МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«САХАЛИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт естественных наук и техносферной безопасности
Кафедра электроэнергетики

Допущено к защите:
зав. кафедрой, д.п.н., профессор
Максимов В.П. _____
Дата
_____

РАКИН Андрей Алексеевич

ПРОЕКТ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРЯЖЕНИЕМ 500 кВ

Выпускная квалификационная работа

Направление подготовки: 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Профиль подготовки: электрические системы и сети
Форма обучения: заочная
Срок освоения ОПОП: 5 лет
Квалификация (степень) выпускника: бакалавр

Научный руководитель:
старший преподаватель
Некрасов М.А. _____

Южно-Сахалинск – 2017

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«САХАЛИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт естественных наук и техносферной безопасности
Кафедра электроэнергетики

Направление подготовки:
13.03.02 – ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
Форма обучения: очная
Квалификация (степень) выпускника:
Бакалавр

УТВЕРЖДАЮ:
заведующий кафедрой электроэнергетики
_____ В.П. Максимов
«_____» _____2017 г.

ЗАДАНИЕ
по подготовке выпускной квалификационной работы
студенту заочной формы обучения

РАКИН Андрей Алексеевич

Тема работы: **ПРОЕКТ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ НАПРЯЖЕНИЕМ 500 кВ**

Утверждена приказом ректора СахГУ № 1471 « 09 » декабря 2016 года

Срок сдачи студентом законченной работы 10 июня 2017 года

1. Содержание ВКР
При выполнении курсового проекта должны быть произведены следующие расчёты:
– определение волнового сопротивления ВЛ;
– обоснование оптимальной конструкции фазы;
– определение постоянных A,B,C,D линии и параметров её П-образной СЗ;
– выбор компенсирующих устройств;
– расчёт режима работы электропередачи.
2. Исходные данные к заданию.
Расчёт выполняется по следующим исходным данным:
Исходные данные:
Номинальное напряжение электропередачи, Uном = 500 кВ
Максимальная активная передаваемая мощность, Pmax = 800 МВт
Минимальная активная передаваемая мощность, Pmin=300 МВт.
Длина линии электропередачи, L = 500 км
Число часов использования максимальной мощности, Tмакс=6500 час
Мощность короткого замыкания на шинах отправной системы,Sкз1= 4500 МВА

Мощность короткого замыкания на шинах приемной системы, Sкз1=8000 МВА
Район расположения электропередачи Дальний Восток.

3. Перечень графического материала ВКР

Чертежи выполнить в редакторе MS Visio, AutoCad.

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п.п.	Наименование этапов ВКР	Сроки выполнения этапов ВКР	Примечание
1	Выбор главной схемы электрических соединений	01 февраля 2017	
2	расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ	28 февраля 2017	
3	расчет силовой питающей и распределительной сети, расчет электроосвещения	21 марта 2017	
4	выбор числа и мощности трансформаторов; расчет компенсации реактивной мощности	11 апреля 2017	
5	расчет токов короткого замыкания	23 апреля 2017	
6	выбор схемы электроснабжения сети 10 кВ	30 апреля 2017	
7	Выбор коммутационного и измерительного оборудования и токоведущих частей.	05 мая 2017	
8	Графическая часть	12 мая 2017	
9	Нормо-контроль	16 мая 2017	
10	Оформление отзыва научного руководителя	27 мая 2017	
11	Предварительная защита на выпускающей кафедре	03 июня 2017	

Руководитель выпускной квалификационной работы
старший преподаватель кафедры электроэнергетики

Некрасов Максим Александрович _____ Дата 09.12.2016
(подпись руководителя)

Задание принял к исполнению: _____ Дата 09.12.2016
(подпись студента)

м.п.

РЕФЕРАТ

В данном проекте проводится расчет дальней линии электропередачи номинальным напряжением 500 кВ. По исходным данным выбираем силовые трансформаторы, опору, провода линии электропередач и рассчитываем несколько вариантов конструкции фазы, из них по технико-экономическому обоснованию выбираем и рассчитываем наиболее эффективный.

Ключевые слова: линия сверхвысокого напряжения, дальние электропередачи, тип опоры, сечение провода, радиус провода, среднегеометрическое расстояние, радиус расщепления, шунтирующий реактор, П-образная схема замещения, четырёхполюсник, режимы работы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....8

1. ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....12

1.1. Анализ исходных данных.....12

1.2. Схемы замещения электропередачи и её параметры.....15

1.3. Определение волнового сопротивления ВЛ, требуемого по условиям устойчивости.....18

2. ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ФАЗЫ.....20

2.1. Выбор конструкции линии электропередачи и фазных проводов.....20

2.2. Определение радиуса расщепления фазы.....26

2.3. Определение области допустимых параметров расщепленной фазы.....26

2.3.1. Границы области по допустимому уровню радиопомех.....27

2.3.2. Границы области по ограничению на максимальный шаг расщепления.....28

2.3.3. Расчет границы области по ограничению на минимальный шаг расщепления.....28

2.3.4. Границ области по ограничениям на радиус провода.....29

2.4. Выбор наилучших вариантов конструкции фазы.....30

3. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЛ.....34

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....38

4.1. Расчет для идеальной линии.....38

4.2. Расчет для линии с учетом потерь.....39

5 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ.....42

5.1. Расчет зарядной мощности ВЛ и выбор шунтирующих реакторов.....42

5.2. Оценка уровней напряжений в режиме холостого хода при односторонем питании ВЛ.....43

5.3. Оценка уровней напряжения в режиме холостого хода при двухсторонем питании.....46

6. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ.....48

7. РАСЧЕТЫ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....52

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....57

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....58

ВВЕДЕНИЕ

В энергетической системе России избытком генерирующих мощностей располагают сейчас только 14 энергосистем из 84. Потребители регионов с дефицитом таких мощностей получают электроэнергию из этих избыточных энергосистем. Безусловное обеспечение соответствующих перетоков электроэнергии всегда являлось обязательным условием устойчивости ЕЭС и гарантией надежного электроснабжения всех потребителей.

Для осуществления управляемости перетоками в энергетической системе, с сохранением ее статической и динамической устойчивости, необходимо постоянное поддержание задаваемых уровней напряжения в контрольных точках ЕЭС, к которым относятся шины электростанций, мощных подстанций и крупных потребителей. В этих же целях в ЕЭС должен обеспечиваться необходимый баланс реактивной мощности.

Для России с ее огромной территорией, с 11 временными поясами, создание Единой энергетической системы – объективно правильный выбор решения проблемы обеспечения надежного и более эффективного электроснабжения потребителей. Именно ЕЭС позволяет с дальними линиями сверхвысокого напряжения наилучшим образом оптимизировать режимы работы электростанций и перетоки электроэнергии и мощности. Но в рыночных условиях это безусловное достоинство ЕЭС, к сожалению, используется не в полной мере.

Единая энергетическая система обладает и рядом других преимуществ: снижение суммарного максимума нагрузки ЕЭС, сокращение потребности в установленной и резервной мощности электростанций, возможности ведения оптимизированного режима нагрузки между электростанциями с целью сокращения расходов топлива, маневрирование топливно-энергетическими ресурсами, поддержание высокого уровня надежности и живучести энергообъединений и ЕЭС в целом.

Дальние линии сверхвысоких напряжений – это линии длиной более 500 км с большой передаваемой мощностью напряжением 330-1150 кВ. Эти линии применяются в основном для связи между системами и называются еще межсистемными линиями. По выполняемым функциям эти линии относятся к системообразующим сетям.

При проектировании дальних линий электропередачи необходимо учитывать следующие особенности:

- необходимость глубокого ограничения внутренних перенапряжений;
- необходимость увеличения числа проводов в фазе для уменьшения коронирования;
- необходимость уменьшения габаритов опор и полосы отчуждения.

Так же линия сверхвысокого напряжения имеет еще ряд особенностей, отличающих ее от других элементов электроэнергетической системы. Это в первую очередь учет распределённости параметров и волновых свойств линии, необходимость применения специальных устройств и мероприятий для управления режимом линии и увеличения передаваемой по ней мощности. Также необходимо учитывать, что линия большой длины это мощный источник реактивной мощности, которую необходимо компенсировать либо на отправной подстанции, либо на принимающей.

В последнее время к понятию Единой энергетической системы относят совокупность производственных и имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства и передачи электрической энергии, забывая, что ЕЭС представляет собой всю суммарную генерацию параллельно и синхронно работающих электростанций страны, подключенных через единую электрическую сеть ко всем потребителям, которые также являются неотъемлемой частью общей энергетической системы.

Надежность электроэнергетической системы (ЭЭС) — это свойство ЭЭС обеспечивать потребителей электроэнергией при отклонениях ее частоты и напряжения в пределах установленных параметров. И зависит надежность ЭЭС как

от электростанций и электрической сети, так и от самих потребителей, ибо все они взаимосвязаны взаимовлияющими физическими процессами.

Основным требованиями к этим процессам является поддержание постоянной сбалансированности генерации и потребления электроэнергии с учетом ее потерь при транспортировании в электрических сетях.

Нарушение баланса электроэнергии со стороны потребителя, например в результате резкого несанкционированного уменьшения нагрузки, может привести к скачку повышения частоты электрического тока с одновременным увеличением числа оборотов на турбинах электростанций. Самое минимальное последствие таких действий — отключение турбин автоматом безопасности, в случае же его отказа последствия могут быть самыми тяжелыми, вплоть до повреждения турбин и выхода из строя электростанции.

В случае резкого несанкционированного увеличения электрической нагрузки у потребителей происходит резкое снижение частоты тока в сети, и если отсутствует возможность ввода соответствующего резерва генерирующей мощности, противоаварийная автоматика, чтобы ликвидировать дефицит генерации, срабатывает на отключение потребителей электроэнергии, в том числе и дисциплинированных. Отказ же противоаварийной автоматики чреват нарушением статической и динамической устойчивости электроэнергетической системы с угрозой развала ЭЭС и прекращения электроснабжения всех потребителей на продолжительное время.

Поэтому любое аварийное отключение генерирующих блоков на электростанциях должно быть немедленно компенсировано включением резерва генерации в этой энергосистеме, а в случае его отсутствия необходимо обеспечить соответствующие перетоки электроэнергии из соседних энергосистем. Если же нет реальной возможности выполнить ни одно из этих требований, то для сохранения устойчивой работы энергосистемы остается последняя возможность — отключение потребителей с нагрузкой, эквивалентной дефициту генерации электроэнергии.

При этом надо особо отметить, что процесс сохранения энергосистемы в работе порой столь скоротечен, что управлять им во многих случаях может только противоаварийная автоматика. Вмешательство же диспетчера, не владеющего в должной мере информацией о происходящем, может лишь усугубить сложную ситуацию.

В свете сказанного постоянное поддержание баланса генерации и потребления электроэнергии, а также создание необходимого аварийного резерва генерирующих мощностей и пропускной способности сетей являются важнейшими условиями устойчивого функционирования Единой энергетической системы России. Эти же условия должны обязательно соблюдаться при решении вопросов развития ЕЭС и каждой энергосистемы, при вводе новых генерирующих и сетевых объектов или при выводе из эксплуатации устаревшего энергооборудования.

1. ИСХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

1.1. Анализ исходных данных

Объединенная энергосистема имеет шкалу напряжений: 110-220-500 кВ. Класс напряжения дальней электропередачи 500 кВ. Упрощенная схема электропередачи приведена на рис. 1.1.

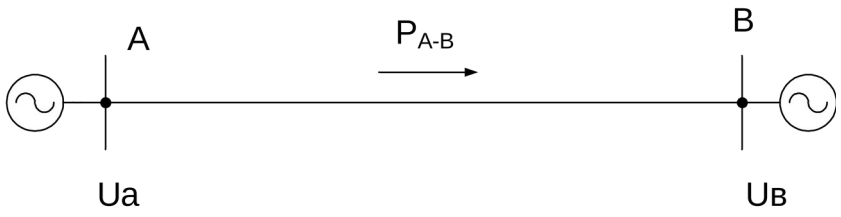


Рисунок 1.1 – Упрощенная схема электропередачи

Мощность передаётся от ТЭС, расположенной в «А» в «Систему» «В». Тип электропередачи – магистральная.

Напряжения на шинах СВН систем и подстанции по отношению к классу напряжений электропередачи $U_н$ = 500 кВ необходимо поддерживать на следующем уровне:

- на шинах ТЭС

$U_A = 1{,}05 \cdot U_н = 1{,}05 \cdot 500 = 525$ кВ;

- на шинах системы «В»

$U_B = (1{,}00 \div 1{,}05) \cdot U_н = (1{,}00 \div 1{,}05) \cdot 500 = = 500 \div 525$ кВ;

Длина участка линии электропередачи: L = 500 км. На ТЭС установлено 4 энергоблока общей мощностью 1000 МВт.

Максимальная P_{max} и минимальная P_{min} нагрузка и время использования максимальной нагрузки T_{max} на сверхвысоком (СВН) напряжении:

P_{max} =800 МВт, P_{min} =300 МВт, $tg\varphi_{max} = tg\varphi_{min} = 0{,}3$, T_{max}=6500 ч;

Со всех систем сборных шин подстанций получают питание потребители всех трех категорий по надежности электроснабжения. Время выдачи максимальной мощности $T_{max\ ЭС}$ питаемой системой типа ТЭС принять равным 6500 часов.

