

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Проектирование районной электрической сети



2005

РЕФЕРАТ

Режимы работы, надёжность энергоснабжения, распределительное устройство, источник питания, узловая районная подстанция, регулирование напряжения, нагрузки потребителей, номинальное напряжение.

В ходе выполнения курсового проекта были разработаны различные варианты схем электрических сетей. Отобраны наиболее подходящие по экономическим и техническим требованиям, для них выбиралось электрическое оборудование для осуществления надёжного электроснабжения потребителей даже в часы аварийной работы и соблюдения категорийности в соответствии с ПУЭ. Также были посчитаны все возможные режимы работы одной схемы. По каждому режиму решался вопрос регулирования напряжения.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

1. ЭНЕРГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

1.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

1.4 ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

2. РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

2.1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАСЧЕТА

2.2 РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В ЗИМНИЙ ПЕРИОД ВРЕМЕНИ

3. ОТБОР КОНКУРЕНТНО-СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

3.1 ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ ВАРИАНТОВ СХЕМ

3.2 ПОСТРОЕНИЕ И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 10 ПРИНЯТЫХ ВАРИАНТОВ

3.3 ВЫБОР ЧЕТЫРЁХ ВАРИАНТОВ

4. БАЛАНС АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

4.1 БАЛАНС АКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

4.2 БАЛАНС РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

4.3 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

5. ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЧЕТЫРЁХ ВАРИАНТОВ

5.1 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

5.2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.3 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ МЕТОДОМ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ТОКОВЫХ ИНТЕРВАЛОВ

5.4 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ

6.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

6.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ОЦЕНКА

7. РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

7.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

7.2 РАСЧЁТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ МАКСИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

8. АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

8.1 АНАЛИЗ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ

8.2 АНАЛИЗ ПОТЕРЬ

8.3 АНАЛИЗ БАЛАНСА АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

8.4 АНАЛИЗ ЗАГРУЗКИ ВЛ

9. ЗАДАНИЕ ДЛЯ УГЛУБЛЕННОЙ ПРОРАБОТКИ. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

9.1 ИЗМЕНЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

9.2 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

ВВЕДЕНИЕ

Современные энергетические системы состоят из сотен связанных между собой элементов, влияющих друг на друга. Однако проектирование всей системы от электростанций до потребителей с учетом особенностей элементов с одновременным решением множества вопросов (выбора ступеней напряжения, схем станций, релейной защиты и автоматики, регулирования режимов работы системы, перенапряжений) нереально. Поэтому общую глобальную задачу необходимо разбить на задачи локальные, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы: станций и подстанций; частей электрических сетей в зависимости от их назначения (районных, промышленных, городских, сельских); релейной защиты и системной автоматики и т.д. Однако проектирование должно проводиться с учетом основных условий совместной работы элементов, влияющих на данную проектируемую часть системы.

Намеченные проектные варианты должны удовлетворять следующим требованиям: надежности, экономичности; удобства эксплуатации; качества энергии и возможности дальнейшего развития.

Курсовое проектирование должно способствовать закреплению, углублению и обобщению знаний, полученных студентами по данной и смежным дисциплинам на лекциях, практических занятиях, в лабораториях и на производственной практике, воспитанию навыков самостоятельной творческой работы, ведения инженерных расчетов и технико-экономического анализа.

В ходе курсового проектирования приобретаются навыки пользования справочной литературой, ГОСТами, едиными нормами и укрупненными показателями, таблицами, номограммами.

Цель курсового проектирования является систематизация и расширение теоретических знаний, углубленное изучение проблем электрических систем и сетей, овладение навыками самостоятельного решения инженерных задач по профилирующей специальности.

В задачу курсового проектирования входит изучение практических инженерных методов решения комплексных вопросов сооружения линий электропередач, подстанций и других элементов электрических сетей и систем, а также дальнейшее развитие расчетно-графических навыков, необходимых для проектной работы. В процессе проектирования применяются знания, полученные при изучении курса "Электрические системы и сети" и смежных дисциплин. Необходимо решать задачи, не имеющие однозначного решения, оценивать ряд факторов и самостоятельно отвечать на вопросы.

Особенность проектирования электрических систем и сетей заключается в тесной взаимосвязи технических и экономических расчетов.

Первые шаги в области проектирования убеждают, что полученные знания, умение проводить различные расчеты сетей недостаточны для выполнения проекта. Задачи, которые поставлены в проекте электрической сети, в большинстве случаев не имеют однозначного решения. Выбор наиболее удачного варианта электрической сети производится не только путем теоретических расчетов, но и на основе различных соображений. Выполнение курсового проекта дает возможность получить некоторый опыт и навыки проектирования.

1. ЭНЕРГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Источником питания в данном курсовом проекте является узловая распределительная подстанция (УРП) - это центральная подстанция напряжением 35 - 330 кВ для основной сети 35 - 220 кВ, получающая питание от энергосистемы и распределяющая ее на том же напряжении, что и подстанция глубокого ввода (ПГВ) или на пониженном напряжении.

1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В зависимости от выполняемых функции, возможностей обеспечения схемы питания от энергосистемы, величины и режимов потребления электроэнергии и мощности, особенностей правил пользования электроэнергией потребителей принято делить на следующие основные группы:

промышленные и приравненные к ним;

производственные сельскохозяйственные;

бытовые;

общественно-коммунальные (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.).

К промышленным потребителям приравнены следующие предприятия: строительные, транспорта, шахты, рудники, карьеры, нефтяные, газовые и другие промыслы, связи, коммунального хозяйства и бытового обслуживания.

Промышленные потребители являются наиболее энергоемкой группой потребителей электрической энергии.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие категории:

Электроприемники I категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории - все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на группы по сходству режимов, т.е. по сходству графиков электрических нагрузок.

Анализ режимов работы потребителей показал, что большинство электродвигателей, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, работают в продолжительном режиме (например, электродвигатели компрессоров, вентиляторов, насосов и других непрерывных механизмов).

Кратковременный режим характерен для электродвигателей электроприводов вспомогательных механизмов, механизмов подъема, гидравлических заслонок, зажимов, затворов.

Повторно-кратковременный режим характерен для электродвигателей мостовых кранов, подъемников, сварочных аппаратов.

Каждая из групп потребителей имеет определенный режим работы. Так, например, электрическая нагрузка коммунально-бытовых потребителей с преимущественно осветительной нагрузкой отличается большой неравномерностью в различное время суток. Электрическая нагрузка

промышленных предприятий более равномерна в течение дня и зависит от вида производства, режима работы и числа смен.

Таблица - 1 Состав и категорийность потребителей

ПС	Потребитель	Состав потребителей по категориям						Рmax
		I	МВт	II	МВт	III	МВт	МВт
А	Нефтепереработка, 100%	15%	10,8	40%	28,8	45%	32,4	72
Б	Черная металлургия, 100%	25%	24,75	50%	49,5	25%	24,75	99
В	Химическая 60%, легкая промышленность 20%, город 20%	10%	4,2	40%	16,8	50%	21	42
Г	Химическая 60%, легкая промышленность 20%, город 20%	5%	1,75	50%	17,5	45%	15,75	35
Д	Химическая 60%, легкая промышленность 20%, город 20%	5%	1,45	50%	14,5	45%	13,05	29
Е	Химическая 60%, легкая промышленность 20%, город 20%	—	—	40%	7,2	60%	10,80	18

1.3 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

В задании на курсовой проект указано, что географическое место расположения источников и нагрузок - Дальний Восток. Примем, что проектируемый энергообъект будет находиться на территории Амурской области.

Климат Амурской области.

Территория Амурской области располагается в зоне перехода от континента к океану. Она специфична по всему комплексу природных условий. Ведущим фактором, определяющим своеобразие этой зоны, считается климат, в частности, перераспределение влаги и тепла под влиянием морей и океана.

Противоборство климатов крупнейших по размерам континента и океана оказывает существенное воздействие на природные условия. Широтное простираие физико-географических зон сменяется на восточной окраине Азиатского материка широтно-меридиональным или даже меридиональным. Границы зон по сравнению с другими районами страны смещаются на юг. Территория Амурской области относится к континентально-переходной группе экосистем с муссонным климатом. Эта группа испытывает влияние морей и океанов лишь в теплый период года и в меньшей степени, чем другие группы Дальнего Востока. Благодаря значительной удаленности от Тихого океана (около 1200 км) климат имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры. В холодное время года здесь господствуют воздушные массы, приходящие из Восточной Сибири, Монголии и со стороны Северного Ледовитого океана. Летом преобладают ветры, дующие с Тихого океана, которые приносят основное количество годовых осадков. Такое распределение их в условиях горного рельефа, например, средней и верхней частей бассейна реки Зеи, обуславливает возникновение высоких паводков и катастрофических наводнений.

Годовые изотермы в общих чертах следуют по течению Амура, отклоняясь к северу в бассейне Зеи, что объясняется отепляющим действием реки на прилегающие территории. Наиболее холодными районами Амурской области являются Тындинский, Сковородинский (северо-запад области) и Селемджинский (восток области). Тында занимает самое северное положение

и часто подвержена беспрепятственным вторжениям арктического фронта Селемджинский район расположен в горном массиве, в долине реки Селемджи, окруженный с трех сторон Селемджинским хребтом, хребтами Ям-Алинь и Турана, и сюда стекают выхолаженные, более тяжелые массы воздуха - это определяет низкие зимние температуры и отрицательные среднегодовые. Наиболее тёплое место в области - её юго-западная часть, примыкающая к Амуру. Это район Благовещенск - Поярково.

Годовые амплитуды температуры составляют 60-70°C. Минимальные температуры воздуха в южных районах Амурской области колеблются от - 45 до - 48°C, в центральных от - 48 до - 52°C, в северных - от - 50 до - 55°C. Максимальные температуры воздуха на территории всей области от +33 до +38°C. Абсолютный максимум, наблюдавшийся в 1907 году, в г. Благовещенске и г. Шимановске составил +41°C, в с. Константиновке - +42°C. Таким образом, если учесть крайние значения, то температурная амплитуда увеличивается почти до 90°C.

Годовое количество осадков возрастает с северо-запада на юго-восток: наименьшее годовое количество осадков за последние 25 лет зарегистрировано на северо-западе области, в п. Ерофей Павлович - 231 мм, а наибольшее - на юго-востоке, в Архаре - 771 мм.

Более 90% влаги выпадает с апреля по октябрь. В этот период проходят ливневые и обложные дожди, иногда град.

Отмечаются значительные колебания количества осадков по годам: в Благовещенске, например, от 260 мм в 1921 году до 820 мм в 1972 году.

Климатические условия Амурской области можно принимать по картам климатического районирования и региональным картам по скоростному напору ветра и толщине стенки гололеда.

По скоростному напору ветра Амурская область имеет III район, по толщине стенки гололеда - II.

В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления, преимущественно слабые. Повторяемость штилей в

зимние месяцы составляет в среднем 30-40%. На юге Амурской области зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2.5-3 м, полностью оттаивающий к началу июля. В средней и северной зоне максимальная мощность островной многолетней мерзлоты достигает 70-80 м.

Высота снежного покрова незначительна. Снежный покров высотой 3-5 см образуется в ноябре. Зимой он нарастает медленно, а в марте достигает своего максимума: от 17-20 см на юге до 35-42 см на севере, в горных районах - до 50-60 см. Устойчивый снежный покров сходит во второй половине марта и начале апреля.

