	0,48	1,61	333		-0,52	
33	<input type="checkbox"/>			4	ПС Г вн	121,2	-0,6	-28	-19	0,29	0,61	159		-0,77	
34	<input type="checkbox"/>			55	ПС Д нн	10,8	-3,6	-34	-15	0,11	2,53	175	0,06	0,40	
35	<input checked="" type="checkbox"/>			55	ПС Д нн	10,79	-4,57	34,0	12,1						
36	<input type="checkbox"/>			5	ПС Д вн	123,3	3,6	34	12	0,11	2,53	1930	0,06	0,40	
37	<input checked="" type="checkbox"/>			6	ПС Е вн	123,72	-0,71								
38	<input type="checkbox"/>			20	ИП2	125,4	0,7	43	26	0,26	0,88	232		-0,59	
39	<input type="checkbox"/>			2	ПС Б вн	121,9	-0,4	-17	-14	0,15	0,31	100		-0,98	
40	<input type="checkbox"/>			66	ПС Е нн	10,5	-4,3	-26	-12	0,12	2,31	134	0,04	0,26	
41	<input checked="" type="checkbox"/>			66	ПС Е нн	10,52	-5,00	26,0	9,2						
42	<input type="checkbox"/>			6	ПС Е вн	123,7	4,3	26	9	0,12	2,31	1513	0,04	0,26	

Рис. 2.18. Таблица «узлы+ветви» максимального режима

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	10	ИП1	117,70				90,8	47,2	117,7			
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС А вн	116,1	-0,8	-43	-22	0,27	0,91	236		-0,52	
3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	ПС Б вн	115,1	-1,3	-48	-25	0,49	1,64	266		-0,72	
4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	20	ИП2	116,60				79,1	26,9	116,6			
5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	115,3	-0,9	-48	-17	0,27	0,93	252		-0,45	
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	115,7	-0,7	-31	-10	0,13	0,43	162		-0,51	
7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	ПС А вн	116,09	-0,82								
8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	ИП1	117,7	0,8	42	22	0,27	0,91	237		-0,52	
9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	115,3	-0,2	-15	-10	0,06	0,12	90		-0,43	
10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	ПС А нн	10,2	-3,3	-27	-12	0,08	1,81	148	0,06	0,36	
11	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	11	ПС А нн	10,19	-4,08	27,2	9,5						
12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС А вн	116,1	3,3	27	10	0,08	1,81	1632	0,06	0,36	
13	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	115,34	-1,04								
14	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС А вн	116,1	0,2	15	10	0,06	0,12	91		-0,43	
15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	115,7	0,4	9		0,03	0,06	45		-0,86	
16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	22	ПС Б нн	10,8	-4,5	-24	-11	0,11	2,22	131	0,04	0,23	
17	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	22	ПС Б нн	10,79	-5,57	23,8	8,3						
18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	115,3	4,5	24	8	0,11	2,22	1348	0,04	0,23	
19	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	ПС В вн	115,14	-1,32								
20	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	ИП1	117,7	1,3	48	24	0,49	1,64	268		-0,72	
21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	114,4	-0,1	-12	-8	0,06	0,08	71		-0,41	
22	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	33	ПС В нн	10,6	-4,4	-36	-16	0,15	3,22	197	0,05	0,35	
23	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	33	ПС В нн	10,57	-5,71	35,7	12,4						
24	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	ПС В вн	115,1	4,4	36	12	0,15	3,22	2064	0,05	0,35	
25	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	114,39	-1,45								
26	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	ПС В вн	115,1	0,1	12	8	0,06	0,08	72		-0,41	
27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	115,3	0,6	18	5	0,10	0,22	95		-0,68	
28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	44	ПС Г нн	10,3	-3,7	-30	-13	0,10	2,25	165	0,05	0,35	
29	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	44	ПС Г нн	10,34	-5,14	29,8	10,4						
30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	114,4	3,7	30	10	0,10	2,25	1762	0,05	0,35	
31	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	115,29	-0,88								
32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	20	ИП2	116,6	0,9	48	17	0,27	0,93	252		-0,45	
33	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	114,4	-0,6	-18	-4	0,10	0,22	95		-0,68	
34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	55	ПС Д нн	10,8	-3,5	-29	-13	0,09	2,09	159	0,05	0,35	
35	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	55	ПС Д нн	10,77	-4,40	28,9	10,2						
36	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	115,3	3,5	29	10	0,09	2,09	1643	0,05	0,35	
37	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	115,71	-0,66								
38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	20	ИП2	116,6	0,7	31	10	0,13	0,43	163		-0,51	
39	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	115,3	-0,4	-9		0,03	0,06	45		-0,86	
40	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	66	ПС Е нн	10,5	-4,2	-22	-10	0,10	1,91	122	0,04	0,23	
41	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	66	ПС Е нн	10,52	-4,82	22,1	7,9						
42	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	115,7	4,2	22	8	0,10	1,91	1288	0,04	0,23	

Рис. 2.19. Таблица «узлы+ветви» минимального режима

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	10	ИП1	114,40				117,4	66,2	114,4			
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	ПС В вн	107,8	-3,5	-117	-66	3,17	10,68	680		-0,66	
3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	20	ИП2	114,40				90,0	48,1	114,4			
4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	110,9	-1,9	-90	-48	1,28	4,34	515		-0,48	
5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	ПС А вн	103,92	-4,87								
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	105,4	0,7	32	15	0,27	0,58	196		-0,35	
7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	ПС А нн	10,2	-4,9	-32	-15	0,15	3,20	196	0,04	0,29	
8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	11	ПС А нн	10,20	-9,72	32,0	11,1						
9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС А вн	103,9	4,9	32	11	0,15	3,20	1 916	0,04	0,29	
10	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	105,36	-4,20								
11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС А вн	103,9	-0,7	-32	-15	0,27	0,58	195		-0,35	
12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	110,9	2,3	61	29	1,91	4,06	367		-0,76	
13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	22	ПС Б нн	10,7	-6,5	-28	-14	0,19	3,83	172	0,03	0,19	
14	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	22	ПС Б нн	10,68	-10,71	28,0	9,8						
15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	105,4	6,5	28	10	0,19	3,83	1 603	0,03	0,19	
16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	ПС В вн	107,79	-3,49								
17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	ИП1	114,4	3,5	114	56	3,17	10,68	682		-0,66	
18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	103,6	-1,2	-72	-36	2,04	2,90	430		-0,35	
19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	33	ПС В нн	10,5	-6,0	-42	-20	0,24	5,26	251	0,05	0,31	
20	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	33	ПС В нн	10,47	-9,48	42,0	14,8						
21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	ПС В вн	107,8	6,0	42	15	0,24	5,26	2 455	0,05	0,31	
22	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	103,63	-4,73								
23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	ПС В вн	107,8	1,2	70	33	2,04	2,90	431		-0,35	
24	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	101,1	-1,2	-35	-17	0,52	1,11	215		-0,54	
25	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	44	ПС Г нн	10,3	-5,4	-35	-16	0,18	3,90	217	0,04	0,28	
26	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	44	ПС Г нн	10,32	-10,10	35,0	12,3						
27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	103,6	5,4	35	12	0,18	3,90	2 074	0,04	0,28	
28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	101,08	-5,89								
29	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	ПС Г вн	103,6	1,2	34	16	0,52	1,11	216		-0,54	
30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	55	ПС Д нн	10,7	-5,5	-34	-16	0,18	3,89	216	0,04	0,27	
31	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	55	ПС Д нн	10,67	-11,38	34,0	12,1						
32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС Д вн	101,1	5,5	34	12	0,18	3,89	1 951	0,04	0,27	
33	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	110,89	-1,86								
34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	20	ИП2	114,4	1,9	89	44	1,28	4,34	516		-0,48	
35	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС Б вн	105,4	-2,3	-63	-32	1,91	4,06	366		-0,76	
36	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	66	ПС Е нн	10,5	-5,4	-26	-12	0,15	2,93	151	0,04	0,21	
37	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	66	ПС Е нн	10,50	-7,26	26,0	9,2						
38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	ПС Е вн	110,9	5,4	26	9	0,15	2,93	1 516	0,04	0,21	

Рис. 2.20. Таблица «узлы+ветви» послеаварийного режима

На основании сравнения данных, полученных с помощью ручного расчета и расчета в программном комплексе RastrWin3, сделано заключение, что напряжения на сторонах ВН и НН подстанций определены правильно, т.к. разница значений в максимальном, минимальном и послеаварийном режимах не превышает значения допустимого отклонения в 1%.

Таким образом, в данном пункте приведен расчет установившихся режимов оптимального варианта развития электрической сети в программном комплексе RastrWin3.

### 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИЧЕСКИХ И КОМПАКТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НА ОСНОВЕ РАЗРАБОТАННОЙ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 3.1. Определение параметров компактных линий электропередач

Согласно формулам (1.1) – (1.6) произведем расчет технических параметров участка ИП1-А при использовании компактных линий:

$$r_{\text{ИП1-А}} = 0,12 \cdot \frac{13,42}{1} = 1,61 \text{ Ом};$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{3000 \cdot 3000 \cdot 3000} = 3000 \text{ мм};$$

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{3000}{10,8}\right) + 0,0157 = 0,369 \text{ Ом/км};$$

$$x_{\text{ИП1-А}} = 0,36 \cdot \frac{13,42}{1} = 4,95 \text{ Ом};$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{3000}{10,8}} \cdot 10^{-6} = 3,1 \text{ мкСм/км};$$

$$b_{\text{ИП1-А}} = 3,1 \cdot 13,42 \cdot 1 = 41,63 \text{ мкСм}.$$

Значения технических параметров участков оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях приведены с помощью табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Технические параметры участков сети**

№	Участок	$r_0$ , Ом/км	$R_{\text{л}}$ , Ом	$D_{\text{ср}}$ , мм <sup>2</sup>	$x_0$ , Ом/км	$X_{\text{л}}$ , Ом	$b_0$ , мкСм/км	$B_{\text{л}}$ , мкСм
1	ИП1-А	0,12	1,61	3	0,369	4,95	3,1	41,63
2	А-Б	0,198	2,38	3	0,383	4,6	2,98	35,74
3	Б-Е	0,198	4,75	3	0,383	9,2	2,98	71,48
4	ИП2-Е	0,12	1,61	3	0,369	4,95	3,1	41,63

<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>		
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>		
<i>Конс.</i>				
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Белусов А.В.</i>		
<i>Исследование эффективности применения классических и компактных линий электропередач на основе разработанной районной электрической сети</i>				
			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>
				79
				11
<b>БГТУ им. В.Г. Шухова</b>				

№	Участок	$r_0$ , Ом/км	$R_{л}$ , Ом	$D_{ср}$ , мм <sup>2</sup>	$x_0$ , Ом/км	$X_{л}$ , Ом	$b_0$ , мкСм/км	$B_{л}$ , мкСм
5	ИП1-В	0,12	2,28	3	0,369	7,0	3,1	58,84
6	В-Г	0,306	3,67	3	0,398	4,78	2,86	34,35
7	Г-Д	0,198	3,76	3	0,383	7,27	2,98	56,5
8	ИП2-Д	0,12	1,44	3	0,369	4,43	3,1	37,22

Таким образом, в данном пункте произведен расчет технических параметров линий электропередач оптимального варианта развития электрической сети на базе компактного исполнения.

### 3.2. Расчет и анализ установившихся режимов оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях электропередачи

#### 3.2.1. Определение расчетных нагрузок узлов

Согласно формулам (2.48) и (2.49) вычислим расчетную нагрузку подстанции А для оптимального варианта развития электрической сети на основе компактных линий электропередач.

Расчетная нагрузка подстанции А в максимальном режиме:

$$Q_{с.ИП1-А}^{\max} = \frac{1}{2} \cdot (122,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 41,63 \cdot 10^{-6} = 0,31 \text{ МВар};$$

$$Q_{с.А-Б}^{\max} = \frac{1}{2} \cdot (122,1 \cdot 10^3)^2 \cdot 35,74 \cdot 10^{-6} = 0,27 \text{ МВар};$$

$$\underline{S}_{р.А}^{\max} = 32 + j11,12 + 0,1 + j2,15 + 0,24 + j0,35 - j0,31 - j0,27 = 32,34 + j13,04 \text{ МВА};$$

Определение расчетных нагрузок подстанций в различных установившихся режимах приведено в табл. 3.2 – 3.4

Таблица 3.2

#### Расчетные нагрузки максимального режима

№	ПС	$\underline{S}_н$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{гр}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_x$ , МВА	$Q_{с.ab}^k$ , Мвар	$Q_{с.bc}^h$ , Мвар	$\underline{S}_р$ , МВА
1	А	$32 + j11,12$	$0,1 + j2,15$	$0,24 + j0,35$	0,31	0,27	$32,34 + j13,04$
2	Б	$28 + j9,8$	$0,13 + j2,56$	$0,17 + j0,22$	0,24	0,53	$28,3 + j11,78$
3	В	$42 + j14,76$	$0,17 + j3,72$	$0,24 + j0,35$	0,44	0,26	$42,41 + j18,13$
4	Г	$35 + j12,3$	$0,12 + j2,58$	$0,24 + j0,35$	0,26	0,42	$35,36 + j14,55$
5	Д	$34 + j12,06$	$0,11 + j2,44$	$0,24 + j0,35$	0,42	0,28	$34,35 + j14,15$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Продолжение табл. 3.2

№	ПС	$\underline{S}_n$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{гр}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_x$ , МВА	$Q_{c.ab}^k$ , Мвар	$Q_{c.bc}^h$ , Мвар	$\underline{S}_p$ , МВА
6	Е	$26 + j9,19$	$0,11 + j2,21$	$0,17 + j0,22$	0,28	0,48	$26,28 + j10,78$

Таблица 3.3

### Расчетные нагрузки минимального режима

ПС	$\underline{S}_n$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{гр}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_x$ , МВА	$Q_{c.ab}^k$ , Мвар	$Q_{c.bc}^h$ , Мвар	$\underline{S}_p$ , МВА
А	$27,2 + j9,51$	$0,08 + j1,74$	$0,24 + j0,35$	0,28	0,24	$27,52 + j11,09$
Б	$23,8 + j8,3$	$0,1 + j2,06$	$0,17 + j0,22$	0,24	0,48	$24,07 + j9,87$
В	$35,7 + j12,64$	$0,14 + j3$	$0,24 + j0,35$	0,39	0,23	$36,08 + j15,99$
Г	$29,75 + j10,39$	$0,09 + j2,08$	$0,24 + j0,35$	0,23	0,38	$30,08 + j12,22$
Д	$28,9 + j10,21$	$0,09 + j1,97$	$0,24 + j0,35$	0,25	0,38	$29,23 + j12,52$
Е	$22,1 + j7,92$	$0,09 + j1,79$	$0,17 + j0,22$	0,28	0,48	$22,36 + j9,94$

Таблица 3.4

### Расчетные нагрузки послеаварийного режима

ПС	$\underline{S}_n$ , МВА	$\Delta \underline{S}_{гр}$ , МВА	$\Delta \underline{S}_x$ , МВА	$Q_{c.ab}^k$ , Мвар	$Q_{c.bc}^h$ , Мвар	$\underline{S}_p$ , МВА
А	$32 + j11,12$	$0,13 + j2,85$	$0,24 + j0,35$	0,2	–	$32,37 + j14,12$
Б	$28 + j9,8$	$0,17 + j3,39$	$0,17 + j0,22$	0,4	0,2	$28,34 + j12,81$
В	$42 + j14,76$	$0,22 + j4,92$	$0,24 + j0,35$	0,33	0,19	$42,46 + j19,5$
Г	$35 + j12,3$	$0,16 + j3,41$	$0,24 + j0,35$	0,19	0,32	$35,4 + j15,55$
Д	$34 + j12,06$	$0,15 + j3,23$	$0,24 + j0,35$	–	0,32	$34,39 + j15,32$
Е	$26 + j9,19$	$0,15 + j2,93$	$0,17 + j0,22$	0,23	0,4	$26,32 + j11,7$

Таким образом, в данном пункте произведены расчеты расчетных мощностей подстанций оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях.

### 3.2.2. Расчет максимального режима

Расчет режима в программном комплексе MathCAD 15 с описанием порядка расчета приведены в Приложении 4. Результаты расчета режима приведены в табл. 3.5 – 3.6.

Таблица 3.5

### Потоки мощностей и токи в ЛЭП

№	Линия	$P_{ik}^h + Q_{ik}^h$ , МВА	$\Delta P_{ik} + \Delta Q_{ik}$ , МВА	$P_{ik}^k + Q_{ik}^k$ , МВА	$I$ , А
1	ИП1-А	$44,49 + j12,08$	$0,23 + j0,69$	$44,26 + j11,39$	216,02
2	А-Б	$11,9 - j1,66$	$0,02 + j0,04$	$11,88 - j1,7$	56,79
3	Б-Е	$16,54 + j13,76$	$0,14 + j0,28$	$16,4 + j13,49$	101,77
4	ИП2-Е	$43,09 + j25,35$	$0,26 + j0,81$	$42,83 + j24,55$	230,18
5	ИП1-В	$50,3 + j15,89$	$0,41 + j1,27$	$49,89 + j14,62$	247,19

Продолжение табл. 3.5

№	Линия	$P_{ik}^H + Q_{ik}^H$ , МВА	$\Delta P_{ik} + \Delta Q_{ik}$ , МВА	$P_{ik}^K + Q_{ik}^K$ , МВА	$I$ , А
6	В-Г	$7,46 - j3,51$	$0,02 + j0,02$	$7,44 - j3,53$	39,22
7	Г-Д	$28,18 + j18,63$	$0,28 + j0,54$	$27,9 + j18,09$	160,6
8	ИП2-Д	$63,01 + j34,26$	$0,48 + j1,48$	$62,53 + j32,78$	330,19

Таблица 3.6

### Напряжения в узлах без учета регулирования

Линия	$U_{инн}$ , кВ	ПС	$U_{внн}$ , кВ	$U_{инн}$ , кВ
ИП1	123,2	А	122,14	10,87
ИП2	125,4	Б	122,09	11,25
		В	121,4	10,69
		Г	121,42	10,77
		Д	123,48	10,97
		Е	123,85	11,46

Таким образом, в данном пункте произведен расчет максимального режима оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях.

### 3.2.3. Расчет минимального режима

Расчет режима в программном комплексе MathCAD 15 с описанием порядка расчета приведены в Приложении 5. Результаты расчета режима приведены в табл. 3.7 – 3.8.

Таблица 3.7

### Потоки мощностей и токи в ЛЭП

Линия	$P_{ik}^H + Q_{ik}^H$ , МВА	$\Delta P_{ik} + \Delta Q_{ik}$ , МВА	$P_{ik}^K + Q_{ik}^K$ , МВА	$I$ , А
ИП1-А	$43,03 + j22,19$	$0,28 + j0,85$	$42,76 + j21,34$	237,5
А-Б	$15,24 + j10,26$	$0,06 + j0,11$	$15,18 + j10,14$	91,28
Е-Б	$8,89 - j0,21$	$0,03 + j0,05$	$8,87 - j0,27$	44,37
ИП2-Е	$31,41 + j9,36$	$0,13 + j0,39$	$31,28 + j8,97$	162,3
ИП1-В	$48,36 + j25,23$	$0,49 + j1,5$	$47,88 + j23,73$	267,57
В-Г	$11,8 + j8,36$	$0,06 + j0,07$	$11,74 + j8,29$	72,42
Г-Д	$18,44 + j4,13$	$0,1 + j0,19$	$18,34 + j3,93$	95,25
ИП2-Д	$47,94 + j16,86$	$0,27 + j0,84$	$47,67 + j16,02$	251,65

Таблица 3.8

### Напряжения в узлах без учета регулирования

№	Линия	$U_{инн}$ , кВ	ПС	$U_{внн}$ , кВ	$U_{инн}$ , кВ
1	ИП1	117,7	А	116,19	10,35
2	ИП2	116,6	Б	115,45	10,67
3			В	115,29	10,18

№	Линия	$U_{ин}, \text{кВ}$	ПС	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$
4			Г	114,55	10,17
5			Д	115,38	10,26
6			Е	115,77	10,72

Таким образом, в данном пункте произведен расчет минимального режима оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях.

