

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Иркутский национальный исследовательский технический университет»

На правах рукописи



Лэ Ван Тхао

КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОЦЕПНЫХ И МУЛЬТИФАЗНЫХ
ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Крюков Андрей Васильевич

Иркутск – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. МУЛЬТИФАЗНЫЕ, МНОГОЦЕПНЫЕ И КОМПАКТНЫЕ ЛЭП.....	11
1.1. Электропередачи с повышенным числом фаз.....	11
1.2. Многоцепные линии электропередачи.....	12
1.3. Компактные ЛЭП повышенной пропускной способности.....	16
1.4. Разомкнутые ЛЭП.....	20
1.5. Сдвоенные линии «два провода-земля».....	21
Выводы.....	23
2. КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОФАЗНЫХ ЛЭП В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ.....	24
2.1. Фазные координаты в расчетах режимов электрических систем.....	24
2.2. Моделирование нормальных режимов.....	26
2.3. Моделирование аварийных режимов.....	38
2.4. Моделирование электромагнитных полей.....	53
2.5. Компактизация многофазных ЛЭП.....	68
2.6. Четырехфазная кабельная линия.....	72
2.7. Шестифазная кабельная ЛЭП.....	76
Выводы.....	81
3. МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ СИСТЕМ С МНОГОЦЕПНЫМИ, КОМПАКТНЫМИ И РАЗОМКНУТЫМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	86
3.1. Моделирование нормальных режимов многоцепных ЛЭП.....	86
3.2. Моделирование электромагнитных полей многоцепных ЛЭП.....	90
3.3. Моделирование нормальных режимов КВЛ.....	93
3.4. Моделирование электромагнитных полей КВЛ.....	113
3.5. Моделирование неполнофазного режима.....	132
3.6. Моделирование дальних ЛЭП разомкнутого типа.....	135
3.7. Моделирование ЛЭП «два провода-земля».....	143
Выводы.....	156
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	161
Приложение А. Акты внедрения.....	170

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Smart Grid – интеллектуальная сеть
ВЛ – воздушная линия электропередачи
ДПЗ – два провода – земля
ЗВЛ – ЛЭП в замкнутом исполнении
КВЛ – компактная воздушная линия
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия
ЛЭП – линия электропередачи
МС – многофазная система
МСС – метод симметричных составляющих
МФ ЛЭП – многофазная линия электропередачи
МЦ ЛЭП – многоцепная линия электропередачи
ПЗ – провод – земля
ПК – программный комплекс
ПКЭ – показатели качества электроэнергии
ПС – подстанция
РСЗ – решетчатая схема замещения
РВЛ – разомкнутая воздушная линия
СМЭ – статический многопроводный элемент
СПЭ – молекулярно сшитый полиэтилен
СТЭ – система тягового электроснабжения
СЭС – система электроснабжения
ТЛЭП – традиционная линия электропередачи
ТП – тяговая подстанция
УВН – ультравысокое напряжение
УСВЛ – управляемая самокомпенсирующаяся воздушная линия
УУР – уравнения установившегося режима
ФПУ – фазоповоротное устройство
ХХ – холостой ход
ЧЛЭП – четырехфазная линия электропередачи
ЭДС – электродвижущая сила
ЭМП – электромагнитное поле
ЭЭ – электроэнергия
ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Осуществляемый в настоящее время переход электроэнергетики на технологическую платформу [11 – 14, 17, 48, 86, 158], базирующуюся на использовании концепции интеллектуальных электрических сетей (smart grid) направлен, прежде всего, на повышение эффективности работы электроэнергетических систем и требует решения следующих технических задач:

- увеличение пропускной способности линий электропередачи [79, 80, 82, 112];
- обеспечение статической и динамической устойчивости ЭЭС [63];
- снижение потерь мощности и энергии;
- уменьшение уровня электромагнитных полей, создаваемых ЛЭП [98];
- сокращение полосы отчуждения земельных угодий под строительство линий электропередач.