Проект представляет собой часть объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) и включает в себя линию электропередачи (ЛЭП) сверхвысокого напряжения (СВН). Эта электропередача может служить как для выдачи мощности от крупной электрической станции в обособленную энергосистему, так и для связи двух энергосистем.

Режим работы электропередачи определяется либо режимом работы электрической станции, либо режимом передачи мощности из одной энергосистемы в другую. В соответствии с этим указаны:

- число и мощность генераторов электрической станции;

- величина и направление потока мощности, передаваемой из одной энергосистемы в другую.

Для проектирования линии электропередачи необходимо определить значения максимального и минимального потоков мощности по ней. На первом этапе проектирования определяются только потоки активной мощности без учета потерь активной мощности на основании баланса активной мощности в электропередаче.

В предлагаемом варианте рассмотрена связь энергосистемы «В» с электрической станцией в системе «А» величина потоков мощности по ЛЭП СВН определяется мощностью, генерируемой электрической станцией и мощностью, потребляемой энергосистемой «В».

В электропередаче должен выполняться баланс энергии. На основании баланса энергии может быть определена величина времени использования максимальной нагрузки T_{max} на разных участках электропередачи, необходимая при выборе конструкции фазных проводов ЛЭП.

1.2. Схемы замещения электропередачи и её параметры

Принципиальная схема электропередачи изображена на рисунке 1.1.

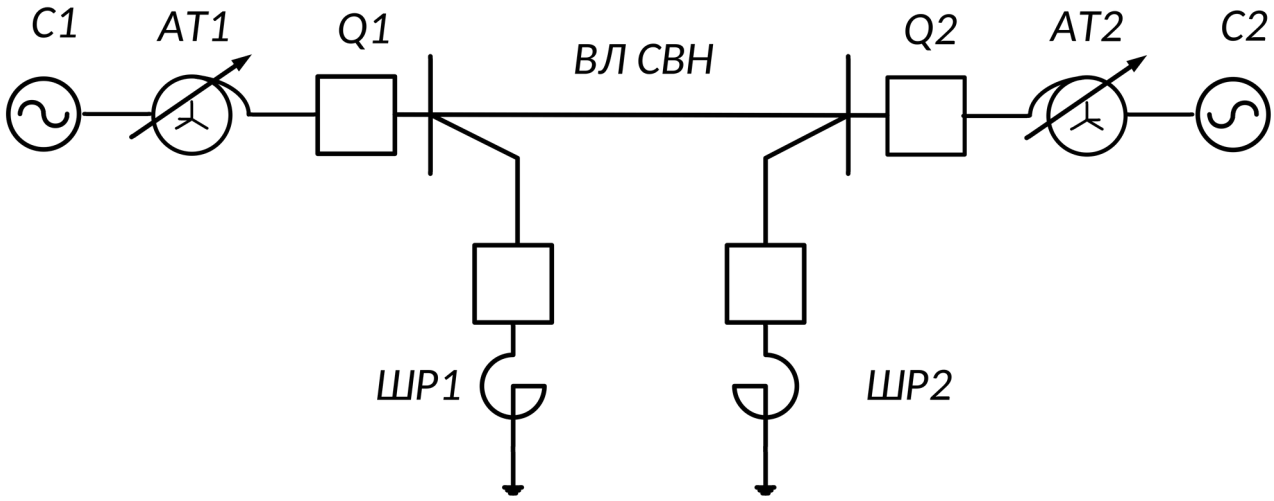


Рисунок 1.1 – Схема электропередачи

Расчетная схема замещения (рис. 1.2) составляется на основе принципиальной.

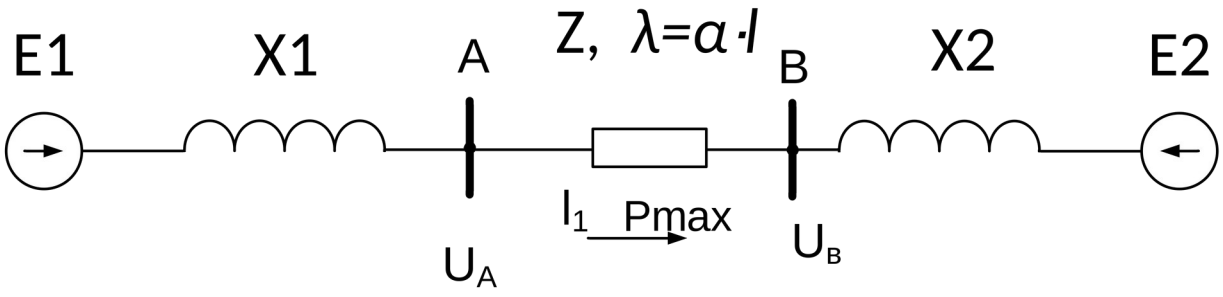


Рисунок 1.2 – Схема замещения электропередачи

Обозначения, приведенные на схеме:

E1, E2 – эквивалентные ЭДС примыкающих систем

$$E_1 = E_2 = 1{,}05 \cdot U_{нб} = 1{,}05 \cdot 525 = 551{,}25\ кВ \qquad (1.1)$$

где Uнр – наибольшее рабочее напряжение, для 500 кВ = 525 кВ

Zc – волновое сопротивление воздушной линии (ВЛ), Ом;

α – коэффициент фазы, который практически не зависит от конструкции ВЛ, $\alpha = 1{,}07 \cdot 10^{-3}$ рад/км;

λ – волновая длина ВЛ: λ=0,642 рад.

$$X1=Xкз1+XAT1, \quad (1.2)$$

$$X2=Xкз2+XAT2, \quad (1.3)$$

$$X_{кз1}=\frac{U_н^2}{S_{кз1}}, \quad X_{кз2}=\frac{U_н^2}{S_{кз2}}, \quad (1.4)$$

$$X_{AT1}=X_{AT2}=\frac{u_к}{100}\cdot\frac{U_н^2}{n_{AT}\cdot S_{AT}} \quad (1.5)$$

где: u_k – напряжение короткого замыкания автотрансформатора (%)

n_{AT} – число автотрансформаторов мощностью S_{AT} на подстанции, выбираемое из условия к ВКР:

$$n_{AT}\geq\frac{P_{макс}}{S_{AT}}=\frac{800\ МВт}{500\ МВА}=1{,}6\Rightarrow n_{AT}=2 \quad (1.6)$$

Принимаю, что на обеих подстанциях, приведённых в схеме, стоят по два автотрансформатора типа АТДЦН 500000/500/220. Выпишем каталожные данные трансформаторов, которые нам пригодятся для дальнейших расчётов в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Каталожные данные автотрансформатора АТДЦН 500000/500/220

$S_{АТ}$, МВА	$u_К$, %	$\Delta P_{Кв-с}$, МВт	ΔP_X, МВт	I_X, %	ΔQ_X, МВАр
500	12	1,050	0,22	0,3	$\frac{I_X}{100} \cdot S_{АТ} = 1,5$

После этого рассчитаем параметры схемы замещения:

$$X_{кз1} = \frac{500\ кВ^2}{4500\ МВА} = 55,56\ Ом;$$

$$X_{кз2} = \frac{500\ кВ^2}{8000\ МВА} = 31,25\ Ом$$

$$X_{АТ1} = X_{АТ2} = \frac{12}{100} \cdot \frac{500\ кВ^2}{2 \cdot 500\ МВА} = 30\ Ом$$

$$x_1 = 30 + 55,56 = 85,56\ Ом$$

$$x_2 = 30 + 31,25 = 61,25\ Ом$$

1.3. Определение волнового сопротивления ВЛ, требуемого по условиям устойчивости

Волновое сопротивление линии Zc выбирается из условия не превышения максимальной передаваемой мощности Рмакс пропускной способности электропередачи:

$$P_{макс} \le P_{ЭП} = \frac{P_{пред}}{1 + K_З} \qquad (1.7)$$

где Рэп – пропускная способность электропередачи;

Кз=0,2 – нормируемый коэффициент запаса по статической устойчивости;

Рпред – предельная мощность электропередачи:

$$P_{пред} = \frac{E_1 \cdot E_2}{X_{эп}}$$

Взаимное сопротивление электропередачи:

$$x_{ЭП} = \frac{z_c^2 - X_1 \cdot X_2}{Z_c} \sin\lambda + (X_1 + X_2)\cos\lambda \qquad (1.8)$$

Из формул для предельной мощности и взаимного сопротивления вытекает требование к взаимному сопротивлению электропередачи по условию обеспечения устойчивости:

$$X_{ЭП} \le X_{ЭП.доп} = \frac{E_1 \cdot E_2}{(1 + K_з) \cdot P_{макс}} = \frac{551{,}25\ кВ^2}{(1 + 0{,}2) \cdot 800\ МВт} = 316{,}54\ Ом \qquad (1.9)$$

Соотношение (9) с учетом выражения для нахождения Хэп представляет собой квадратичное неравенство относительно волнового сопротивления передачи:

$$Z_c^2 - b \cdot Z_c - X_1 \cdot X_2 \le 0 \qquad (1.10)$$

Используя это соотношение, выбираем требуемую величину Zc по условию обеспечения нормированного запаса устойчивости при передаче максимальной мощности:

$$Z_c \le \frac{b}{2} + \sqrt{\frac{b^2}{4} + X_1 \cdot X_2} \qquad (1.11)$$

где

$$b = \frac{X_{ЭП.доп} - (X_1 + X_2) \cdot \cos\lambda}{\sin\lambda} = \frac{316,54 - 146,8 \cdot \cos(0,535\ рад)}{\sin(0,535\ рад)} = 373,147 \quad . (1.12)$$

По формуле (1.11) находим допустимое значение Zc

$$Z_C = \frac{373,2}{2} + \sqrt{\frac{373,2^2}{4} + 85,56 \cdot 61,25} = 386,699\ Ом$$

2. ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ФАЗЫ

2.1. Выбор конструкции линии электропередачи и фазных проводов

Выбор конструкции фазных проводов ЛЭП СВН связан с выбором конструкции линии в целом. В проекте следует выбрать традиционную конструкцию ЛЭП СВН с горизонтальным расположением фазных проводов. Все расчеты параметров линии должны проводиться для промежуточных опор.

Конструктивные параметры ВЛ СВН, [1]:

- выбираем опоры портального типа с тремя проводами в фазе;
- высота до траверсы: 27 м;
- расстояние между фазами: 12 м;
- стрела провеса: 14,7 м.

Конструктивные параметры фазных проводов ВЛ СВН, [1]:

- радиус расщепленного провода: $r_Р$ = 0,23 м;
- тип изолятора: ПС 160 – Б;
- число изоляторов в гирлянде: 24.

Основными конструктивными параметрами расщепленного провода являются радиус расщепления $r_Р$, радиус составляющих расщепленного провода, r_0 и число составляющих n. Эти параметры определяются при условии, что максимальный переток мощности по линии соответствует натуральной мощности линии. Оптимальные геометрические параметры расщепленной фазы ВЛ СВН должны соответствовать:

- оптимальной степени ограничения коронного разряда, определяемой отношением фазного напряжения к начальному напряжению коронного разряда на проводе ($U_Ф$/ $U_К$);
- оптимальной плотности тока.

Согласно Правилам устройства электроустановок [3] оптимальная степень ограничения коронного разряда принимается 0,9. Оптимальная плотность тока $j_{эк}$ = 0,944 А/мм^2 (ОЭС Дальнего Востока, T_{max2} = 5963,55 ч), [1].

Оптимальные число и радиус составляющих определяются итерационным путем по следующим формулам:

$$n_{опт} = \frac{U_ф}{2 \cdot \varepsilon_0 \cdot V_B} \cdot \frac{P}{P_H} \cdot \frac{\overline{C}}{2 \cdot k \cdot \varepsilon_0} \cdot \frac{\left(1 + (n-1) \cdot \frac{r_0}{r_p}\right)^2}{E_K^2} \cdot j_{эк} \cdot k_З \cdot \cos\phi \cdot \left(\frac{\overline{U_ф}}{\overline{U_K}}\right)^{-2}_{опт}, \quad (2.1)$$

$$r_{0.\,опт} = 2 \cdot \varepsilon_0 \cdot V_B \cdot \frac{P}{P_H} \cdot \frac{E_K}{1 + (n-1) \cdot \frac{r_0}{r_p}} \cdot \frac{1}{j_{эк} \cdot k_З \cdot \cos\phi} \cdot \left(\frac{\overline{U_ф}}{\overline{U_K}}\right)_{опт}. \quad (2.2)$$

На первом шаге итерационного расчета следует принять r_0 = 10 мм для линий любого класса напряжения, а n = 3 для напряжения 500 кВ, [1].

Входящие в формулы (2.1) и (2.2) параметры определяются в соответствии с выражениями, приведенными ниже.

Удельная емкость линии $\overline{C}$ при расположении фазных проводов в горизонтальной плоскости при расстоянии между проводами соседних фаз *D* определяется по выражению:

$$\overline{C} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon}{\ln\left(\frac{\sqrt[3]{2} \cdot D}{r_Э} \cdot \frac{1}{\sqrt[3]{\left[1 + \left(\frac{D}{2 \cdot H_Э}\right)^2\right] \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{D}{H_Э}\right)^2}}}\right)}, \quad (2.3)$$

где эквивалентный радиус расщепленного провода $r_э$ определяется по формуле:

$$r_Э = r_p \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r_0}{r_p}}, \quad (2.4)$$

эквивалентная высота подвеса провода $H_э$ - по выражению:

$$H_Э = H_{\min} + \frac{1}{3} \cdot f, \quad (2.5)$$

В выражении (2.5) f – стрела провеса, f = 14,7 м,

H_{min} - минимальное расстояние от провода до земли в середине пролета.