1.4 ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В современных границах Амурская область существует со 2 августа 1948 года, когда она была выделена из состава Хабаровского края. Площадь территории 363700 кв.км. Наибольшая протяженность территории области с севера на юг составляет 750 км, а с северо-запада на юго-восток - 1150 км. Общая протяженность границ превышает 4300 км. С севера область граничит с республикой Саха (Якутия), с северо-запада - с Читинской областью, с востока - с Хабаровским краем. На юго-западе граница области совпадает с государственной границей Российской Федерации.

Рельеф. На территории Амурской области преобладает горный рельеф (60%). Горные и возвышенные участки расположены преимущественно в северных и центральных районах. В основном это горные хребты, все они низкие или средневысокие. Наибольшая высота в пределах области - 2312 м, на востоке Станового хребта, который протянулся на 800 км вдоль северной границы, несколькими параллельными цепями. К востоку от истоков Зеи расположен хребет Джугдыр, направленный на юго-восток. Южнее, параллельно Становому хребту, тянется 500-километровая цепь средневысотных хребтов Янкан - Тукурингра - Соктахан - Джагды. Наибольшая высота - в хребте Тукурингра (1604 м). К югу от предгорий

Тукурингра до Амура, а на востоке и северо-востоке - по правобережью рек Зеи, Селемджи и Норы расположена Амуро-Зейская равнина. Ее западная часть является водоразделом Амура и Зеи. Равнина дренируется притоками Амура и Зеи. Левобережье нижнего участка долины реки Зеи обычно называется Зейско-Буреинской равниной. Средние абсолютные отметки - около 200 м, на юге, в долине реки Амур - до 100 м, на востоке - более 300 м. В центральной части равнины, в долине Амура высота составляет 125 - 128 метров над уровнем моря.

Реки и озера. Территория Амурской области пересечена большими и малыми водными потоками, образующими густую речную сеть. Многочисленны небольшие озера, преимущественно пойменные; крупных озер в области нет. Обильны грунтовые и почвенные воды. Общая длина рек составляет 77 тыс. км. самые длинные реки Амурской области:

Амур (от слияния Шилки и Аргуни), 2824 км;

Зея, 1242 км;

Селемджа, 647 км;

Бурея, 623 км;

Реки относятся к бассейну Амура (86.9%), Лены (11.7%) и Уды (1.4%). К бассейну Зеи относится 65% территории области. Горные реки характеризуются большим падением, быстрым течением, перекатами, порогами, иногда водопадами; равнинные - хорошо разработанными широкими террасированными долинами, малым падением, меньшей скоростью течения. Питание рек в основном дождевое. У малых рек южной части области увеличивается доля грунтового питания. Сезонные колебания уровней достигают 6-8 м, летние расходы в сотни раз превышают зимние. Весеннее половодье незначительно, в основном паводки отмечаются во второй половине лета. Характерны наводнения, иногда катастрофические, которые в Амурской области наблюдались в 1872, 1895, 1928, 1958, 1959, 1972, 1984 гг. Верховья малых рек, начинающихся на Зейско-Буреинской низменности, сильно заболочены. Русла их не выражены и разбиваются на

ряд отдельных небольших водоемов со стоячей водой. Долины рек Амуро-Зейского плато, текущих в Амур, в верхнем их течении врезаны неглубоко. Вниз по реке они все более углубляются. Изменяется и скорость течения - от малозаметной в верхнем течении до 0.8 м/с в нижнем. Значительная ширина долин рек на плато обязана интенсивной боковой эрозии рек в песчаном грунте. В процессе меандрирования река подходит вплотную к коренному песчаному берегу и подмывает его.

Разница температур воды различных рек довольно значительна. Если в июле-августе в южных районах температура малых рек достигает 21-22°C, то несколько севернее уже 10-12°C.

Почва. Основные группы: буро-таежные горные и равнинные (59% территории), болотные, лесные подбелы, бурые лесные, горно-тундровые, пойменные, луговые подбелы, лугово-черноземновидные. В бассейне Амура находятся обширные массивы пахотно-пригодных земель, в значительной степени уже вовлеченных в процесс сельскохозяйственного использования. Особенно высокой степенью освоения отличается Зейско-Буреинская равнина с ее плодородными черноземовидными почвами приамурских прерий, толщина перегнойного слоя которых составляет 20-40 см. Это так называемые амурские черноземы. В меньшей степени используются южная часть Амуро-Зейского междуречья с тем же типом почв. Распространены дерново-подзолистые и пойменные почвы. В лесной зоне преобладают бурые лесные и подзолистые почвы. В горных районах преобладающий тип почв буро-таежные горные. Горы выше 1200-1500 м покрыты горно-тундровыми почвами. В верхнем Приамурье - мерзлотно-таежные почвы. На переувлажненных участках равнин, в долинах со слабым стоком - болотные почвы. По долинам крупных рек - пойменные почвы.

2. РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

2.1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАСЧЕТА

Цель расчета: определение вероятностно - статистических и режимных характеристик потребителей.

Под режимными характеристиками потребителей понимают их участие в максимуме нагрузок энергосистемы, а также формирование средней и эффективной мощности сетей энергосистемы.

Задача расчета: по заданным максимальным зимним нагрузкам определить остальные зимние и летние вероятностные характеристики

2.2 РАСЧЕТ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК В ЗИМНИЙ ПЕРИОД ВРЕМЕНИ

Приведем расчет режимных характеристик для подстанции Б, питающую чисто промышленную нагрузку.

Расчет активной средней нагрузки с учетом коэффициента максимума K_{\max} :

$$K_{\max} = \frac{P_{\max Б}}{P_{\text{срБ}}} \Rightarrow P_{\text{срБ}} = \frac{P_{\max Б}}{K_{\max}} \quad (1) \quad P_{\text{срБ}} = \frac{99}{1,1} = 90 \text{ МВт}$$

Расчет активной эффективной нагрузки с учетом коэффициента формы K_{ϕ} :

$$K_{\phi} = \frac{P_{\text{эфБ}}}{P_{\text{срБ}}} \Rightarrow P_{\text{эфБ}} = K_{\phi} \cdot P_{\text{срБ}} \quad (2) \quad P_{\text{эфБ}} = 1,05 \cdot 90 = 94,5 \text{ МВт}$$

Расчет реактивной нагрузки с учетом $\operatorname{tg} \varphi$, заданного в задании для каждой подстанции:

$$Q_{\max B} = P_{\max B} \cdot \operatorname{tg} \varphi_B \quad (3)$$

$$Q_{\max B} = 99 \cdot 0,39 = 38,61 \text{ Мвар}$$

С учетом коэффициента летнего снижения нагрузки найдем активную нагрузку в летний период:

$$P_{\text{л.Б}} = P_{\max B} \cdot K_{\text{л.с.н.}} \quad (4)$$

$$P_{\text{л.Б}} = 99 \cdot 0,7 = 69,3 \text{ Мвар}$$

Расчет реактивной нагрузки в летний период времени:

$$Q_{\text{л.Б}} = K_{\text{л.с.н.}} \cdot Q_{\max B} \quad (5)$$

$$Q_{\text{л.Б}} = 0,7 \cdot 38,61 = 27,18 \text{ Мвар}$$

Таблица 2 - Рассчитанные режимные характеристики потребителей

Рассчитанная характеристика	Подстанции					
	А	Б	В	Г	Д	Е
Зимний период						
$P_{\max i}$, МВт	72	99	42	35	29	18
$P_{\text{ср} i}$, МВт	65,45	90	38,18	31,82	26,36	16,36
$P_{\text{эф} i}$, МВт	68,72	94,5	40,09	33,41	27,68	17,18
$Q_{\max i}$, Мвар	28,8	38,61	21,42	21,7	21,17	15,12
Летний период						
$P_{\text{л. } i}$, МВт	50,4	69,7	29,4	24,5	20,3	12,6
$P_{\text{л. ср} i}$, МВт	45,82	63,36	26,73	22,27	18,45	11,45
$P_{\text{л. эф} i}$, МВт	48,11	66,53	28,07	23,38	19,37	12,02
$Q_{\text{л. } i}$, Мвар	20,16	27,18	15	15, 19	14,82	10,58

Для того, чтобы рассчитать нагрузки для летнего времени, необходимо умножить режимные характеристики для зимы на коэффициент летнего снижения нагрузки $K_{л. сн. н.}$, который равен 0,7. Для остальных подстанций расчет производится аналогично, результаты расчетов приведены в таблице 2.

В данном разделе был произведен расчет режимных характеристик, из которого видно, что для их определения нет необходимости в построении графика нагрузки. Достаточно данных о максимальных нагрузках потребителей.

3. ОТБОР КОНКУРЕНТНО-СПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

3.1 ПРИНЦИПЫ СОСТАВЛЕНИЯ ВАРИАНТОВ СХЕМ

Выбор схемы и параметров сетей производится на перспективу 5 - 10 лет. При решении вопросов целесообразности введения высшего напряжения в сетях следует рассматривать период, соответствующий полному использованию пропускной способности линий более высокого напряжения.

Каждый вариант схемы вычерчивается в масштабе с указанием длин и числа цепей.

При составлении варианта разветвление сети целесообразно учитывать в узле нагрузки, т.е. в пункте приема электроэнергии.

Необходимо исключать обратные потоки мощности в разомкнутых сетях.

Применять простые схемы распределительных устройств подстанций, с минимальным количеством выключателей.

В кольцевых сетях применять только один уровень напряжения.

Необходимо учитывать и то, что радиально-магистральные цепи имеют, по сравнению с кольцевыми, большую протяженность ВЛ в одноцепном исполнении, менее сложные РУ, меньшую стоимость потерь электроэнергии. Кольцевые схемы более надежны и удобны при диспетчерском управлении. Вероятность отказа двухцепных линии больше, чем у кольцевых схем.

Учитывать возможность дальнейшего развития электрических нагрузок в пунктах потребления.

3.2 ПОСТРОЕНИЕ И КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА 10 ПРИНЯТЫХ ВАРИАНТОВ

Руководствуясь принципами построения вариантов схем, составляются 10 вариантов схем конфигурации электрической сети. Все варианты должны быть построены с учетом категоричности электроприемников и степени их надежности. Потребители I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания по двум отдельным линиям. Перерыв в их электроснабжении допускается лишь на время автоматического включения резервного питания. Не всегда двухцепная линия обеспечивает необходимую надежность, так как при повреждении опор, гололеде, ветре и т.п. возможен полный перерыв питания. Для потребителей II категории в большинстве случаев также предусматривается питание по двум отдельным линиям либо по двухцепной линии. Так как аварийный ремонт воздушных линий непродолжителен, правила допускают электроснабжение потребителей II категории и по одной линии. Для потребителей III категории достаточно одной линии. В связи с этим применяют резервированные и нерезервированные схемы.

Нерезервированные - без резервных линий и трансформаторов. К этой группе, питающей потребителей III категории (иногда II), относятся радиальные схемы. Резервированные - питают потребителей I и II.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимного резервирующего источника питания.

Для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Замкнутые электрические сети - это резервированные сети. В этих сетях каждый потребитель получает питание не менее чем по двум ветвям.