Для решения сформулированных задач возможно использование следующих подходов:

- перевод высоковольтных ЛЭП в многофазный режим;
- использование многоцепных и компактных линий электропередачи;
- разработка и внедрение ЛЭП специальной конструкции, например, разомкнутых [55, 81, 88–97, 99, 118–120] и неполнофазных [5, 113, 116].

Результаты исследований, представленных в работах [7, 16, 19, 20, 41, 47, 51, 100], показывают, что увеличением числа фаз можно повысить надежность и пропускную способность ЛЭП и снизить их неблагоприятное экологическое воздействие на окружающую природную среду. Получение многофазной системы напряжений с числом фаз, отличным от трех, может быть реализовано на основе специальных трансформаторов, аналогичных тем, которые широко применяются в преобразовательной технике [15].

Актуальная задача сокращения землеотвода под строительство объектов электроэнергетики может быть решена с помощью применения многоцепных

ЛЭП. Для повышения пропускной способности дальних электропередач предлагается применение линий разомкнутого типа [106, 118-120], положительной особенностью которых является то, что при определенной длине емкостная проводимость между прямым и встречным проводниками может полностью скомпенсировать индуктивность линии. Для снижения расхода цветного металла на сооружение ЛЭП можно использовать сдвоенные линии «два провода – земля» [5, 11, 116], существенным отличием которых от одноцепных ДПЗ является отсутствие тока в земле.

Для практического использования описанных выше ЛЭП в условиях цифровизации электроэнергетики требуется разработка адекватных методов моделирования ЭЭС, имеющих в своем составе такие линии электропередачи.

Значительный вклад в решение проблемы создания и развития интеллектуальных сетей smart grid внесли О. М. Бударгин, В. Н. Вариводов, И. О. Волкова, Н. И. Воропай, В. Э. Воротницкий, И. А. Головинский, В. В. Дорофеев, Т. В. Иванов, С. Н. Иванов, М. И. Лондер, Б. Б. Кобец, В. Г. Курбацкий, Г. П. Кутовой, Ю. Н. Кучеров, Е. Л. Логинов, А. А. Макаров, Л. В. Массель, М. Ш. Мисриханов, Ю. И. Моржин, Э. Б. Наумов, В. Р. Огороков, А. В. Паздерин, В. Н. Рябченко, В. Ф. Ситников, В. А. Скопинцев, Ю. Г. Шакарян, В. J. Baliga, Bernd M. Buchholz, C. W. Gelling, A. Q. Huang, Y. Liu, Z. Styczynski, R. Wang, P. Wang, G. Xiao, W. Sung и другие [4, 10, 12 – 14, 45, 46, 148, 77,].

Вопросам моделирования многофазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП посвящены работы Александрова Г. Н., Андреева Н. Н., Бушуева В. В., Быковой Е. В., Вариводова В. Н., Гершенгорна А. И. Гольдштейна В. Г., Зуева Э. Н., Каревой С. Н., Карницкого В. Ю., Константинова А. М. Королева А. Н., Короткова В. В., Красильниковой Т. Г., Куликова К. В., Манусова В. З., Поспелова Г. Е., Постолатия В. М., Ракушева Н. Ф., Самородова Г. И., Степанова В. М., Сулова В. М., Тимашовой Л. В., Федина В. Т., Чипизубова Д. И., Шакаряна Ю. Г., Шишкова Е. М. и других авторов [1 – 3, 5, 7, 10, 17, 43, 44, 47, 49–55, 65, 77, 82, 84, 85, 87, 99, 101–103, 108, 109, 117, 118–121, 122, 123, 142 – 144].

Работы этих авторов создают методологический базис для проведения

исследований линий электропередачи перечисленных типов. Одна из основных задач, требующая решения в условиях цифровизации электроэнергетики, состоит в разработке методов комплексного моделирования режимов интеллектуальных ЭЭС, имеющих в своем составе многофазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП.