### 3.2.4. Расчет послеаварийного режима

Расчет режима в программном комплексе MathCAD 15 с описанием порядка расчета приведены в Приложении 6. Результаты расчета режима приведены в табл. 3.9 – 3.10.

Таблица 3.9

#### Потоки мощностей и токи в ЛЭП

Линия	$P_{ик}^H + Q_{ик}^H, \text{МВА}$	$\Delta P_{ик} + \Delta Q_{ик}, \text{МВА}$	$P_{ик}^K + Q_{ик}^K, \text{МВА}$	$I, \text{А}$
Б-А	$32,63 + j14,62$	$0,26 + j0,51$	$32,37 + j14,12$	194,87
Е-Б	$62,86 + j31,08$	$1,89 + j3,65$	$60,97 + j27,43$	364,29
ИП2-Е	$90,57 + j47,08$	$1,4 + j4,3$	$89,18 + j42,78$	515,18
ИП1-В	$117,9 + j63,77$	$3,24 + j9,96$	$114,66 + j53,81$	676,46
В-Г	$72,19 + j34,31$	$1,94 + j2,52$	$70,25 + j31,79$	426,04
Г-Д	$34,86 + j16,23$	$0,47 + j0,91$	$34,39 + j15,32$	212,71

Таблица 3.10

#### Напряжения в узлах без учета регулирования

Линия	$U_{ин}, \text{кВ}$	ПС	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$
ИП1	114,4	А	104,58	9,21
ИП2	114,4	Б	105,95	9,63
		В	108,32	9,43
		Г	104,38	9,15
		Д	102,01	8,93
		Е	111,14	10,18

Таким образом, в данном пункте произведен расчет послеаварийного режима оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях.

### 3.2.5. Регулирование напряжения в сети

Расчет номера отпайки РПН трансформаторов и достигнутые с их помощью напряжения на стороне НН подстанций приведены в Приложениях 4-6.

Вычисленные номера отпайки РПН и достигнутые с их помощью напряжения на стороне НН подстанций приведены в табл. 3.11.

Таблица 3.11

### Регулирование напряжения с помощью РПН

ПС	$U_{\text{нн}}$ до регулирования, кВ	$U_{\text{жел}}$ , кВ	Номер отпайки РПН	Номер отпайки линейного регулятора	$U_{\text{нн}}$ после регулирования, кВ
Максимальный режим					
А	10,87	10,2	6	-	10,14
Б	11,25	10,8	8	-	10,87
В	10,69	10,6	10	-	10,69
Г	10,77	10,4	8	-	10,4
Д	10,97	10,72	9	-	10,78
Е	11,46	10,6	5	-	10,52
Минимальный режим					
А	10,35	10,2	9	-	10,17
Б	10,67	10,8	11	-	10,86
В	10,18	10,6	12	-	10,55
Г	10,17	10,4	11	-	10,36
Д	10,26	10,72	12	-	10,64
Е	10,72	10,6	9	-	10,53
Послеаварийный режим					
А	9,21	10,2	15	-	10,11
Б	9,63	10,8	16	-	10,78
В	9,43	10,6	16	-	10,56
Г	9,15	10,4	17	-	10,45
Д	8,93	10,72	19	-	10,64
Е	10,18	10,6	12	-	10,55

Таким образом, в данном пункте произведены расчеты номеров отпайки РПН и определены фактические напряжения на стороне НН подстанций оптимального варианта развития электрической сети на компактных линиях.

### 3.3. Сравнение результатов расчета установившихся режимов

Сравнение значений напряжений стороны ВН подстанций при классических и компактных линиях электропередачи приведено в табл. 3.12.

Таблица 3.12.

### Значения напряжений в узлах ВН сети

№	ПС	Максимальный режим		Минимальный режим		Послеаварийный режим	
		$U_{\text{класс}}$ , кВ	$U_{\text{комп}}$ , кВ	$U_{\text{класс}}$ , кВ	$U_{\text{комп}}$ , кВ	$U_{\text{класс}}$ , кВ	$U_{\text{комп}}$ , кВ
1	А	122,06	122,14	116,11	116,19	104	104,58

Продолжение табл. 3.12.

№	ПС	Максимальный режим		Минимальный режим		Послеаварийный режим	
		$U_{\text{класс, кВ}}$	$U_{\text{комп, кВ}}$	$U_{\text{класс, кВ}}$	$U_{\text{комп, кВ}}$	$U_{\text{класс, кВ}}$	$U_{\text{комп, кВ}}$
2	Б	121,97	122,09	115,35	115,45	105,43	105,95
3	В	121,26	121,4	115,16	115,29	107,88	108,32
4	Г	121,29	121,42	114,4	114,55	103,77	104,38
5	Д	123,38	123,48	115,3	115,38	101,27	102,01
6	Е	123,78	123,85	115,75	115,77	110,9	111,14

Сравнение значений напряжений стороны НН подстанций при классических и компактных линиях электропередачи приведено в табл. 3.13.

Таблица 3.13

### Значения напряжений в узлах НН сети

ПС	Максимальный режим		Минимальный режим		Послеаварийный режим	
	$U_{\text{класс, кВ}}$	$U_{\text{комп, кВ}}$	$\Delta U_{\text{класс, кВ}}$	$U_{\text{комп, кВ}}$	$U_{\text{класс, кВ}}$	$U_{\text{комп, кВ}}$
А	10,86	10,87	10,45	10,35	9,15	9,21
Б	11,24	11,25	10,66	10,67	9,58	9,63
В	10,68	10,69	10,16	10,18	9,39	9,43
Г	10,75	10,77	10,16	10,17	9,09	9,15
Д	10,96	10,97	10,25	10,26	8,86	8,93
Е	11,45	11,46	10,71	10,72	10,15	10,18

Исходя из данных, приведенных в табл. 3.12 – 3.13 можно сделать вывод, что применение компактных линий электропередач в спроектированной электрической сети позволяет повысить значения напряжения на подстанциях, что можно считать положительным эффектом.

Расчет суммарных потерь мощности и напряжения в линиях электропередачи при классическом и компактном исполнении приведен в Приложениях 1-6.

Потери напряжения в классических и компактных линиях электропередачи для различных режимов приведены в табл. 3.14.

Таблица 3.14.

### Потери напряжения в ЛЭП

№	Участок	Максимальный режим		Минимальный режим		Послеаварийный режим	
		$\Delta U_{\text{класс, кВ}}$	$\Delta U_{\text{комп, кВ}}$	$\Delta U_{\text{класс, кВ}}$	$\Delta U_{\text{комп, кВ}}$	$\Delta U_{\text{класс, кВ}}$	$\Delta U_{\text{комп, кВ}}$
1	ИП1-А	2,15	1,95	2,32	2,14	-	-
2	А-Б	0,57	0,51	0,86	0,82	1,92	1,77
3	Б-Е	1,87	1,8	0,88	0,8	7,07	6,54
4	ИП2-Е	2,23	2,08	1,61	1,46	5,08	4,64
5	ИП1-В	3,48	3,15	3,69	3,41	9,44	8,62
6	В-Г	0,45	0,41	1,36	1,3	8,27	7,64

№	Участок	Максимальный режим		Минимальный режим		Послеаварийный режим	
		$\Delta U_{\text{класс}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{комп}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{класс}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{комп}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{класс}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{комп}}$ , кВ
7	Г-Д	2,36	2,24	1,47	1,34	3,35	3,09
8	ИП2-Д	2,87	2,66	2,23	2,03	-	-

Суммарные потери напряжения и их снижение относительно классического варианта приведены в табл. 3.15.

Таблица 3.15

### Суммарные потери напряжения в ЛЭП

Максимальный режим			Минимальный режим			Послеаварийный режим		
$\Delta U_{\text{класс}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{комп}}$ , кВ	$\Delta U$ , %	$\Delta U_{\text{класс}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{комп}}$ , кВ	$\Delta U$ , %	$\Delta U_{\text{класс}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{комп}}$ , кВ	$\Delta U$ , %
15,58	14,36	7,83	14,25	13,11	8,0	35,01	32,18	8,08

Потери мощности в классических и компактных линиях электропередачи для различных режимов приведены в табл. 3.16.

Таблица 3.16

### Потери мощности в ЛЭП

Линия	Максимальный режим		Минимальный режим		Послеаварийный режим	
	$\Delta S_{\text{класс}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{комп}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{класс}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{комп}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{класс}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{комп}}$ , МВА
ИП1-А	0,82	0,73	0,96	0,89	-	-
А-Б	0,06	0,05	0,13	0,13	0,62	0,57
Б-Е	0,31	0,31	0,07	0,06	4,43	4,11
ИП2-Е	0,9	0,85	0,46	0,41	4,95	4,52
ИП1-В	1,49	1,33	1,69	1,57	11,44	10,47
В-Г	0,03	0,03	0,09	0,09	3,37	3,18
Г-Д	0,63	0,61	0,24	0,22	1,11	1,03
ИП2-Д	1,66	1,56	0,98	0,88	-	-

Суммарные потери мощности и их снижение относительно классического варианта приведены в табл. 3.17.

Таблица 3.17

### Суммарные потери мощности в ЛЭП

Максимальный режим			Минимальный режим			Послеаварийный режим		
$\Delta S_{\text{класс}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{комп}}$ , МВА	$\Delta S$ , %	$\Delta S_{\text{класс}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{комп}}$ , МВА	$\Delta S$ , %	$\Delta S_{\text{класс}}$ , МВА	$\Delta S_{\text{комп}}$ , МВА	$\Delta S$ , %
5,89	5,46	7,3	4,62	4,25	8,01	25,74	23,71	7,89

Таким образом, в данном пункте проведено сравнение значений напряжений на сторонах ВН и НН вместе с расчетами потерь мощности и напряжения в линиях электропередачи оптимального варианта развития электрической сети.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

### 3.4. Расчет стоимости устройства километра классических и компактных линий электропередач

Сравнение стоимости классических и компактных линий будет произведено исходя из сметных расчетов на устройство линий при сечении и марки провода АС-240/32, что является следствием из наибольших вложений среди принятых сечений. Сметы составлены согласно требованиям [2].

В связи с отсутствием уточненных сведений о топографических, инженерно-геологических, гидрологических и метрологических условиях строительства линий электропередач сметный расчет выполнен на основании применения усредненных вариантов конструкции опор.

Сметный расчет одного километра классической линии электропередачи при использовании опор П110-1 и провода марки АС-240/32 без учета усложняющих условий строительства приведен в Приложении 7. Итоги расчета показаны в табл. 3.18.

Таблица 3.18

#### Сметный расчет классических линий

Итого прямые затраты, руб.	Накладные расходы, руб.	Сметная прибыль, руб.	Итого по смете в ценах 2018 г., руб.	Итого по смете в ценах 2020 г., руб.
2893665	155154	47494	3128227	3378485

Сметный расчет одного километра компактной линии электропередачи при использовании опор ПК110-1 и провода марки АС-240/32 без учета усложняющих условий строительства приведен в Приложении 8. Итоги расчета показаны в табл. 3.19.

Таблица 3.19

#### Сметный расчет компактных линий

Итого прямые затраты, руб.	Накладные расходы, руб.	Сметная прибыль, руб.	Итого по смете в ценах 2018 г., руб.	Итого по смете в ценах 2020 г., руб.
2609505	43459	20016	2672980	2886818

Таким образом, в данном пункте произведены расчеты стоимости километра классических и компактных линий электропередач при использовании опор П110-1 и ПК110-1 вместе с проводом марки АС-240/32 без учета усложняющих условий строительства.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

### 3.5. Оценка эффективности использования классических и компактных линий электропередач

В данном разделе исследована эффективность использования классических и компактных линий электропередач.

Итоги сравнения потерь мощности и напряжения, для удобства восприятия, продемонстрированы с помощью рис. 3.1 и 3.2.

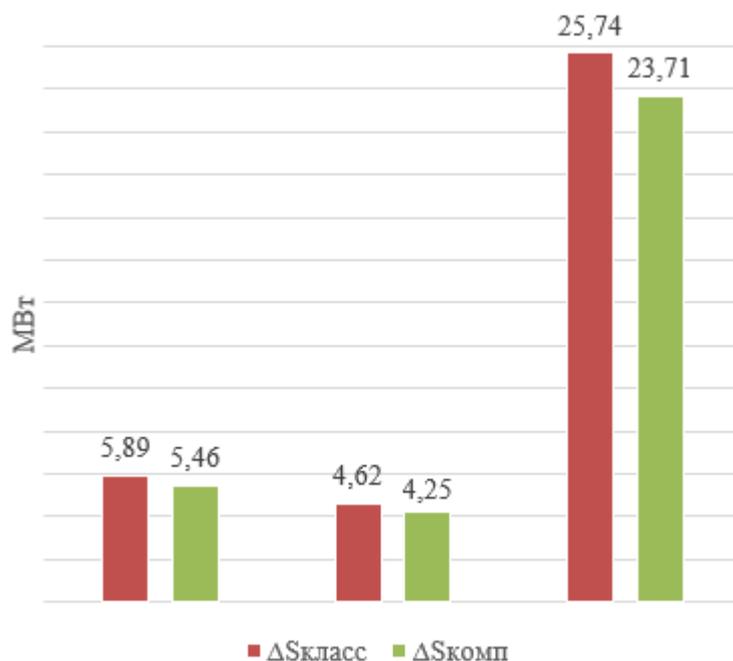


Рис. 3.1. Сравнение потерь мощности в электрической сети

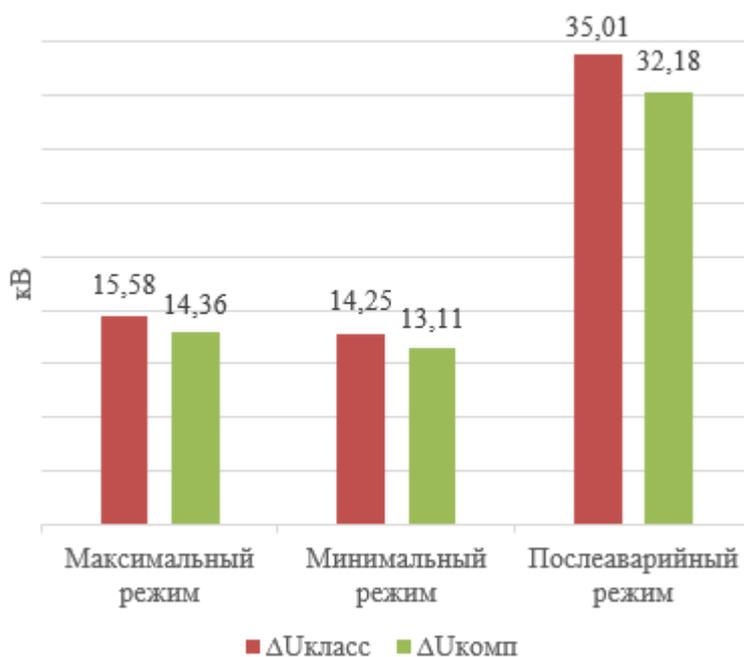


Рис. 3.2. Сравнение потерь напряжения в электрической сети

На основании данных, приведенных на рис. 3.1 и 3.2, можно прийти к выводу, что использование компактных линий электропередач в задачах проектирования и реконструкции электрических сетей приводит к снижению суммарных потерь как мощности, так и напряжения. Для разработанной электрической сети уменьшение потерь происходит более чем на 7,3 %.

Итоги сметного расчета на устройство километра линий электропередач, для удобства восприятия, продемонстрированы с помощью рис. 3.3.

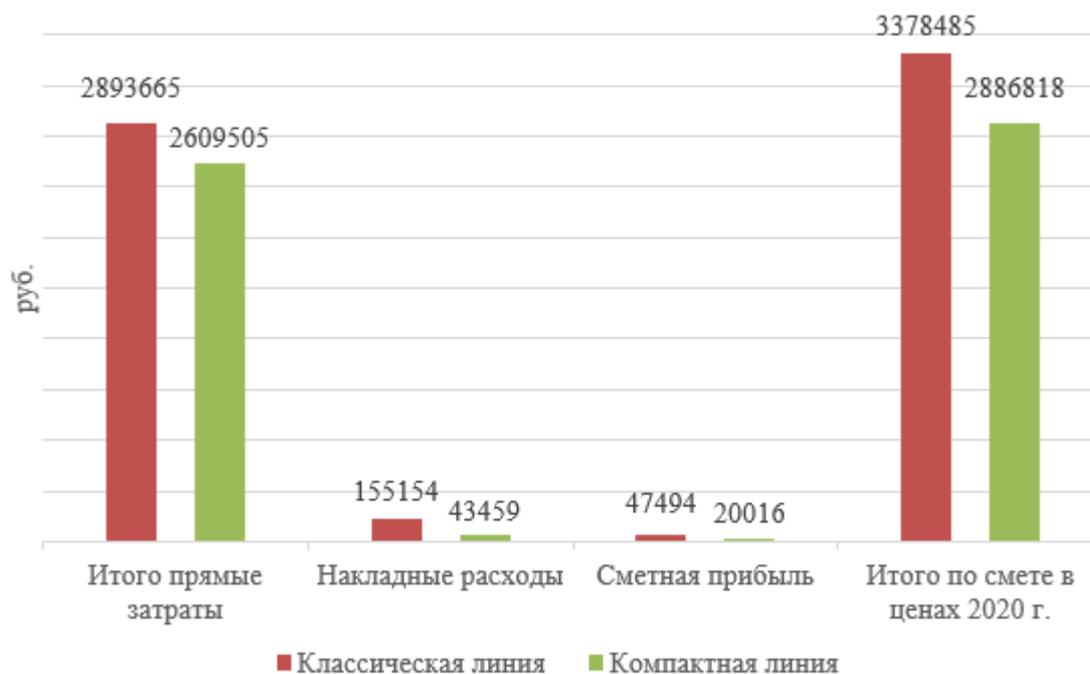


Рис. 3.3. Сметный расчет линий электропередач

Исходя из данных, приведенных на рис. 3.3, заметно, что при использовании компактных линий электропередач в электрических сетях происходит уменьшение необходимых на сооружение линий затрат. В случае разработанной электрической сети устройство километра компактной линии электропередачи при использовании провода АС-240/32 приводит к меньшим капитальным вложениям по сравнению с классической линией на 14,55 %.

Факторы, позволяющие снизить капитальные затраты:

- снижение затрат на транспортировку элементов линии электропередачи и работы по их погрузке и разгрузке;
- снижение затрат на устройство фундаментов, монтаж стойки и линейной арматуры на ней.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итогом выпускной квалификационной работы является углубление знаний в сфере одноцепных компактных воздушных линий электропередачи. В первой главе приведена основная информация о конструкции опор, их технических показателей и показано сравнение параметров схемы замещения для провода марки АС-240/32. Согласно сравнению, использование компактных линий электропередач позволяет улучшить технические характеристики участка сети, а именно уменьшить волновое сопротивление.