При отключении любой ветви в таких сетях потребитель получает питание по второй ветви. Замкнутые сети более надежны, чем разомкнутые. Недостатки таких сетей состоят в усложнении эксплуатации, трудностях при осуществлении автоматизации и селективности релейной защиты, выборе плавких предохранителей и тепловых автоматов. Замкнутые сети подразделяются на простые и сложно-замкнутые. В простых замкнутых сетях каждый узел питается не более чем по двум ветвям. Эти сети состоят из одного контура. В свою очередь простые замкнутые сети делятся на линии с двухсторонним питанием и кольцевые, которые широко применяются в сельских и городских распределительных сетях.

Сложнозамкнутые сети содержат несколько замкнутых контуров. В этих сетях есть хотя бы один узел, получающий питание по трем и более ветвям. Такие схемы широко распространены в питающих сетях напряжением 110 кВ и выше.

Схемы, составленные с учётом принципов построения и полученных знаний, приведём в приложении А.

Рассматривая отдельно каждую часть любой схемы, можно сделать вывод отдельно по каждой её структурной части. В таблице 3 приведем суммарную длину линий и число выключателей для каждого варианта.

Таблица 3 - Суммарная длина линий и количество выключателей

№ схем ы	Длина линии, км	Число выключателей	№ схемы	Длина линии, км	Число выключателей
1	450	26	6	417,12	26
2	597,48	20	7	487,8	24
3	402,96	27	8	635,28	18
4	519	20	9	454,92	24
5	467,76	19	10	440,76	25

3.3 ВЫБОР ЧЕТЫРЁХ ВАРИАНТОВ

Выбор четырех вариантов из принятых десяти схем будет осуществляться по следующим показателям:

Суммарной длине линии в одноцепном исполнении.

Минимальному количеству выключателей.

Минимальному числу трансформаций.

Из полученных вариантов стоит выбрать соответствующие вышеизложенным требованиям. Поэтому к дальнейшей проработке примем схемы 1, 3, 6 и 10.

4. БАЛАНС АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

4.1 БАЛАНС АКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Особенностью производства и потребления электроэнергии является равенство выработанной и израсходованной в единицу времени электроэнергии (мощности). Следовательно, в электрической системе должно выполняться равенство (баланс) активных мощностей:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{потр}} + \Delta P_{\text{пер}} + P_{\text{с. н.}}, \quad (6)$$

где P_{Γ} - суммарная активная мощность, отдаваемая в сеть генераторами электростанций (в данном случае с шин УРП); $P_{\text{потр}}$ - суммарная совмещенная активная нагрузка потребителей системы; $\Delta P_{\text{пер}}$ - суммарные потери активной мощности во всех элементах передачи электроэнергии (линиях, трансформаторах) по электрическим сетям; $P_{\text{с. н.}}$ - суммарная активная нагрузка собственных нужд УРП при наибольшей нагрузке потребителей.

Основная доля выработанной мощности идет на покрытие нагрузки потребителей.

Суммарные потери на передачу зависят от протяженности линий электрических сетей, их сечений и числа трансформаторов и находятся в пределах 5 - 15% от суммарной нагрузки. Нагрузка собственных нужд электростанции зависит от их типа, рода топлива и типа оборудования. Для УРП составляют 8%.

Располагаемая мощность генераторов системы несколько больше, чем рабочая мощность в режиме максимальных нагрузок.

Требуется учитывать необходимость резервирования при аварийных и плановых (ремонтных) отключениях части основного оборудования. Для УРП мощность резерва системы должна быть не меньше 10 - 12% от ее

рабочей мощности. Расчет баланса активной мощности приведен в приложении Б.

4.2 БАЛАНС РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

В электрической системе суммарная генерируемая реактивная мощность должна быть равна суммарной потребляемой. В отличие от активной мощности, источниками которой являются только генераторы электростанций, реактивная мощность генерируется как ими, так и другими источниками, к которым относятся воздушные и кабельные линии разных напряжений Q_L , а также установленные в сетях источники реактивной мощности (компенсирующие устройства - КУ) мощностью $Q_{КУ}$.

Поэтому баланс реактивной мощности в электрической системе представляется уравнением:

$$Q_G + Q_L + Q_{КУ} = Q_{потр} + \Delta Q_{пер} + Q_{с.н} \quad (7)$$

Уравнение баланса реактивных мощностей связано с уравнением баланса активных мощностей, так как:

$$Q_G = P_G \cdot \operatorname{tg} \varphi_G \quad (8)$$

Потери реактивной мощности на передачу $\Delta Q_{пер}$ в основном определяются потерями реактивной мощности в трансформаторах. В линиях напряжением 110 кВ и выше генерация реактивной мощности (зарядная мощность) компенсирует реактивные потери в линиях и может превысить их. Но реактивная мощность без дополнительного использования ИРМ может оказаться меньше требуемой по условию баланса реактивных мощностей. В этом случае образуется дефицит реактивной мощности, который приводит к следующему:

Большая загрузка реактивной мощностью генераторов электростанций приводит к перегрузке по току генераторов.

Передача больших потоков реактивной мощности от генераторов по элементам сети приводит к перегрузке по току генераторов и, как следствие к увеличению затрат на сооружение сети, повышенным потерям активной мощности.

Недостаток реактивной мощности в системе влечет за собой снижение напряжения в узлах электрических сетей и у потребителей.

Расчет баланса реактивной мощности приведен в приложении Б.

4.3 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Для получения баланса реактивных мощностей вблизи основных потребителей реактивной мощности устанавливают дополнительные источники с выдаваемой реактивной мощностью $Q_{ку}$. Отсюда возникает задача оптимизации режима реактивной мощности в системе электроснабжения промышленного предприятия, выбора типа и мощности, а также места установки компенсирующих устройств.

Прежде, чем определить мощности устанавливаемых на подстанциях трансформаторов, необходимо выбрать по какому коэффициенту мощности будет производиться выбор компенсирующих устройств. Это может быть балансирующий коэффициент $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$, выбирающийся из условия равенства коэффициентов мощности на шинах 10 кВ подстанции, либо экономический коэффициент $\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$, обеспечивающий минимум суммарных потерь мощности в схеме. Значения для $\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$ для каждого уровня напряжения приведены в задании.

Таким образом, нам необходимо найти экономически целесообразный коэффициент мощности, удовлетворяющий требованиям минимума суммарных потерь мощности в сети. Он получается путём сравнения $\text{tg}\varphi_{\text{бал}}$ с

$\text{tg}\varphi_{\text{эк}}$. Расчет баланса активной и реактивной мощности приведен в приложении Б.

С учетом баланса реактивной мощности определяем требуемую реактивную мощность для каждой секции шин. Если полученное значение не превосходит 10 Мвар, то целесообразно установить батареи статических конденсаторов (БСК). В противном случае устанавливаются синхронные компенсаторы.

Определяем требуемую реактивную мощность на подстанции А, на одну секцию шин по формуле:

$$Q_{\text{тр.А}} = \frac{P_{\text{А. max}} \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{А}} - \text{tg}\varphi_{\text{эк.110}})}{2} = \frac{72 \cdot (0,4 - 0,26)}{2} = 5,04 \text{ Мвар (9)}$$

Мощность, требуемая ПС А, менее 10 Мвар. Значит к установке принимаем комплектные конденсаторные установки (ККУ) типа УКЛ (П) напряжением 10 кВ.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнениях на номинальное напряжение 0,22 - 10,5 кВ. Увеличение рабочего напряжения БК достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов. Для увеличения мощности БК применяют параллельное их соединение.

Эти установки не дают полной компенсации, они обладают ступенчатой регулировкой. При изменении требуемой реактивной мощности - снижении нагрузки, например, в летний период, можно просто отключить часть из них. Батареи конденсаторов выполнены мощностью 300, 450, 900 и 1350 квар. Подбираем количество батарей так, что скомпенсировать реактивную мощность на подстанции более точно.

Подберём установленную мощность батареи на одну секцию шин:

$$Q_{КУ} = n_{БК} \cdot Q_{ном.БК} = 11 \cdot 0,45 = 4,95 \text{ Мвар}, (10)$$

где $n_{БК}$ - число БК;

$Q_{ном}$ - номинальная реактивная мощность батареи конденсаторов, Мвар.

Часть некомпенсированной реактивной мощности определяем из разницы

$$Q_{нecк.А} = Q_{max.А} - Q_{факт.А} = 28,8 - 9,9 = 18,9 \text{ Мвар} (11)$$

Так как и на остальных подстанциях, требуемая мощность не достигает 10 Мвар, то и на них установим БСК.

В таблицах 4 и 5 приведем рассчитанные данные по компенсации реактивной мощности и выбранные компенсирующие устройства.

Расчёт для каждой из четырёх схем приведём в приложении В.

Таблица 4 - компенсация реактивной мощности в зимний период

П С	$Q_{ТР_{КУ}}$, Мвар	Компенсирующее устройство	$Q_{факт_{КУ1СШ}}$, Мвар	$Q_{нecк}$, Мвар
А	5,04	11УКЛ-10-450	4,95	18,9
Б	4,608	5УКЛ-10-900	4,5	29,61
В	5,25	17УКЛ-10-300	5,1	11,22
Г	6,3	7УКЛ-10-900	6,3	9,1
Д	6,815	15УКЛ-10-450	6,75	7,67
Е	5,22	17УКЛ-10-300	5,1	4,92

Таблица 5 - Компенсация реактивной мощности в летний период

ПС	$Q_{\text{КУ, л.}}^{\text{TP}}$, Мвар	Компенсирующее устройство	$Q_{\text{КУ1СШ, л.}}^{\text{факт}}$, Мвар	$Q_{\text{НЕСК, л.}}$, Мвар
А	3,528	7УКЛ-10-450	3,15	13,86
Б	3,522	3УКЛ-10-900	2,7	21,627
В	3,675	12УКЛ-10-300	3,6	7,794
Г	4,41	4УКЛ-10-900	3,6	7,99
Д	4,77	10УКЛ-10-450	4,5	5,819
Е	3,654	12УКЛ-10-300	3,6	3,384

5. ТЕХНИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ЧЕТЫРЁХ ВАРИАНТОВ

5.1 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для определения номинального напряжения выбранных схем будем пользоваться формулой Илларионова, которая используется для всей шкалы номинальных напряжений от 35 кВ до 1150 кВ. Для этого необходимо знать активную мощность P_{ij} и длину, определяемого участка с учётом коэффициента трассы, который для дальневосточного региона берём равным: $K_{\text{тр}}=1,2$. Следует также заметить, что расчет не требует нахождения напряжения на каждом участке сети в кольцевых сетях и сетях с двухсторонним питанием. Достаточно найти напряжения на головных участках схем. Напряжения на других участках будут равны напряжениям на головных. Приведем пример такого расчета для схемы 3 (приложение А), которая состоит из двух колец и участка двухцепной линии.

Нахождение потоков мощностей в кольцах без учета потерь сводиться к расчету простых разомкнутых магистралей с двусторонним питанием, для чего их разрезают по источнику питания (рисунок 1).

Определим мощности, текущие по головным участкам схемы.

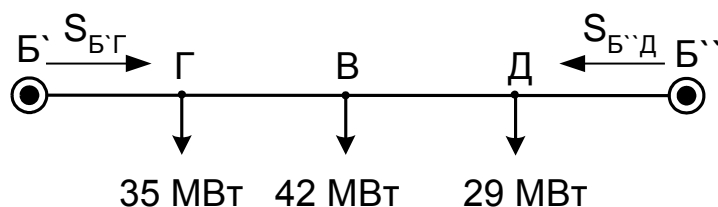


Рисунок 1 - Вид кольца Б' - Г - В - Д - Б'', разрезанного по источнику питания

Сечения проводов еще не выбрано, а следовательно, сопротивления линий не определены, необходимо знать длины линий каждого участка, с помощью которых, и будет проводиться расчет. Длина каждого участка приведена в приложении А. Так как на коэффициент трассы умножается и числитель и знаменатель - можно его не учитывать, а просто подставлять длину участка.