При проектировании компактных ЛЭП значение H_{min} определяется как минимальный габарит по ПУЭ. При проектировании ЛЭП традиционной конструкции значение H_{min} может быть определено по формуле:

$$H_{\min} = H_T - \left(f + l_Г + 2 \cdot r_p\right), \quad (2.6)$$

где $H_т$ - высота траверсы над землей, $H_т$ = 27 м ,

$l_г$ – длина гирлянды изоляторов:

$$l_Г = N_И \cdot I_{стр}, \quad (2.7)$$

В выражении (2.7) число изоляторов $N_и$ - число изоляторов в подвесной гирлянде, $N_и$ = 24,

$I_{стр}$ - строительная высота изолятора, $I_{стр}$ = 170 мм, [1].

При расчетах конструктивных параметров фазных проводов в выражениях (2.1) и (2.2) используется значение коэффициента заполнения поперечного сечения провода активным материалом (алюминием) $k_з$. При расчетах можно принять $k_з$ = 0,67, [1].

Начальная напряженность короны $E_К$, входящая в выражения (2.1) и (2.2), может быть определена по формуле:

$$E_K = 16{,}5 \cdot m_H \cdot \delta \left(1 + \frac{0{,}62}{\delta^{0{,}3} \cdot r_0^{0{,}38}}\right), \ \frac{кВ}{см}, \quad (2.8)$$

где δ - относительная плотность воздуха (при расчетах может быть принята равной 1),

m_H - коэффициент негладкости поверхности провода (при расчетах может быть принят равным 0,82-0,84, [1]),

r_0 - радиус составляющих расщепленного провода в см.

Натуральная мощность линии P_H, также входящая в выражения (2.1) и (2.2), может быть вычислена по формуле:

$$P_H = 3 \cdot U_Ф^2 \cdot \overline{C} \cdot V_B = U_H^2 \cdot \overline{C} \cdot V_B, \quad (2.9)$$

где V_B - скорость распространения электромагнитной волны вдоль линии или фазовая скорость.

Входящее в выражения (2.1) и (2.2) значение коэффициента мощности cosφ рекомендуется принять cosφ=0,85.

После первого (или очередного) шага итерационного расчета результаты расчетов сравниваются с исходными (результатами расчетов на предыдущем шаге расчетов) значениями r_0 и n, то есть определяется точность расчетов

$$T = \frac{\left(r_{опт(i-1)} - r_{опт(i)}\right)}{r_{опт(i)}}, \quad (2.10)$$

которая сравнивается с заданной точностью расчетов ε.

В том случае, если полученное значение T больше заданного T > ε, полученные значения r_0 и n подставляются в формулы (2.1) и (2.2) без округления как исходные, и расчет повторяется до тех пор, пока не будет выполнено условие T < ε. Если после очередного шага итерационного расчета указанное условие окажется выполненным, то по полученным в результате расчетов данным проводится выбор радиуса и числа составляющих фазного провода.

Проведем расчет всех вышеперечисленных параметров с точностью ε=1%.

$$l_Г = N_И \cdot I_{стр} = 24 \cdot 0,170 = 4,080 \text{ м};$$

$$H_{min} = H_T - \left(f + l_Г + 2 \cdot r_p\right) = 27 - \left(14,7 + 4,080 + 2 \cdot 0,23\right) = 7,760 \text{ м};$$

$$H_Э = H_{\min} + \frac{1}{3}\cdot f = 7{,}760 + \frac{1}{3}\cdot 14{,}7 = 12{,}660 \text{ м}.$$

Первый шаг итерационного процесса:

$$r_Э = r_p \cdot \sqrt[n]{\frac{n\cdot r_0}{r_p}} = r_Э = 0{,}23 \cdot \sqrt[3]{\frac{3\cdot 0{,}01}{0{,}23}} = 0{,}117 \text{ м};$$

$$\overline{C} = \frac{2\cdot\pi\cdot\varepsilon}{\ln\left(\frac{\sqrt[3]{2}\cdot D}{r_Э}\cdot\frac{1}{\sqrt[3]{\left[1+\left(\frac{D}{2\cdot H_Э}\right)^2\right]\cdot\sqrt{1+\left(\frac{D}{H_Э}\right)^2}}}\right)} =$$

$$= \frac{2\cdot 3{,}1416\cdot 8{,}8542\cdot 10^{-12}}{\ln\left(\frac{\sqrt[3]{2}\cdot 12}{0{,}117}\cdot\frac{1}{\sqrt[3]{\left[1+\left(\frac{12}{12{,}660}\right)^2\right]\cdot\sqrt{1+\left(\frac{12}{12{,}660}\right)^2}}}\right)} = 11{,}861\cdot 10^{-12} \text{ Ф/м};$$

$$E_K = 16{,}5\cdot m_H\cdot\delta\cdot\left(1+\frac{0{,}62}{\delta^{0{,}3}\cdot r_0^{0{,}38}}\right) = 16{,}5\cdot 0{,}83\cdot 1\cdot\left(1+\frac{0{,}62}{1^{0{,}3}\cdot 1{,}0^{0{,}38}}\right) =$$

$$¿ 22{,}186 \frac{\text{кВ}}{\text{см}} = 2{,}2186\cdot 10^6 \frac{В}{м};$$

$$P_H = 3 \cdot U_Ф^2 \cdot \overline{C} \cdot V_B = U_H^2 \cdot \overline{C} \cdot V_B = 500000^2 \cdot 11,8614 \cdot 10^{-12} \cdot 2,9979 \cdot 10^8 = 8,8898 \cdot 10^8 \, Вт,$$

$$n_{опт} = \frac{U_ф}{2 \cdot \varepsilon_0 \cdot V_В} \cdot \frac{P_Н}{P} \cdot \frac{\overline{C}}{2 \cdot \pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \frac{\left(1 + (n - 1) \cdot \frac{r_0}{r_р}\right)^2}{E_К^2} \cdot j_{эк} \cdot k_З \cdot \cos\phi \cdot \left(\frac{\overline{U_ф}}{\overline{U_К}}\right)^{-2}_{опт} =$$

$$= \frac{500000/\sqrt{3}}{2 \cdot 8,8542 \cdot 10^{-12} \cdot 2,9979 \cdot 10^8} \cdot \frac{8,8898 \cdot 10^8}{2,058 \cdot 10^9 / 3} \cdot \frac{11,861 \cdot 10^{-12}}{2 \cdot 3,1416 \cdot 8,8542 \cdot 10^{-12}} \times$$

$$\times \frac{\left(1 + (3 - 1) \cdot \frac{0,01}{0,23}\right)^2}{(2,2186 \cdot 10^6)^2} \cdot 1,09 \cdot 10^6 \cdot 0,67 \cdot 0,85 \cdot 0,9^{-2} = 2,39;$$

$$r_{0.\,опт} = 2 \cdot \varepsilon_0 \cdot V_В \cdot \frac{P}{P_Н} \cdot \frac{E_К}{1 + (n - 1) \cdot \frac{r_0}{r_р}} \cdot \frac{1}{j_{эк} \cdot k_З \cdot \cos\phi} \cdot \left(\frac{\overline{U_ф}}{\overline{U_К}}\right)_{опт} =$$

$$= 2 \cdot 8,8542 \cdot 10^{-12} \cdot 2,9979 \cdot 10^8 \cdot \frac{2,058 \cdot 10^9 / 3}{8,8898 \cdot 10^8} \cdot \frac{2,2186 \cdot 10^6}{1 + (3 - 1) \cdot \frac{0,01}{0,23}} \times$$

$$\times \frac{1}{1,09 \cdot 10^6 \cdot 0,67 \cdot 0,85} \cdot 0,9 = 0,014 \text{ м.}$$

Сведем расчеты на каждом итерационном шаге в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов на каждом шаге итерационного процесса

Итерационный шаг	$r_Э$, м	$\overline{C}$, 10^{-12} Ф/м	$E_К$, кВ/см	$P_Н$, 10^8 Вт	$n_{опт.}$	$r_{0\,опт.}$, м	Точность расчетов по, %	
							$r_{0\,отн.}$	$n_{отн.}$
1	0,1166	11,8615	22,1859	8,8899	2,3936	0,0140	28,5614	25,3366
2	0,1028	11,5515	21,1672	8,6575	2,4840	0,0137	1,8723	3,6420
3	0,1067	11,6404	21,2201	8,7242	2,5277	0,0136	0,8749	1,7271
4	0,1085	11,6812	21,2450	8,7548	2,5480	0,0136	0,4003	0,7958

Выбираем провод 3×АС 400/51, $r_р$ = 0,23 м; r_0 = 13,75 мм. k_3 = 0,67.

При заданных конструктивных параметров линии и конструктивных параметров проводов ВЛ СВН характеризуется следующими величинами:

$$\overline{C} = 12{,}13 \cdot 10^{-12} Ф / м;$$

$$E_К = 2{,}12118 \cdot 10^{6} \frac{В}{м};$$

$$P_Н = 9{,}0957 \cdot 10^{8} Вт.$$

2.2. Определение радиуса расщепления фазы

После определения требуемой величины волнового сопротивления возникает задача выбора с учетом технических ограничений конструктивных параметров расщепленной фазы: радиуса расщепления rр, числа проводов в фазе n и их радиуса r.

Так как параметры n и r неизвестны, воспользуемся приближёнными выражениями для вычисления радиуса расщепления фазы rр и уточнённого значения волнового сопротивления:

$$r_р \approx 0{,}05 \cdot U_Н = 0{,}05 \cdot 500 \text{ кВ} = 25 \text{ см}, \quad (2.11)$$

$$Z_с = 58{,}8\left(1 + 0{,}5 \cdot 10^{-3} r_р\right) \ln \frac{D_{ср}}{r_р} \quad (2.12)$$

где $D_{ср} = \sqrt[3]{D_{АВ} \cdot D_{ВС} \cdot D_{АС}} = \sqrt[3]{2} \cdot D = \sqrt[3]{2} \cdot 1200 \text{ см} = 1512 \text{ см}$ - среднегеометрическое расстояние между фазами при горизонтальном подвешивании проводов.

Для определения Dср выбираем тип промежуточной опоры [6, рис. 50.25] - П-1Ц-Ст –0. Исходя из ее геометрических размеров, находим расстояния между фазами. Эскиз опоры с размерами приведен в приложении А.

Из эскиза видно, что провода на этой опоре подвешиваются горизонтально. Среднегеометрическое расстояние найдено раньше именно для этого случая. Зная Dср можем вычислить Zc и сравнить его со значением (2.12):

$$Z_c = 58{,}8\left(1 + 0{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}25 \text{ м}\right)\ln\left(\frac{1512 \text{ см}}{25 \text{ см}}\right) = 240 \text{ Ом} < 532{,}5 \text{ Ом}$$

2.3. Определение области допустимых параметров расщепленной фазы

При выборе числа проводов n в фазе и их радиуса r удобно использовать плоскость с системой координат r-n. На ней определяется область, в которой удовлетворяются технические ограничения на допустимый уровень радиопомех, допустимый по механическим условиям минимальный и максимальный шаг расщепления, а также ограничения на величину минимального радиуса отдельных проводов фазы по механической прочности и максимально возможный радиус провода.

2.3.1. Границы области по допустимому уровню радиопомех.

Условием допустимого уровня радиопомех является соблюдение неравенства

$$E_{ф.макс} < E_{р.п} \qquad (2.13)$$

где Еф.макс – действующее значение максимальной напряженности на поверхности проводов;

Ер.п – допустимая напряженность на проводах по условию радиопомех.

При выборе радиуса и числа проводов в фазе условие (2.13) удобно представить в следующем виде:

$$n > \frac{r_p - r}{\left[\frac{(Z_c - 27{,}1) r_p \cdot E_{р.п}}{33{,}3\ U_н} - 1\right] \cdot r} \qquad (2.14)$$

где $E_{р.п} = 22{,}6 - 12{,}3 \lg(r)$

rp – радиус расщепления, см.

Придавая параметру r различные значения и вычисляя по (2.14) соответствующие значения n, на плоскости r-n строится кривая, ограничивающая область допустимых параметров снизу.

2.3.2. Границы области по ограничению на максимальный шаг расщепления

По механическим условиям желательно, чтобы шаг расщепления (расстояние между соседними проводами в фазе, расположенными по окружности) не превышал некоторую допустимую величину: $d \le d_{доп} = 30 \div 60$ см

Принимаем для Uном = 500 кВ dдоп = 45 см. Шаг расщепления связан с радиусом расщепления выражением (2.15).

$$d = 2 \cdot r_p \sin\frac{\pi}{n} \qquad (2.15)$$

Из (2.15) вытекает условие, ограничивающее область допустимых параметров (2.16).

$$n \ge \frac{\pi}{\arcsin\frac{d_{доп}}{2 \cdot r_p}} = \frac{\pi}{\arcsin\frac{45\text{ см}}{2 \cdot 25\text{ см}}} = 2{,}8\text{ см} \qquad (2.16)$$

Прямая, соответствующая равенству в условии (2.16), ограничивает область на плоскости r-n снизу и совместно с ранее рассмотренным условием (2.15) определяет общую границу снизу на допустимые параметры. При этом возможны случаи, когда одно из условий (2.15) и (2.16) является более жестким (соответствующая ему линия проходит выше) и полностью определяет нижнюю границу области допустимых параметров.