Цели и задачи. Цель настоящей работы состояла в создании математических моделей мультифазных, многоцепных, компактных ЛЭП и методов моделирования режимов ЭЭС, имеющих в своем составе такие линии, а также разомкнутые воздушные ЛЭП и линии «два провода-земля». Для достижения сформулированной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать особенности многофазных, многоцепных и компактных ЛЭП, а также РВЛ и линий ДПЗ;
- разработать математические модели трансформаторных преобразователей, многофазных, многоцепных и компактных ЛЭП, а также РВЛ и линий ДПЗ;
- реализовать методы моделирования режимов ЭЭС, имеющих в своем составе перечисленные в предыдущем пункте линии;
- разработать методику моделирования электромагнитных полей, создаваемых перечисленными выше типами ЛЭП.

Решение сформулированных задач осуществлено на базе методов моделирования ЭЭС в фазных координатах [14, 20], использующих решетчатые схемы замещения из RLC-элементов, соединенных по схемам полных графов.

Объект исследований. Интеллектуальные электроэнергетические системы с активно-адаптивными сетями, имеющие в своем составе многофазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП, а также сдвоенные линии ДПЗ воздушного и кабельного исполнения.

Предмет исследований. Методы моделирования режимов ЭЭС, включающих в свой состав многоцепные, мультифазные, компактные и разомкнутые ЛЭП, а также сдвоенные линии ДПЗ воздушного и кабельного исполнения.

Научную новизну составляют следующие результаты, выносимые на защи-

ту:

- модели электроэнергетических систем, включающих в свой состав многофазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП, а также линии ДПЗ; в отличие от известных указанные модели и методы определения нормальных и аварийных режимов ЭЭС реализованы на основе фазных координат и решетчатых схем замещения;

- методы анализа электромагнитной обстановки на трассах многофазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП, а также линий ДПЗ, отличающиеся от известных способами определения электромагнитных полей, использующих результаты расчета режимов в фазных координатах;

- конструктивные схемы четырехфазной и шестифазной ЛЭП, отличающиеся от известных использованием кабелей специального исполнения с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена;

- оригинальные конструктивные схемы двухкабельной и четырехкабельной линий «два провода-земля» сдвоенного типа.

Методы исследования рассмотренных в диссертации задач базировались на анализе математических моделей ЭЭС с применением аппарата линейной алгебры, теории функций многих переменных, численных методов решения нелинейных уравнений большой размерности. В качестве основного инструмента для проведения вычислительных экспериментов использовался разработанный в ИрГУПСе комплекс программ «Fazonord».

Достоверность результатов, полученных в диссертации, обеспечивалась на основе использования апробированных методов современной теории режимов ЭЭС, положенных в основу предлагаемых в работе методов моделирования многофазных, многоцепных и компактных ЛЭП, а также РВЛ и линий ДПЗ. Адекватность применяемых в работе моделей подтвердилась соответствием реальным принципам функционирования ЭЭС, а также согласованностью с результатами, полученными другими авторами и измерениями на реальных объектах.

Теоретическая и практическая значимость работы. Теоретическая зна-

чимость результатов диссертационных исследований состоит в разработке положений, обеспечивающих реализацию методов и алгоритмов адекватного определения режимов ЭЭС, имеющих в своем составе многофазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП, а также линии ДПЗ.

Практическая значимость полученных результатов состоит в том, что они могут применяться для определения режимов интеллектуальных ЭЭС, сетевая инфраструктура которых содержит многофазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП, а также линии ДПЗ. С помощью предложенных в работе методов и алгоритмов можно решать следующие задачи, возникающие при проектировании и эксплуатации:

- определение режимов интеллектуальных ЭЭС с активно-адаптивными сетями (ИЭЭС ААС);
- определение условий электромагнитной безопасности на трассах многофазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП, а также сдвоенных линий ДПЗ;
- повышение энергоэффективности и качества электроэнергии в ИЭЭС ААС.