Потоки активных мощностей без учета потерь:
головного участка Б'-Г:

$$P_{B'-\Gamma.\text{гол}} = \frac{P_{\max \Gamma} \cdot L_{\Gamma B''} + P_{\max B} \cdot L_{B D} + P_{\max D} \cdot L_{D B''}}{L_{\Sigma \Gamma B''}} \quad (12)$$

головного участка Б'' - Д:

$$P_{B''-D.\text{гол}} = \frac{P_{\max D} \cdot L_{D \Gamma} + P_{\max B} \cdot L_{B \Gamma} + P_{\max \Gamma} \cdot L_{\Gamma B''}}{L_{\Sigma \Gamma B''}}$$

где $L_{\Sigma \Gamma B''}$ - суммарная длина всех участков рассматриваемого кольца.

$$P_{B'-\Gamma.\text{гол}} = \frac{35 \cdot 76,3 + 42 \cdot 58,3 + 29 \cdot 40,3}{130,3} = 48,26 \text{ МВт}$$

$$P_{B''-D.\text{гол}} = \frac{29 \cdot 90 + 35 \cdot 72 + 35 \cdot 54}{130,3} = 57,74 \text{ МВт}$$

Для того, чтобы убедиться в правильности расчета произведём проверку по I закону Кирхгофа: сумма мощностей на головных участках, равна сумме нагрузок рассматриваемого кольца.

$$P_{Б'-Г.гол} + P_{Б''-Д.гол} = P_{max Г} + P_{max Д} + P_{max В} \quad (13)$$

$$48,26 + 57,74 = 35 + 42 + 29 \text{ МВА}$$

Проверка подтверждает, что расчет выполнен верно.

Теперь, зная мощности, текущие по головным участкам, находим номинальное напряжение кольца по формуле Илларионова:

$$U_{Б'-Г}^{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{Б'-Г}} + \frac{2500}{P_{Б'-Г.гол}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{64,8} + \frac{2500}{48,26}}} = 130 \text{ кВ} \quad (14)$$

$$U_{Б''-Д}^{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{Б''-Д}} + \frac{2500}{P_{Б''-Д.гол}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{48,36} + \frac{2500}{57,74}}} = 136,5 \text{ кВ}$$

Принимаем номинальное напряжение кольца равным 110 кВ.

Таким же образом находим значения рациональных напряжений для всех десяти схем. Расчет указан в приложении В.

5.2 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Число силовых трансформаторов выбирается с учетом того, каких именно потребителей они должны питать. Как было указано в пункте 3.2, потребители I и II категорий должны быть обеспечены электроэнергией от двухтрансформаторных подстанций. Почти у каждой ПС проектируемой сети

есть как потребители I, так и II категории. Следовательно, каждая из ПС будет укомплектована двумя трансформаторами.

В первую очередь следует определить минимальную мощность, которой могут быть загружены два трансформатора в нормальном режиме работы. Ниже этой мощности работа трансформаторов будет невозможна. То есть, если максимальная мощность подстанции, данная в задании, будет ниже найденного значения, то принимать участок, к которому относится ПС, к осуществлению нельзя, т.к. найти трансформатор на такую мощность не представляется возможным. В этом случае необходимо будет рассматривать другие компоновки схем.

В нормальном режиме считаем, что каждый трансформатор загружен на 70%, т.е. коэффициент загрузки одного трансформатора равен 0,7; тогда для двухтрансформаторной подстанции этот коэффициент будет равен

$$K_3 = 0,7 \cdot 2 = 1,4 \quad (15)$$

Минимальная мощность двух, работающих на одну нагрузку, трансформаторов на 110 кВ равна 2,5 МВА.

$$\text{Тогда: } S_{\text{нагр}} = K_3 \cdot S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 2,5 = 3,5 \text{ МВА}$$

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}} \cdot \cos \varphi_{\text{эк.110}} = 3,5 \cdot 0,96 = 3,35 \text{ МВт}$$

Минимальная мощность на 220 кВ - 32 МВА.

Тогда:

$$S_{\text{нагр}} = K_3 \cdot S_{\text{ном}} = 1,4 \cdot 32 = 44,8 \text{ МВА} \quad (16)$$

$$P_{\text{нагр}} = S_{\text{нагр}} \cdot \cos \varphi_{\text{эк.220}} = 44,8 \cdot 0,93 = 41,6 \text{ МВт}$$

Можно сделать вывод о том, что на подстанциях Д и Е нельзя принимать напряжение 220 кВ.

Для всех четырех схем участок УРП - Б выполнен на напряжение 220 кВ, все остальные участки - 110 кВ. Баланс реактивной мощности един для всех четырех схем, поэтому компенсация реактивной мощности будет одинакова.

Тогда расчет трансформаторов необходимо выполнить только для одной схемы. Для всех остальных он будет идентичным.

Зная коэффициент загрузки, среднюю активную мощность и некомпенсированную реактивную мощность на подстанции, из формулы (16) можем определить приблизительную мощность, на которую будут рассчитаны трансформаторы.

Например, для ПС А схемы 3:

$$S_{\text{тр.расч.А}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.А}}^2 + Q_{\text{неск.А}}^2}}{2 \cdot K_3} = \frac{\sqrt{65,45^2 + 18,9^2}}{1,4} = 48,7 \text{ МВА}$$

Ближайшая номинальная мощность по каталожным данным 63 МВА. Проверяем трансформаторы по загруженности, определяя коэффициент загрузки в нормальном режиме. Он должен быть в пределах: 0,5 - 0,75.

$$k_{\text{з.норм.А}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср.А}}^2 + Q_{\text{неск.А}}^2}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ТРном.А}}} = \frac{\sqrt{65,4^2 + 18,9^2}}{2 \cdot 63} = 0,54 \quad (17)$$

Также необходима проверка выбранных трансформаторов в условиях послеаварийной работы. Она характеризуется выводом из строя одного из трансформаторов, т.е. принимаем, что $n_{\text{тр}}=1$. Коэффициент загрузки в этом случае должен находиться в пределах от 1 до 1,4, исходя из возможности работы трансформатора со 140% загрузки.

$$k_{з.п.ав.А} = \frac{\sqrt{P_{ср.А}^2 + Q_{неск.А}^2}}{n_{тр} \cdot S_{трном.А}} = \frac{\sqrt{65,45^2 + 18,9^2}}{1 \cdot 63} = 1,08 \quad (18)$$

Полученные в формулах (17) и (18) значения коэффициентов загрузки показывают, что трансформаторы на подстанции выбраны правильно и даже в послеаварийном режиме смогут обеспечивать потребителя электроэнергией без перерыва в снабжении.

В том случае, если в послеаварийном режиме коэффициент загрузки превышает заданные пределы, это означает, что оставшийся в работе трансформатор будет перегружен. Тогда необходимо отключать от сети часть потребителей III категории.

В летнем режиме трансформаторы могут быть недогружены. В этом случае один трансформатор на подстанции отключается.

Получив значения мощностей трансформаторов, работающих на промышленную нагрузку и проверив их по коэффициентам загрузки, выбираю трансформаторы - типа ТРДЦН-63000/110.

Также как и для подстанции А, определим все необходимые расчётные характеристики на всех подстанциях и сведём их в таблицу 6. Выбор трансформаторов на других подстанциях в приложении В.

Таблица 6 - Выбор трансформаторов

ПС	S _{тр} , МВА	S _{тр. л} , МВА	Кз. з	Кз. з. пав	Кз. л	Кз. л. пав	Выбранный трансформатор
А	48,66	34,2	0,54	1,08	0,38	0,76	ТРДЦН-63000/110
Б	91,3	64,48	0,51	1,02	0,36	0,72	АТДЦН- 125000/220/110
В	28,43	19,89	0,49	0,99	0,35	0,7	ТРДН-40000/110
Г	23,64	16,9	0,66	1,32	0,47	0,95	ТРДН-25000/110
Д	19,61	13,82	0,55	1,1	0,39	0,77	ТРДН-25000/110
Е	12,2	8,53	0,53	1,07	0,37	0,75	ТМН-16000/110

5.3 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ МЕТОДОМ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ТОКОВЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Строится зависимость приведенных затрат от максимального тока. При этом затраты определяются для каждого сечения. Показанные зависимости приведенных затрат от максимального тока, реализованы в виде таблиц, включающих экономические токовые интервалы, т.е. те интервалы, в которых сечение будут иметь минимальные приведенные затраты.

Прежде, чем определить максимальный ток в линиях, необходимо определить потоки мощности, протекающие по ним. С учётом найденных в п.4.2 некомпенсированных реактивных мощностей в линиях и потоков максимальной мощности, определяется полная мощность S_{ij} , протекающая по линии. Потоки активной мощности в линиях будем определять так же, как и в п.5.1, используя длину линий.

Тогда максимальный ток каждого участка определим по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_{ij}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (19)$$

где $n_{\text{ц}}$ - число цепей рассматриваемого участка;

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

Определив максимальный ток, находим расчётный, зависящий от коэффициентов α_i и α_T :

α_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации; для сетей 110-220 кВ в курсовом проекте этот коэффициент принимается равным 1,05. Введение этого коэффициента учитывает фактор разновременности затрат в технико-экономических расчетах.

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линий и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется

коэффициентом K_m). Значение этого коэффициента принимается равным отношению нагрузки линий в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линий. K_m принимается равным 1. Коэффициент α_T определяем с помощью интерполяции из таблицы в ЭТС. Зная что $T_{\max}=4500$ часов, α_T принимаем равным 0,95.

С учётом вышеизложенного запишем выражение для расчётного тока:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max} \quad (20)$$

Для схемы 3 (Приложение А) найдем эти токи:

$$I_{p,ДВ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max,ДВ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 156 = 156A$$

$$I_{p,ГВ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max,ГВ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 72 = 72A$$

$$I_{p,БГ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max,БГ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 262 = 261A$$

$$I_{p,урпБ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max,урпБ} = 1,05 \cdot 0,95 \cdot 279 = 279A$$

Таким образом, получив значения расчётных токов для всех участков рассматриваемых схем, по экономическим токовым интервалам, приведённых в виде таблиц в /14/, определяем сечения линий. Для всех схем выбираем провода марки АС - со стальным сердечником разного диаметра. Также выберем свободностоящие железобетонные опоры, которые характеризуются долговечностью по отношению к другим видам опор, простотой обслуживания.

Участок ДВ: АС-240. Участок ВГ: АС-120.

Участок БГ: АС-240. Участок УРП-Б: АС-400.

Полученные сечения необходимо проверить по длительно допустимому току. Для этого рассчитывается послеаварийный режим, т.е. такой режим, при котором в схемах обрываются самые загруженные участки колец и сетей с двухсторонним питанием и по одной линии у двухцепных участков. Для примера покажем расчет тока для схемы 3.