Во второй главе приведено проектирование районной электрической сети на классических линиях электропередачи. В первую очередь показана климатическая характеристика района проектирования, с учётом которой проводился дальнейший расчет. Далее определены вероятностные характеристики электрических нагрузок с помощью заданных коэффициентов графиков нагрузки. Согласно расположению потребительских подстанций и их мощностей были разработаны четыре варианта конфигурации электрической сети, которые являются технически осуществимыми и равнонадежными.

Для четырех вариантов электрической сети произведен расчет упрощенного потокораспределения активной мощности и определено номинальное напряжение сети. Следом по задаваемому энергосистемой коэффициенту реактивной мощности проведена компенсация реактивной мощности, с учётом которой выбраны сечения проводов и марки силовых трансформаторов. После этого, определив капитальные вложения в элементы сети, потери электроэнергии и суммарные эксплуатационные издержки, вычислили среднегодовые эксплуатационные затраты, исходя из расчета которых первый вариант развития электрической сети является оптимальным (см. Приложение 9).

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>					90	2
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>						

Для оптимального варианта развития в программах MathCAD 15 и RastrWin3 выполнен расчет установившихся режимов. Анализ режимов показал, что значения напряжений на стороне ВН подстанций находятся в допустимых пределах. В целях сохранения желаемого уровня напряжений на стороне НН подстанций определены номера как регулировочных ответвлений РПН так и, при необходимости, линейных регуляторов.

В третьей главе проведены расчеты установившихся режимов оптимального варианта на компактных воздушных линиях электропередачи и определены номера регулировочных ответвлений РПН совместно с суммарными потерями мощности и напряжения (см. Приложение 10).

На основании расчета потерь можно сделать вывод, что с технической точки зрения применение компактных воздушных линий электропередач целесообразно, потому как приводит к уменьшению суммарных потерь мощности и напряжения в электрических сетях. Так значения максимальных потерь мощности и напряжения в случае разработанной электрической сети составляют 25,74 и 23,71 МВА и 35,01 и 32,18 кВ для классических и компактных линий, а минимальных 4,62 и 4,25 МВА и 14,25 и 13,11 кВ. Снижение потерь является следствием уменьшения реактивных сопротивлений и увеличения емкостных проводимостей линий.

Для экономического сравнения произведен сметный расчет километра линии электропередачи в классическом и компактном исполнениях. На основании расчета можно сделать вывод, что с экономической точки зрения применение компактных воздушных линий электропередач является целесообразным, поскольку позволяет уменьшить капитальные вложения при вопросах проектирования и реконструкции электрических сетей.

В данном случае сметный расчет проводился на основании опор П110-1 для классических линий и ПК110-1 для компактных линий с закреплением провода АС-240/32. В силу отсутствия уточненных сведений о условиях строительства сметный расчет выполнен на основе усредненной конструкции опор и фундамента. Итогом расчета являются стоимости классической линии, которая составляет 3378485 руб. и компактной линии, которая составляет 2886818 руб.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 839-2019. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Введ. 2020-05-01. Текст. М.: Стандартинформ, 2019. 44 с.
2. МДС 81-35.2004. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации (с изменениями от 16.06.2014). Введ. 2004-03-09. Текст. М.: Госстрой России, 2004. 70 с.
3. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014– 488 с.
4. Приказ Минэнерго России от 23.06.2015 №380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
5. Письмо Минстроя России от 23 марта 2020 г. № 10544-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2020 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ».
6. СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-02-99\*. Введ. 2013-01-01. Текст. М., 2015. 124 с.
7. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС». Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.
8. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>					92	2
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>						

9. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС». Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. ОАО «ФСК ЕЭС», 2013. – 62 с.

10. Ананичева С.С. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова. – Екатеринбург: Изд-во Урал, 2017. – 164 с.

11. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 280 с.: ил.

12. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил.

13. Справочник по электрическим сетям 35-1150 кВ / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ОАО «Энергосетьпроект», 2004. – 109 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.: ил.

15. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А.И. Попов) – 8-е изд., испр. и доп. Москва: издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

16. Экономика промышленности: учеб. пособие для вузов. – В 3-х т. Т2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / под редакцией А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 2006. – 368 с.: ил.

17. АО «Газпром энергосбыт Тюмень»: – Юридическим лицам – Энергоснабжение – Тарифы и цены – Тарифы 2020 [электронный ресурс] . – Режим доступа: <https://gesbt.ru/urtarif2020> (Дата обращения: 24.03.20).

18. ООО «Завод стальных конструкций» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://zavsk.ru/> (Дата обращения: 05.03.2020).

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

**Расчет максимального режима проектируемой электрической сети на основе классических линий электропередач**

Поток мощности на головном участке ИП1-В для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{01В} = \frac{S_{р.В} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Д} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП5}}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (53,85 + 23,09i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП2-Д для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02Д} = \frac{S_{р.В} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП3} + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4}) + S_{р.Д} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП7})}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (58,27 + 23,94i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{р.В} + S_{р.Г} + S_{р.Д} = (112,12 + 47,03i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В} + S_{02Д} = (112,12 + 47,03i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.1} = \frac{\bar{U}_2 - \bar{U}_1}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} \cdot 110 \text{ кВ} = (3,43 + 7,92i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01В.ф} = S_{01В} - S_{ур.1} = (50,42 + 15,17i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.ф} = S_{02Д} + S_{ур.1} = (61,7 + 31,86i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках В-Г-Д без учета потерь мощности:

$$S_{ВГ} = S_{01В.ф} - S_{р.В} = (8,01 - 3,03i) \text{ МВА}$$

ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лось А.А.			Приложение 1	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Воловиков А.А.					94	9
Конс.						БГТУ им. В.Г. Шухова		
Н. Контр.		Квитчастая А.В.						
Утверд.		Белусов А.В.						

$$S_{ДГ} = S_{02Д.ф} - S_{р.д} = (27,35 + 17,64i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГВ} = S_{ДГ} - S_{р.Г} = (-8,01 + 3,03i) \text{ МВА}$$

Точкой потококораздела по активной мощности является подстанция Г, а по реактивной - подстанция В. Вырезаем участок между точками потококораздела (В-Г), отнеся потери активной мощности на вырезанном участке к подстанции В, а потери реактивной мощности к подстанции Г:

$$\Delta S_{ВГ} = \frac{|S_{ВГ}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП4} = (0,2 + 0,03i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.к} = S_{01В.ф} + \text{Re}(\Delta S_{ВГ}) = (50,43 + 15,17i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.к} = S_{ДГ} + j \cdot \text{Im}(\Delta S_{ВГ}) = (27,35 + 17,67i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках ИП1-В и ИП2-Д-Г с учетом потерь мощности:

$$\Delta S_{01В} = \frac{|S_{01В.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП3} = (0,42 + 1,43i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.н} = S_{01В.к} + \Delta S_{01В} = (50,86 + 16,6i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ГД} = \frac{|S_{ГД.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП7} = (0,27 + 0,57i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.н} = S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} = (27,62 + 18,23i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.к} = S_{ГД.н} + S_{р.д} = (61,97 + 32,45i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02Д} = \frac{|S_{02Д.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (0,47 + 1,6i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.н} = S_{02Д.к} + \Delta S_{02Д} = (62,44 + 34,04i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности в начале и конце линии В-Г:

$$S_{ВГ.н} = S_{01В.ф} - S_{р.В} = (8,01 - 3,03i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.к} = S_{ВГ.н} - \Delta S_{ВГ} = (7,99 - 3,05i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Поток мощности на головном участке ИП1-А для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{01A} = \frac{S_{p.A} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{p.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{p.E} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП6}}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (47,96 + 20,04i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП2-Е для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02E} = \frac{S_{p.A} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП1} + S_{p.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2}) + S_{p.E} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП8})}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (38,95 + 15,78i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{p.A} + S_{p.Б} + S_{p.E} = (86,92 + 35,82i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A} + S_{02E} = (86,92 + 35,82i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.2} = \frac{\bar{U}_2 - \bar{U}_1}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} \cdot 110 \text{ кВ} = (3,2 + 8,04i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01A.ф} = S_{01A} - S_{ур.2} = (44,76 + 12i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.ф} = S_{02E} + S_{ур.2} = (42,15 + 23,82i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках А-Б-Е без учета потерь мощности:

$$S_{AB} = S_{01A.ф} - S_{p.A} = (12,43 - 1,1i) \text{ МВА}$$

$$S_{EB} = S_{02E.ф} - S_{p.E} = (15,87 + 12,95i) \text{ МВА}$$

$$S_{BA} = S_{EB} - S_{p.Б} = (-12,43 + 1,1i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Точкой потококораздела по активной мощности является подстанция Б, а по реактивной - подстанция А. Вырезаем участок между точками потококораздела (А-Б), отнеся потери активной мощности на вырезанном участке к подстанции А, а потери реактивной мощности к подстанции Б:

$$\Delta S_{AB} = \frac{|S_{AB}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП2} = (0,02 + 0,05i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.к} = S_{01A.ф} + \text{Re}(\Delta S_{AB}) = (44,79 + 12i) \text{ МВА}$$

$$S_{BE.к} = S_{EB} + j \cdot \text{Im}(\Delta S_{AB}) = (15,87 + 13,01i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках ИП1-А и ИП2-Е-Б с учетом потерь мощности:

$$\Delta S_{01A} = \frac{|S_{01A.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП1} = (0,23 + 0,78i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.н} = S_{01A.к} + \Delta S_{01A} = (45,02 + 12,79i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{BE} = \frac{|S_{BE.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП8} = (0,13 + 0,28i) \text{ МВА}$$

$$S_{BE.н} = S_{BE.к} + \Delta S_{BE} = (16,01 + 13,29i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.к} = S_{BE.н} + S_{p.E} = (42,29 + 24,15i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02E} = \frac{|S_{02E.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (0,26 + 0,86i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.н} = S_{02E.к} + \Delta S_{02E} = (42,52 + 25,02i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности в начале и конце линии А-Б:

$$S_{AB.н} = S_{01A.н} - S_{p.A} = (12,43 - 1,1i) \text{ МВА}$$

$$S_{AB.к} = S_{AB.н} - \Delta S_{AB} = (12,4 - 1,15i) \text{ МВА}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_A = U_1 - \frac{\bar{S}_{01A.н}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП1} = (122,05 - 1,82i) \text{ кВ} \quad |U_A| = 122,06 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_A - \frac{\bar{S}_{AB.н}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{ЛЭП2} = (121,84 - 2,35i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 121,87 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

$$U_B = U_1 - \frac{\bar{S}_{01B.H.}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП3} = (121,23 - 2,86i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 121,26 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_2 - \frac{\bar{S}_{02Д.н.}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (123,36 - 2,03i) \text{ кВ} \quad |U_D| = 123,38 \text{ кВ}$$

$$U_{Г'} = U_D - \frac{\bar{S}_{ГД.н.}}{\bar{U}_D} \cdot Z_{ЛЭП7} = (121,33 - 3,22i) \text{ кВ} \quad |U_{Г'}| = 121,37 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_2 - \frac{\bar{S}_{02E.н.}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (123,77 - 1,52i) \text{ кВ} \quad |U_E| = 123,78 \text{ кВ}$$

$$U_{B''} = U_E - \frac{\bar{S}_{BE.н.}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{ЛЭП8} = (122,06 - 2,3i) \text{ кВ} \quad |U_{B''}| = 122,08 \text{ кВ}$$

$$U_{Г''} = U_B - \frac{\bar{S}_{BG.н.}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (121,1 - 3,3i) \text{ кВ} \quad |U_{Г''}| = 121,15 \text{ кВ}$$

Сравниваем значения напряжения в узлах Б и Г, рассчитанные с двух сторон:

$$\frac{|U_{Г'}| - |U_{Г''}|}{|U_{Г'}|} = 0,18 \% \quad U_G = \frac{U_{Г'} + U_{Г''}}{2} = (121,21 - 3,26i) \text{ кВ}$$

$$\frac{|U_{B'}| - |U_{B''}|}{|U_{B'}|} = -0,18 \% \quad U_B = \frac{U_{B'} + U_{B''}}{2} = (121,95 - 2,32i) \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\frac{|U_A| - U_{нач}}{|U_A|} = -0,03 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,1 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,69 \%$$

$$\frac{|U_{Г'}| - U_{нач}}{|U_{Г'}|} = -0,69 \% \quad \frac{|U_D| - U_{нач}}{|U_D|} = 1,04 \% \quad \frac{|U_E| - U_{нач}}{|U_E|} = 1,36 \%$$

Значения погрешностей менее 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Значения токов в ветвях:

$$I_{01A} = \frac{|S_{01A.H.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 219,33 \text{ А} \quad I_{02Д} = \frac{|S_{02Д.н.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 327,43 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{|S_{AB.H.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_A|} = 59,01 \text{ А} \quad I_{02E} = \frac{|S_{02E.н.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 227,23 \text{ А}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$$I_{01B} = \frac{|S_{01B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 250,71 \text{ A}$$

$$I_{ГД} = \frac{|S_{ГД.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_Г|} = 157,56 \text{ A}$$

$$I_{БГ} = \frac{|S_{БГ.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 40,76 \text{ A}$$

$$I_{БЕ} = \frac{|S_{БЕ.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 98,48 \text{ A}$$

Потоки мощностей, втекающие в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} = S_{пр.1} - \Delta S_{xx.1} = (32,1 + 13,27i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Б} = S_{пр.2} - \Delta S_{xx.2} = (28,13 + 12,36i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.В} = S_{пр.3} - \Delta S_{xx.3} = (42,17 + 18,48i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Г} = S_{пр.4} - \Delta S_{xx.4} = (35,12 + 14,88i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Д} = S_{пр.5} - \Delta S_{xx.5} = (34,11 + 14,5i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Е} = S_{пр.6} - \Delta S_{xx.6} = (26,11 + 11,4i) \text{ MVA}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведенные к стороне ВН:

$$U_{НН.А}^{ВН} = \left| U_A - \frac{\bar{S}_{ВН.А}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{тр.1} \right| = 118,91 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Б}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.Б}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.2} \right| = 117,48 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.В}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.В}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.3} \right| = 116,95 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Г}^{ВН} = \left| U_Г - \frac{\bar{S}_{ВН.Г}}{\bar{U}_Г} \cdot Z_{тр.4} \right| = 117,73 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Д}^{ВН} = \left| U_Д - \frac{\bar{S}_{ВН.Д}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{тр.5} \right| = 119,98 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Е}^{ВН} = \left| U_E - \frac{\bar{S}_{ВН.Е}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{тр.6} \right| = 119,66 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}}} = 10,86 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.А}} = 10,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}}} = 11,24 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Б}} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}}} = 10,68 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.В}} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}}} = 10,75 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Г}} = 10,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}}} = 10,96 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Д}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}}} = 11,45 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Е}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, требуется их регулирование. Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{жел.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.А}}} = 11,66$$

$$k_{\text{жел.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Г}}} = 11,32$$

$$k_{\text{жел.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Б}}} = 10,88$$

$$k_{\text{жел.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Д}}} = 11,19$$

$$k_{\text{жел.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.В}}} = 11,03$$

$$k_{\text{жел.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Е}}} = 11,29$$

Определяем требуемые номера отпаяк РПН, округляя желаемые значения номеров отпаяк до ближайших возможных стандартных значений:

$$t = 1,78 \%$$

$$n_{\text{жел.А}} = \left( \frac{k_{\text{жел.А}}}{k_{\text{тр.1}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 3,63$$

$$n_{\text{А}} = 4$$

$$n_{\text{жел.Б}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Б}}}{k_{\text{тр.2}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 2,3$$

$$n_{\text{Б}} = 2$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$n_{\text{жел.В}} = \left( \frac{k_{\text{жел.В}}}{k_{\text{тр.3}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 0,42$$

$$n_{\text{В}} = 0$$

$$n_{\text{жел.Г}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Г}}}{k_{\text{тр.4}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 1,9$$

$$n_{\text{Г}} = 2$$

$$n_{\text{жел.Д}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Д}}}{k_{\text{тр.5}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 1,24$$

$$n_{\text{А}} = 1$$

$$n_{\text{жел.Е}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Е}}}{k_{\text{тр.6}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 4,51$$

$$n_{\text{А}} = 5$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} = 10,14 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} = 10,38 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} = 10,86 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} = 10,77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} = 10,68 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}} \cdot (1 + n_{\text{Е}} \cdot t)} = 10,51 \text{ кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{отп.А}} = 10 - n_{\text{А}} = 6$$

$$n_{\text{отп.Г}} = 10 - n_{\text{Г}} = 8$$

$$n_{\text{отп.Б}} = 10 - n_{\text{Б}} = 8$$

$$n_{\text{отп.Д}} = 10 - n_{\text{Д}} = 9$$

$$n_{\text{отп.В}} = 10 - n_{\text{В}} = 10$$

$$n_{\text{отп.Е}} = 10 - n_{\text{Е}} = 5$$

С целью сравнения результатов расчетов установившихся режимов электрической сети на базе классических и компактных линий электропередач произведем расчеты потерь мощности и напряжения.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{01\text{А}} = \frac{\bar{S}_{01\text{А.Н}}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\text{ЛЭП1}} = (1,15 + 1,82i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{01\text{А}}| = 2,15 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{АБ}} = \frac{\bar{S}_{\text{АБ.Н}}}{\bar{U}_\text{А}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (0,2 + 0,53i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{АБ}}| = 0,57 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{БЕ}} = \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.Н}}}{\bar{U}_\text{Е}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (1,71 + 0,77i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{БЕ}}| = 1,87 \text{ кВ}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101

$$\Delta U_{02E} = \frac{\bar{S}_{02E.H}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (1,63 + 1,52i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{02E}| = 2,23 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{01B} = \frac{\bar{S}_{01B.H}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП3} = (1,97 + 2,86i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{01B}| = 3,48 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{BГ} = \frac{\bar{S}_{BГ.H}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (0,12 + 0,43i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{BГ}| = 0,45 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ГД} = \frac{\bar{S}_{ГД.H}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{ЛЭП7} = (2,04 + 1,19i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{ГД}| = 2,36 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{02Д} = \frac{\bar{S}_{02Д.H}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (2,04 + 2,03i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{02Д}| = 2,87 \text{ кВ}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{01A} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{BE} + \Delta U_{02E} + \Delta U_{01B} + \Delta U_{BГ} + \Delta U_{ГД} + \Delta U_{02Д} = (10,87 + 11,17i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\Sigma}| = 15,58 \text{ кВ}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta S_{ЛЭП} = \Delta S_{01A} + \Delta S_{AB} + \Delta S_{BE} + \Delta S_{02E} + \Delta S_{01B} + \Delta S_{BГ} + \Delta S_{ГД} + \Delta S_{02Д} = (1,83 + 5,6i) \text{ МВА}$$

$$|\Delta S_{\Sigma}| = 5,89 \text{ МВА}$$

**Расчет минимального режима проектируемой электрической сети на основе классических линий электропередач**

Поток мощности на головном участке ИП1-В для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнительной мощности:

$$S_{01В} = \frac{S_{р.В} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Д} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП5}}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (45,81 + 19,5i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП2-Д для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнительной мощности:

$$S_{02Д} = \frac{S_{р.В} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП3} + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4}) + S_{р.Д} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП7})}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (49,58 + 20,16i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{р.В} + S_{р.Г} + S_{р.Д} = (95,39 + 39,66i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В} + S_{02Д} = (95,39 + 39,66i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 протекает уравнительная мощность:

$$S_{ур.1} = \frac{\bar{U}_1 - \bar{U}_2}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} \cdot 110 \text{ кВ} = (1,72 + 3,96i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 с учетом уравнительной мощности:

$$S_{01В.ф} = S_{01В} + S_{ур.1} = (47,53 + 23,46i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.ф} = S_{02Д} - S_{ур.1} = (47,86 + 16,19i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках В-Г-Д без учета потерь мощности:

$$S_{ВГ} = S_{01В.ф} - S_{р.В} = (11,45 + 8,04i) \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Приложение 2</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>					103	9
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>						

$$S_{ДГ} = S_{02Д.ф} - S_{р.д} = (18,63 + 4,24i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГВ} = S_{ДГ} - S_{р.Г} = (-11,45 - 8,04i) \text{ МВА}$$