2.3.3. Расчет границы области по ограничению на минимальный шаг расщепления

При возникновении колебаний проводов надёжная работа ВЛ обеспечивается, если удовлетворяется следующее условие

$$d \geq M \cdot r \tag{2.17}$$

где M – параметр, значение которого на основе имеющегося опыта эксплуатации рекомендуется принимать равным не менее 24.

Если учесть связь между шагом и радиусом расщепления (2.17), то можно найти неравенство, описывающее ограничение допустимой области по минимальному шагу расщепления:

$$n \leq \frac{\pi}{\arcsin \frac{M \cdot r}{2 \cdot r_p}} \tag{2.18}$$

Построив на плоскости r-n линию, соответствующую равенству в условии (2.18), находят границу, ниже которой на плоскости располагаются допустимые варианты конструкции фазы, т.е. рассматриваемое ограничение является ограничением сверху.

2.3.4. Границ области по ограничениям на радиус провода

Область допустимых конструктивных параметров фазы ограничена слева ординатой

$$r \geq r_{доп} \qquad (2.19)$$

где rдоп = 1,08 см – допустимый радиус провода по механической прочности, соответствующий проводам с сечением не менее 240 мм^2.

Справа область допустимых параметров ограничена следующим образом:

$$r \leq r_{max} \qquad (2.20)$$

где r_{max} = 2,12 см – радиус провода АС-1000/56, имеющего максимальное сечение из всех, выпускаемых российской промышленностью.

Покажем найденную по предложенным выше выражениям область допустимых значений параметров расщепления фазы на рисунке 2.1.

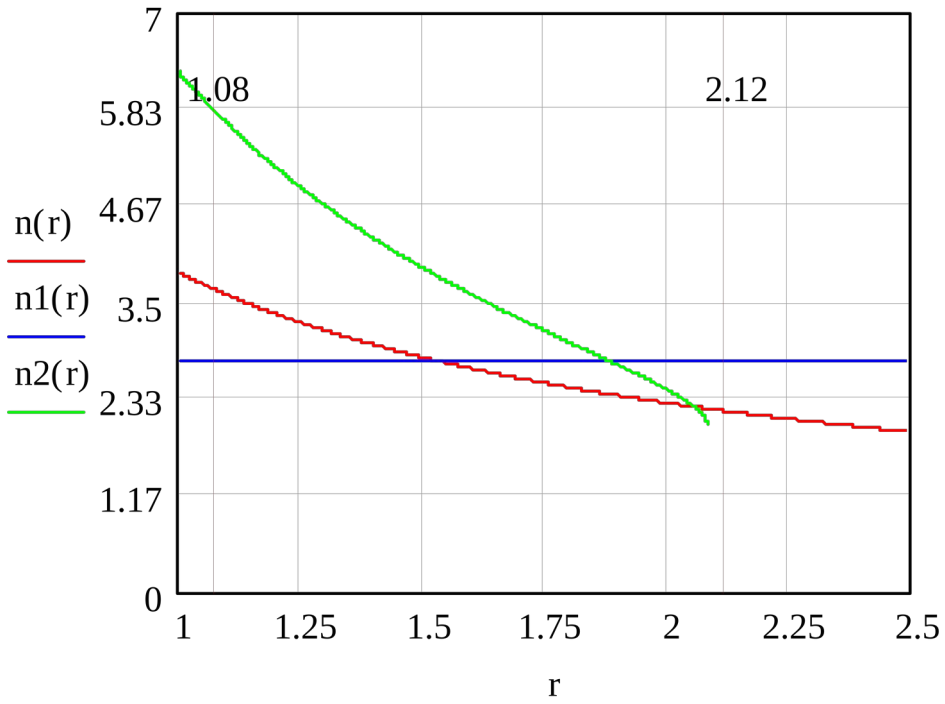


Рисунок 2.1 – Область, удовлетворяющая техническим ограничениям

2.4. Выбор наилучших вариантов конструкции фазы

Учитывая то, что в данной области находится большое число вариантов, дальнейший выбор наилучших вариантов конструкции фазы осуществим при помощи проведения минимизации приведённых затрат.

Время максимальных потерь на нагрев и корону находятся по следующим формулам.

$$\tau_н = \left[0,03 + 2,05\frac{\left(\frac{T_{макс}}{T}\right)^2}{1+\frac{T_{макс}}{T}}\right] T = \left[0,03 + 2,05\frac{\left(\frac{4700}{8760}\right)^2}{1+\frac{5200}{8760}}\right] 8760 = 3684 \text{ ч.} \quad (2.21)$$

$$\tau_к = \left(\frac{U_{ном}}{U_{нб}}\right)^7 \cdot T = \left(\frac{500}{525}\right)^7 \cdot 8760 = 6041 \text{ ч.} \quad (2.22)$$

где T = 8760 – число часов работы линии в году.

По графикам кривых, приведённых на стр. 317 в [5], при помощи полученных значений тн и тк и в зависимости от района расположения электропередачи, определяем стоимости потерянной электроэнергии на нагрев Сн = 0,0175 руб/кВт · ч и корону Ск = 0,017 руб/кВт · ч.

Минимизируя приведенные затраты по j и ξ, находим экономическую плотность тока и экономический коэффициент запаса по короне по формулам (25) и (26) соответственно.

$$j_э = \sqrt{\frac{E_{ВЛ} \cdot \nu_F}{3 \cdot \rho \cdot C_н \cdot \tau_н} \cdot 10^3} = \sqrt{\frac{0,148 \cdot 8}{3 \cdot 29,5 \cdot 0,0175 \cdot 3684} \cdot 10^3} = 0,5 \ \frac{А}{мм^2}, \quad (2.23)$$

$$\xi_э = \sqrt[6]{\frac{0{,}119 \cdot 10^{-3} \cdot C_к \cdot \tau_к \cdot U_{нб} \cdot (Z_c - 27{,}1)}{E_{ВЛ} \cdot \nu_{пг}} \cdot \left[1 - \frac{1{,}768 \cdot U_{нб}}{(Z_c - 27{,}1) \cdot r_р}\right]^2}$$

$$= \sqrt[6]{\frac{0{,}119 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}017 \cdot 3684 \cdot 525 \cdot (240 - 27{,}1)}{0{,}148 \cdot 1200} \cdot \left[1 - \frac{1{,}768 \cdot 525}{(240 - 27{,}1) \cdot 25}\right]^2}$$

$$= 1{,}318 \qquad (2.24)$$

где

ЕВЛ – доля от капиталовложений на сооружение ВЛ, учитывающая нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений и ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание, ЕВЛ = 0,148;

ρ – уд. сопротивление сталеалюминиевых проводов, ρ = 29,5 $\frac{Ом \cdot мм^2}{км}$.

Находим постоянные параметры, необходимые для отыскания локальных минимумов приведённых затрат.

$$C_{jэ} = \frac{10 \cdot P_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{нб} \cdot \chi_з \cdot \pi \cdot j_э} = \frac{10 \cdot 800}{\sqrt{3} \cdot 525 \cdot 0{,}67 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}5} = 8{,}21, \qquad (2.25)$$

$$C_{\xi э} = \frac{r_р - 1{,}2}{\frac{0{,}679 \cdot r_р (Z_c - 27{,}1)}{U_{нб} \cdot \xi_э} - 1} = \frac{25 - 1{,}2}{\frac{0{,}679 \cdot 25 (240 - 27{,}1)}{525 \cdot 1{,}318} - 1} = 5{,}6 \qquad (2.26)$$

где $\chi_з = 0{,}67$ - коэффициент заполнения сечения провода алюминием.

Точка пересечения кривых (2.25) и (2.26) на плоскости соответствует глобальному оптимуму. Однако, поскольку искомое решение имеет дискретный характер (целое число проводов в фазе n и вполне определенные марки проводов и их радиусы r), то оптимальным является ближайший к точке пересечения вариант. Совместив рисунок 1 с пересечением кривых (2.25), (2.26), можно

убедиться, что глобальный оптимум попал в пределы допустимой по техническим ограничениям области (рис. 2.2).

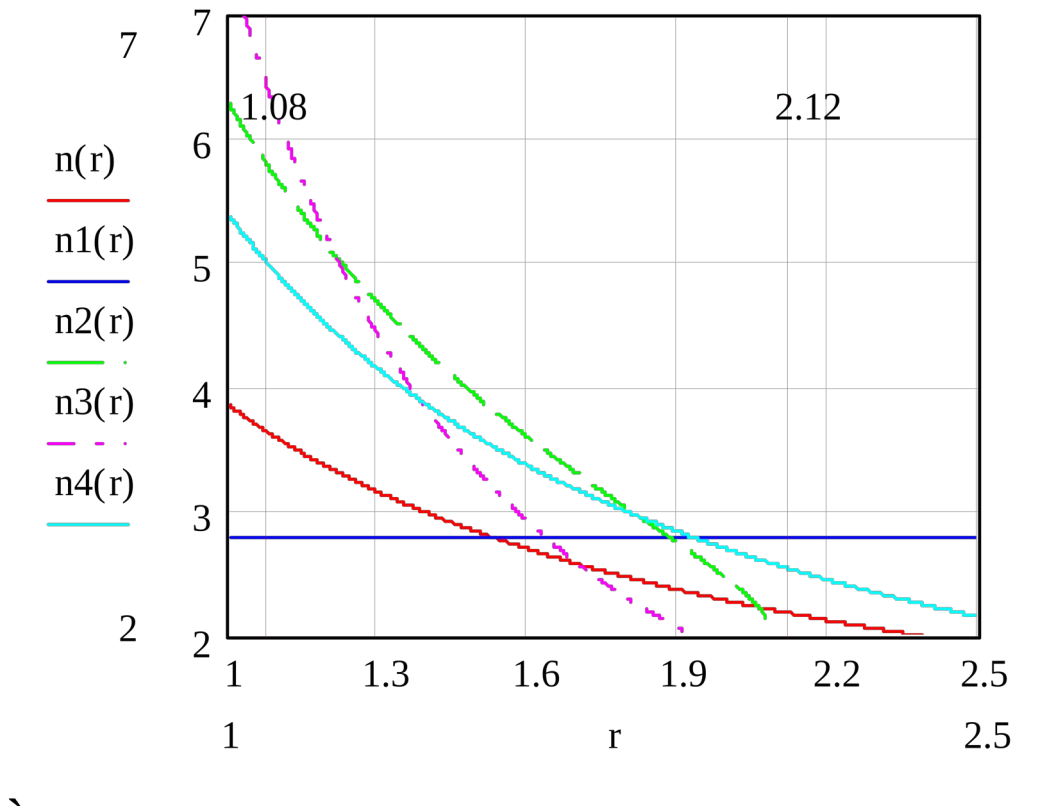


Рисунок 2.2 – Выбор наилучшего варианта конструкции фазы

Ранее, при выборе промежуточной опоры для определения Dср, было замечено, что в [6] авторы предлагают к закреплению на опоре два типа проводов: 3×АС-400/51 или 3×АС-500/64 (, по три провода в фазе). Помимо этого в [2], [3], предложены к креплению на опоре при Uном = 500 кВ сталеалюминиевые провода только по три провода в фазе. По четыре, пять проводов в фазе делается на уровни напряжения свыше пятисот киловольт. Поэтому, несмотря на то, что одно из ограничений снизу проходит выше n=3 на рисунке 2.2, для дальнейших расчётов принимаем один вариант – 3×АС-400/51.

Для данного провода радиус r = 1,375 см, суммарное сечение алюминиевой части фазных проводов F = 3 394 мм^2.

3. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВЛ

3.1. Удельные потери

Для выбранного варианта определим удельные потери на нагрев и корону при передаче максимальной мощности.

$$\Delta P_{нмакс} = \frac{P^2_{макс} \cdot \rho}{U^2_{нб} \cdot F} = \frac{800^2 \cdot 29,5}{525^2 \cdot 1182} = 0,058 \ \frac{МВт}{км}, \quad (3.1)$$

$$\Delta P_{кмакс} = 35 \cdot 10^{-9} \frac{U^2_{нб}}{\xi^5} \quad (3.2)$$

где ξ - коэффициент запаса по короне.

$$\xi = \frac{14,36\left(1 + \frac{0,615}{r^{0,38}}\right) \cdot n \cdot r}{\frac{33,3 \cdot U_{нб}}{Z_C - 27,1} \cdot \left[1 + \frac{(n-1) \cdot r}{r_p}\right]} = \frac{14,36\left(1 + \frac{0,615}{1,375^{0,38}}\right) \cdot 3 \cdot 1,375}{\frac{33,3 \cdot 525}{240 - 27,1} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 1,375}{25}\right]} = 1,004 \quad (3.3)$$

С учётом (33) формула (32) примет вид:

$$\Delta P_{кмакс} = 35 \cdot 10^{-9} \frac{525^2}{1,004^5} = 0,0095 \ \frac{МВт}{км}$$

Определим удельную стоимость ВЛ:

$$K_{ВЛ} = K_0 + \nu_F \cdot F + \nu_{nr} \cdot n \cdot r$$
$$= 35 + 0,01 \cdot 1182 + 1,2 \cdot 3 \cdot 1,375 = 53,77 \ \frac{тыс.руб}{км} \quad (3.4)$$

Определяем приведённые затраты:

$$з_{ВЛ} = \frac{З_{ВЛ}}{L} = E_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + C_н \cdot \Delta P_{нмакс} \cdot \tau_н + C_к \cdot \Delta P_{кмакс} \cdot \tau_к = 12,667 \ \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{км}} \quad (3.5)$$

Вычисляем годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W_{ВЛ} = (\Delta P_{нмакс} \cdot \tau_н + \Delta P_{кмакс} \cdot \tau_к) \cdot L = 13535 \frac{\text{МВт}}{\text{км}} \quad (3.6)$$

Коэффициент полезного действия по энергии:

$$\eta^э_{ВЛ} = \frac{W_{ВЛ} - \Delta W_{ВЛ}}{W_{ВЛ}} = \frac{P_{макс} \cdot T_{макс} - \Delta W_{ВЛ}}{P_{макс} \cdot T_{макс}} = \frac{800 \cdot 4700 - 13535}{800 \cdot 4700} = 0,964 \quad (3.7)$$

После определения КВЛ, зВЛ, ΔWВЛ и ηВЛ рассчитаем для выбранного варианта погонные параметры электропередачи:

$$\left.\begin{aligned} b_0 &= \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{ср}}{r_э}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{1200}{14,1}} = 3,732 \cdot 10^{-6} \\ x_0 &= 0,1445 \lg \frac{D_{ср}}{r_э} + \frac{0,0157}{n} = 0,1445 \lg \frac{1200}{14,1} + \frac{0,0157}{3} = 0,346 \end{aligned}\right\} \quad (3.8)$$

где $r_Э$ – эквивалентный радиус расщепления.

$$r_Э = r_р \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot r}{r_р}} = 26 \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 1,375}{26}} = 14,1 \text{ см} \quad (3.9)$$

Эквивалентный радиус высчитывается через уточнённый радиус расщепления (рис. 5), вычисляемый через принятый допустимый шаг расщепления dдоп = 45 см.