Мощность участка $S_{ДВ}$ найдём как: $S_{ДВ} = S_{Д} = 29 + j7,67$ МВА

Мощность участка $S_{ГВ}$: $S_{ГВ} = S_{ДВ} + S_{В} = 71 + j18,89$ МВА

Мощность участка $S_{БГ}$: $S_{БГ} = S_{ГВ} + S_{Г} = 106 + j27,99$ МВА

Мощность участка $S_{урпБ}$: $S_{урпБ} = S_{БГ} + S_{Б} = 205 + j57,6$ МВА

Послеаварийные токи соответствующих участков:

$$I_{ПА.ДВ} = \frac{|S_{ДВ}|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 110} = 157 \text{ A}$$

$$I_{ПА.ГВ} = \frac{|S_{ГВ}|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{73,47}{\sqrt{3} \cdot 110} = 386 \text{ A}$$

$$I_{ПА.БГ} = \frac{|S_{БГ}|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{109,63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 575 \text{ A}$$

$$I_{ПА.урпБ} = \frac{|S_{урпБ}|}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{212,94}{\sqrt{3} \cdot 220} = 559 \text{ A}$$

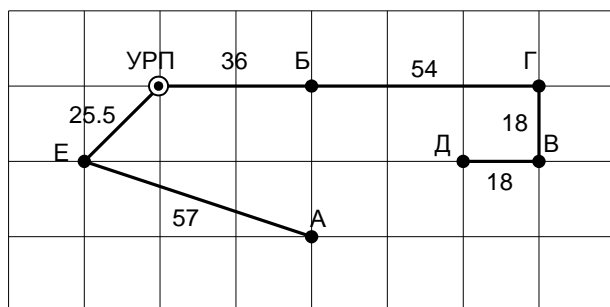


Рисунок 2 - Послеаварийный режим для схемы 3

Значения токов для рассчитанных участков меньше длительно допустимых, определяемых из /4/. Аналогичным образом рассчитывается каждая схема. Результаты расчётов сведены в таблицы 7, 8, 9 и 10.

Не на всех участках проходим по рабочему току поэтому необходимо усиление линий, т.е. повышение класса номинального напряжения или числа цепей. Выбранные сечения приведены в таблицах 11, 12, 13 и 14. Усиление показано в таблице 15.

Таблица 7 - Максимальный и рабочий токи схемы 1

Участок сети	Потоки активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Максимальный ток, А	Рабочие токи, А
УРП - А	47,933	128,75	260	260
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	42,067	114,883	228	228
Б - Г	106	134,98	288 (144)	287 (143)
Г - В	41,732	109,728	227	226
Г - Д	29,268	99,113	159	159
Д - В	0,268	10,347	$1,51 \cdot 10^{-3}$	$1,51 \cdot 10^{-3}$
А - Е	24,067	94,837	131	130

Таблица 8 - Максимальные и рабочие токи схемы 3

Участок сети	Потоки активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Максимальный ток, А	Расчетные токи, А
УРП - А	47,933	128,75	260	260
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	42,067	114,883	228	228
Б - Д	57,744	136,546	313 (157)	301 (156)
Г - В	13,256	68,723	72	72
Б - Г	48,256	129,616	262	261
Д - В	28,744	93,351	156	156
А - Е	24,067	94,837	131	130

Таблица 9 - Максимальные и рабочие токи схема 6

Участок сети	Потоки активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Максимальный ток, А	Расчетные токи, А
УРП - А	47,933	128,75	260	260
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	42,067	114,883	228	228
Б - Д	106	134,98	288 (144)	287 (143)
Г - В	41,732	109,728	11,9	11,9
Г - Д	29,268	99,113	159	159
Д - В	0,268	10,347	240	239
А - Е	24,067	94,837	131	130

Таблица 10 - Максимальные и расчетные токи схема 10

Участок сети	Потоки активной мощности, МВт	Рациональное напряжение, кВ	Максимальный ток, А	Расчетные токи, А
УРП - Б	205	166,749	279	279
УРП - Е	90	117,937	244	244
Б - Д	57,744	101,572	313 (157)	313 (156)
Г - В	13,256	68,723	72	72
Б - Г	48,256	129,616	262	261
Д - В	28,744	93,351	156	156
А - Е	72	68, 19	65	65

Таблица 11 - Выбор сечения проводов для схемы 1

Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Число цепей	Марка и сечение провода
УРП - А	110	1	АС-240
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	1	АС-240
Продолжение таблицы 11			
Б - Г	110 (220)	2	АС-240
Г - В	110	1	АС-240
Г - Д	110	1	АС-240
Д - В	110	1	АС-120
А - Е	110	1	АС-150

Таблица 12 - Выбор сечения проводов для схемы 3

Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Число цепей	Марка и сечение провода
УРП - А	110	1	АС-240
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	1	АС-240
Б - Г	110	1	АС-240
Г - В	110	1	АС-120
Б- Д	110	1 (2)	АС-240
Д - В	110	1	АС-240
А - Е	110	1	АС-150

Таблица 13 - Выбор сечения проводов для схемы 6

Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Число цепей	Марка и сечение провода
УРП - А	110	1	АС-240
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	1	АС-240
Б - Д	110 (220)	2	АС-240
Г - В	110	1	АС-120
Г - Д	110	1	АС-240
Д - В	110	1	АС-240
А - Е	110	1	АС-150

Таблица 14 - Выбор сечения проводов для схемы 10

Участок сети	Номинальное напряжение, кВ	Число цепей	Марка и сечение провода
УРП - Б	220	2	АС-400
УРП - Е	110	2	АС-240
Б - Г	110	1	АС-240
Г - В	110	1	АС-120
Б- Д	110	1 (2)	АС-240
Д - В	110	1	АС-240
А - Е	110	2	АС-150

Таблица 15 - Усиление линий принятых вариантов

№ сети	Длина линии, км	Число выключателей
1	450	29
3	402,6+48,4=451	27
6	417,2	29
10	440,8+48,4=489,2	29

После усиления некоторых участков схем с помощью вторых цепей и повышения номинального напряжения, необходим новый выбор трансформаторов на подстанциях (приложение В).

Последним этапом технического анализа четырёх вариантов конфигураций схем является выбор схем распределительных устройств.

5.4 ВЫБОР СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Различные схемы распределительных устройств (РУ) были намечены ещё в той части курсового проекта, где считалось суммарное количество выключателей в каждой схеме.

Для разомкнутых сетей по способу подключения подстанции могут быть либо тупиковыми, либо отпаечными.

В замкнутых сетях по способу присоединения подстанции - проходные либо транзитные.

Главная схема электрических соединений подстанций зависит от следующих факторов: типа подстанции, числа и мощности установленных силовых трансформаторов, категорийности потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения, уровней напряжения, количества питающих линий и отходящих присоединений, величин токов короткого замыкания, экономичности, гибкости и удобства в эксплуатации, безопасности обслуживания

Если к подстанции подходят две линии напряжением до 110 кВ включительно, применяется схема “мостик”, для промышленных подстанций - с выключателями в цепях трансформаторов. На напряжение 220 кВ и выше, с мощностью подключаемых трансформаторов 63 МВА и выше применяется схема “четырёхугольник”; до 40 МВА - “мостик”.

Занесём данные о выбранных схемах подстанций в таблицу 16.

Таблица 16 - Схемы распределительных устройств

П С	Схема 1	Схема 3	Схема 6	Схема 10
А	Четырёхугольник	Четырёхугольник	Четырёхугольник	Четырёхугольник
Б	Одиночная секционир. сист. шин и четырёхугольник	Одиночная секционир. сист. шин и четырёхугольник	Одиночная секционир. сист. шин и четырёхугольник	Одиночная секционир. сист. шин и

				четырёхугольник
В	Мостик	Мостик	Мостик	Мостик
Г	Одиночная секционир. сист. шин	Мостик	Мостик	Мостик
Д	Мостик	Расширенный мостик	Одиночная секционир. сист. шин	Мостик
Е	Мостик	Мостик	Мостик	Одиночная секционир. сист. шин

В 1, 6 и 10 схемах количество выключателей одинаково, тогда как для схемы 3 их меньше. Сравнивая схемы по второму важному признаку - длине линий в одноцепном исполнении, видим, что у схемы 10 она больше всего. Значит, на дальнейшее рассмотрение оставляем первые три схемы.

Схема 6 выгодно отличается от других наименьшей длиной линий, по этому показателю выделим её от других.

Таким образом, к технико-экономическому сравнению принимаем 3 и 6 схемы.

6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ

6.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

При технико-экономическом сравнении вариантов производится оценка экономической эффективности каждого из них. При этом к показателям, по которым варианты могут быть оценены, относят:

Статические. К ним относятся: простая норма прибыли и простой срок окупаемости. Динамические. Эта группа включает такие показатели, как: чисто дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости, удельные дисконтированные затраты, эквивалентные годовые расходы (приведённые затраты), дисконтированные затраты. В данном курсовом проекте оценка экономичности вариантов

производится по эквивалентным годовым расходам, которые определяются по формуле:

$$З = E \cdot K + И, (21)$$

где E - норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1; K - капитальные вложения в рассматриваемый объект за год; $И$ - суммарные эксплуатационные издержки.

Капитальные вложения - это вложения, необходимые для сооружения электрических сетей, электрических станций и энергообъектов. Они определяются, как:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, (22)$$

где $K_{ВЛ}$ - капитальные вложения на сооружение воздушных линий. Сюда входят затраты на изыскательские работы, подготовку трасы, затраты на приобретение опор, проводов, линейной арматуры, заземлителей, их транспортировку и монтаж;

$K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружения подстанций. Их будем определять по укрупнённым стоимостным показателям в /11/, как:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{РУ\Sigma} + K_{ПОСТ} + K_{КУ}, (23)$$

где $K_{ТР}$ - рыночная стоимость трансформаторов;

$K_{РУ\Sigma}$ - суммарная стоимость ячеек ОРУ на рассматриваемой ПС;

$K_{ПОСТ}$ - постоянная часть затрат, включающие стоимость средств пожарной безопасности, контура заземления и т.п.;

$K_{КУ}$ - стоимость принятых к установке БСК.

Для технико-экономического сравнения вариантов эксплуатационные издержки учитываются как процент отчислений от укрупнённых капитальных вложений. Все значения базовых показателей стоимости взяты из укрупнённых стоимостных показателей электрических сетей /11 /.

Эксплуатационные издержки включают в себя затраты, связанные с передачей и распределением электроэнергии по сетям, необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей в течение одного года.

В эксплуатационные издержки входят:

Суммарные затраты электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей:

$$И_{РЭО} = \alpha_{РЭО} \cdot K, (24)$$

где $\alpha_{РЭО}$ - нормы на обслуживание и ремонт ВЛ, ПС.

Отчисления на амортизацию, включающие отчисления на реновацию и капитальные ремонты:

$$И_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, (25)$$

где K - капиталовложения в ВЛ и ПС;

$T_{сл}$ - срок службы ВЛ и ПС.

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_{\Delta W} = C_{0\Delta W} \cdot \Delta W, (26)$$

где ΔW - потери электроэнергии в ВЛ, трансформаторах и компенсирующих устройствах;

$C_{0\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии; в текущем году равен $60 \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

Покажем нахождение потерь на примере участка УРП-А-Е-УРП в схеме 3.

6.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ОЦЕНКА

Потери электроэнергии на обозначенном участке УРП-А-Е-УРП необходимо начинать с подготовки всех необходимых данных по нему.