Точкой потокораздела мощностей является подстанция Г. Разрезаем линию ИП1-В-Г-Д-ИП2 по точке потокораздела и определяем потоки мощности на участках ИП1-В-Г и ИП2-Д-Г с учетом потерь:

$$S_{ВГ.к} = S_{ВГ} = (11,45 + 8,04i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ВГ} = \frac{|S_{ВГ.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП4} = (0,05 + 0,08i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.н} = S_{ВГ.к} + \Delta S_{ВГ} = (11,5 + 8,1i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.к} = S_{ВГ.н} + S_{р.В} = (47,58 + 23,54i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01В} = \frac{|S_{01В.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП3} = (0,48 + 1,62i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.н} = S_{01В.к} + \Delta S_{01В} = (48,06 + 25,16i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.к} = S_{ДГ} = (18,63 + 4,24i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ГД} = \frac{|S_{ГД.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП7} = (0,1 + 0,22i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.н} = S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} = (18,74 + 4,45i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.к} = S_{ГД.н} + S_{р.д} = (47,97 + 16,41i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02Д} = \frac{|S_{02Д.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (0,28 + 0,94i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.н} = S_{02Д.к} + \Delta S_{02Д} = (48,24 + 17,35i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП1-А для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнительной мощности:

$$S_{01А} = \frac{S_{р.А} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{р.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{р.Е} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП6}}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (40,81 + 16,96i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Поток мощности на головном участке ИП2-Е для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02E} = \frac{S_{p.A} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП1} + S_{p.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2}) + S_{p.Е} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП8})}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (33,14 + 13,37i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{p.A} + S_{p.Б} + S_{p.Е} = (73,95 + 30,33i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A} + S_{02E} = (73,95 + 30,33i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.2} = \frac{\bar{U}_1 - \bar{U}_2}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} \cdot 110 \text{ кВ} = (1,6 + 4,02i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01A.ф} = S_{01A} + S_{ур.2} = (42,41 + 20,97i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.ф} = S_{02E} - S_{ур.2} = (31,54 + 9,36i) \text{ МВА}$$

Потоки на участках А-Б-Е без учета потерь мощности:

$$S_{AB} = S_{01A.ф} - S_{p.A} = (14,89 + 9,84i) \text{ МВА}$$

$$S_{BE} = S_{AB} - S_{p.Б} = (-9,18 - 0,1i) \text{ МВА}$$

$$S_{EB} = S_{02E.ф} - S_{p.Е} = (9,18 + 0,1i) \text{ МВА}$$

Точкой потоко раздела по активной мощности является подстанция Б, а по реактивной - подстанция Е. Вырезаем участок между точками потоко раздела (Б-Е), отнеся потери активной мощности на вырезанном участке к подстанции Е, а потери реактивной мощности к подстанции Б:

$$\Delta S_{EB} = \frac{|S_{EB}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП8} = (0,03 + 0,06i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.к} = S_{02E.ф} + \text{Re}(\Delta S_{BE}) = (31,57 + 9,36i) \text{ МВА}$$

$$S_{AB.к} = S_{AB} + j \cdot \text{Im}(\Delta S_{BE}) = (14,89 + 9,9i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потоки мощности на участках ИП1-А-Б и ИП2-Е с учетом потерь мощности:

$$\Delta S_{02E} = \frac{|S_{02E.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (0,13 + 0,44i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.н} = S_{02E.к} + \Delta S_{02E} = (31,7 + 9,8i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{AB} = \frac{|S_{AB}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП2} = (0,06 + 0,12i) \text{ МВА}$$

$$S_{AB.н} = S_{AB.к} + \Delta S_{AB} = (14,95 + 10,02i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.к} = S_{AB.н} + S_{р.А} = (42,47 + 21,16i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01A} = \frac{|S_{01A.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП1} = (0,27 + 0,92i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.н} = S_{01A.к} + \Delta S_{01A} = (42,74 + 22,08i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности в начале и конце линии Е-Б:

$$S_{ЕБ.н} = S_{02E.ф} - S_{р.Е} = (9,18 + 0,1i) \text{ МВА}$$

$$S_{ЕБ.к} = S_{ЕБ.н} - \Delta S_{BE} = (9,15 + 0,04i) \text{ МВА}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_A = U_1 - \frac{\bar{S}_{01A.н}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП1} = (116,1 - 1,67i) \text{ кВ} \quad |U_A| = 116,11 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_A - \frac{\bar{S}_{AB.н}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{ЛЭП2} = (115,35 - 2,1i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 115,37 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_1 - \frac{\bar{S}_{01B.н}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП3} = (115,13 - 2,65i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 115,16 \text{ кВ}$$

$$U_{Г} = U_B - \frac{\bar{S}_{БГ.н}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (114,39 - 2,9i) \text{ кВ} \quad |U_{Г}| = 114,42 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_2 - \frac{\bar{S}_{02Д.н}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (115,28 - 1,8i) \text{ кВ} \quad |U_D| = 115,3 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_2 - \frac{\bar{S}_{02E.н}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (115,71 - 1,34i) \text{ кВ} \quad |U_E| = 115,71 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

$$U_{B''} = U_E - \frac{\bar{S}_{EB.H}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{ЛЭП8} = (115,31 - 2,13i) \text{ кВ} \quad |U_{B''}| = 115,33 \text{ кВ}$$

$$U_{Г''} = U_D - \frac{\bar{S}_{ГД.H}}{\bar{U}_D} \cdot Z_{ЛЭП7} = (114,35 - 2,93i) \text{ кВ} \quad |U_{Г''}| = 114,38 \text{ кВ}$$

Сравниваем значения напряжения в узлах Б и Г, рассчитанные с двух сторон:

$$\frac{|U_{Г'}| - |U_{Г''}|}{|U_{Г'}|} = 0,04 \% \quad U_{Г'} = \frac{U_{Г'} + U_{Г''}}{2} = (114,37 - 2,91i) \text{ кВ}$$

$$\frac{|U_{B'}| - |U_{B''}|}{|U_{B'}|} = 0,03 \% \quad U_{B'} = \frac{U_{B'} + U_{B''}}{2} = (115,33 - 2,12i) \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\frac{|U_A| - U_{нач}}{|U_A|} = 0,52 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,13 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,3 \%$$

$$\frac{|U_{Г'}| - U_{нач}}{|U_{Г'}|} = -0,96 \% \quad \frac{|U_D| - U_{нач}}{|U_D|} = -0,18 \% \quad \frac{|U_E| - U_{нач}}{|U_E|} = 0,18 \%$$

Значения погрешностей менее 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Значения токов в ветвях:

$$I_{01A} = \frac{|S_{01A.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 235,97 \text{ А} \quad I_{02Д} = \frac{|S_{02Д.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 253,86 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{|S_{AB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_A|} = 89,51 \text{ А} \quad I_{02E} = \frac{|S_{02E.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 164,3 \text{ А}$$

$$I_{01B} = \frac{|S_{01B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 266,12 \text{ А} \quad I_{ГД} = \frac{|S_{ГД.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_{Г'}|} = 97,19 \text{ А}$$

$$I_{BG} = \frac{|S_{BG.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 70,58 \text{ А} \quad I_{BE} = \frac{|S_{EB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_E|} = 45,81 \text{ А}$$

Потоки мощностей, втекающие в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} = S_{пр.1} - \Delta S_{xx.1} = (27,28 + 11,25i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВН.Б} = S_{пр.2} - \Delta S_{xx.2} = (23,9 + 10,36i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{\text{ВН.В}} = S_{\text{пр.3}} - \Delta S_{\text{xx.3}} = (35,84 + 15,64i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВН.Г}} = S_{\text{пр.4}} - \Delta S_{\text{xx.4}} = (29,84 + 12,48i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВН.Д}} = S_{\text{пр.5}} - \Delta S_{\text{xx.5}} = (28,99 + 12,17i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВН.Е}} = S_{\text{пр.6}} - \Delta S_{\text{xx.6}} = (22,19 + 9,72i) \text{ МВА}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведенные к стороне ВН:

$$U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{А}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.А}}}{\bar{U}_{\text{А}}} \cdot Z_{\text{тр.1}} \right| = 113,28 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Б}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Б}}}{\bar{U}_{\text{Б}}} \cdot Z_{\text{тр.2}} \right| = 111,35 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{В}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.В}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{тр.3}} \right| = 111,29 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Г}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Г}}}{\bar{U}_{\text{Г}}} \cdot Z_{\text{тр.4}} \right| = 111,25 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Д}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Д}}}{\bar{U}_{\text{Д}}} \cdot Z_{\text{тр.5}} \right| = 112,24 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Е}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Е}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{тр.6}} \right| = 111,95 \text{ кВ}$$

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}}} = 10,35 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.А}} = 10,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}}} = 10,66 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Б}} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}}} = 10,16 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.В}} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}}} = 10,16 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Г}} = 10,4 \text{ кВ}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>108</i>

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}}} = 10,25 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Д}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}}} = 10,71 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Е}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, требуется их регулирование. Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{жел.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.А}}} = 11,11$$

$$k_{\text{жел.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Г}}} = 10,7$$

$$k_{\text{жел.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Б}}} = 10,31$$

$$k_{\text{жел.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Д}}} = 10,47$$

$$k_{\text{жел.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.В}}} = 11,5$$

$$k_{\text{жел.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Е}}} = 10,56$$

Определяем требуемые номера отпаек РПН, округляя желаемые значения номеров отпаек до ближайших возможных стандартных значений:

$$t = 1,78 \%$$

$$n_{\text{жел.А}} = \left( \frac{k_{\text{жел.А}}}{k_{\text{тр.1}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 0,8$$

$$n_{\text{А}} = 1$$

$$n_{\text{жел.Б}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Б}}}{k_{\text{тр.2}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -0,75$$

$$n_{\text{Б}} = -1$$

$$n_{\text{жел.В}} = \left( \frac{k_{\text{жел.В}}}{k_{\text{тр.3}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -2,31$$

$$n_{\text{В}} = -2$$

$$n_{\text{жел.Г}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Г}}}{k_{\text{тр.4}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -1,3$$

$$n_{\text{Г}} = -1$$

$$n_{\text{жел.Д}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Д}}}{k_{\text{тр.5}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -2,46$$

$$n_{\text{А}} = -2$$

$$n_{\text{жел.Е}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Е}}}{k_{\text{тр.6}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 0,6$$

$$n_{\text{А}} = 1$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} = 10,16 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} = 10,34 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} = 10,85 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} = 10,63 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} = 10,54 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}} \cdot (1 + n_{\text{Е}} \cdot t)} = 10,53 \text{ кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{отп.А}} = 10 - n_{\text{А}} = 9$$

$$n_{\text{отп.Г}} = 10 - n_{\text{Г}} = 11$$

$$n_{\text{отп.Б}} = 10 - n_{\text{Б}} = 11$$

$$n_{\text{отп.Д}} = 10 - n_{\text{Д}} = 12$$

$$n_{\text{отп.В}} = 10 - n_{\text{В}} = 12$$

$$n_{\text{отп.Е}} = 10 - n_{\text{Е}} = 9$$

С целью сравнения результатов расчетов установившихся режимов электрической сети на базе классических и компактных линий электропередач произведем расчеты потерь мощности и напряжения.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{01\text{А}} = \frac{\bar{S}_{01\text{А.Н}}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\text{ЛЭП1}} = (1,6 + 1,67i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{01\text{А}}| = 2,32 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{АБ}} = \frac{\bar{S}_{\text{АБ.Н}}}{\bar{U}_{\text{А}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (0,75 + 0,43i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{АБ}}| = 0,86 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{БЕ}} = \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.Н}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (0,39 + 0,79i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{БЕ}}| = 0,88 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{02\text{Е}} = \frac{\bar{S}_{02\text{Е.Н}}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (0,89 + 1,34i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{02\text{Е}}| = 1,61 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{01\text{В}} = \frac{\bar{S}_{01\text{В.Н}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП3}} = (2,57 + 2,65i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{01\text{В}}| = 3,69 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ВГ}} = \frac{\bar{S}_{\text{ВГ.Н}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП4}} = (1,2 + 0,64i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{ВГ}}| = 1,36 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ГД}} = \frac{\bar{S}_{\text{ГД.Н}}}{\bar{U}_{\text{Д}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП7}} = (0,94 + 1,14i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{ГД}}| = 1,47 \text{ кВ}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						110
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\Delta U_{02Д} = \frac{\bar{S}_{02Д.н}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (1,32 + 1,8i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{02Д}| = 2,23 \text{ кВ}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{01А} + \Delta U_{АБ} + \Delta U_{БЕ} + \Delta U_{02Е} + \Delta U_{01В} + \Delta U_{ВГ} + \Delta U_{ГД} + \Delta U_{02Д} = (9,67 + 10,47i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\Sigma}| = 14,25 \text{ кВ}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta S_{лэп} = \Delta S_{01А} + \Delta S_{АБ} + \Delta S_{БЕ} + \Delta S_{02Е} + \Delta S_{01В} + \Delta S_{ВГ} + \Delta S_{ГД} + \Delta S_{02Д} = (1,4 + 4,4i) \text{ МВА}$$

$$|\Delta S_{\Sigma}| = 4,62 \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

**Расчет послеаварийного режима проектируемой электрической сети на основе классических линий электропередач**

Потоки мощности на участке ИП1-В-Г-Д с учетом потерь:

$$S_{ГД.к} = S_{р.Д} = (34,39 + 15,35i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ГД} = \frac{|S_{ГД.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП7} = (0,47 + 1i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.н} = S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} = (34,86 + 16,35i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.к} = S_{ГД.н} + S_{р.Г} = (70,25 + 31,95i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ВГ} = \frac{|S_{ВГ.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП4} = (1,94 + 2,75i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.н} = S_{ВГ.к} + \Delta S_{ВГ.к} = (72,2 + 34,7i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.к} = S_{ВГ.н} + S_{р.В} = (114,66 + 54,25i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01В} = \frac{|S_{01В.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП3} = (3,25 + 10,97i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.н} = S_{01В.к} + \Delta S_{01В} = (117,91 + 65,22i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участке ИП2-Е-Б-А с учетом потерь:

$$S_{БА.к} = S_{р.Б} = (32,37 + 14,13i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{АБ} = \frac{|S_{АБ}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП2} = (0,26 + 0,56i) \text{ МВА}$$

$$S_{БА.н} = S_{БА.к} + \Delta S_{БА} = (32,63 + 14,69i) \text{ МВА}$$

$$S_{ЕБ.к} = S_{БА.н} + S_{р.Б} = (60,97 + 27,55i) \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>				112	6
<i>Конс.</i>					<i>Приложение 3</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>			<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>					

$$\Delta S_{\text{ЕБ}} = \frac{|S_{\text{ЕБ.к}}^2|}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (1,89 + 4,01i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ЕБ.н}} = S_{\text{ЕБ.к}} + \Delta S_{\text{ЕБ}} = (62,86 + 31,56i) \text{ МВА}$$

$$S_{02\text{Е.к}} = S_{\text{ЕБ.н}} + S_{\text{р.Е}} = (89,18 + 43,32i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02\text{Е}} = \frac{|S_{02\text{Е.к}}^2|}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (1,4 + 4,74i) \text{ МВА}$$

$$S_{02\text{Е.н}} = S_{02\text{Е.к}} + \Delta S_{02\text{Е}} = (90,58 + 48,06i) \text{ МВА}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_{\text{Е}} = U_2 - \frac{\bar{S}_{02\text{Е.н}}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (110,84 - 3,63i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Е}}| = 110,9 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{Е}} - \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.н}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (105,14 - 7,8) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Б}}| = 105,43 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{А}} = U_{\text{Б}} - \frac{\bar{S}_{\text{БА.н}}}{\bar{U}_{\text{Б}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (103,61 - 8,92i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{А}}| = 104 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В}} = U_1 - \frac{\bar{S}_{01\text{В.н}}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\text{ЛЭП3}} = (107,67 - 6,62i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{В}}| = 107,88 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Г}} = U_{\text{В}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВГ.н}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП4}} = (103,41 - 8,67i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Г}}| = 103,77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Д}} = U_{\text{Г}} - \frac{\bar{S}_{02\text{Д.н}}}{\bar{U}_{\text{Г}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП7}} = (100,72 - 10,53i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Д}}| = 101,27 \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\frac{|U_{\text{А}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{А}}|} = -2,07 \% \quad \frac{|U_{\text{Б}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Б}}|} = -0,68 \% \quad \frac{|U_{\text{В}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{В}}|} = 1,6 \%$$

$$\frac{|U_{\text{Г}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Г}}|} = -2,29 \% \quad \frac{|U_{\text{Д}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Д}}|} = -4,82 \% \quad \frac{|U_{\text{Е}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Е}}|} = 4,28 \%$$

Значения погрешностей менее 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Значения токов в ветвях:

$$I_{AB} = \frac{|S_{AB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_A|} = 195,98 \text{ A}$$

$$I_{02E} = \frac{|S_{02E.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 517,52 \text{ A}$$

$$I_{01B} = \frac{|S_{01B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 680,04 \text{ A}$$

$$I_{ГД} = \frac{|S_{ГД.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_Г|} = 214,23 \text{ A}$$

$$I_{BГ} = \frac{|S_{BГ.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 428,71 \text{ A}$$

$$I_{BE} = \frac{|S_{BE.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 366,19 \text{ A}$$

Потоки мощностей, втекающие в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} = S_{пр.1} - \Delta S_{xx.1} = (32,13 + 13,97i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Б} = S_{пр.2} - \Delta S_{xx.2} = (28,17 + 13,19i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.В} = S_{пр.3} - \Delta S_{xx.3} = (42,22 + 19,68i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Г} = S_{пр.4} - \Delta S_{xx.4} = (35,16 + 15,71i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Д} = S_{пр.5} - \Delta S_{xx.5} = (34,15 + 15,29i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Е} = S_{пр.6} - \Delta S_{xx.6} = (26,15 + 12,12i) \text{ MVA}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведенные к стороне ВН:

$$U_{НН.А}^{ВН} = \left| U_A - \frac{\bar{S}_{ВН.А}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{тр.1} \right| = 100,21 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Б}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.Б}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.2} \right| = 100,06 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.В}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.В}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.3} \right| = 102,84 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Г}^{ВН} = \left| U_Г - \frac{\bar{S}_{ВН.Г}}{\bar{U}_Г} \cdot Z_{тр.4} \right| = 99,54 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Д}^{ВН} = \left| U_Д - \frac{\bar{S}_{ВН.Д}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{тр.5} \right| = 97,07 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Е}^{ВН} = \left| U_E - \frac{\bar{S}_{ВН.Е}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{тр.6} \right| = 106,12 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}}} = 9,15 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.А}} = 10,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}}} = 9,58 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Б}} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}}} = 9,39 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.В}} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}}} = 9,09 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Г}} = 10,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}}} = 8,86 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Д}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}}} = 10,15 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Е}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, требуется их регулирование. Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{жел.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.А}}} = 9,82$$

$$k_{\text{жел.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Г}}} = 9,57$$

$$k_{\text{жел.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Б}}} = 9,27$$

$$k_{\text{жел.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Д}}} = 9,05$$

$$k_{\text{жел.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.В}}} = 9,7$$

$$k_{\text{жел.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Е}}} = 10,01$$

Определяем требуемые номера отпаяк РПН, округляя желаемые значения номеров отпаяк до ближайших возможных стандартных значений:

$$t = 1,78 \%$$

$$n_{\text{жел.А}} = \left( \frac{k_{\text{жел.А}}}{k_{\text{тр.1}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -5,77$$

$$n_{\text{А}} = -6$$

$$n_{\text{жел.Б}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Б}}}{k_{\text{тр.2}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -6,37$$

$$n_{\text{Б}} = -6$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

$$n_{\text{жел.В}} = \left( \frac{k_{\text{жел.В}}}{k_{\text{тр.3}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -6,4 \quad n_{\text{В}} = -6$$

$$n_{\text{жел.Г}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Г}}}{k_{\text{тр.4}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -7,07 \quad n_{\text{Г}} = -7$$

$$n_{\text{жел.Д}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Д}}}{k_{\text{тр.5}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -9,72 \quad n_{\text{А}} = -9$$

$$n_{\text{жел.Е}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Е}}}{k_{\text{тр.6}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -2,36 \quad n_{\text{А}} = -2$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} = 10,25 \text{ кВ} \quad U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} = 10,38 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} = 10,72 \text{ кВ} \quad U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} = 10,56 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} = 10,51 \text{ кВ} \quad U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}} \cdot (1 + n_{\text{Е}} \cdot t)} = 10,53 \text{ кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{отп.А}} = 10 - n_{\text{А}} = 16 \quad n_{\text{отп.Г}} = 10 - n_{\text{Г}} = 17$$

$$n_{\text{отп.Б}} = 10 - n_{\text{Б}} = 16 \quad n_{\text{отп.Д}} = 10 - n_{\text{Д}} = 19$$

$$n_{\text{отп.В}} = 10 - n_{\text{В}} = 16 \quad n_{\text{отп.Е}} = 10 - n_{\text{Е}} = 12$$

Из-за того, что желаемого уровня напряжения с помощью отпайки РПН трансформаторов подстанции Д достигнуть невозможно, то необходимо применить линейный регулятор, который представлен ТМНЛ-40000/10.