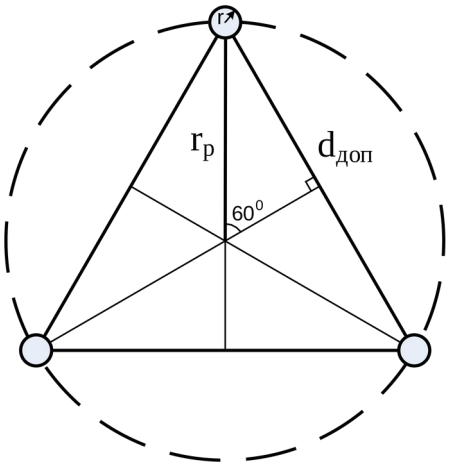


Рисунок 3.1 – Фаза провода 3×АС-400/51

Как известно, провода на опоре могут подвешиваться горизонтально или по вершинам равностороннего треугольника. В нашем расчёте принимаем, что провод подвешен по второму варианту. Сторона треугольника равна dдоп (как показано на рисунке 3.1). Проведя к ней медиану из противоположного угла, получаем катет прямоугольного треугольника размером dдоп/2. Зная противоположный полученному катету угол, равный 60˚, вычисляем гипотенузу треугольника – rр.

$$r_р = \frac{d_{доп}}{2 \cdot \sin(60^0)} = \frac{45\ см}{2 \cdot \sin(60^0)} = 26 \cdot \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 1{,}375}{26}} = 25{,}98 \approx 26\ см$$

По погонным параметрам вычисляем волновое сопротивление и волновую длину идеальной ВЛ.

$$Z_c = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0{,}346}{3{,}732 \cdot 10^{-6}}} = 304{,}4 \text{ Ом}, \quad (3.10)$$

$$\lambda = \sqrt{x_0 \cdot b_0} \cdot L = \sqrt{0{,}346 \cdot 3{,}732 \cdot 10^{-6}} \cdot 500 = 0{,}568 \quad (3.11)$$

Полученное значение Zc проверяется по условию устойчивости работы электропередачи (12).

$Z_c = 304,4$ Ом < 386,7 Ом

3.2. Расчет приведенных затрат

Подсчет приведенных затрат производится по следующей формуле

$$З = E_Н K + И, \text{ тыс. руб./ год,} \quad (3.12)$$

где $E_Н$ - нормативный коэффициент эффективности (в энергетике $E_Н = 0,12$),

K - суммарные капитальные вложения определяются по формуле

$$K = K_Л + K_П + K_{СТ}, \quad (3.13)$$

где $K_Л$ - капитальные вложения в линии, тыс. руб.,

$K_П$ - капитальные вложения в подстанции, тыс. руб.,

$K_{СТ}$ - капитальные вложения в станции, тыс. руб.,

$И$ - суммарные издержки определяются по формуле

$$И = И_Л + И_П + И_{СТ} + И_{ΔЭ}, \quad (3.14)$$

где $И_Л, И_П, И_{СТ}$ - суммарные издержки на амортизацию и обслуживание соответственно линий, подстанций и станций, тыс. руб.,

$И_{ΔЭ}$ – издержки на возмещение потерь энергии в электрических сетях.

Определение капитальных вложений производится обычно по укрупненным стоимостным показателям для всего оборудования подстанций и ЛЭП.

Ежегодные издержки $И_л$ и $И_п$ определяются суммой отчислений от капитальных вложений

$$И_л = \alpha_л K_л,$$

(3.15)

$$И_п = \alpha_п K_п,$$

(3.16)

$$И_{ст} = \alpha_{ст} K_{ст},$$

(3.17)

где $\alpha_л$, $\alpha_п$, $\alpha_{ст}$ - соответственно коэффициенты отчислений на амортизацию и обслуживание для линий, подстанций и станций [2, табл. 2.1].

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях и трансформаторах определяются по формуле

$$И_{\Delta э} = \beta_0 \left(\tau \times \Delta P'_{max} + 8760 \times \Delta P_{xx} \right),$$

(3.18)

где $\Delta P'_{max}$ - суммарные переменные потери мощности в сети в режиме максимальных нагрузок, МВт,

ΔP_{xx} – суммарные потери холостого хода трансформаторов, МВт,

τ – число часов максимальных потерь в году, 6500 ч,

$$\tau = \left(0{,}124 + T_{max} / 10^4 \right)^2 \times 8760,$$

(3.19)

β_0 – удельная стоимость потерь активной энергии 0,98 руб/МВт-час [2, рис. 2.1].

3.3. Определение затрат

Капитальные вложения в линии для сечения 3×АС-400/51 при номнальном напряжении линии 500 кВ на стальных одноцепных опорах для IV района по гололеду (в ценах 2016 г.)

$$K_Л = C \times l \times n = 1760 \cdot 500 \cdot 3 = 2640000 \text{ тыс. руб.,} \quad (3.20)$$

где C – стоимость 1 км линии, тыс. руб.,

l – длина линии, км,

n – число параллельных линий.

Расчетные стоимости оборудования станций и подстанций, входящих в электропередачу сведем в таблицы 3.1 - 3.3.

Таблица 3.1 – Стоимость оборудования ТЭС и системы А

Вид оборудования	Цена, тыс. руб.	Количество	Стоимость, тыс. руб.
Генератор ТГВ – 250	267200	4	1068800
Автотрансформатор АТДЦН 500000/500/220	188600	2	377200
Ячейка генераторного выключателя в блоке генератор-трансформатор	28000	6	168000
Ячейка выключателя 500 кВ	37000	8	296000
Реактор	680	6	4080
Итого			1914080

Таблица 3.2 – Стоимость оборудования системы В

Вид оборудования	Цена, тыс. руб.	Количество	Стоимость, тыс. руб.
Автотрансформатор АТДЦН	188600	2	377200

500000/500/220			
Ячейка выключа-теля 500 кВ	37000	8	296000
Итого			673200

Капитальные вложения в электропередачу

$K_П$ =1914080 + 673200 = 2587280 тыс.руб.

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание [2, табл. 2.1] для линий составляют 2,8%, для подстанций и станций 500 кВ – 9,4%, соответственно $\alpha_Л = 0,028$, $\alpha_П = \alpha_{СТ} = 0,094$

Для определения издержек на покрытие потерь электроэнергии необходимо использовать параметры схемы замещения электропередачи.

Потери холостого хода в автотрансформаторе

$$\Delta P_{xx_n} = \Delta P_{XX} \cdot n = 0,22 \cdot 4 = 0,88 \text{ МВт.} \quad (3.21)$$

$R_П$ – активное сопротивление 4-х автотрансформаторов, Ом.

Потери мощности электропередачи в максимальном режиме

$$\Delta P_{MAX} = 3 \cdot I_{MAX} \cdot R_\Sigma = 3 \cdot 0,923^2 \cdot 304,4 = 777,98 \text{ МВт,} \quad (3.22)$$

где I_{max} – ток участка, определяется по формуле

где Z_C - волновое сопротивление линии электропередач, Ом,

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}\times 500} = \frac{800}{\sqrt{3}\times 500} = 0,923 \text{ кА}$$

(3.23)

Число часов максимальных потерь 6500 ч.

Удельная стоимость потерь электроэнергии β_0 составляет 98 коп/кВт.ч

Издержки на возмещение потерь энергии в линиях и трансформаторах определяются по формуле

$$И_{ДЭ} = \beta_0 \cdot \left(\tau \cdot \Delta P^1_{MAX} + 8760 \cdot \Delta P_{XXn}\right) =$$

$$¿ 98 \cdot 10^{-2} \cdot \left(6500 \cdot 777,98 + 8760 \cdot 0,88\right) = 4\,963,297 \text{ тыс. руб} \quad (3.24)$$

Таким образом, приведенные затраты в электропередачу составляют

$$З = E_Н \cdot K_\Sigma + \alpha_Л \cdot K_Л + \alpha_П \cdot K_П + \alpha_{СТ} \cdot K_{СТ} + И_{ДЭ} =$$

(3.25)

$$= 0,12 \cdot 2587280 + 0,028 \cdot 2640000 + 0,094 \cdot 2587280 + 4963,297 = 632\,561,217$$

тыс.руб.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

4.1. Расчет для идеальной линии

Ранее были определены волновое сопротивление Zc и волновая длина линии λ. При помощи этих двух параметров линию можно рассчитывать через представление её в виде четырёхполюсника или через П-образную схему замещения. На рисунке 4.1 ВЛ представлена в виде четырехполюсника. Постоянные четырехполюсника, замещающего идеальную линию, рассчитываются по выражениям:

$$\left.\begin{aligned} A &= D = \cos\lambda = \cos(0{,}568) = 0{,}843 \\ B &= jZ_c \cdot \sin\lambda = j304{,}4 \cdot \sin(0{,}568) = j163{,}777 \\ C &= j\frac{\sin\lambda}{Z_c} = j\frac{\sin(0{,}568)}{304{,}4} = 0{,}0018 \end{aligned}\right\} \quad (4.1)$$

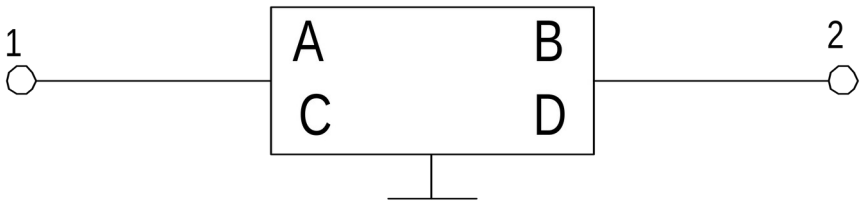


Рисунок 4.1 – Представление идеальной ВЛ в виде четырёхполюсника

Линия может быть представлена также П-образной схемой замещения (рис. 4.2). При этом её параметры определяются следующим образом:

$$\left.\begin{aligned} X_л &= Z_c \cdot \sin\lambda = 304{,}4 \cdot \sin(0{,}568) = 163{,}777 \text{ Ом} \\ \frac{B_л}{2} &= \frac{\operatorname{tg}\frac{\lambda}{2}}{Z_c} = \frac{\operatorname{tg}\frac{(0{,}568)}{2}}{304{,}4} = 0{,}00096 \text{ См} \end{aligned}\right\} \quad (4.2)$$

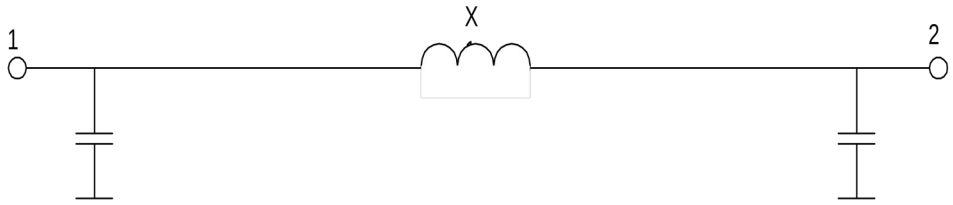


Рисунок 4.2 – Представление идеальной ВЛ П-образной схемой замещения

4.2. Расчет для линии с учетом потерь

Поскольку удельные потери на корону имеют сильно нелинейную зависимость от величины напряжения на линии, то при определении волнового сопротивления ВЛ и её коэффициента затухания учет этих потерь активной проводимостью некорректен. Правильней в расчетных схемах потери на корону сосредотачивать по концам линии, определяя их как:

$$\frac{\Delta P_к}{2} = 0,5 \cdot \Delta P_{кмакс} \cdot L \left(\frac{U_{ном}}{U_{нб}} \right)^7 = 0,5 \cdot 0,0095 \cdot 500 \left(\frac{500}{525} \right)^7 = 1,68 \quad (4.3)$$

где ΔРкмакс = 0,0095 – максимальные удельные потери на корону, определяемые по (30).