С учётом полученных сведений о линиях для нахождения потоков мощностей, проходящих по ним, буду пользоваться сопротивлением линий. Находить потери буду по эффективной и некомпенсированной мощностям, т.е. по $S_i = P_{\text{эф.}i} + Q_{\text{неск.}i}$

Тогда мощности выделенных участков в зимний период будут определяться, как:

$$S_{\text{эф.урпА}} = \frac{S_{\text{з.эф.А}} \cdot (\bar{Z}_{\text{АЕ}} + \bar{Z}_{\text{урпЕ}}) + S_{\text{з.эф.Е}} \cdot \bar{Z}_{\text{урпЕ}}}{\bar{Z}_{\text{урпА}} + \bar{Z}_{\text{урпЕ}} + \bar{Z}_{\text{АЕ}}} = 46,28 + j13,8 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{эф.урпЕ}} = \frac{S_{\text{з.эф.Е}} \cdot (\bar{Z}_{\text{АЕ}} + \bar{Z}_{\text{урпА}}) + S_{\text{з.эф.А}} \cdot \bar{Z}_{\text{урпА}}}{\bar{Z}_{\text{урпЕ}} + \bar{Z}_{\text{урпА}} + \bar{Z}_{\text{АЕ}}} = 39,62 + j8,93 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{эф.АЕ}} = S_{\text{з.эф.урпЕ}} - S_{\text{з.эф.Е}} = 22,44 + j4,24 \text{ МВА}$$

В летний период потоки мощностей находятся аналогично зимним, но с учетом летних эффективных мощностей.

Потери мощности в трансформаторах на подстанциях, входящих в участок УРП-А-Е-УРП определим по формуле:

$$\Delta W_{\text{трА}} = \left[\frac{\frac{|S_{3.\text{эф.А}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{трА}} \cdot T_3 + \frac{\frac{|S_{\text{Л.эф.А}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{трА}} \cdot T_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ХХ.А}} \cdot T_{\Gamma}}{2} \right] \cdot 2 = 2259 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{трЕ}} = \left[\frac{\frac{|S_{3.\text{эф.Е}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{трЕ}} \cdot T_3 + \frac{\frac{|S_{\text{Л.эф.Е}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{трЕ}} \cdot T_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ХХ.Е}} \cdot T_{\Gamma}}{2} \right] \cdot 2 = 719,5 \text{ МВт}$$

где T_3 (Л) - число часов в зимний (летний) период времени (см. п.1.3);

T_{Γ} - число часов в году; $R_{\text{тр}}$ - активное сопротивление трансформаторов; $\Delta P_{\text{ХХ}}$ - потери холостого хода в трансформаторах.

Потери мощности на участках, образующих кольцо:

$$\Delta W_{\text{ВЛ.урпА}} = \left[\frac{\frac{|S_{\text{эф.урпА}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{ВЛ.урпА}} \cdot T_3 + \frac{\frac{|S_{\text{эф.лет.урпА}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{ВЛ.урпА}} \cdot T_{\text{Л}}}{2} \right] \quad (27)$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ.урпА}} = \left[\frac{48,3^2}{110^2} \cdot 7,34 \cdot 4800 + \frac{33,9^2}{110^2} \cdot 7,34 \cdot 3960 \right] = 9556 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ.урпЕ}} = 3378 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ.АЕ}} = \left[\frac{\frac{|S_{\text{эф.АЕ}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{ВЛ.АЕ}} \cdot T_3 + \frac{\frac{|S_{\text{эф.лет.АЕ}}|^2}{110^2} \cdot R_{\text{ВЛ.АЕ}} \cdot T_{\text{Л}}}{2} \right]$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ.АЕ}} = 3945 \text{ МВт}$$

Теперь, получив потери в интересующем нас участке, и подставив их значения в формулу (26) можем найти потери в данном кольце.

Таким же образом производится расчёт для каждой схемы до тех пор, пока не будут определены суммарные эксплуатационные издержки и

суммарные капиталовложения в проектируемые сети. Результаты расчётов по каждой схеме занесём в таблицу 17.

Таблица 17 - Сравнение двух вариантов по экономическим показателям

Показатель	Схема 3	Схема 6
Капиталовложения в подстанции, млн. руб.	778,8	948,9
Капиталовложения в линии, млн. руб.	867,9	836,2
Суммарные капиталовложения, млн. руб.	1646,7	1785
Стоимость потерь электроэнергии, млн. руб.	32,96	28,9
Продолжение таблицы 17		
Эксплуатационные издержки, млн. руб.	45,1	53,2
Издержки на амортизацию, млн. руб.	82,3	89,2
Суммарные издержки, млн. руб.	160,4	171,3
Затраты, млн. руб.	325	350
Себестоимость, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$	2,9	3,6

$$\frac{Z_6 - Z_3}{Z_3} \cdot 100\% = \frac{350 - 325}{325} \cdot 100\% = 7,6\%$$

Разница в затратах между схемами более 5%.

Из расчета видно, что схема 3 имеет меньшие капиталовложения, затраты и издержки. Эта схема проще в управлении, хотя и имеет большую стоимость потерь электроэнергии. Примем эту схему для расчета режимов.

В данном разделе был осуществлен расчет и сравнение экономических показателей двух вариантов схем, были определены приведенные затраты, капиталовложения и стоимость потерь электроэнергии. Сравнивая рассчитанные показатели двух схем, была выбрана наиболее экономичная. Расчет экономических показателей схем в программе MathCAD 11 приведен в приложении Д.

7. РАСЧЁТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

7.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В каждой энергосистеме в той или иной степени происходит постоянное непрерывное изменение её параметров (частоты f , напряжения U , тока I , мощностей P и Q , углов сдвига между напряжениями в разных точках линии и т.п.). Различное сочетание этих, влияющих друг на друга параметров в каждый момент времени называется режимом энергосистемы.

К режимам, которые наиболее полно описывают картину происходящих в выбранном варианте процессов, относятся:

максимальный зимний режим; расчёт в данном режиме производится по максимальной активной и некомпенсированной в зимний период реактивной мощностям;

режим летнего минимума, где за основу берутся те же величины, что и в пункте 1, но рассчитанные для летнего режима;

послеаварийный режим, который рассчитывается при обрыве наиболее загруженных участков сети. Начальными данными в этом режиме будут те же значения мощностей, что и в п.1

Данные по выбранным трансформаторам и сечениям ВЛ, необходимые для дальнейшего расчёта, сведём в таблицы 18 и 19.

Таблица 18 - Исходные данные о трансформаторах на подстанциях

ПС	Сведения о трансформаторах					
	$R_{тр}$, Ом	$X_{тр}$, Ом	ΔP_X , МВт	ΔQ_X , Мвар	$G_{тр}$, мкСм	$B_{тр}$, мкСм
А	0,87	22	0,059	0,41	4,5	31
Б	3,2; 0,48; 0,55	59,2; 0; 131	0,065	0,625	1,23	11,81
В	1,4	34,7	0,036	0,26	2,7	19,66
Г	2,54	55,9	0,027	0,175	2,04	13,23

Д	2,54	55,9	0,027	0,175	2,04	13,23
Е	4,38	86,7	0,019	0,112	1,44	8,45

Таблица 19 - Исходные данные по воздушным линиям

Участок	Сведения о линиях			
	$R_{ВЛ}$, Ом	$X_{ВЛ}$, Ом	B_{ij} , мкСм	Q_{Ci} , Мвар
УРП-Б	1,62	9,07	233,3	5,56
УРП-А	7,34	24,79	172	1,04
УРП-Е	3,67	12,39	86	0,52
Б-Г	7,78	26,24	182	1,1
Б-Д	2,9	9,79	272	1,64
Г-В	5,38	9,22	56,2	0,34
В-Д	2,59	8,75	60,7	0,37
А-Е	13,54	28,73	185	1,12

Из всех перечисленных выше режимов алгоритм расчёта приведём лишь для режима максимальной зимней нагрузки. Данный режим будет просчитан при помощи программы Mathcad. Расчёты приведём в приложении Д.

7.2 РАСЧЁТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ МАКСИМАЛЬНОГО РЕЖИМА

Алгоритм расчёта режима:

Приведем схему выбранного варианта с нанесёнными на неё сечениями проводов и нагрузками на рисунке 3.

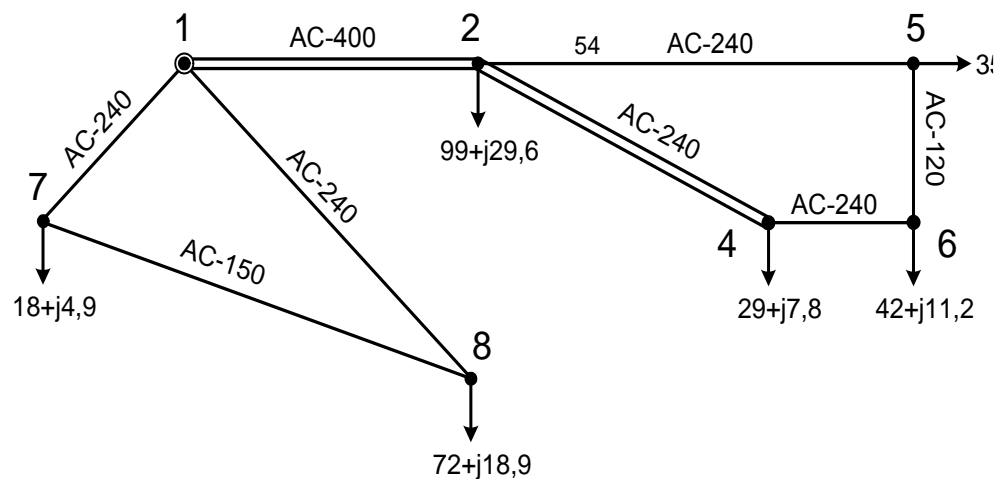


Рисунок 3.

Составляем схему замещения (рис.4). Рассчитываем ее параметры, используя параметры, которые уже указаны в таблицах 18 и 19.

Расчет производился по следующим формулам, с помощью справочных данных для трансформаторов и проводов, взятых из /1/ и /5/.

активная проводимость

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2}, \text{ мкСм (28)}$$

индуктивная проводимость

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U^2}, \text{ мкСм (29)}$$

ёмкостная проводимость

$$B = b_0 \cdot L, \text{ мкСм (30)}$$

зарядная мощность линий

$$Q_c = \frac{1}{2} \cdot B \cdot U^2, \text{ Мвар (31)}$$

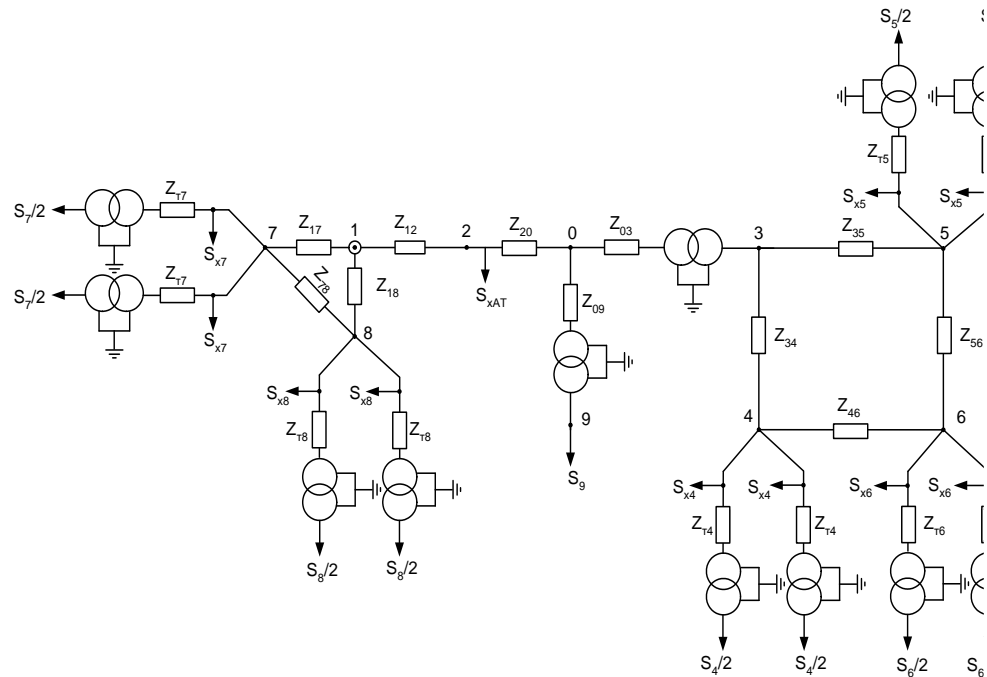


Рисунок 4 - Схема замещения для ручного расчёта

Определяем потери мощности в трансформаторах по следующей формуле:

$$\Delta S_{\text{тр}} = \frac{\left| \frac{S_{\text{тр}}}{2} \right|^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{\text{тр}} + \Delta S_{\text{XX}} \quad (32)$$

Находим приведённую, а после и расчётную нагрузку каждого узла, учитывая раздельную работу каждого трансформатора.