Желаемый номер отпайки линейного регулятора:

$$t_{\text{л.р}} = 1,5 \% \quad U_{\text{л.р}} = 11 \text{ кВ}$$

$$n_{\text{лр.жел}} = \frac{U_{\text{жел.Д}} - U_{\text{НН.Д}}}{U_{\text{л.р}}} \cdot \frac{1}{t_{\text{л.р}}} = 1 \quad n_{\text{лр.факт}} = 1$$

Определяем фактическое напряжение после установки линейного регулятора:

$$U_{\text{НН.Ф}} := U_{\text{НН.Д}} + n_{\text{лр.ст}} \cdot t_{\text{л.р}} \cdot U_{\text{л.р}} = 10,72 \cdot \text{кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

С целью сравнения результатов расчетов установившихся режимов электрической сети на базе классических и компактных линий электропередач произведем расчеты потерь мощности и напряжения.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{AB} = \frac{\bar{S}_{AB.H}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{ЛЭП2} = (1,56 + 1,12i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{AB}| = 1,92 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{BE} = \frac{\bar{S}_{BE.H}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{ЛЭП8} = (5,7 + 4,18i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{BE}| = 7,07 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{02E} = \frac{\bar{S}_{02E.H}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (3,56 + 3,63i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{02E}| = 5,08 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{01B} = \frac{\bar{S}_{01B.H}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП3} = (6,73 + 6,62i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{01B}| = 9,44 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{BG} = \frac{\bar{S}_{BG.H}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (6,73 + 4,81i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{BG}| = 8,27 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ГД} = \frac{\bar{S}_{ГД.H}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{ЛЭП7} = (2,79 + 1,86i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{ГД}| = 3,35 \text{ кВ}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{AB} + \Delta U_{BE} + \Delta U_{02E} + \Delta U_{01B} + \Delta U_{BG} + \Delta U_{ГД} = (27,06 + 22,21i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\Sigma}| = 35,01 \text{ кВ}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta U_{AB} + \Delta U_{BE} + \Delta S_{02E} + \Delta S_{01B} + \Delta S_{BG} + \Delta S_{ГД} = (9,22 + 24,03i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta S_{\Sigma}| = 25,74 \text{ кВ}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117

**Расчет максимального режима проектируемой электрической сети на основе компактных линий электропередач**

Поток мощности на головном участке ИП1-В для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{01В} = \frac{S_{р.В} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Д} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП5}}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (53,86 + 23,03i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП2-Д для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02Д} = \frac{S_{р.В} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП3} + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4}) + S_{р.Д} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП7})}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (58,25 + 23,8i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{р.В} + S_{р.Г} + S_{р.Д} = (112,12 + 46,84i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В} + S_{02Д} = (112,12 + 46,84i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.1} = \frac{\bar{U}_2 - \bar{U}_1}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} \cdot 110 \text{ кВ} = (3,99 + 8,41i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01В.ф} = S_{01В} - S_{ур.1} = (49,87 + 14,62i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.ф} = S_{02Д} + S_{ур.1} = (62,25 + 32,22i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках В-Г-Д без учета потерь мощности:

$$S_{ВГ} = S_{01В.ф} - S_{р.В} = (7,46 - 3,51i) \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Приложение 4.</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловикова А.А.</i>					118	9
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белюсов А.В.</i>						

$$S_{ДГ} = S_{02Д.ф} - S_{р.Д} = (27,9 + 18,06i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГВ} = S_{ДГ} - S_{р.Г} = (-7,46 + 3,51i) \text{ МВА}$$

Точкой потокораздела по активной мощности является подстанция Г, а по реактивной - подстанция В. Вырезаем участок между точками потокораздела (В-Г), отнеся потери активной мощности на вырезанном участке к подстанции В, а потери реактивной мощности к подстанции Г:

$$\Delta S_{ВГ} = \frac{|S_{ВГ}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП4} = (0,02 + 0,02i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.к} = S_{01В.ф} + \text{Re}(\Delta S_{ВГ}) = (49,89 + 14,62i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.к} = S_{ДГ} + j \cdot \text{Im}(\Delta S_{ВГ}) = (27,9 + 18,09i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках ИП1-В и ИП2-Д-Г с учетом потерь мощности:

$$\Delta S_{01В} = \frac{|S_{01В.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП3} = (0,41 + 1,27i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.н} = S_{01В.к} + \Delta S_{01В} = (50,3 + 15,89i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ГД} = \frac{|S_{ГД.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП7} = (0,28 + 0,54i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.н} = S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} = (28,18 + 18,63i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.к} = S_{ГД.н} + S_{р.Д} = (62,53 + 32,78i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02Д} = \frac{|S_{02Д.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (0,48 + 1,48i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.н} = S_{02Д.к} + \Delta S_{02Д} = (63,01 + 34,26i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности в начале и конце линии В-Г:

$$S_{ВГ.н} = S_{01В.ф} - S_{р.В} = (7,46 - 3,51i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.к} = S_{ВГ.н} - \Delta S_{ВГ} = (7,44 - 3,53i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

Поток мощности на головном участке ИП1-А для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{01A} = \frac{S_{p.A} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{p.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{p.E} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП6}}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (47,98 + 19,96i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП2-Е для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02E} = \frac{S_{p.A} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП1} + S_{p.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2}) + S_{p.E} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП8})}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (38,94 + 15,65i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{p.A} + S_{p.Б} + S_{p.E} = (86,92 + 35,61i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A} + S_{02E} = (86,92 + 35,61i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.2} = \frac{\bar{U}_2 - \bar{U}_1}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} \cdot 110 \text{ кВ} = (3,74 + 8,57i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01A.ф} = S_{01A} - S_{ур.2} = (44,24 + 11,39i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.ф} = S_{02E} + S_{ур.2} = (42,68 + 24,22i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках А-Б-Е без учета потерь мощности:

$$S_{AB} = S_{01A.ф} - S_{p.A} = (11,9 - 1,66i) \text{ МВА}$$

$$S_{EB} = S_{02E.ф} - S_{p.E} = (16,4 + 13,44i) \text{ МВА}$$

$$S_{BA} = S_{EB} - S_{p.Б} = (-11,9 + 1,66i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						120
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Точкой потококораздела по активной мощности является подстанция Б, а по реактивной - подстанция А. Вырезаем участок между точками потококораздела (А-Б), отнеся потери активной мощности на вырезанном участке к подстанции А, а потери реактивной мощности к подстанции Б:

$$\Delta S_{AB} = \frac{|S_{AB}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП2} = (0,02 + 0,04i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.к} = S_{01A.ф} + \text{Re}(\Delta S_{AB}) = (44,26 + 11,39i) \text{ МВА}$$

$$S_{BE.к} = S_{BE} + j \cdot \text{Im}(\Delta S_{AB}) = (16,4 + 13,49i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках ИП1-А и ИП2-Е-Б с учетом потерь мощности:

$$\Delta S_{01A} = \frac{|S_{01A.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП1} = (0,23 + 0,69i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.н} = S_{01A.к} + \Delta S_{01A} = (44,49 + 12,08i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{BE} = \frac{|S_{BE.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП8} = (0,14 + 0,28i) \text{ МВА}$$

$$S_{BE.н} = S_{BE.к} + \Delta S_{BE} = (16,54 + 13,76i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.к} = S_{BE.н} + S_{p,E} = (42,83 + 24,55i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02E} = \frac{|S_{02E.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (0,26 + 0,81i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.н} = S_{02E.к} + \Delta S_{02E} = (43,09 + 25,35i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности в начале и конце линии А-Б:

$$S_{AB.н} = S_{01A.н} - S_{p,A} = (11,9 - 1,66i) \text{ МВА}$$

$$S_{AB.к} = S_{AB.н} - \Delta S_{AB} = (11,88 - 1,7i) \text{ МВА}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_A = U_1 - \frac{\bar{S}_{01A.н}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП1} = (122,13 - 1,63i) \text{ кВ} \quad |U_A| = 122,14 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_A - \frac{\bar{S}_{AB.н}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{ЛЭП2} = (121,96 - 2,11i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 121,98 \text{ кВ}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

$$U_B = U_1 - \frac{\bar{S}_{01B.H.}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП3} = (121,37 - 2,56i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 121,4 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_2 - \frac{\bar{S}_{02Д.Н.}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (123,47 - 1,83i) \text{ кВ} \quad |U_D| = 123,48 \text{ кВ}$$

$$U_{Г'} = U_D - \frac{\bar{S}_{ГД.Н.}}{\bar{U}_D} \cdot Z_{ЛЭП7} = (121,5 - 2,89i) \text{ кВ} \quad |U_{Г'}| = 121,53 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_2 - \frac{\bar{S}_{02Е.Н.}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (123,85 - 1,38i) \text{ кВ} \quad |U_E| = 123,85 \text{ кВ}$$

$$U_{B''} = U_E - \frac{\bar{S}_{БЕ.Н.}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{ЛЭП8} = (122,18 - 2,06i) \text{ кВ} \quad |U_{B''}| = 122,2 \text{ кВ}$$

$$U_{Г''} = U_B - \frac{\bar{S}_{БГ.Н.}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (121,27 - 2,96i) \text{ кВ} \quad |U_{Г''}| = 121,31 \text{ кВ}$$

Сравниваем значения напряжения в узлах Б и Г, рассчитанные с двух сторон:

$$\frac{|U_{Г'}| - |U_{Г''}|}{|U_{Г'}|} = 0,18 \% \quad U_{Г'} = \frac{U_{Г'} + U_{Г''}}{2} = (121,38 - 2,93i) \text{ кВ}$$

$$\frac{|U_{B''}| - |U_{B'}|}{|U_{B''}|} = -0,18 \% \quad U_{B''} = \frac{U_{B''} + U_{B'}}{2} = (122,07 - 2,08i) \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\frac{|U_A| - U_{нач}}{|U_A|} = 0,04 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,01 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,58 \%$$

$$\frac{|U_{Г'}| - U_{нач}}{|U_{Г'}|} = -0,56 \% \quad \frac{|U_D| - U_{нач}}{|U_D|} = 1,12 \% \quad \frac{|U_E| - U_{нач}}{|U_E|} = 1,42 \%$$

Значения погрешностей менее 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Значения токов в ветвях:

$$I_{01A} = \frac{|S_{01A.H.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 216,02 \text{ А} \quad I_{02Д} = \frac{|S_{02Д.Н.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 330,19 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{|S_{AB.H.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_A|} = 56,79 \text{ А} \quad I_{02E} = \frac{|S_{02Е.Н.}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 230,18 \text{ А}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

$$I_{01B} = \frac{|S_{01B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 247,19 \text{ A}$$

$$I_{ГД} = \frac{|S_{ГД.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_Г|} = 160,6 \text{ A}$$

$$I_{БГ} = \frac{|S_{БГ.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 39,22 \text{ A}$$

$$I_{БЕ} = \frac{|S_{БЕ.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 101,77 \text{ A}$$

Потоки мощностей, втекающие в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} = S_{пр.1} - \Delta S_{xx.1} = (32,1 + 13,27i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Б} = S_{пр.2} - \Delta S_{xx.2} = (28,13 + 12,36i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.В} = S_{пр.3} - \Delta S_{xx.3} = (42,17 + 18,48i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Г} = S_{пр.4} - \Delta S_{xx.4} = (35,12 + 14,88i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Д} = S_{пр.5} - \Delta S_{xx.5} = (34,11 + 14,5i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Е} = S_{пр.6} - \Delta S_{xx.6} = (26,11 + 11,4i) \text{ MVA}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведенные к стороне ВН:

$$U_{НН.А}^{ВН} = \left| U_A - \frac{\bar{S}_{ВН.А}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{тр.1} \right| = 118,99 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Б}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.Б}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.2} \right| = 117,6 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.В}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.В}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.3} \right| = 117,09 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Г}^{ВН} = \left| U_Г - \frac{\bar{S}_{ВН.Г}}{\bar{U}_Г} \cdot Z_{тр.4} \right| = 117,89 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Д}^{ВН} = \left| U_Д - \frac{\bar{S}_{ВН.Д}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{тр.5} \right| = 120,09 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Е}^{ВН} = \left| U_E - \frac{\bar{S}_{ВН.Е}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{тр.6} \right| = 119,74 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}}} = 10,87 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.А}} = 10,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}}} = 11,25 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Б}} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}}} = 10,69 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.В}} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}}} = 10,77 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Г}} = 10,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}}} = 10,97 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Д}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}}} = 11,46 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Е}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, требуется их регулирование. Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{жел.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.А}}} = 11,67$$

$$k_{\text{жел.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Г}}} = 11,34$$

$$k_{\text{жел.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Б}}} = 10,89$$

$$k_{\text{жел.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Д}}} = 11,2$$

$$k_{\text{жел.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.В}}} = 11,05$$

$$k_{\text{жел.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Е}}} = 11,3$$

Определяем требуемые номера отпаяк РПН, округляя желаемые значения номеров отпаяк до ближайших возможных стандартных значений:

$$t = 1,78 \%$$

$$n_{\text{жел.А}} = \left( \frac{k_{\text{жел.А}}}{k_{\text{тр.1}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 3,67$$

$$n_{\text{А}} = 4$$

$$n_{\text{жел.Б}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Б}}}{k_{\text{тр.2}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 2,36$$

$$n_{\text{Б}} = 2$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		124

$$n_{\text{жел.В}} = \left( \frac{k_{\text{жел.В}}}{k_{\text{тр.3}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 0,49$$

$$n_{\text{В}} = 1$$

$$n_{\text{жел.Г}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Г}}}{k_{\text{тр.4}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 1,98$$

$$n_{\text{Г}} = 2$$

$$n_{\text{жел.Д}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Д}}}{k_{\text{тр.5}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 1,29$$

$$n_{\text{А}} = 1$$

$$n_{\text{жел.Е}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Е}}}{k_{\text{тр.6}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 4,55$$

$$n_{\text{А}} = 5$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} = 10,14 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} = 10,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} = 10,87 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} = 10,78 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} = 10,69 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}} \cdot (1 + n_{\text{Е}} \cdot t)} = 10,52 \text{ кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{отп.А}} = 10 - n_{\text{А}} = 6$$

$$n_{\text{отп.Г}} = 10 - n_{\text{Г}} = 8$$

$$n_{\text{отп.Б}} = 10 - n_{\text{Б}} = 8$$

$$n_{\text{отп.Д}} = 10 - n_{\text{Д}} = 9$$

$$n_{\text{отп.В}} = 10 - n_{\text{В}} = 10$$

$$n_{\text{отп.Е}} = 10 - n_{\text{Е}} = 5$$

С целью сравнения результатов расчетов установившихся режимов электрической сети на базе классических и компактных линий электропередач произведем расчеты потерь мощности и напряжения.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{01\text{А}} = \frac{\bar{S}_{01\text{А.Н}}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\text{ЛЭП1}} = (1,07 + 1,63i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{01\text{А}}| = 1,95 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{АБ}} = \frac{\bar{S}_{\text{АБ.Н}}}{\bar{U}_\text{А}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (0,18 + 0,48i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{АБ}}| = 0,51 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{БЕ}} = \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.Н}}}{\bar{U}_\text{Е}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (1,67 + 0,68i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{БЕ}}| = 1,8 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		125

$$\Delta U_{02E} = \frac{\bar{S}_{02E.H}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (1,55 + 1,38i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{02E}| = 2,08 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{01B} = \frac{\bar{S}_{01B.H}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП3} = (1,83 + 2,56i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{01B}| = 3,15 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{BГ} = \frac{\bar{S}_{BГ.H}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (0,1 + 0,4i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{BГ}| = 0,41 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ГД} = \frac{\bar{S}_{ГД.H}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{ЛЭП7} = (1,97 + 1,06i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{ГД}| = 2,24 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{02Д} = \frac{\bar{S}_{02Д.H}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (1,93 + 1,83i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{02Д}| = 2,66 \text{ кВ}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{01A} + \Delta U_{AB} + \Delta U_{BE} + \Delta U_{02E} + \Delta U_{01B} + \Delta U_{BГ} + \Delta U_{ГД} + \Delta U_{02Д} = (10,29 + 10,02i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\Sigma}| = 14,36 \text{ кВ}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta S_{ЛЭП} = \Delta S_{01A} + \Delta S_{AB} + \Delta S_{BE} + \Delta S_{02E} + \Delta S_{01B} + \Delta S_{BГ} + \Delta S_{ГД} + \Delta S_{02Д} = (1,84 + 5,13i) \text{ МВА}$$

$$|\Delta S_{\Sigma}| = 5,46 \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		126