В этом случае при определении величины волнового сопротивления ВЛ и ее коэффициента затухания учитывается только активное сопротивление проводов. Прежде, чем определить Zc надо найти величины εс и коэффициента затухания а.

$$\varepsilon_c = \frac{R_0 \cdot L}{2 \cdot \lambda \cdot Z_c} = \frac{0,025 \cdot 500}{2 \cdot 0,568 \cdot 304,4} = 0,036 \quad (4.4)$$

где λ – волновая длина идеальной линии;

R_0 – погонное активное сопротивление фазных проводов, определяемое по справочным данным [3], R0 = 0,025 Ом/км.

$$a = \beta \cdot L = 0,5 \cdot \frac{R_0 \cdot L}{Z_c} = 0,5 \cdot \frac{0,025 \cdot 500}{304,4} = 0,021, \quad (4.5)$$

$$\dot{Z}_c = Z_c \cdot e^{j\varepsilon_c} = 304,2 + j \cdot 11 \text{ Ом} \quad (4.6)$$

где Zc – волновое сопротивление идеальной линии.

После определения Zc и λ, так же как и в пункте 4.1, ищем параметры четырёхполюсника и П-образной схемы замещения. На рисунке 5 линия представлена в виде четырехполюсника, параметры которого определяются следующими соотношениями:

$$\left.\begin{aligned} \dot{A} &= \dot{D} = \cos\lambda + ja \cdot \sin\lambda = \cos(0,568) + j0,021 \cdot \sin(0,568) = 0,843 + j0,011 \\ \dot{B} &= Z_c \cdot (a \cdot \cos\lambda + \varepsilon_c \cdot \sin\lambda) + jZ_c \cdot \sin\lambda = 11,188 + j163,777 \\ \dot{C} &= \frac{1}{Z_c} a \cdot \cos\lambda - \varepsilon_c \cdot \sin\lambda + j\sin\lambda = -7,021 \cdot 10^{-6} + j0,0018 \end{aligned}\right\} \quad (4.7)$$

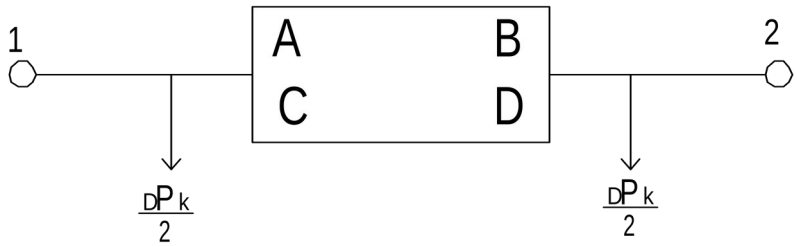


Рисунок 4.3 - Представление линии с потерями четырехполюсником

$$
\left.
\begin{aligned}
R_{л} &= \frac{R_0 \cdot L}{2}\left(\cos\lambda + \frac{\sin\lambda}{\lambda}\right) = 6,25 \cdot \left(\cos(0,568) + \frac{\sin(0,568)}{0,568}\right) = 11,188 \text{ Ом} \\
X_{л} &= Z_c \cdot \sin\lambda = 304,4 \cdot \sin(0,568) = 163,777 \text{ Ом} \\
G_{л} &= \frac{R_0 \cdot L \cdot \left(1 - \frac{\sin\lambda}{\lambda}\right)}{2 \cdot Z_c^2 \cdot \cos^2\frac{\lambda}{2}} = \frac{12,5 \cdot \left(1 - \frac{\sin(0,568)}{0,568}\right)}{2 \cdot 304,4^2 \cdot \cos^2\frac{0,568}{2}} = 3,9 \cdot 10^{-6} \text{ См} \\
B_{л} &= 2 \cdot \frac{\operatorname{tg}\frac{\lambda}{2}}{Z_c} = 2 \cdot \frac{\operatorname{tg}\frac{0,568}{2}}{304,4} = 1,9 \cdot 10^{-3} \text{ См}
\end{aligned}
\right\} \quad (4.8)
$$

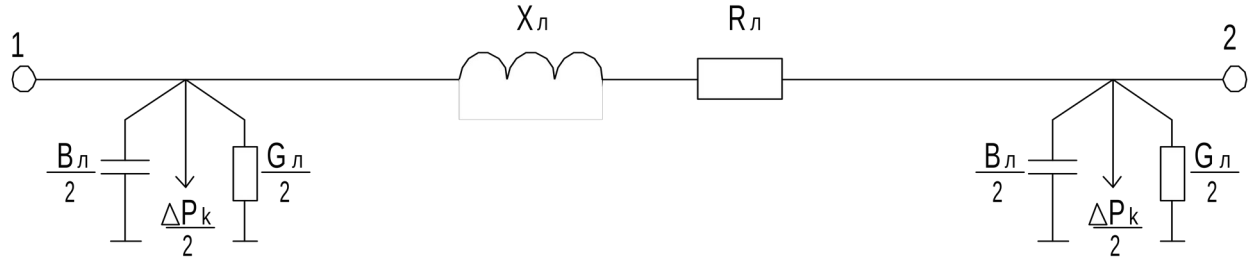


Рисунок 4.4 – Представление линии с потерями в виде П-образной схемы замещения

5 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

5.1. Расчет зарядной мощности ВЛ и выбор шунтирующих реакторов

Для компенсации зарядной мощности в линиях 330-1150 кВ применяются шунтирующие реакторы, число которых выбирается исходя из 70-100 % компенсации зарядной мощности.

Зарядная мощность линии равна:

$$Q_{зар} = 2 \cdot P_с(U_{нб}) \cdot \operatorname{tg}\frac{\lambda}{2} = 2 \cdot 905,36 \cdot \operatorname{tg}\frac{0,568}{2} = 528,55 \text{ МВАр} \qquad (5.1)$$

$$P_с(U_{нб}) = \frac{U_{нб}^2}{Z_с} = \frac{525^2}{304,4} = 905,36 \text{ МВт}$$

где

Рс – натуральная мощность линии при максимальном рабочем напряжении.

Число шунтирующих реакторов, устанавливаемых на линии, выбирается из соотношения

$$n_{шр} \geq \frac{0,7 \cdot Q_{зар}}{Q_{шр}} = \frac{0,7 \cdot 528,55}{180} = 2,005 \qquad (5.2)$$

где

Qшр = 3·60 МВАр – мощность трехфазной группы однофазных шунтирующих реакторов, выбираемая по справочным данным [5].

Принимаю к установке nшр = 2.

Более мощной системой считаю вторую, так как мощность короткого замыкания в данной системе больше, чем в первой. Поскольку число

устанавливаемых реакторов чётное, одну группу устанавливаю со стороны более мощной системы 2, одну – со стороны системы 1.

Таким образом, для компенсации зарядной мощности ВЛ применяем две трёхфазные группы шунтирующих реакторов типа РОДЦ-6000/500 по 180 МВАр каждая.

5.2. Оценка уровней напряжений в режиме холостого хода при одностороннем питании ВЛ

При плановых включениях линии возникают режимы одностороннего питания, которые могут иметь длительность до 20 минут. Уровень напряжения на линии в этих режимах не должен превышать

$$U_{доп} = (1{,}05 \div 1{,}1) \cdot U_{нб} = 551{,}25 \div 577{,}5 \text{ кВ} \qquad (5.3)$$

Для проверки выполнения этого условия необходимо рассчитать уровень напряжения по концам ВЛ (U1, U2) для случаев включения линии со стороны отправной и приемной системы. Расчеты выполняются при следующих допущениях:

1) ВЛ принимается идеальной и представляется четырёхполюсником с параметрами A, B, C, D;

2) ЭДС примыкающих систем принимаются E1 = E2 = Uном = 500 кВ.

Перед началом расчетов определяются проводимости шунтирующих реакторов, намеченных к установке по концам ВЛ:

$$\dot{Y}_{р1} = -\,j\frac{Q_{р1}}{U_{нб}^2} = -\,j\frac{180}{525^2} = -\,j \cdot 6{,}53 \cdot 10^{-4} \text{ См}, \qquad (5.4)$$

$$\dot{Y}_{р2} = -\,j\frac{Q_{р2}}{U_{нб}^2} = -\,j\frac{180}{525^2} = -\,j \cdot 6{,}53 \cdot 10^{-3} \text{ См} \qquad (5.5)$$

где Qp1 = 180, Qp2 = 180 МВАр – мощности групп шунтирующих реакторов со стороны отправной и приемной систем.

Согласно схемы замещения, представленной на рисунке 5.1, напряжения на открытом конце ВЛ и в ее начале при включении линии со стороны отправной системы равны:

$$U_{2(1)} = \frac{E_1}{A_{1'2}} = \frac{551,25}{0,809} = 681,013 \text{ кВ}, \quad (5.6)$$

$$U_{1(1)} = E_1 \cdot \frac{A_{12}}{A_{1'2}} = 551,25 \cdot \frac{0,898}{0,809} = 611,651 \text{ кВ} \quad (5.7)$$

где

A1'2, A12 – параметры соответствующих эквивалентных четырехполюсников, определяемых выражениями (5.6-5.7).

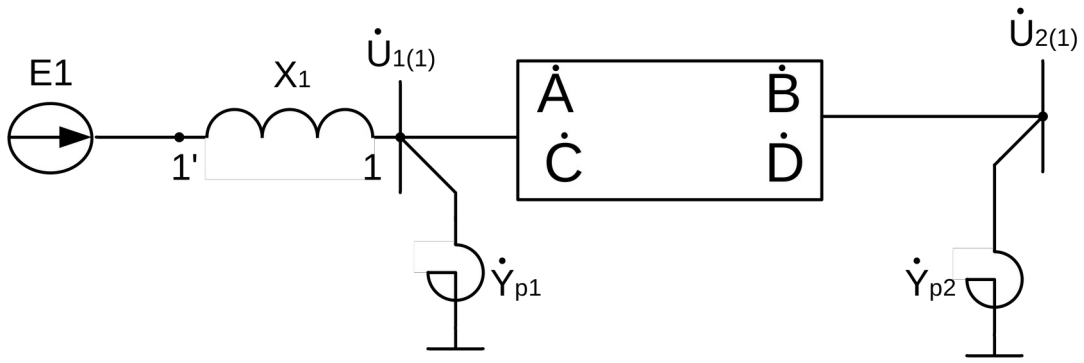


Рисунок 5.1 – Схема замещения ВЛ, включенной только со стороны отправной системы

$$\left.\begin{aligned} \ddot{A}_{12} &= A + \ddot{Y}_{p2} \cdot B = 0,776 + \left(- j6,53 \cdot 10^{-3}\right) \cdot j187.041 = 0.898 \\ \dddot{A}_{1'2} &= A_{12} + j\dot{X}_1 \cdot C_{12} = 0,898 + j85.56 \cdot j2.13 \cdot 10^{-3} = 0,809 \\ \dddot{C}_{12} &= C + \dddot{Y}_{p1} \cdot A + Y_{p2} \cdot D + Y_{p1} \cdot Y_{p2} B = j1.037 \cdot 10^{-3} \end{aligned}\right\} \quad (5.8)$$

Параметры A, B, C, D берём из пункта 3.1, где был произведён расчёт для идеальной линии. Параметры берём именно оттуда, так как одним из допущений является представление линии идеальной.

На рисунке 5.2 приведена схема замещения для оценки повышений напряжения при включении ВЛ со стороны приёмной системы. В этом случае напряжения в концевых точках определяются так:

$$U_{1(2)} = \frac{E_2}{A_{2'1}} = \frac{551,25}{0,853} = 660,45 \text{ кВ}, \quad (5.9)$$

$$U_{2(2)} = E_2 \cdot \frac{A_{21}}{A_{2'1}} = 551,25 \cdot \frac{0,898}{0,853} = 593,187 \text{ кВ} \quad (5.10)$$

где A21,A2`1 – параметры, определяемые по (58).

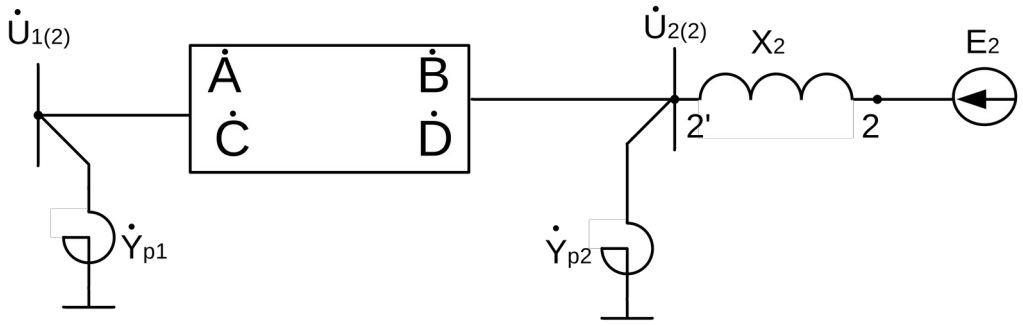


Рисунок 5.2 – Схема замещения ВЛ, включенной только со стороны приёмной системы

$$\left.\begin{aligned} \ddot{A}_{21} &= A + \ddot{Y}_{p1}B = 0,776 + \left(-6,53 \cdot 10^{-4}\right) \cdot j187 = 0,898 \\ \dddot{A}_{2'1} &= A_{21} + j\dot{X}_2 \cdot C_{21} = 0,898 + j61.25 \cdot j1.04 \cdot 10^{-3} = 0,835 \\ \ddot{C}_{21} &= C_{12} = j4,5 \cdot 10^{-4} \end{aligned}\right\} \quad (5.11)$$

Как видим, после расстановки реакторов в отношении 1:1 напряжения (5.2), (5.3), (5.5), (5.6) при включении линии на холостой ход превышают допустимое значение, равное Uдоп = 1,05·Uнб = 551,25 кВ. Поэтому проделываем вычисления с формулы (5.1) ещё раз, прибавляя дополнительно одну группу реакторов к системе 1 и 2.