Для двух трансформаторов:

$$S_{\text{пр. i}} = S_i + 2 \cdot \Delta S_{\text{тр. i}} \quad (33)$$

$$S_{\text{р. i}} = S_{\text{пр. i}} - jQ_{\text{ci}} \quad (34)$$

Определяем потоки и потери мощности в линиях на примере кольца УРП - А-Е-УРП (1'-7-8-1''). Схему замещения кольца укажем на рисунке 5.

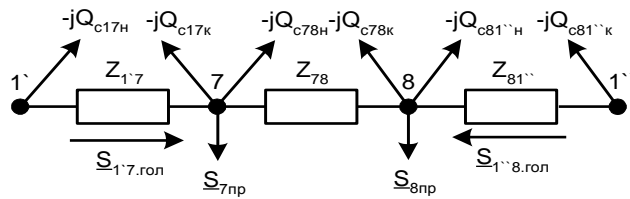


Рисунок 5 - Схема замещения кольца УРП - А-Е-УРП (1'-7-8-1'')

Находим потоки мощности, текущие по головным участкам 1'-7 и 1''-

8.

$$S_{1'7.гол} = \frac{S_{7p} \cdot (\bar{Z}_{1''8} + \bar{Z}_{78}) + S_{8p} \cdot \bar{Z}_{1''8}}{\bar{Z}_{1''8} + \bar{Z}_{78} + \bar{Z}_{1'7}} = 42 + j13 \text{ МВА}$$

$$S_{1''8.гол} = \frac{S_{8p} \cdot (\bar{Z}_{78} + \bar{Z}_{1'7}) + S_{7p} \cdot \bar{Z}_{1'7}}{\bar{Z}_{1''8} + \bar{Z}_{78} + \bar{Z}_{1'7}} = 48,6 + j19,6 \text{ МВА}$$

Находим точку потокораздела:

$$S_{78} = S_{1'7.гол} - S_{7p} = 22,65 + j10,4 \text{ МВА}$$

$$S_{87} = S_{1''8.гол} - S_{8p} = -22,65 - j10,4 \text{ МВА}$$

$$S_{81''} = S_{78} - S_{8p} = -49,8 - j16,4 \text{ МВА}$$

$$S_{71'} = S_{87} - S_{7p} = -40,8 - j16,15 \text{ МВА}$$

Как видно из приведённых формул точкой потокораздела в кольце будет узел А (8) как по активной, так и по реактивной мощности.

Разрезая сеть по точке потокораздела, получим две разомкнутые схемы, рассчитывая которые, находим потоки мощности.

Разомкнутая сеть 1'-7-8:

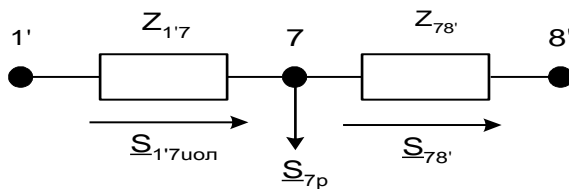


Рисунок 6.

$$S_{78.к} = S_{78} = 23,85 + j7,2 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{78'} = \frac{P_{78.к}^2 + Q_{78.к}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{78} = 0,69 + j1,5 \text{ МВА}$$

$$S_{78'.н} = S_{78.к} + \Delta S_{78'} = 24,55 + j8,6 \text{ МВА}$$

$$S_{1'7.к} = S_{7p} + S_{78'.н} = 42,7 + j14,4 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{1'7} = \frac{P_{1'7.к}^2 + Q_{1'7.к}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z_{17} = 0,62 + j2,1 \text{ МВА}$$

$$S_{1'7.н} = S_{1'7.к} + \Delta S_{1'7} = 43,3 + j16,5 \text{ МВА}$$

Точно по такому же алгоритму находятся потоки мощности в кольце Б-Д-В-Г-Б. Суммарная нагрузка узла 3 (средняя сторона автотрансформатора) равна:

$$S_{3p} = S_{53'.н} + S_{3'4.н} - j(Q_{c34} + Q_{c35}) = 109,6 + j45,9 \text{ МВА}$$

Затем находим потери мощности в обмотках автотрансформатора и потоки мощности протекающие по ним.

Определяем расчетную нагрузку 2 узла:

$$S_{2p} = S_{20.н} + \Delta S_{\text{атр.х}} - jQ_{c12} = 209,4 + j17,2 \text{ МВА}$$

Рассчитываем разомкнутую сеть 1-2 напряжением 220 кВ.

6) Определяем напряжение в каждом узле. Они находятся при условии, что известны напряжения у источников питания. В данном режиме:

$$U_{урП}=1,09U_{ном} \text{ кВ}$$

Тогда напряжение узлах 2, 7 и 8 можно найти, как:

$$U_i = U_{иП} - \frac{S_{иП-i.нач}}{\bar{U}_{иП}} \cdot Z_{иП-i}$$

Для узлов 4 и 5:

$$U_4 = U_{сн.факт} - \Delta U_{34} = 104,3 + j23 \text{ кВ}$$

$$U_5 = U_{сн.факт} - \Delta U_{35} = 101,5 + j26 \text{ кВ}$$

Напряжение узла 6 можно получить с двух сторон:

$$U_6 = U_4 - \Delta U_{46'} = 101,2 - j26 \text{ кВ}$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{6''5} = 101,2 - j26,2 \text{ кВ}$$

В задании также определены желаемые напряжения на низкой стороне. Поэтому необходимо определять напряжение на шинах НН. Для этого напряжение низкой стороны надо привести к высокой стороне и найти желаемый коэффициент трансформации. После выбираем номер ответвления РПН, который будет обеспечивать желаемое напряжение на низкой стороне.

Расчёты по остальным режимам выполняются в промышленной программе SDO 6 (схема замещения сети в послеаварийном режиме будет приведена на рисунке 15). Также в ней осуществляется проверка

рассчитанного ручным способом режима максимальных нагрузок. Данные по его расчёту сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Данные по расчёту максимального режима ручным способом

Подстанция	$U_{\text{узла}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}^{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}^{\text{факт}}, \text{кВ}$	$n_{\text{отв}}^{\text{факт}}$	$U_{\text{нн}}^{\text{жел}}, \text{кВ}$
А	112,2	119,4	10,2	11	10,1
Б	233,6	200,6	10	9	10
В	104,5	101,7	10,4	16	10,3
Г	104,7	100,8	10,3	16	10,3
Д	106,7	103,7	10,4	15	10,4
Е	117	114,2	10,42	10	10,5

Данные, полученные в результате расчёта программой, занесём в приложение Е курсового проекта.

8. АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

8.1 АНАЛИЗ НАПРЯЖЕНИЙ В УЗЛАХ

Полученные значения напряжений высокой и низкой стороны в узлах схемы сравниваются с номинальными. Разница для высокого напряжения не должна выходить за интервал $\pm 15\%$, для низкого напряжения $\pm 5\%$.

$$\frac{|U_{\text{вн}}| - U_{\text{вн.ном}}}{U_{\text{вн.ном}}} \approx \pm 15\%$$

$$\frac{|U_{\text{нн}}| - U_{\text{нн.ном}}}{U_{\text{нн.ном}}} \approx \pm 5\%$$

Полученные в расчете отклонения сведем в таблицу 21.

Таблица 21 - Анализ отклонения напряжений в узлах

ПС	А	Б	В	Г	Д	Е
Отклонение напряжения	Максимальный режим					
ВН	2,5	6,3	-4,6	-4,5	-2,7	6,6
НН	0,8	-0,5	2,8	4	4,6	4,9
Минимальный режим						
ВН	-3,7	0,8	-7,5	-7,4	-6	-0,7
НН	0,4	0,2	2,3	3,3	3,7	5,6
Послеаварийный режим						
ВН	-0,5	3,9	-9,4	-7,5	-10,8	6,1
НН	1	0	3	3	4	5

Во всех режимах процент отклонений соблюдается во всех узлах.

Расчет отклонений напряжения от номинального приведен в приложении Ж.

8.2 АНАЛИЗ ПОТЕРЬ

Отношение потерь активной мощности к генерируемой мощности не должно превышать 5%. Отношение потерь реактивной мощности к генерируемой с учетом генерации в линиях не должно превышать 25 - 30%.

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\text{ген.}\Sigma}} < 5\%$$

$$\Delta Q_{\%} = \frac{\Delta Q_{\Sigma}}{Q_{\text{ген}\Sigma}} = 25 - 30\%$$

Расчетные данные поместим в таблицу 22.

Таблица 22 - Оценка потерь мощности

Потери	Максимальный режим	Минимальный режим	Послеаварийный режим
$\Delta P, \%$	3	2,4	8,2
$\Delta Q, \%$	45,4	31,8	60,5

Из таблицы видно, что в максимальном и минимальном режимах потери активной мощности не выходят за допустимые, по реактивной мощности напротив не выдерживаем пределов. В послеаварийном режиме обе составляющие потерь выходят за пределы допустимых.

Расчет анализа потерь мощности приведен в приложении Ж.

8.3 АНАЛИЗ БАЛАНСА АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Сумма потребляемой мощности и потерь должна равняться генерируемой мощности.

$$P_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta P_{\Sigma} = P_{\text{ген}\Sigma}$$

$$Q_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma} = Q_{\text{ген}\Sigma}$$

Расчетные данные по балансу представим в таблице 23.

Таблица - 23 Анализ баланса

Параметр	Максимальный режим	Минимальный режим	Послеаварийный режим
$P_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta P_{\Sigma}, \text{ МВт}$	304	211,5	321,2
$P_{\text{ген}\Sigma}, \text{ МВт}$	304	211,5	320,7
$Q_{\text{нагр}\Sigma} + \Delta Q_{\Sigma}, \text{ Мвар}$	174,4	111,1	216,9

$Q_{\text{ген}\Sigma}$, Мвар	174,1	110,5	215,3
-------------------------------	-------	-------	-------

Баланс полностью выполняется во всех режимах, т.е. расчет произведен верно.

Определение баланса приведено в приложении Ж.