**Расчет минимального режима проектируемой электрической сети на основе компактных линий электропередач**

Поток мощности на головном участке ИП1-В для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{01В} = \frac{S_{р.В} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}) + S_{р.Д} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП5}}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (45,82 + 19,45i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП2-Д для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02Д} = \frac{S_{р.В} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП3} + S_{р.Г} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4}) + S_{р.Д} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП7})}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} = (49,57 + 20,04i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{р.В} + S_{р.Г} + S_{р.Д} = (95,39 + 39,49i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В} + S_{02Д} = (95,39 + 39,49i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.1} = \frac{\bar{U}_1 - \bar{U}_2}{\bar{Z}_{ЛЭП3} + \bar{Z}_{ЛЭП4} + \bar{Z}_{ЛЭП5} + \bar{Z}_{ЛЭП7}} \cdot 110 \text{ кВ} = (2 + 4,21i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках для линии ИП1-В-Г-Д-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01В.ф} = S_{01В} + S_{ур.1} = (47,82 + 23,66i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.ф} = S_{02Д} - S_{ур.1} = (47,57 + 15,83i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участках В-Г-Д без учета потерь мощности:

$$S_{ВГ} = S_{01В.ф} - S_{р.В} = (11,74 + 8,29i) \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Приложение 5</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>					127	9
<i>Конс.</i>						<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>						

$$S_{дГ} = S_{02д.ф} - S_{р.д} = (18,34 + 3,93i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГВ} = S_{дГ} - S_{р.Г} = (-11,74 - 8,29i) \text{ МВА}$$

Точкой потокораздела мощностей является подстанция Г. Разрезаем линию ИП1-В-Г-Д-ИП2 по точке потокораздела и определяем потоки мощности на участках ИП1-В-Г и ИП2-Д-Г с учетом потерь:

$$S_{ВГ.к} = S_{ВГ} = (11,74 + 8,29i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ВГ} = \frac{|S_{ВГ.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП4} = (0,06 + 0,07i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.н} = S_{ВГ.к} + \Delta S_{ВГ} = (11,8 + 8,36i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.к} = S_{ВГ.н} + S_{р.В} = (47,88 + 23,73i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01В} = \frac{|S_{01В.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП3} = (0,49 + 1,5i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.н} = S_{01В.к} + \Delta S_{01В} = (48,36 + 25,23i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.к} = S_{дГ} = (18,34 + 3,93i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ГД} = \frac{|S_{ГД.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП7} = (0,1 + 0,19i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.н} = S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} = (18,44 + 4,13i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.к} = S_{ГД.н} + S_{р.Д} = (47,67 + 16,02i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{02Д} = \frac{|S_{02Д.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (0,27 + 0,84i) \text{ МВА}$$

$$S_{02Д.н} = S_{02Д.к} + \Delta S_{02Д} = (47,94 + 16,86i) \text{ МВА}$$

Поток мощности на головном участке ИП1-А для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнительной мощности:

$$S_{01А} = \frac{S_{р.А} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{р.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}) + S_{р.Е} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП6}}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (40,83 + 16,89i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Поток мощности на головном участке ИП2-Е для линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 без учета потерь мощности и уравнильной мощности:

$$S_{02E} = \frac{S_{p.A} \cdot \bar{Z}_{ЛЭП1} + S_{p.Б} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2}) + S_{p.Е} \cdot (\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП8})}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} = (33,13 + 13,26i) \text{ МВА}$$

Проверка:

$$S_{p.A} + S_{p.Б} + S_{p.Е} = (73,95 + 30,14i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A} + S_{02E} = (73,95 + 30,14i) \text{ МВА}$$

Так как напряжения на шинах ИП1 и ИП2 имеют различные значения, то по линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 протекает уравнильная мощность:

$$S_{ур.2} = \frac{\bar{U}_1 - \bar{U}_2}{\bar{Z}_{ЛЭП1} + \bar{Z}_{ЛЭП2} + \bar{Z}_{ЛЭП6} + \bar{Z}_{ЛЭП8}} \cdot 110 \text{ кВ} = (1,87 + 4,29i) \text{ МВА}$$

Фактические потоки мощности на головных участках линии ИП1-А-Б-Е-ИП2 с учетом уравнильной мощности:

$$S_{01A.ф} = S_{01A} + S_{ур.2} = (42,7 + 21,17i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.ф} = S_{02E} - S_{ур.2} = (31,26 + 8,97i) \text{ МВА}$$

Потоки на участках А-Б-Е без учета потерь мощности:

$$S_{AB} = S_{01A.ф} - S_{p.A} = (15,18 + 10,09i) \text{ МВА}$$

$$S_{BE} = S_{AB} - S_{p.Б} = (-8,89 + 0,21i) \text{ МВА}$$

$$S_{EB} = S_{02E.ф} - S_{p.Е} = (8,89 - 0,21i) \text{ МВА}$$

Точкой потокораздела по активной мощности является подстанция Б, а по реактивной - подстанция Е. Вырезаем участок между точками потокораздела (Б-Е), отнеся потери активной мощности на вырезанном участке к подстанции Е, а потери реактивной мощности к подстанции Б:

$$\Delta S_{EB} = \frac{|S_{EB}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП8} = (0,03 + 0,05i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.к} = S_{02E.ф} + \text{Re}(\Delta S_{EB}) = (31,28 + 8,97i) \text{ МВА}$$

$$S_{AB.к} = S_{AB} + j \cdot \text{Im}(\Delta S_{EB}) = (15,18 + 10,14i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						129
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потоки мощности на участках ИП1-А-Б и ИП2-Е с учетом потерь мощности:

$$\Delta S_{02E} = \frac{|S_{02E.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (0,13 + 0,39i) \text{ МВА}$$

$$S_{02E.н} = S_{02E.к} + \Delta S_{02E} = (31,41 + 9,36i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{AB} = \frac{|S_{AB}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП2} = (0,06 + 0,11i) \text{ МВА}$$

$$S_{AB.н} = S_{AB.к} + \Delta S_{AB} = (15,24 + 10,26i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.к} = S_{AB.н} + S_{р.А} = (42,76 + 21,34i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01A} = \frac{|S_{01A.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП1} = (0,28 + 0,85i) \text{ МВА}$$

$$S_{01A.н} = S_{01A.к} + \Delta S_{01A} = (43,03 + 22,19i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности в начале и конце линии Е-Б:

$$S_{ЕБ.н} = S_{02E.ф} - S_{р.Е} = (8,89 - 0,21i) \text{ МВА}$$

$$S_{ЕБ.к} = S_{ЕБ.н} - \Delta S_{BE} = (8,87 - 0,27i) \text{ МВА}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_A = U_1 - \frac{\bar{S}_{01A.н}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП1} = (116,18 - 1,51i) \text{ кВ} \quad |U_A| = 116,19 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_A - \frac{\bar{S}_{AB.н}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{ЛЭП2} = (115,46 - 1,89i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 115,47 \text{ кВ}$$

$$U_B = U_1 - \frac{\bar{S}_{01B.н}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{ЛЭП3} = (115,27 - 2,39i) \text{ кВ} \quad |U_B| = 115,29 \text{ кВ}$$

$$U_\Gamma = U_B - \frac{\bar{S}_{B\Gamma.н}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (114,54 - 2,59i) \text{ кВ} \quad |U_\Gamma| = 114,57 \text{ кВ}$$

$$U_D = U_2 - \frac{\bar{S}_{02D.н}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (115,37 - 1,61i) \text{ кВ} \quad |U_D| = 115,38 \text{ кВ}$$

$$U_E = U_2 - \frac{\bar{S}_{02E.н}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП6} = (115,77 - 1,2i) \text{ кВ} \quad |U_E| = 115,77 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		130

$$U_{B''} = U_E - \frac{\bar{S}_{EB.H}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{ЛЭП8} = (115,41 - 1,92i) \text{ кВ} \quad |U_{B''}| = 115,43 \text{ кВ}$$

$$U_{Г''} = U_D - \frac{\bar{S}_{ГД.H}}{\bar{U}_D} \cdot Z_{ЛЭП7} = (114,49 - 2,63i) \text{ кВ} \quad |U_{Г''}| = 114,52 \text{ кВ}$$

Сравниваем значения напряжения в узлах Б и Г, рассчитанные с двух сторон:

$$\frac{|U_{Г'}| - |U_{Г''}|}{|U_{Г'}|} = 0,04 \% \quad U_{Г'} = \frac{U_{Г'} + U_{Г''}}{2} = (114,52 - 2,61i) \text{ кВ}$$

$$\frac{|U_{B'}| - |U_{B''}|}{|U_{B'}|} = 0,04 \% \quad U_{B'} = \frac{U_{B'} + U_{B''}}{2} = (115,43 - 1,9i) \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\frac{|U_A| - U_{нач}}{|U_A|} = 0,59 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,04 \% \quad \frac{|U_B| - U_{нач}}{|U_B|} = -0,18 \%$$

$$\frac{|U_{Г'}| - U_{нач}}{|U_{Г'}|} = -0,83 \% \quad \frac{|U_D| - U_{нач}}{|U_D|} = -0,1 \% \quad \frac{|U_E| - U_{нач}}{|U_E|} = 0,24 \%$$

Значения погрешностей менее 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

Значения токов в ветвях:

$$I_{01A} = \frac{|S_{01A.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 237,5 \text{ А} \quad I_{02Д} = \frac{|S_{02Д.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 251,65 \text{ А}$$

$$I_{AB} = \frac{|S_{AB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_A|} = 91,28 \text{ А} \quad I_{02E} = \frac{|S_{02E.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 162,3 \text{ А}$$

$$I_{01B} = \frac{|S_{01B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 267,57 \text{ А} \quad I_{ГД} = \frac{|S_{ГД.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_{Г'}|} = 95,25 \text{ А}$$

$$I_{BG} = \frac{|S_{BG.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 72,42 \text{ А} \quad I_{BE} = \frac{|S_{EB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_E|} = 44,37 \text{ А}$$

Потоки мощностей, втекающие в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} = S_{пр.1} - \Delta S_{xx.1} = (27,28 + 11,25i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВН.Б} = S_{пр.2} - \Delta S_{xx.2} = (23,9 + 10,36i) \text{ МВА}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

$$S_{\text{ВН.В}} = S_{\text{пр.3}} - \Delta S_{\text{xx.3}} = (35,84 + 15,64i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВН.Г}} = S_{\text{пр.4}} - \Delta S_{\text{xx.4}} = (29,84 + 12,48i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВН.Д}} = S_{\text{пр.5}} - \Delta S_{\text{xx.5}} = (28,99 + 12,17i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ВН.Е}} = S_{\text{пр.6}} - \Delta S_{\text{xx.6}} = (22,19 + 9,72i) \text{ МВА}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведенные к стороне ВН:

$$U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{А}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.А}}}{\bar{U}_{\text{А}}} \cdot Z_{\text{тр.1}} \right| = 113,37 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Б}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Б}}}{\bar{U}_{\text{Б}}} \cdot Z_{\text{тр.2}} \right| = 111,45 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{В}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.В}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{тр.3}} \right| = 111,43 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Г}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Г}}}{\bar{U}_{\text{Г}}} \cdot Z_{\text{тр.4}} \right| = 111,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Д}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Д}}}{\bar{U}_{\text{Д}}} \cdot Z_{\text{тр.5}} \right| = 112,32 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}} = \left| U_{\text{Е}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВН.Е}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{тр.6}} \right| = 112,01 \text{ кВ}$$

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}}} = 10,35 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.А}} = 10,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}}} = 10,67 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Б}} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}}} = 10,18 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.В}} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}}} = 10,17 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Г}} = 10,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}}} = 10,26 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Д}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Е}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, требуется их регулирование. Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{жел.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.А}}} = 11,11$$

$$k_{\text{жел.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Г}}} = 10,71$$

$$k_{\text{жел.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Б}}} = 10,32$$

$$k_{\text{жел.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Д}}} = 10,48$$

$$k_{\text{жел.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.В}}} = 10,51$$

$$k_{\text{жел.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Е}}} = 10,57$$

Определяем требуемые номера отпаек РПН, округляя желаемые значения номеров отпаек до ближайших возможных стандартных значений:

$$t = 1,78 \%$$

$$n_{\text{жел.А}} = \left( \frac{k_{\text{жел.А}}}{k_{\text{тр.1}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 0,84$$

$$n_{\text{А}} = 1$$

$$n_{\text{жел.Б}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Б}}}{k_{\text{тр.2}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -0,7$$

$$n_{\text{Б}} = -1$$

$$n_{\text{жел.В}} = \left( \frac{k_{\text{жел.В}}}{k_{\text{тр.3}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -2,25$$

$$n_{\text{В}} = -2$$

$$n_{\text{жел.Г}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Г}}}{k_{\text{тр.4}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -1,22$$

$$n_{\text{Г}} = -1$$

$$n_{\text{жел.Д}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Д}}}{k_{\text{тр.5}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -2,42$$

$$n_{\text{А}} = -2$$

$$n_{\text{жел.Е}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Е}}}{k_{\text{тр.6}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = 0,63$$

$$n_{\text{А}} = 1$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} = 10,17 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} = 10,36 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} = 10,86 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} = 10,64 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} = 10,55 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}} \cdot (1 + n_{\text{Е}} \cdot t)} = 10,53 \text{ кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{отп.А}} = 10 - n_{\text{А}} = 9$$

$$n_{\text{отп.Г}} = 10 - n_{\text{Г}} = 11$$

$$n_{\text{отп.Б}} = 10 - n_{\text{Б}} = 11$$

$$n_{\text{отп.Д}} = 10 - n_{\text{Д}} = 12$$

$$n_{\text{отп.В}} = 10 - n_{\text{В}} = 12$$

$$n_{\text{отп.Е}} = 10 - n_{\text{Е}} = 9$$

Для сравнения расчетов установившихся режимов разработанной электрической сети на классических и компактных линиях электропередачи произведем расчеты потерь мощности и напряжения.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{01\text{А}} = \frac{\bar{S}_{01\text{А.Н}}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\text{ЛЭП1}} = (1,52 + 1,51i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{01\text{А}}| = 2,14 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{АБ}} = \frac{\bar{S}_{\text{АБ.Н}}}{\bar{U}_{\text{А}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (0,72 + 0,38i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{АБ}}| = 0,82 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{БЕ}} = \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.Н}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (0,36 + 0,71i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{БЕ}}| = 0,8 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{02\text{Е}} = \frac{\bar{S}_{02\text{Е.Н}}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (0,83 + 1,2i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{02\text{Е}}| = 1,46 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{01\text{В}} = \frac{\bar{S}_{01\text{В.Н}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП3}} = (2,43 + 2,39i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{01\text{В}}| = 3,41 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ВГ}} = \frac{\bar{S}_{\text{ВГ.Н}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП4}} = (1,17 + 0,57i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{ВГ}}| = 1,3 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{ГД}} = \frac{\bar{S}_{\text{ГД.Н}}}{\bar{U}_{\text{Д}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП7}} = (0,87 + 1,02i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{ГД}}| = 1,34 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		134

$$\Delta U_{02Д} = \frac{\bar{S}_{02Д.н}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{ЛЭП5} = (1,23 + 1,61i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{02Д}| = 2,03 \text{ кВ}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{01А} + \Delta U_{АБ} + \Delta U_{БЕ} + \Delta U_{02Е} + \Delta U_{01В} + \Delta U_{ВГ} + \Delta U_{ГД} + \Delta U_{02Д} = (9,14 + 9,39i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\Sigma}| = 13,11 \text{ кВ}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta S_{лэп} = \Delta S_{01А} + \Delta S_{АБ} + \Delta S_{БЕ} + \Delta S_{02Е} + \Delta S_{01В} + \Delta S_{ВГ} + \Delta S_{ГД} + \Delta S_{02Д} = (1,41 + 4,01i) \text{ МВА}$$

$$|\Delta S_{\Sigma}| = 4,25 \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>135</i>

**Расчет послеаварийного режима проектируемой электрической сети на основе компактных линий электропередач**

Потоки мощности на участке ИП1-В-Г-Д с учетом потерь:

$$S_{ГД.к} = S_{р.Д} = (34,39 + 15,32i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ГД} = \frac{|S_{ГД.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП7} = (0,47 + 0,91i) \text{ МВА}$$

$$S_{ГД.н} = S_{ГД.к} + \Delta S_{ГД} = (34,86 + 16,23i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.к} = S_{ГД.н} + S_{р.Г} = (70,25 + 31,79i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{ВГ} = \frac{|S_{ВГ.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП4} = (1,94 + 2,52i) \text{ МВА}$$

$$S_{ВГ.н} = S_{ВГ.к} + \Delta S_{ВГ.к} = (72,19 + 34,31i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.к} = S_{ВГ.н} + S_{р.В} = (114,66 + 53,81i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01В} = \frac{|S_{01В.к}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП3} = (3,24 + 9,96i) \text{ МВА}$$

$$S_{01В.н} = S_{01В.к} + \Delta S_{01В} = (117,9 + 63,77i) \text{ МВА}$$

Потоки мощности на участке ИП2-Е-Б-А с учетом потерь:

$$S_{БА.к} = S_{р.Б} = (32,37 + 14,12i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{АБ} = \frac{|S_{АБ}^2|}{U_{нач}^2} \cdot Z_{ЛЭП2} = (0,26 + 0,51i) \text{ МВА}$$

$$S_{БА.н} = S_{БА.к} + \Delta S_{БА} = (32,63 + 14,62i) \text{ МВА}$$

$$S_{ЕБ.к} = S_{БА.н} + S_{р.Б} = (60,97 + 27,43i) \text{ МВА}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>				136	6
<i>Конс.</i>					<i>Приложение 6</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>			<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>					

$$\Delta S_{\text{ЕБ}} = \frac{|S_{\text{ЕБ.к}}^2|}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (1,89 + 3,65i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ЕБ.н}} = S_{\text{ЕБ.к}} + \Delta S_{\text{ЕБ}} = (62,86 + 31,08i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{02Е.к}} = S_{\text{ЕБ.н}} + S_{\text{р.Е}} = (89,18 + 42,78i) \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{02Е}} = \frac{|S_{\text{02Е.к}}^2|}{U_{\text{нач}}^2} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (1,4 + 4,3i) \text{ МВА}$$

$$S_{\text{02Е.н}} = S_{\text{02Е.к}} + \Delta S_{\text{02Е}} = (90,57 + 47,08i) \text{ МВА}$$

Напряжения в узлах на высоких сторонах подстанций:

$$U_{\text{Е}} = U_2 - \frac{\bar{S}_{\text{02Е.н}}}{\bar{U}_2} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (111,09 - 3,26i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Е}}| = 111,14 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Б}} = U_{\text{Е}} - \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.н}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (105,72 - 6,98i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Б}}| = 105,95 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{А}} = U_{\text{Б}} - \frac{\bar{S}_{\text{БА.н}}}{\bar{U}_{\text{Б}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (104,28 - 7,97i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{А}}| = 104,58 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{В}} = U_1 - \frac{\bar{S}_{\text{01В.н}}}{\bar{U}_1} \cdot Z_{\text{ЛЭП3}} = (108,15 - 5,94i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{В}}| = 108,32 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Г}} = U_{\text{В}} - \frac{\bar{S}_{\text{ВГ.н}}}{\bar{U}_{\text{В}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП4}} = (104,09 - 7,74i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Г}}| = 104,38 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{Д}} = U_{\text{Г}} - \frac{\bar{S}_{\text{02Д.н}}}{\bar{U}_{\text{Г}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП7}} = (101,57 - 9,41i) \text{ кВ} \quad |U_{\text{Д}}| = 102,01 \text{ кВ}$$

Сравниваем полученные значения напряжений в узлах на высоких сторонах подстанций с использованным начальным приближением:

$$\frac{|U_{\text{А}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{А}}|} = -1,5 \%$$

$$\frac{|U_{\text{Б}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Б}}|} = -0,19 \%$$

$$\frac{|U_{\text{В}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{В}}|} = 2 \%$$

$$\frac{|U_{\text{Г}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Г}}|} = -1,7 \%$$

$$\frac{|U_{\text{Д}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Д}}|} = -4,06 \%$$

$$\frac{|U_{\text{Е}}| - U_{\text{нач}}}{|U_{\text{Е}}|} = 4,49 \%$$

Значения погрешностей менее 5%, следовательно, вторая итерация не требуется.