После проделанных вычислений получаем следующие значения напряжений: U2(1) = 530,7 кВ; U1(1) = 541,4 кВ; U1(2) = 533,2 кВ; U2(2) = 544,2 кВ. Видно, что ни одно значение не превышает 551,25 кВ.

5.3. Оценка уровней напряжения в режиме холостого хода при двухстороннем питании

Режим холостого хода линии при двухстороннем питании возникает непосредственно после включения на параллельную работу систем, а также в процессе нормальной работы, когда переток активной мощности по линии снижается до нуля (рис. 5.3).

Максимальные повышения напряжения в этом режиме имеют место в промежуточных точках линии. Величина их по условиям надежной работы изоляции не должна превосходить наибольшего рабочего напряжения.

$U_{х} \leq U_{нб} = 525$ кВ

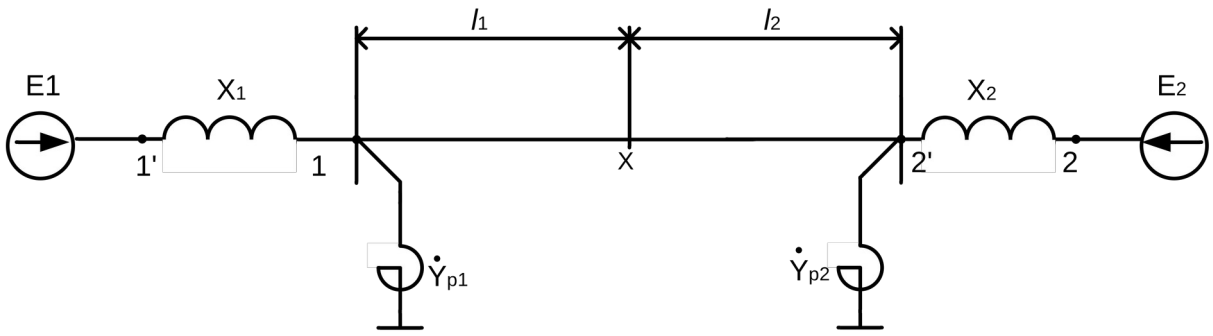


Рисунок 5.3 – Расчетная схема ВЛ, работающей в холостую при двухстороннем питании

Для определения напряжения в любой промежуточной точке ВЛ удобно воспользоваться выражением

$$U_x = \frac{E_1 B_{x2'} + E_2 B_{x1'}}{B_{1'2'}} \qquad (5.12)$$

где $E_1 = E_2 = U_{ном} = 500$ кВ

Вх1’, Вх2’ – параметры четырехполюсника соответственно слева и справа от точки х;

В1’2’ – параметр четырёхполюсника всей электропередачи.

Для определения параметров Вх1’, Вх2’ В1’2’ следует воспользоваться таблицей, показывающей, как определять параметры эквивалентного четырех-полюсника по известной схеме.

Необходимо рассчитать напряжение в средней точке линии х

(L1 = L2 = L/2), при этом параметры четырехполюсников, замещающих половины ВЛ, равны:

$$\left.\begin{aligned}
&\ddot{A}_1 = A_2 = \ddot{D}_1 = D_2 = \cos\frac{\lambda}{2} = \cos\frac{0,568}{2} = 0,96 \\
&\ddot{B}_1 = B_2 = jZ_c \cdot \sin\frac{\lambda}{2} = j304,4 \cdot \sin\frac{0,568}{2} = j85.306 \\
&\ddot{C}_1 = C_2 = j\frac{\sin\frac{\lambda}{2}}{Z_c} = j\frac{\sin\left(\frac{0,568}{2}\right)}{304,4} = j9,2 \cdot 10^{-4}
\end{aligned}\right\} \quad (5.13)$$

Далее проводили эквивалентирование левой от точки х стороны и правой, т.е. вносили реакторы и сопротивления в схему четырёхполюсника. После этого получили параметры Вх1` = j167,43 и Вх2` = j144,6.

Такое же эквивалентирование проделали для полной схемы и получили В1`2` = j325,73. Подставив эти значения в (5.12), получили:

$$U_x = \frac{U_{ном} \cdot (B_{x2'} + B_{x1'})}{B_{1'2'}} = \frac{500(j144,2 + j167,4)}{j337,96} = 460,907 \text{ кВ} \quad (5.14)$$

Полученное значение Uх не превышает Uнб = 525 кВ.

Подробный расчёт данного пункта приведен далее.

6. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

При исследовании условий передачи мощности по дальней электропередаче необходимо провести расчеты основных режимов, которые могут возникнуть в процессе ее эксплуатации.

Для электропередачи, предназначенной для выдачи мощности ТЭС, следует рассмотреть следующие режимы:

1. Максимальная генерация мощности на ТЭС при максимальном потреблении мощности на подстанции;

2. Максимальная генерация мощности на ТЭС при минимальном потреблении мощности на подстанции;

3. Работа ТЭС с отключением двух блоков и отключением одной цепи при максимальном потреблении мощности на подстанции;

4. Работа ТЭС с отключением двух блоков и отключением одной цепи при минимальном потреблении мощности на подстанции;

5. Отключение одной цепи ЛЭП при максимальном потреблении мощности на подстанции;

6. Отключение одной цепи ЛЭП при минимальном потреблении мощности на подстанции;

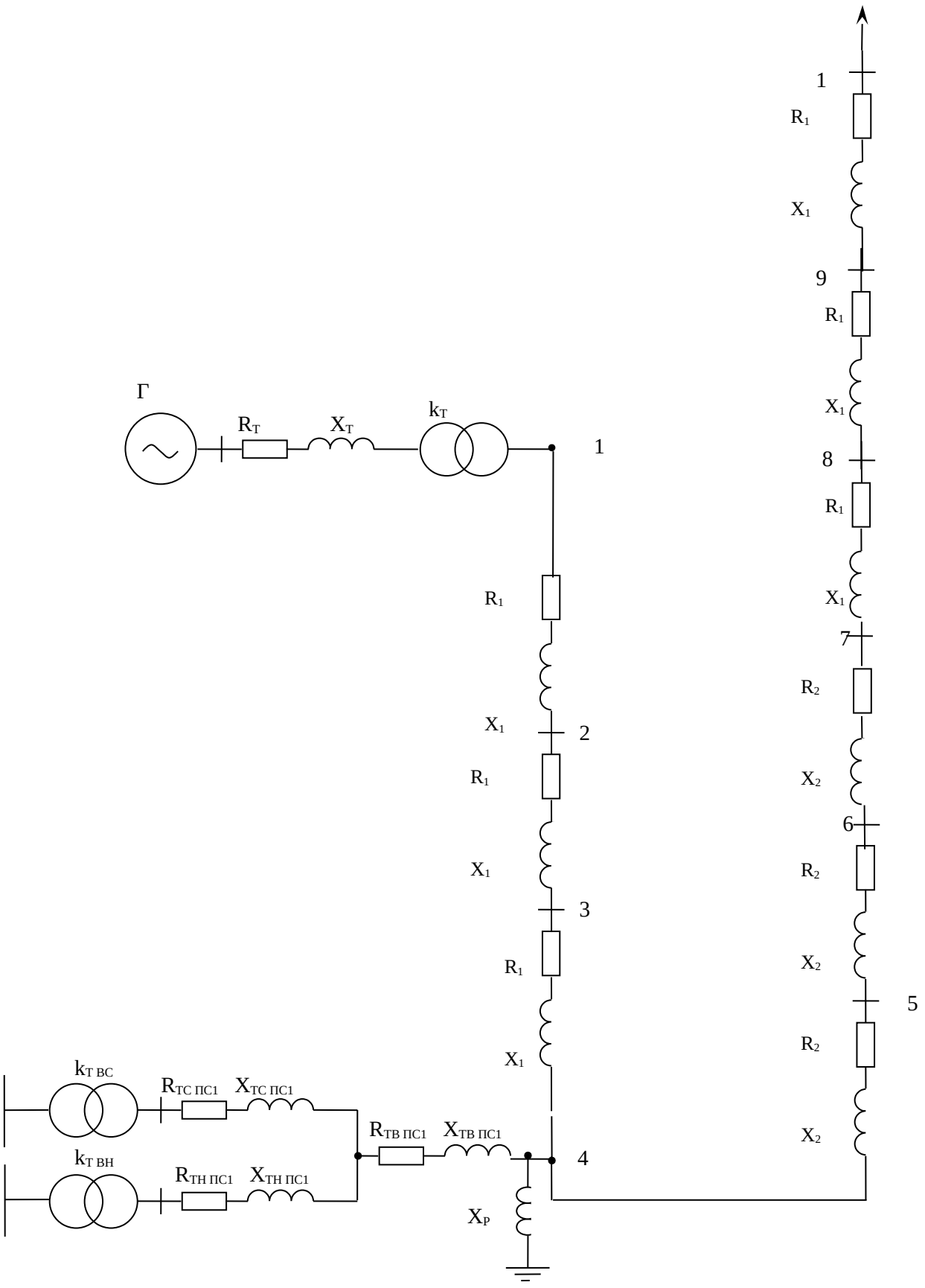


Рисунок 6.1 – Схема замещения для расчетов установившихся режимов

Таблица 6.1 – Напряжение в узлах в установившихся режимах

Ре-жим	Напряжение, кВ									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	525	541	552	555	559	556	548	533	512	500
2	525	539	548	551	555	553	545	531	512	500
3	525	544	556	560	563	560	550	535	513	500
4	525	542	553	557	560	557	548	533	512	500
5	525	540	550	553	556	554	545	531	512	500
6	525	543	554	558	561	558	549	534	513	500

По заданию проекта на шинах СВН подстанции ПС 1 и приёмной системы необходимо поддерживать напряжение в пределах 475 – 525 кВ и 500 – 525 кВ соответственно. Подстанции ПС 1 соответствует узел схемы № 6, а приёмной системе - № 8. Из таблицы 6.1 видно, что напряжение на шинах ПС1 и приемной системе во всех режимах превышает установленный предел. Необходимо на шинах СВН подстанции ПС1 и приемной системе установить шунтирующие реакторы для компенсации зарядной мощности линии с целью снижения напряжения.

Выбираем реактор по наиболее худшему режиму (режим 3). Принимаем к установке на шинах СВН подстанции ПС1 и приемной системе соответственно 5 и 3 группы однофазных реакторов РОДЦ-60000 с $U_{НФ}=525/\sqrt{3}$ кВ, $I_{ном}$=242 А и $S_{ном}$=3х60=180 МВА.

Произведем расчет напряжений на участках, с учетом реакторов. Место установки и количество реакторов сведено в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Напряжение в узлах в установившихся режимах после регулирования

Режим	Напряжение, кВ									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	525	529	528	525	534	537	534	526	513	504
2	525	529	528	525	534	536	533	525	512	503
3	525	527	523	519	529	533	531	524	510	500
4	525	529	528	525	533	536	534	526	512	502
5	525	528	525	522	531	534	531	523	509	500
6	525	529	527	524	532	534	531	523	509	500

Таблица 6.3 – Место установки и количество реакторов

Режим	Шины СВН ПС1
1.	14
2.	15
3.	11
4.	10
5.	9
6.	9

7. РАСЧЕТЫ РЕЖИМА РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Необходимо рассчитать режим работы электропередачи (рис. 7.1) при следующих условиях:

- реакторы со стороны приёмной системы считаем отключенными;
- в линии учитываются потери на нагрев и корону;
- мощность в начале линии равна максимальной активной мощности
- P1` = Pmax = 800 МВт;
- реактивная мощность в начале линии равна Q1` = 0,1·Pmax = 80 МВАр
- напряжение со стороны отправной системы:U1` = равна Uном = 500 кВ.