8.4 АНАЛИЗ ЗАГРУЗКИ ВЛ

Анализ загрузки ВЛ производится по значениям экономической и фактической плотностей тока, при оптимальной загрузке они должны быть почти равными.

Экономическую плотность тока найдем для каждого из сечений по формуле:

$$j_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{эк. max}}}{F},$$

где $I_{\text{эк. max}}$ - максимальный ток, принятый из таблицы в ЭТС для каждого сечения, А;

F - сечение провода, мм^2 .

Фактическая плотность тока, $\frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$

$$j_{\text{ф}} = \frac{I_{\text{ф}}}{F},$$

где $I_{\text{ф}}$ - ток протекающий по линии в том или ином режиме, взятый из SDO6, А.

Рассчитанные плотности тока приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Анализ загрузки ВЛ

Участок	УРП-Б	УРП-А	УРП-Е	Б-Д	Б-Г	Г-В	В-Д	А-Е
Максимальный режим								
$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	0,7	1,2	1,2	1,1	1,2	0,7	1,2	0,9
$j_{\text{ф}}, \text{А/мм}^2$	0,7	1,1	0,9	0,8	0,9	0,1	1	0,8
Минимальный режим								
$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	0,7	1,2	1,2	1,1	1,2	0,7	1,2	0,9
$j_{\text{ф}}, \text{А/мм}^2$	0,5	0,8	0,7	0,6	0,7	0,1	0,7	0,6
Послеаварийный режим								
$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$	0,8	-	1,2	-	1,2	0,7	1,2	0,9
$j_{\text{ф}}, \text{А/мм}^2$	1,5	-	2	-	2,6	3,6	0,7	2,6

В максимальном режиме загрузка ВЛ нормальна, в минимальном она снижается за счет снижения нагрузки. В послеаварийном режиме линии работают почти с двойной загрузкой.

Анализ загрузки ВЛ приведен в приложении Ж.

9. ЗАДАНИЕ ДЛЯ УГЛУБЛЕННОЙ ПРОРАБОТКИ. МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются:

потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети;

неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;

неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами:

по уровню - ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями;

по месту в электрической сети - ведется в определенных точках сети, например в начале или конце линии, на районной подстанции;

по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходило от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, в начале использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей - на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы. Регулирование напряжения вначале применялось также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

Эти способы регулирования напряжения сохранились и до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). С точки зрения высших уровней АСДУ это локальные способы регулирования.

Локальное регулирование напряжения может быть централизованным, то есть проводиться в центре питания (ЦП), и местным, т.е. проводиться непосредственно у потребителей.

Принципиально способы регулирования напряжения можно разделить на две основные группы:

изменение потерь напряжения в элементах сети;

регулирование напряжения на питающем и приемном конце сети -
регулирование возбуждения генераторов и коэффициента трансформации трансформаторов с РПН.

Целесообразность применения того или иного способа регулирования напряжения определяется местными условиями в зависимости от протяженности сети и ее схемы, резерва реактивной мощности и т.п.

9.1 ИЗМЕНЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Потери напряжения в линиях и трансформаторах зависят от номинального напряжения, нагрузки элемента сети и ее электрического сопротивления. Номинальное напряжение сети выбирают на основании технико-экономических расчетов, поэтому применение повышенных номинальных напряжений только из соображений уменьшения потерь напряжения в сети обычно не оправдывается.

Таким образом, изменять значения потерь напряжения в сети практически возможно только путем изменения сопротивления сети или ее нагрузки.

Практически изменение сопротивления сети связывают с изменением режима напряжений только в двух случаях:

при выборе сечений проводов и жил кабелей по допустимой потере напряжения;

при изменении последовательного включения конденсаторов с воздушной линией.

Последовательно включенные конденсаторы компенсируют часть индуктивного сопротивления линии, тем самым уменьшается реактивная слагающая потерь напряжения в линии и создается как бы некоторая добавка напряжения в сети, зависящая от нагрузки.

Последовательное включение конденсаторов целесообразно лишь при значительной реактивной мощности нагрузки при коэффициенте реактивной мощности $\text{tg}\varphi > 0.75$. Если коэффициент реактивной мощности близок к нулю, потери напряжения в линии определяются в основном активным

сопротивлением и активной мощностью. В этих случаях компенсация индуктивного сопротивления нецелесообразна.

Последовательное включение конденсаторов очень эффективно при резких колебаниях нагрузки, так как регулирующий эффект конденсаторов - величина добавки напряжения - пропорционален току нагрузки и автоматически изменяется практически безынерционно. Поэтому последовательное включение конденсаторов следует применять в воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше, питающих резкопеременные нагрузки с относительно низким коэффициентом мощности. Их используют также в промышленных сетях с резкопеременными нагрузками.

Изменение нагрузок сети. Нагрузка сети определяется мощностью, одновременно потребляемой присоединенными к ней потребителями и теряемой в элементах сети. Активная мощность вырабатывается генераторами электростанций, что является наиболее экономичным. В связи с этим оказывается невозможным изменять активную нагрузку сети только ради изменения потерь напряжения в ней.

В противоположность этому реактивная мощность может вырабатываться не только генераторами электростанций, но и специальными источниками реактивной мощности.

Удельная мощность поперечно включенных батарей конденсаторов, необходимая для повышения напряжения в конце линии на 1%, зависит от номинального напряжения и индуктивного сопротивления передачи.

9.2 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ

Регулирование возбуждения генераторов электростанций позволяет изменять напряжение в сети в относительно небольших пределах. Генератор выдает номинальную мощность при отклонениях напряжения на его выводах не более $\pm 5\%$ от номинального. При больших отклонениях мощность генератора должна быть снижена. Практически этот способ регулирования

может обеспечить необходимый режим напряжения для близлежащих потребителей, питающихся от шин генераторного напряжения электростанции.

Изменение коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов под нагрузкой при наличие встроенного устройства для регулирования напряжения. При этом коэффициент трансформации можно менять в широких пределах.

Различают централизованное (проводится в центре питания) и местное (проводится у потребителей) регулирование напряжения.

В курсовом проекте регулирование напряжения осуществлялось на понижающих подстанциях сети при помощи регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН), установленных на двухобмоточных трансформаторах. Одна часть ответвлений витков в таких трансформаторах включена согласно с основной обмоткой, другая - встречно. При присоединении контактов к виткам ответвлений, включенным согласно, добиваются увеличения напряжения, к включенным встречно - понижения. Преимущество такого регулирования состоит в том, что трансформатор при этом не отключают от сети.

Также напряжение можно регулировать при помощи трансформаторов без регулирования под нагрузкой (ПБВ). Однако такой способ приводит к вынужденному отключению от сети, а значит и к перерыву в электроснабжении потребителей, что крайне нежелательно. В связи с этим изменение коэффициента трансформации производят крайне редко, например при сезонном изменении нагрузки. Для них очень важно правильно выбрать коэффициент трансформации таким образом, чтобы режим напряжений при изменениях нагрузок был по возможности наилучшим. Поэтому способ регулирования напряжения при помощи ПБВ в данном курсовом проекте не рассматривался.

В отдельных линиях или группе линий для регулирования напряжения пользуются линейными регулировочными (ЛР) и последовательными

регулируемыми трансформаторами. Так, они применяются при реконструкции уже существующих сетей, в которых используются трансформаторы без регулировки под нагрузкой. В этом случае для регулирования напряжения на шинах подстанции ЛР включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором. Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линии.

При помощи трансформаторов с РПН достаточно просто и экономично осуществляется встречное регулирование напряжения на шинах подстанции.

Выбор коэффициентов трансформации двухобмоточных трансформаторов производится в соответствии с принципиальной схемой. Нагрузка трансформатора характеризуется полной мощностью S и коэффициентом мощности $\cos\varphi$ или активной и реактивной мощностью. Трансформатор характеризуется номинальной мощностью $S_{\text{ном. т}}$, номинальными напряжениями регулировочных ответвлений первичной обмотки $U_{\text{номI}}$, номинальным напряжением вторичной обмотки $U_{\text{номII}}$ и номинальным коэффициентом трансформации:

$$k_{\text{ном.т}} = \frac{U_{\text{номI}}}{U_{\text{номII}}}$$

Напряжение на первичной стороне трансформатора U_1 , на вторичной U_2 .

Допустим, что из расчета или на основании измерений известно напряжение U_1 на стороне первичного напряжения трансформатора. Известно также напряжение $U_{2\text{жел}}$, которое желательно иметь на вторичной стороне трансформатора. Требуется выбрать коэффициент трансформации трансформатора или подобрать номинальное напряжение соответствующего регулировочного ответвления на первичной обмотке трансформатора при заданной его нагрузке.

Определяем потерю напряжения ΔU_T в трансформаторе, например при приведении к стороне ВН трансформатора. Вычитая ΔU_T из U_1 , получаем напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной стороне и соответствующее режиму нагрузок:

$$U_{2\text{реж}} = U_1 - \Delta U_T$$

Желаемое значение напряжения на вторичной стороне трансформатора

$$U_{2\text{жел}} = \frac{U_{2\text{реж}}}{k_{\text{ном.т}}}$$

Откуда может быть найдено расчетное значение регулировочного ответвления первичной обмотки:

$$U_{\text{расчI}} = \frac{U_{2\text{реж}} \cdot U_{\text{номII}}}{U_{2\text{жел}}}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С помощью данных на проект была спроектирована электрическая сеть для электроснабжения пунктов с различной структурой электропотребления и режимом работы.

Зная только взаимное расположение потребителей и их максимальную нагрузку, с учетом значимых требований были составлены 10 вариантов конфигурации сети. Из них были отобраны 4 схемы наиболее рациональные по ряду признаков и произведен их технический анализ.

По суммарной длине трасс ВЛ, количеству выключателей и числу ступеней трансформации были отобраны 2 схемы, которые были оценены по минимуму приведенных затрат. Одна из схем (с минимальными

капиталовложениями) была принята к дальнейшей разработке. Были просчитаны максимальный (ручным расчетом и в SDO6), минимальный и послеаварийный (в SDO6) режимы.

На шинах НН с помощью регулирования напряжения было достигнуто желаемое его значение, тем самым обеспечены требования к качеству электроэнергии.

Анализ режимов позволил оценить устойчивость и надежность работы сети в установившихся режимах.

Полученная сеть электроснабжения наиболее рациональна как по экономическим, так и техническим требованиям.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Блок В.М. Электрические сети и системы. М.: Высшая школа, 1986.
2. Веников В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 216 с.
3. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии: М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети/ В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети/ Поспелов Г.Е., Федин В.Т. - Мн. .: Выш. Шк., 1988. - 308 с.
7. Правила устройства электроустановок: Справочник / С.Г. Королев, А.Ф. Акимкин и др. - М.: Энергоатомиздат, 2001. - 652 с.
8. Рожков Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожков, В.С. Козулина. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
9. Савина Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. - Благовещенск: Издательство АмГУ, 1999. - 238 с.
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем: Справочник / С.С. Рокотян, И.М. Шапиро и др. - М.: Энергия, 1977. - 288 с.
11. Файбисович Д.Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 - 1150 кВ/ Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. - М.: Фолиум, 2003.
12. Экономика промышленности т.2: Учебник /, А.Б. Кожевников и др. - М.: Экономика, 2001 350 с.
13. Электротехнический справочник: Справочник / под общ. ред.В.Г. Герасимов и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002. - 964 с.