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		137

Значения токов в ветвях:

$$I_{AB} = \frac{|S_{AB.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_A|} = 194,87 \text{ A}$$

$$I_{02E} = \frac{|S_{02E.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_2|} = 515,18 \text{ A}$$

$$I_{01B} = \frac{|S_{01B.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_1|} = 676,46 \text{ A}$$

$$I_{ГД} = \frac{|S_{ГД.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_Г|} = 212,71 \text{ A}$$

$$I_{BГ} = \frac{|S_{BГ.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 426,04 \text{ A}$$

$$I_{BE} = \frac{|S_{BE.H}|}{\sqrt{3} \cdot |U_B|} = 364,29 \text{ A}$$

Потоки мощностей, втекающие в обмотку ВН трансформаторов:

$$S_{ВН.А} = S_{пр.1} - \Delta S_{xx.1} = (32,13 + 13,97i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Б} = S_{пр.2} - \Delta S_{xx.2} = (28,17 + 13,19i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.В} = S_{пр.3} - \Delta S_{xx.3} = (42,22 + 19,68i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Г} = S_{пр.4} - \Delta S_{xx.4} = (35,16 + 15,71i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Д} = S_{пр.5} - \Delta S_{xx.5} = (34,15 + 15,29i) \text{ MVA}$$

$$S_{ВН.Е} = S_{пр.6} - \Delta S_{xx.6} = (26,15 + 12,12i) \text{ MVA}$$

Напряжения на низкой стороне подстанций, приведенные к стороне ВН:

$$U_{НН.А}^{ВН} = \left| U_A - \frac{\bar{S}_{ВН.А}}{\bar{U}_A} \cdot Z_{тр.1} \right| = 100,81 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Б}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.Б}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.2} \right| = 100,6 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.В}^{ВН} = \left| U_B - \frac{\bar{S}_{ВН.В}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{тр.3} \right| = 103,3 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Г}^{ВН} = \left| U_Г - \frac{\bar{S}_{ВН.Г}}{\bar{U}_Г} \cdot Z_{тр.4} \right| = 100,17 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Д}^{ВН} = \left| U_Д - \frac{\bar{S}_{ВН.Д}}{\bar{U}_Д} \cdot Z_{тр.5} \right| = 97,82 \text{ кВ}$$

$$U_{НН.Е}^{ВН} = \left| U_E - \frac{\bar{S}_{ВН.Е}}{\bar{U}_E} \cdot Z_{тр.6} \right| = 106,36 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						138
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем напряжения на шинах НН подстанций и сравниваем их с желаемым уровнем напряжения:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}}} = 9,21 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.А}} = 10,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}}} = 9,63 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Б}} = 10,8 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}}} = 9,43 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.В}} = 10,6 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}}} = 9,15 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Г}} = 10,4 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}}} = 8,93 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Д}} = 10,72 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}}} = 10,18 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{жел.Е}} = 10,6 \text{ кВ}$$

Напряжения на шинах НН подстанций отличаются от желаемых уровней, следовательно, требуется их регулирование. Определяем желаемые коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{жел.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.А}}} = 9,88$$

$$k_{\text{жел.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Г}}} = 9,63$$

$$k_{\text{жел.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Б}}} = 9,31$$

$$k_{\text{жел.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Д}}} = 9,13$$

$$k_{\text{жел.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.В}}} = 9,74$$

$$k_{\text{жел.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{U_{\text{жел.Е}}} = 10,03$$

Определяем требуемые номера отпаяк РПН, округляя желаемые значения номеров отпаяк до ближайших возможных стандартных значений:

$$t = 1,78 \%$$

$$n_{\text{жел.А}} = \left( \frac{k_{\text{жел.А}}}{k_{\text{тр.1}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -5,47$$

$$n_{\text{А}} = -5$$

$$n_{\text{жел.Б}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Б}}}{k_{\text{тр.2}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -6,1$$

$$n_{\text{Б}} = -6$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		139

$$n_{\text{жел.В}} = \left( \frac{k_{\text{жел.В}}}{k_{\text{тр.3}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -6,18$$

$$n_{\text{В}} = -6$$

$$n_{\text{жел.Г}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Г}}}{k_{\text{тр.4}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -6,77$$

$$n_{\text{Г}} = -7$$

$$n_{\text{жел.Д}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Д}}}{k_{\text{тр.5}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -9,36$$

$$n_{\text{А}} = -9$$

$$n_{\text{жел.Е}} = \left( \frac{k_{\text{жел.Е}}}{k_{\text{тр.6}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t} = -2,24$$

$$n_{\text{А}} = -2$$

Фактические напряжения на шинах подстанций на стороне НН после регулирования:

$$U_{\text{НН.А}} = \frac{U_{\text{НН.А}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.1}} \cdot (1 + n_{\text{А}} \cdot t)} = 10,11 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Г}} = \frac{U_{\text{НН.Г}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.4}} \cdot (1 + n_{\text{Г}} \cdot t)} = 10,45 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Б}} = \frac{U_{\text{НН.Б}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.2}} \cdot (1 + n_{\text{Б}} \cdot t)} = 10,78 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Д}} = \frac{U_{\text{НН.Д}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.5}} \cdot (1 + n_{\text{Д}} \cdot t)} = 10,64 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.В}} = \frac{U_{\text{НН.В}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.3}} \cdot (1 + n_{\text{В}} \cdot t)} = 10,56 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{НН.Е}} = \frac{U_{\text{НН.Е}}^{\text{ВН}}}{k_{\text{тр.6}} \cdot (1 + n_{\text{Е}} \cdot t)} = 10,55 \text{ кВ}$$

Фактические номера ответвлений РПН:

$$n_{\text{отп.А}} = 10 - n_{\text{А}} = 15$$

$$n_{\text{отп.Г}} = 10 - n_{\text{Г}} = 17$$

$$n_{\text{отп.Б}} = 10 - n_{\text{Б}} = 16$$

$$n_{\text{отп.Д}} = 10 - n_{\text{Д}} = 19$$

$$n_{\text{отп.В}} = 10 - n_{\text{В}} = 16$$

$$n_{\text{отп.Е}} = 10 - n_{\text{Е}} = 12$$

Для сравнения расчетов установившихся режимов разработанной электрической сети на классических и компактных линиях электропередачи произведем расчеты потерь мощности и напряжения.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U_{\text{АБ}} = \frac{\bar{S}_{\text{АБ.Н}}}{\bar{U}_{\text{А}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП2}} = (1,46 + 0,99i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{АБ}}| = 1,77 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{БЕ}} = \frac{\bar{S}_{\text{БЕ.Н}}}{\bar{U}_{\text{Е}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП8}} = (5,37 + 3,72i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{БЕ}}| = 6,54 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{02Е}} = \frac{\bar{S}_{\text{02Е.Н}}}{\bar{U}_{\text{2}}} \cdot Z_{\text{ЛЭП6}} = (3,31 + 3,26i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\text{02Е}}| = 4,64 \text{ кВ}$$

					ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ	Лист
						140
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta U_{01B} = \frac{\bar{S}_{01B.H}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП3} = (6,25 + 5,94i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{01B}| = 8,62 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{BГ} = \frac{\bar{S}_{BГ.H}}{\bar{U}_B} \cdot Z_{ЛЭП4} = (6,33 + 4,29i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{BГ}| = 7,64 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ГД} = \frac{\bar{S}_{ГД.H}}{\bar{U}_D} \cdot Z_{ЛЭП7} = (2,61 + 1,65i) \text{ кВ} \quad |\Delta U_{ГД}| = 3,09 \text{ кВ}$$

Суммарные потери напряжения:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{AB} + \Delta U_{BE} + \Delta U_{02E} + \Delta U_{01B} + \Delta U_{BГ} + \Delta U_{ГД} = (25,33 + 19,86i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta U_{\Sigma}| = 32,18 \text{ кВ}$$

Суммарные потери мощности:

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta U_{AB} + \Delta U_{BE} + \Delta S_{02E} + \Delta S_{01B} + \Delta S_{BГ} + \Delta S_{ГД} = (9,2 + 21,86i) \text{ кВ}$$

$$|\Delta S_{\Sigma}| = 23,71 \text{ кВ}$$

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		141

**ПРИЛОЖЕНИЕ 7**

**Сметный расчет километра классических линий с применением провода марки АС-240/32 и опор П110-1**

*Таблица П.7.1*

**Сметный расчет километра классических линий электропередач**

Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
ГЭСН05-01-003-06	Погружение дизель-молотом на гусеничном копре железобетонных свай длиной: до 12 м в грунты группы 2	м <sup>3</sup>	38,4	5981,88	229704
05.1.05.09-0000-0021	Свая забивная железобетонная цельная, квадратного сплошного сечения, С 35.10-1	шт.	32	15230	487360
ГЭСН13-03-004-21	Окраска металлических поверхностей: эмалью КО-174	100 м <sup>2</sup>	0,9	3017,03	2715
ГЭСН09-06-024-05	Монтаж: м/конструкции ростверков	т	3,093	13679,99	42312
22.2.02.07-0000-0008	Ростверки стальные Б35-4-20	т	3,093	112167,67	346935
ГЭСН33-01-016-02	Установка стальных опор промежуточных: свободностоящих, одностоечных массой до 4 т.	т	9,5	16517,72	156918
Расчет стоимости перевозки	Опора промежуточная П110-1 (перевозка до объекта на расстояние 40 км, с погрузкой и разгрузкой)	шт.	4	184503,41	738014
25.1.06.03-0021	Плакат металлический	шт.	4	77,5	310
ГЭСН33-01-024-09	Подвеска проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм <sup>2</sup> без пересечений с препятствиями при длине анкерного пролета до 1 км, 3 (провода) на км линии	км	1	58400,71	58401

					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Лось А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Воловиков А.А.</i>				142	3
<i>Конс.</i>					<i>Приложение 7</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Квитчастая А.В.</i>			<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Утверд.</i>		<i>Белоусов А.В.</i>					

Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
21.2.01.02-0093	Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи из стальных оцинкованных проволок 1 группы и алюминиевых проволок марки АС, сечением 240/32 мм <sup>2</sup>	км	3,075	197570,76	607530
22.2.01.03-1014	Изолятор подвесной стеклянный ПС-70Е	шт.	108	371,56	40128
20.1.02.21-0039	Узел крепления КГП-7-2В	шт.	12	196,72	2361
25.3.14.01-1778	Ушко однолапчатое У1-7-16	шт.	12	134,38	1613
20.1.01.12-0011	Зажим поддерживающий глухой ПГ-30/12-20	шт.	12	369,06	4429
22.2.02.01-0058	Гаситель вибрации, марка: ГВ-3423-02	шт.	24	1170,41	28090
ГЭСН33-01-026-01	Подвеска одного грозозащитного троса ВЛ 35-500 кВ без пересечений с препятствиями при длине анкерного пролета: до 1 км	км	1	13123,79	13124
20.1.02.19-0000-0002	Трос грозозащитный диаметром 9,1 мм. ГОСТ 3063-80 (417,5 кг/км)	т	0,4175	149403,81	62376
ГЭСН33-03-004-01	Забивка вертикальных заземлителей механизированная на глубину до 5 м	шт.	16	636,73	10188
ГЭСН01-02-057-02	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, группа грунтов: 2	100 м <sup>3</sup>	0,144	19359,34	2788
ГЭСН01-02-061-02	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов: 2	100 м <sup>3</sup>	0,144	11595,96	1670
ГЭСН33-03-003-01	Устройство заземлителя: протяженного в грунтах 1-4 групп при длине луча до 10 м	100 м	1,6	7435,13	11896
3-1-1-1	Развозка опор, свай, ростверков, изоляторов по трассе. Перевозка грузов автомобиль бортовой, г/п до 15 т на расстояние 1 км	т	108,96	123,25	13429
5-1-2-17	Автотранспорт: разгрузка, Опоры металлические	т	9,5	189,25	1798
5-1-1-10	Автотранспорт: погрузка, Сваи из сборного железобетона, массой до 5 т.	т	96	144,05	13829

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
5-1-2-10	Автотранспорт: разгрузка, изделия из сборного железобетона, массой, т: до 5	т	96	144,05	13829
5-1-1-17	Автотранспорт: погрузка, ростверки, изделия металлические	т	3,093	189,25	585
5-1-2-17	Автотранспорт: разгрузка, ростверки, изделия металлические	т	3,093	189,25	585
5-1-1-41	Автотранспорт: погрузка, изоляторы	т	0,367	124,34	46
5-1-2-41	Автотранспорт: разгрузка, изоляторы	т	0,367	124,34	46
5-1-1-43	Автотранспорт: погрузка, провод	т	2,763	118,57	328
5-1-2-43	Автотранспорт: разгрузка, провод	т	2,763	118,57	328
Итого прямые затраты по смете в ценах 2018 г.:					2893665
Накладные расходы					155154
Сметная прибыль					79408
Итого в ценах 2018 г.:					3128227
Итого по смете в ценах по состоянию на 01.01.2020 г. (2018 г. - 2019 г. индекс-дефлятор 1,04), (2019 г. - 2020 г. индекс-дефлятор 1,038):					3378485

**ПРИЛОЖЕНИЕ 8**

**Сметный расчет километра компактных линий с применением провода  
марки АС-240/32 и опор ПК110-1**

*Таблица П.8.1*

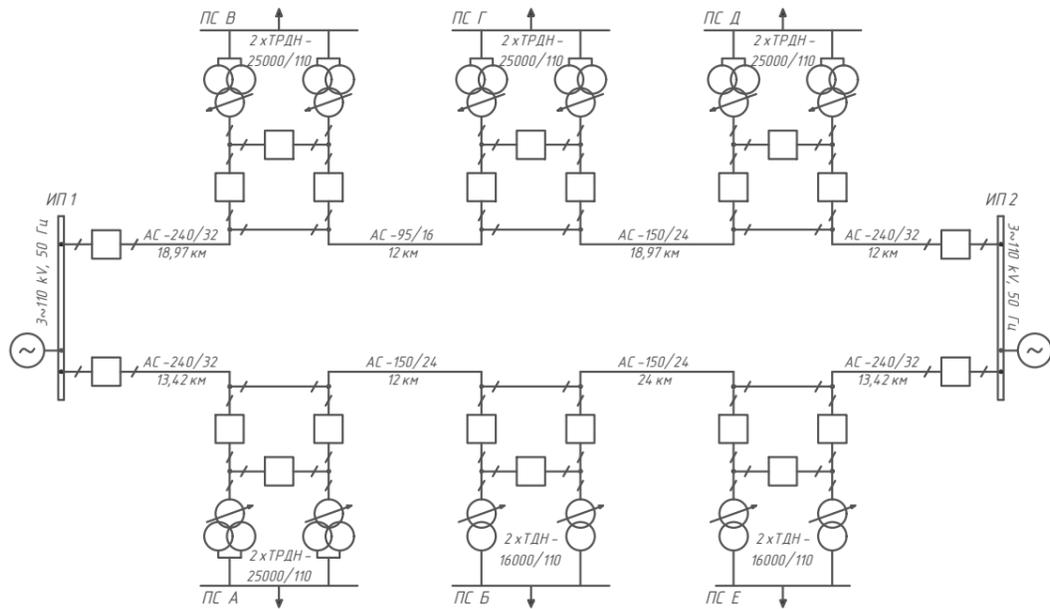
**Сметный расчет километра компактных линий электропередач**

Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
ЭСН-33-01-100-02	Устройство котлованов под композитные промежуточные опоры для ВЛ 110 кВ без применения обсадных труб диаметром до 1200 мм, глубиной 4 м.	1 котлован	4	2382,41	9530
ЭСН-33-01-103-1	Монтаж одностоечных свободностоящих композитных опор для ВЛ 110 кВ, массой до 2 т.	1 тн	5,96	9261,13	55196
25.1.06.03-0021	Плакат металлический	шт.	4	77,5	310
Расчет стоимости перевозки	Опора промежуточная ПК110-1 перевозка до объекта на расстояние 40 км, с погрузкой и разгрузкой)	комплект	4	446657,4	1786630
ГЭСН33-01-024-09	Подвеска проводов ВЛ 110 кВ сечением до 240 мм <sup>2</sup> без пересечений с препятствиями при длине анкерного пролета до 1 км, 3 (провода) на км линии	км	1	58400,71	58401
21.2.01.02-0093	Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи из стальных оцинкованных проволок 1 группы и алюминиевых проволок марки АС, сечением 240/32 мм <sup>2</sup>	км	3,075	197570,76	607530

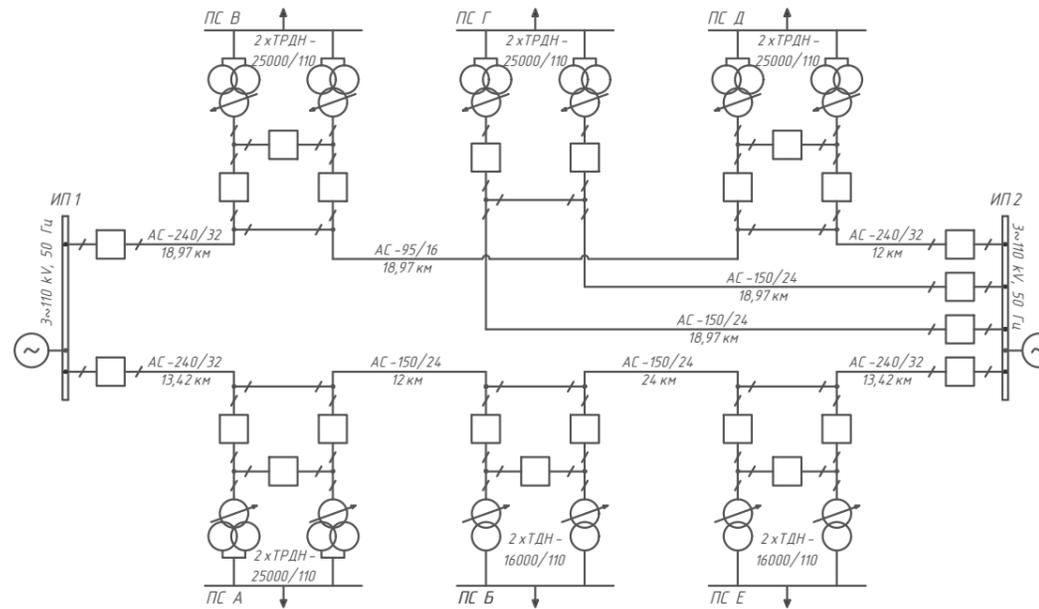
					<i>ВКР 13.03.02 № 2247 – 2020 ПЗ</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Лось А.А.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Воловиков А.А.</i>					145	2
<i>Конс.</i>					<i>Приложение 8</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Квитчастая А.В.</i>				<i>БГТУ им. В.Г. Шухова</i>		
<i>Утверд.</i>	<i>Белоусов А.В.</i>						