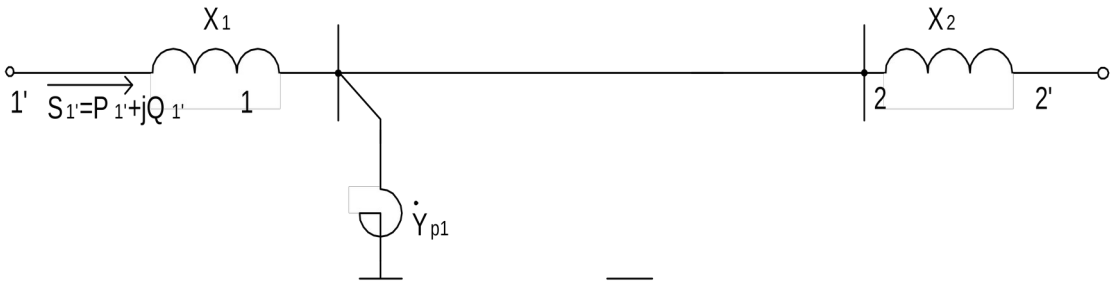


Рисунок 7.1 - Расчетная схема электропередачи

Расчеты проводятся в двух вариантах:

1) ВЛ представляется четырехполюсником с параметрами $\ddot{A}, \ddot{B}, C, D$, вычисленными с учётом потерь в линии. Далее определяются параметры четырехполюсника, эквивалентирующего всю электропередачу:

$$\left.\begin{aligned}
\dot{A}_э &= A_{э1} + jA_{э2} = A_э e^{jY_A} \\
\dot{B}_э &= B_{э1} + jB_{э2} = B_э e^{jY_B} \\
\dot{C}_э &= C_{э1} + jC_{э2} = C_э e^{jY_C} \\
\dot{D}_э &= D_{э1} + jD_{э2} = D_э e^{jY_D}
\end{aligned}\right\} \qquad (7.1)$$

Если параметры эквивалентного четырехполюсника определены верно, то должны выполняться следующие скалярные соотношения:

$$\left.\begin{aligned} A_э \cdot D_э \cdot \cos(Y_A + Y_D) - B_э \cdot C_э \cdot \cos(Y_B + Y_C) = 1 \\ A_э \cdot D_э \cdot \sin(Y_A + Y_D) - B_э \cdot C_э \cdot \sin(Y_B + Y_C) = 0 \end{aligned}\right\} \quad (7.2)$$

Режимные параметры конца электропередачи определяются по выражениям:

$$P_{2'} = -D_э C_э U_{1'}^2 \cos(Y_D - Y_C) - A_э B_э \frac{S_{1'}^2}{U_{1'}^2} \cos(Y_B - Y_A) +$$
$$+ \left[A_э D_э \cos(Y_D - Y_A) + B_э C_э \cos(Y_B - Y_C) \right] P_{1'k} +$$
$$+ \left[B_э C_э \sin(Y_B - Y_C) - A_э D_э \sin(Y_D - Y_A) \right] Q_{1'} - \frac{\Delta P_K}{2}$$

$$Q_{2'} = -D_э C_э U_{1'}^2 \sin(Y_D - Y_C) - A_э B_э \frac{S_{1'}^2}{U_{1'}^2} \sin(Y_B - Y_A) +$$
$$+ \left[A_э D_э \sin(Y_D - Y_A) + B_э C_э \sin(Y_B - Y_C) \right] P_{1'k} +$$
$$+ \left[A_э D_э \cos(Y_D - Y_A) + B_э C_э \cos(Y_B - Y_C) \right] Q_{1'}$$

$$U_{2'} = U_{1'} \sqrt{D_э^2 + P_{*1'к}^2 - 2(D_{э1} \cos Y_B + D_{э2} \sin Y_B) P_{*1'к} + \rightarrow}$$
$$\rightarrow \sqrt{Q_{*1'}^2 - 2(D_{э1} \sin Y_B - D_{э2} \cos Y_B) Q_{*1'}}$$

$$P_{1'K} = P_{1'} - \frac{\Delta P_K}{2}, \quad (7.3)$$

$$S_{1'K}^2 = P_{1'K}^2 + Q_{1'}^2, \quad (7.4)$$

$$P_{*1'K} = P_{1'K} \cdot \frac{B_э}{U_{1'}^2}, \quad (7.5)$$

$$Q_{*1'K} = Q_{1'} \frac{B_э}{U_{1'}^2} \quad (7.6)$$

После этого рассчитывается угол сдвига фаз между векторами напряжения по концам электропередачи

$$tg\delta = \frac{D_{э2}U_{1'}^2 - B_{э2}P_{1'К} + B_{э1}Q_{1'}}{D_{э1}U_{1'}^2 - B_{э1}P_{1'К} + B_{э2}Q_{1'}} \qquad (7.7)$$

Расчёт приведён в приложении В.

2) ВЛ представляется П-образной схемой замещения (рис. 7.2), параметры которой определены ранее.

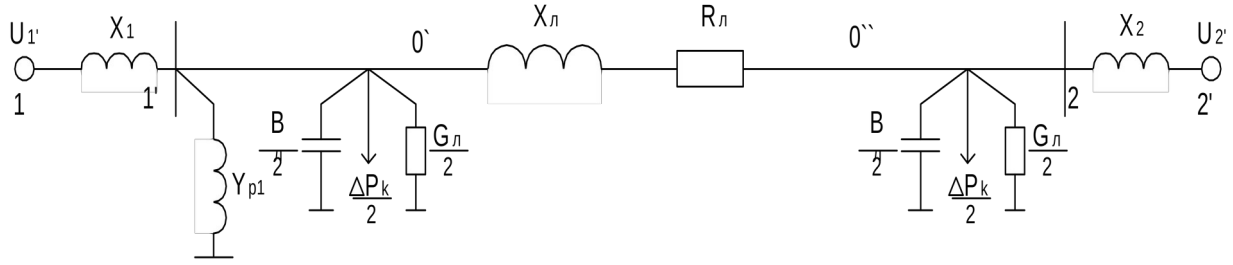


Рисунок 7.2 - П-образная схема замещения электропередачи для расчета режима

Расчет выполняется последовательно слева направо от одного элемента схемы замещения к другому. На каждом шаге определяются значения мощностей и вектора напряжения (модуль и фаза) в точках 1, 2 и 2′. Расчет выполняется по известным из курса «Электрических сетей и систем» формулам.

Рассчитываем мощность после трансформатора:

$$S_{1'1к} = S_{1'1н} - \Delta S_{1'1} = S_{1'1н} - i \cdot \frac{P_{1'1н}^2 + Q_{1'1н}^2}{U_{1'}^2} \cdot X_1, \qquad (7.8)$$

$$S_{1'1к} = (800 + j80) - i \cdot \frac{800^2 + 80^2}{500^2} \cdot j85,56 = 800 - j141,212 \text{ МВА}$$

Рассчитываем напряжение в узле 1:

$$\left|U_1\right| = U_{1'} - \frac{\overline{S}_{1'1н}}{\overline{U}_{1'}} \cdot jX_1 = 500 - \frac{800 - j80}{500} \cdot j85,56 = 505,21 \text{ кВ} \quad (7.9)$$

Мощность, втекающая в линию 1-2:

$$S_{12н} = S_{1'1к} + j\frac{B_Л}{2} \cdot U_1^2 - \frac{\Delta P}{2} + jY_{p1} \cdot U_1^2 - \frac{G_л}{2} \cdot U_1^2, \quad (7.10)$$

$$S_{12н} = (800 - j141,212) + j9,6 \cdot 10^{-4} \cdot 505,21^2$$
$$- 1,68 + (- j1,3 \cdot 10^{-3}) \cdot 505,21^2 - 1,94 \cdot 10^{-6} \cdot 505,21^2 =$$
$$797,826 - j229,855 \text{ МВА}$$

Потери мощности в линии 1-2, мощность в конце этой линии и напряжение в точке 2:

$$\Delta S_{12} = \frac{\left|S_{12н}\right|^2}{U_1^2} \cdot Z_Л = \frac{830,277^2}{505,21^2} \cdot (11,188 + j163,777) = 30,217 + j442,338 \text{ МВА}, \quad (7.11)$$

$$S_{12к} = S_{12н} - \Delta S_{12} = (797,826 - j229,855) - 30,217 - j442,338 =$$
$$= 767,609 - j672,192 \text{ МВА} \quad (7.12)$$

$$\left|U_2\right| = U_1 - \frac{\overline{S}_{12н}}{\overline{U}_1} \cdot Z_Л = 505,21 - \frac{797,826 + j229,855}{505,21} \cdot (11,188 + j163,777) =$$
$$= 620,852 \text{ кВ} \quad (7.13)$$

Так как реакторы с приёмной стороны считаем отключенными, мощность в начале участка 2-2` будем находить без учёта проводимости Yp2. Определим также потери в X2 и мощность в конце участка 2-2`.

$$S_{22'н} = S_{12к} + j\frac{B_Л}{2} \cdot |U_2|^2 - \frac{\Delta P}{2} - \frac{G_л}{2} \cdot |U_2|^2$$
$$= (767,609 - j672,192) + j9,6 \cdot 10^{-4} \cdot 620,852^2 - 1,68 - 1,9 \cdot 10^{-6} \cdot 620,852^2$$
$$= 765,183 + j302,605 \text{ МВА} \qquad (7.14)$$

$$\Delta S_{22'} = \frac{|S_{22'н}|^2}{|U_2|^2} \cdot X_2 = \frac{822,846^2}{620,852^2} \cdot j61,25 = j107,589 \text{ МВА} \qquad (7.15)$$

$$S_{22'к} = S_{22'н} - \Delta S_{22'} = (765,183 + j302,605) - j107,589 = 765,183 - j410,193 \text{ МВА}$$

Напряжение в узле 2`:

$$|U_{2'}| = U_2 - \frac{\overline{S}_{22'н}}{\overline{U}_2} \cdot (jX_{АТ}) = 655,07 \text{ кВ} \qquad (7.16)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведен расчет дальней линии электропередачи номинальным напряжением 500 кВ. Выбраны силовые трансформаторы и рассчитаны несколько вариантов конструкции фазы, из них, при использовании технико-экономического сравнения, выбрана наиболее эффективная - с расщеплением на три провода.

Выбраны компенсирующие устройства. Были проведены необходимые расчеты и определены параметры П-образной схемы замещения дальней линии электропередачи и проведено замещение ее с помощью четырехполюсника с определением его параметров. Произведен расчет нескольких режимов линии: холостой ход при питании ВЛ со стороны отправной энергосистемы, холостой ход при питании ВЛ со стороны приемной, при двухстороннем питании ВЛ. Во всех режимах определены параметры схем замещения и оценены уровни напряжения в сравнении с допустимыми напряжениями в данной линии.

Кроме этого, был рассчитан режим работы электропередачи двумя способами: с помощью теории четырехполюсников и с применением формул известных из курса «Электрических сетей и систем».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2006. – 321 с.

2. Беляева Е.Н. Как рассчитать ток короткого замыкания / М.: Энергоатомиздат, серия «Библиотека электромонтера» – приложение к журналу «Энергетик». 2–е издание, переработанное и дополненное, 1983. – 138 с.

3. Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние линии электропередачи переменного и постоянного тока. –М.: Энергоатомиздат, 1985.-272с.

4. Голубев, М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4-35 кВ / М.Л. Голубев. – М.: Энергия, 2009. – 241 с.

5. Гончар, В.С. Изоляция и перенапряжения / В.С. Гончар. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2016. – 155 с.

6. ГОСТ 13109-13. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Издательство стандартов, 2013. – 161 с.

7. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Издательство стандартов, 1997. – 33 с.

8. ГОСТ 2.755-87. Устройства коммутационные и контактные соединения. – М.: Издательство стандартов, 1987. – 25 с.

9. ГОСТ Р 19431-14. Энергетика и электрификация. Термины и определения. – М.: Издательство стандартов, 2014. – 47 с.

10. ГОСТ Р 27514-13. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Издательство стандартов, 2013. – 27 с.

11. ГОСТ Р 30323-13. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Издательство стандартов, 2015. – 24 с.

12. Зайцев Н.Л. «Экономика промышленных предприятий».-Мн.; ИНФРА-М, 2002. – 127 с.

13. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. –М.: Энергоатоиздат, 1989. - 592с.

14. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 27 с.

15. Коновалова, Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. .Л.Л.Коновалова, Л.Д.Рожкова.– М.: Энергоатомиздат, 1989. – 227 с.

16. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов / Е.А. Конюхова. – М.: Мастерство, 2001. – 322 с.

17. Королев О.П., Кадкевич В.Н., Сацукевич В.Н., Электроснабжение промышленных предприятий.-Мн.: РИПО, 2015. – 165 с.

18. Костин, В.Н. Передача и распределение электроэнергии / В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2004. – 134 с.

19. Крупович, В.И. Справочник по проектированию электроснабжения / В.И. Крупович, Ю.Г. Барыбин, М.Л. Самовер. – М.: Энергия, 2010. – 465 с.

20. Ларина, Э.Т. Силовые кабели и кабельные лини / Э.Т. Ларина. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 263 с.

21. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю.Липкин. – М.: Высшая школа, 2010. – 115 с.

22. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанция и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов / М.: Энергоатомиздат. 4–е издание, переработанное и дополненное, 1989. – 465 с.

23. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. (СО 153-34.20.122-2016). М., 2016. – 245 с.

24. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.; Энергоатомиздат. 2013. – 135 с.

25. Правила устройства электроустановок. – М.: 2016. 675 с.

26. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения / Под ред. Г.Н. Александрова и Л.Л. Петерсона. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 368с.

27. РД153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 41 с.

28. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергия, 2010. – 143 с.

29. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича.- М.: Энас, 2007. – 187 с.

30. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

31. Ус А.Г., Евминов Л.И., Электроснабжение промышленных предприятий и гражданских зданий: Учебное пособие.- Мн.: НПООО «ПИОН», 2002. – 213 с.

32. Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – Л.: Энергоатомиздат, 2015. – 245 с.

33. Электрооборудование станций и подстанций. Учебник для техникумов / М. Энергоатомиздат. 3 – е издание, переработанное и дополненное. 2007. – 647 с.

34. Юриков, П.А. Защита электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молний / П.А.Юриков. – М.: Энергоиздат, 2012. – 218 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А.

ПРОМЕЖУТОЧНАЯ ОПОРА

Стальная промежуточная одноцепная опора на оттяжках ВЛ 500 кВ