Обоснование	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
ГЭСН33-01-026-01	Подвеска одного грозозащитного троса ВЛ 35-500 кВ без пересечений с препятствиями при длине анкерного пролета: до 1 км	км	1	13123,79	13124
20.1.02.19-0000-0002	Трос грозозащитный диаметром 9,1 мм. ГОСТ 3063-80 (417,5 кг/км)	т	0,4175	149403,81	62376
ГЭСН33-03-004-01	Забивка вертикальных заземлителей механизированная на глубину до 5 м	шт.	16	636,73	10188
ГЭСН01-02-057-02	Разработка грунта вручную в траншеях глубиной до 2 м без креплений с откосами, группа грунтов: 2	100 м <sup>3</sup>	0,036	19359,34	697
ГЭСН01-02-061-02	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям, группа грунтов: 2	100 м <sup>3</sup>	0,036	11595,96	417
ГЭСН33-03-003-01	Устройство заземлителя: протяженного в грунтах 1-4 групп при длине луча до 10 м	100 м	0,4	7435,13	2974
3-1-1-1	Развозка опор по трассе. Перевозка грузов автомобиль бортовой, г/п до 15 т на расстояние 1 км	т	5,96	123,25	735
5-1-2-41	Автотранспорт: разгрузка (опоры)	т	5,96	124,34	741
5-1-1-43	Автотранспорт: погрузка, провод	т	2,763	118,57	328
5-1-2-43	Автотранспорт: разгрузка, провод	т	2,763	118,57	328
Итого прямые затраты по смете в ценах 2018 г.:					2609505
Накладные расходы					43459
Сметная прибыль					20016
Итого в ценах 2018 г.:					2672980
Итого по смете в ценах по состоянию на 01.01.2020 г. (2018 г. - 2019 г. индекс-дефлятор 1,04), (2019 г. - 2020 г. индекс-дефлятор 1,038):					2886818

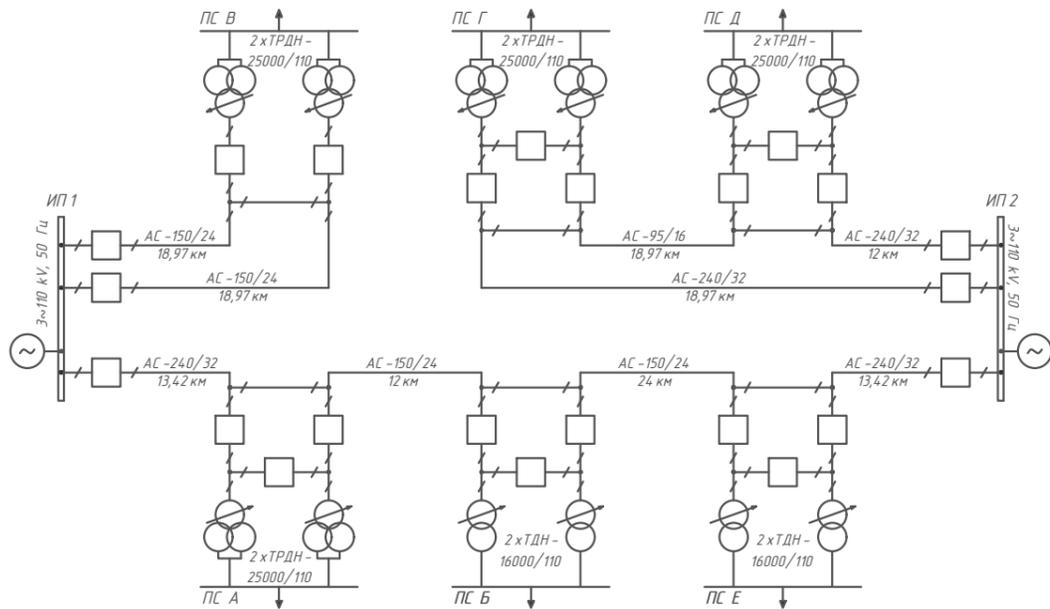
Вариант 1



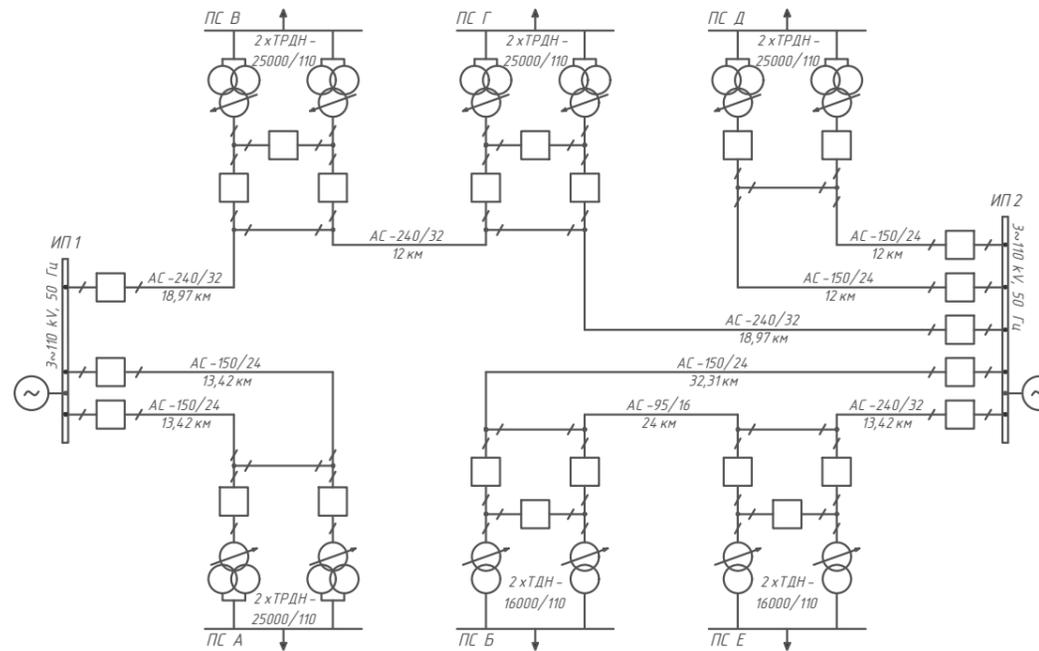
Вариант 3



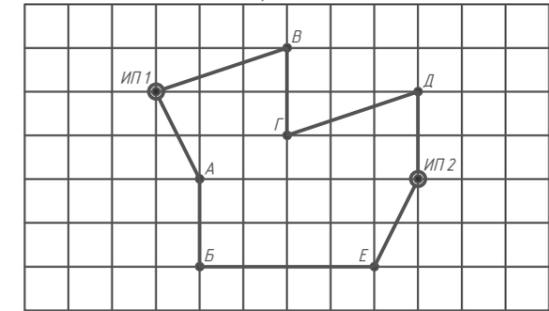
Вариант 2



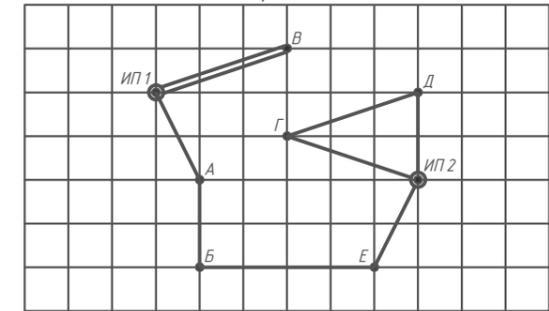
Вариант 4



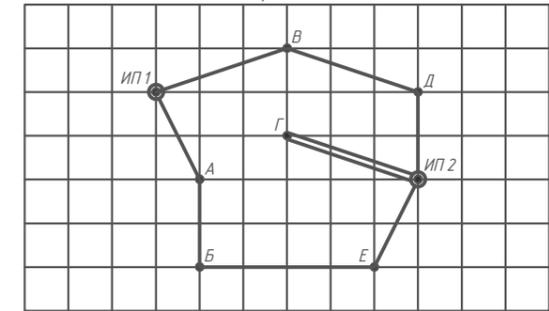
Вариант 1



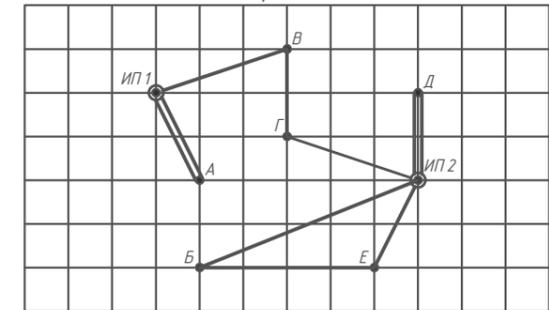
Вариант 2



Вариант 3



Вариант 4



Выбор оптимального варианта

Показатель	Варианты			
	1	2	3	4
Капитальные вложения, тыс. руб.	4528557	4621745	4621745	4698721
Годовые потери электроэнергии, МВт·ч	21491	17463	17563	21940
Издержки, тыс. руб.	385663	385155	385171	385294
Среднегодовые затраты, тыс. руб.	657377	662459	662476	677217

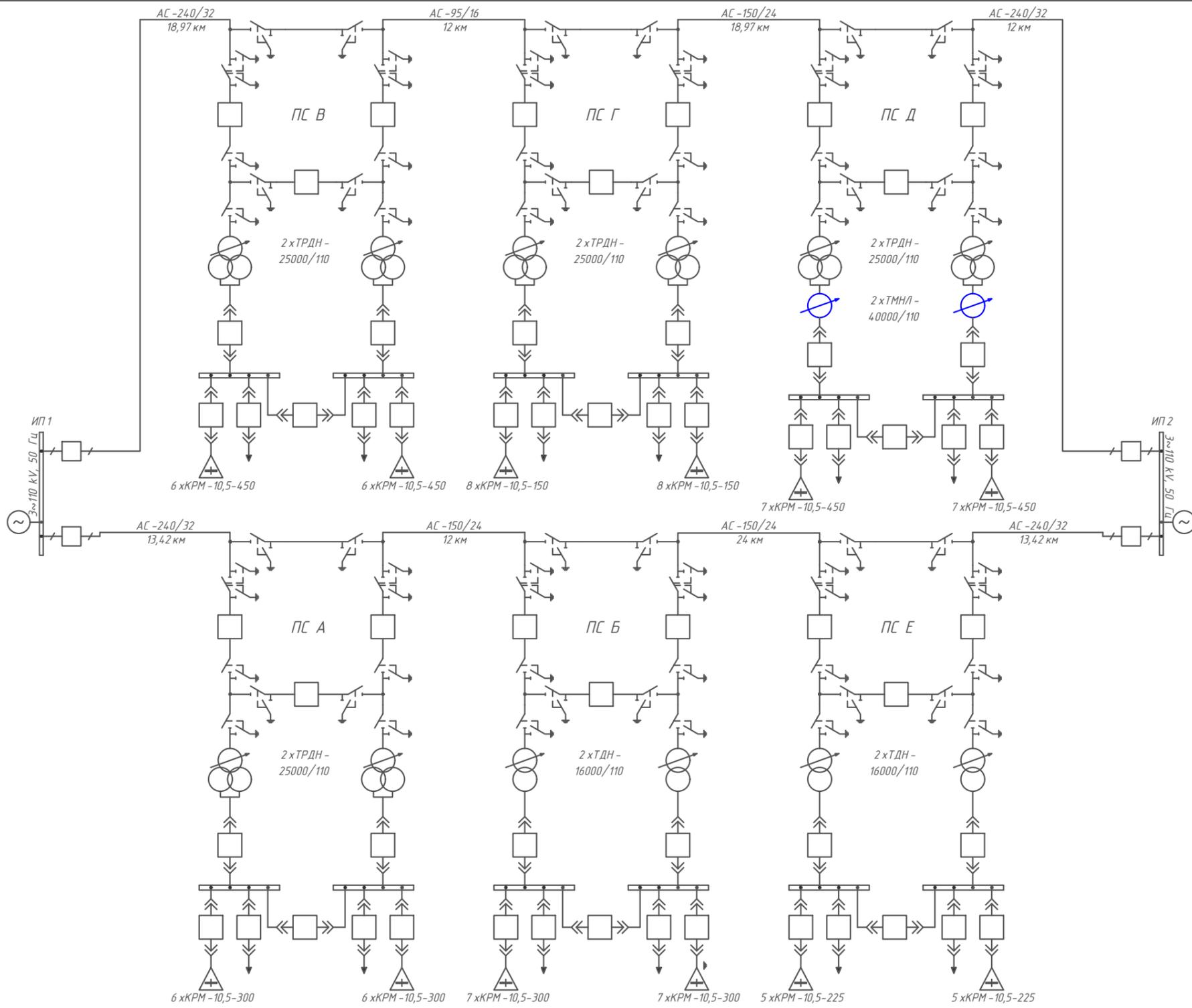
По результатам расчетов капиталовложений, годовых потерь электроэнергии, издержек и приведенных затрат 1 вариант электрической сети является оптимальным.

ВКР 13.03.02 № 2247 - 2020 ПЗ

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Лось А.А.		
Пров.		Воловиков А.А.		
Конс.				
Н. конст.		Квитчастая А.В.		
Утв.		Белуцов А.В.		

Приложение 9

Литера	Масса	Масштаб
Лист 147	Листов 1	
БГТУ им. В.Г. Шухова		



Потоки мощностей и токи в линиях

Линия	$P_{ij}^* + Q_{ij}^*$ , МВА	$\Delta P_{ij}^* + \Delta Q_{ij}^*$ , МВА	$P_{ij}^* + Q_{ij}^*$ , МВА	$I$ , А
Максимальный режим				
ИП 1-А	44,49+j12,08	0,23+j0,69	44,26+j11,39	216,02
А-Б	11,9-j1,66	0,02+j0,04	11,88-j1,7	56,79
Б-Е	16,54+j13,76	0,14+j0,28	16,4+j13,49	101,77
ИП 2-Е	43,09+j25,35	0,26+j0,81	42,83+j24,55	230,18
ИП 1-В	50,3+j15,89	0,41+j1,27	49,89+j14,62	247,19
В-Г	7,36-j3,51	0,02+j0,02	7,44-j3,53	39,22
Г-Д	28,18+j18,63	0,28+j0,54	27,9+j18,09	160,6
ИП 2-Д	63,01+j34,26	0,48+j1,48	62,53+j32,78	330,19
Минимальный режим				
ИП 1-А	43,03+j22,19	0,28+j0,85	42,76+j21,34	237,5
А-Б	15,24+j0,26	0,06+j0,11	15,18+j0,14	91,28
Е-Б	8,89-j0,21	0,03-j0,05	8,87-j0,27	44,37
ИП 2-Е	31,41+j9,36	0,13+j0,39	31,28+j8,97	162,3
ИП 1-В	48,36+j25,23	0,49+j1,5	47,88+j23,73	267,57
В-Г	11,8+j8,36	0,06+j0,07	11,74+j8,29	72,42
Г-Д	18,44+j4,13	0,1+j0,19	18,34+j3,93	95,25
ИП 2-Д	47,94+j16,86	0,27+j0,84	47,67+j16,02	251,65
Послеаварийный режим				
Б-А	32,63+j14,62	0,26+j0,51	32,37+j14,12	194,87
Е-Б	62,86+j31,08	1,89+j3,65	60,97+j27,43	364,29
ИП 2-Е	90,57+j47,08	1,4+j4,3	89,18+j42,78	515,18
ИП 1-В	117,9+j63,77	3,24+j9,96	114,66+j53,81	676,46
В-Г	72,19+j34,31	1,94+j2,52	70,25+j31,79	426,04
Г-Д	34,86+j16,23	0,47+j0,91	34,39+j15,32	212,71

Напряжения на стороне ВН и НН в узлах сети

Подстанция	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	Номер отпайки		$U_{НН}$ после регулирования, кВ
			РПН	Линейный регулятор	
Максимальный режим					
ИП 1	123,2	-	-	-	-
ИП 2	125,4	-	-	-	-
А	122,14	10,87	6	-	10,14
Б	122,09	11,25	8	-	10,87
В	121,4	10,69	10	-	10,69
Г	121,42	10,77	8	-	10,4
Д	123,48	10,97	9	-	10,78
Е	123,85	11,46	5	-	10,52
Минимальный режим					
ИП 1	117,7	-	-	-	-
ИП 2	116,6	-	-	-	-
А	116,19	10,35	9	-	10,17
Б	115,45	10,67	11	-	10,86
В	115,29	10,18	12	-	10,55
Г	114,55	10,17	11	-	10,36
Д	115,38	10,26	12	-	10,64
Е	115,77	10,72	9	-	10,53
Послеаварийный режим					
ИП 1	114,4	-	-	-	-
ИП 2	114,4	-	-	-	-
А	104,58	9,21	15	-	10,11
Б	105,95	9,63	16	-	10,78
В	108,32	9,43	16	-	10,56
Г	104,38	9,15	17	-	10,45
Д	102,01	8,93	19	-	10,64
Е	111,14	10,18	12	-	10,55

Схема замещения максимального и минимального режимов

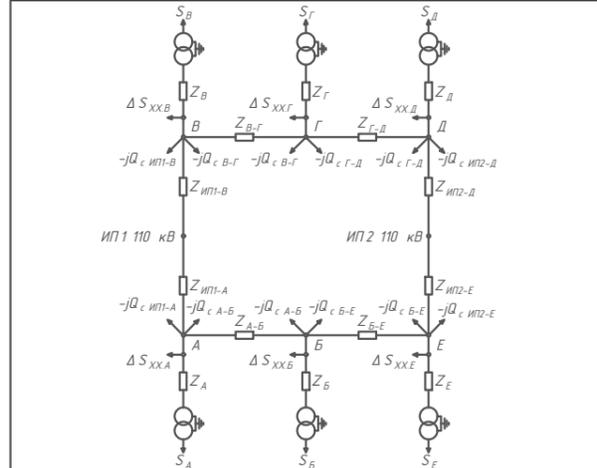
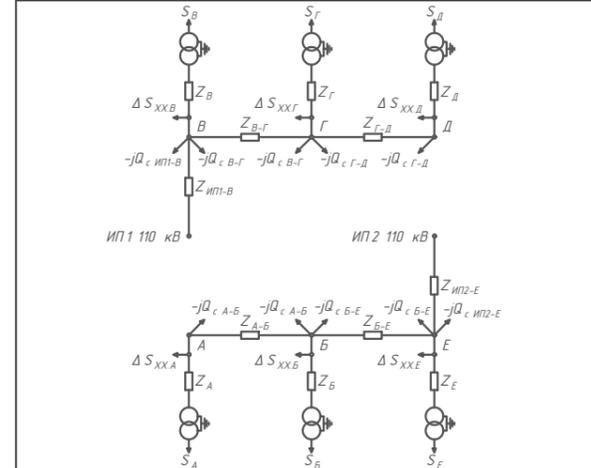


Схема замещения послеаварийного режима



Синим цветом обозначены элементы, отсутствующие на схеме при использовании компактных линий электропередач

ВКР 13.03.02 № 2247 - 2020 ПЗ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Лось А.А.			
Пров.	Воловикова А.А.			
Конс.				
Н. конст.	Квитчастая А.В.			
Утв.	Белусов А.В.			
Приложение 10				
		Литера	Масса	Масштаб
		Лист 148	Листов	1
БГТУ им. В.Г. Шухова				