Апробация работы. Результаты, полученные на основе проведенных в диссертации исследований, докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях: XXI Всероссийской Байкальской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении», 2016 г.; I(XVI) всероссийской научно-технической конференции студентов и магистрантов «Молодая мысль – развитию энергетики» (2016, 2018 гг.); Всероссийской научно-практической конференции «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (2017, 2018, 2019 гг.); международной научно-практической конференции «Транспортная инфраструктура Сибирского региона» (2017, 2018 гг.); международной научно-технической конференции имени профессора В. Я. Баденикова «Современные технологии и научно-технический прогресс» (2017, 2018, 2019 гг.); международной научной конференции

«International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)», 2019 г.; международной научной конференции «International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES-2019)», 2019 г.; международном научном семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики (RSES 2020), 2020 г.; международной научной конференции «Энергетика XXI века: устойчивое развитие и интеллектуальное управление (ENERGY-21), 2020 г.

Реализация результатов работы. Цифровые модели и результаты моделирования режимов, а также практические рекомендации по применению предложенных алгоритмов использованы в разработках ООО «НТЦ Параметр».

Материалы диссертации используются в учебном процессе на кафедрах «Электроэнергетика транспорта» ИрГУПС и «Электроснабжение и электротехника» ИРНТУ, «Электротехника и электроника» Военно-промышленного колледжа провинции Фу Тхо Социалистической Республики Вьетнам.

Диссертация соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы: п. 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»; п. 10 «Теоретический анализ и расчетные исследования по транспорту электроэнергии переменным и постоянным током, включая проблему повышения пропускной способности транспортных каналов»; п. 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Структура и объём работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников из 158 наименований. Общий объем диссертации 174 страницы, в тексте содержится 220 рисунков и 51 таблиц.

Публикации. Результаты исследований опубликованы в 25 работах [9, 32–37, 62, 64, 66–76, 78, 131], из них 3 статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности 05.14.02 и одной статье по смежной специальности 05.14.01, а также в четырех статьях, проиндексированных в Scopus. В работах, которые опубликованы с соавторами, автору настоящей работы принадлежит от 25 до 33 % результатов. Положения, которые определяют научную новиз-

ну и выносятся на защиту, получены автором диссертации лично.

Содержание работы. В первой главе диссертации описание многофазных электрических систем, приведена их классификация и проанализированы особенности. Здесь же дана характеристика многоцепных, компактных и разомкнутых линий электропередачи.

Во второй главе представлены технологии моделирования режимов ЭЭС, включающих в свой состав описанные выше ЛЭП. Они основаны на использовании фазных координат; при этом модели элементов ЭЭС формируются на базе решетчатых схем замещения, имеющих полносвязную топологию. Предложена оригинальная конструктивная схема девятифазной ЛЭП. Приведены результаты моделирования нормальных и аварийных режимов ЭЭС, имеющих в своем составе многофазные линии, и представлены данные, характеризующие условия электромагнитной безопасности на их трассах. Рассмотрены вопросы компактизации многофазных ЛЭП. Представлена концепция многофазных кабельных ЛЭП и результаты моделирования их режимов.

В третьей главе рассмотрены вопросы моделирования режимов систем с многоцепными, компактными и разомкнутыми линиями электропередачи, а также сдвоенными линиями ДПЗ. Основная задача моделирования заключалась в выявлении особенностей разных типов ЛЭП по возможностям передачи мощности, качеству электроэнергии и создаваемым электромагнитным полям.

1. МУЛЬТИФАЗНЫЕ, МНОГОЦЕПНЫЕ И КОМПАКТНЫЕ ЛЭП

1.1. Электропередачи с повышенным числом фаз

Многофазные системы трансформаторными преобразователями широко используются при создании многопульсовых выпрямителей [15]. На основе таких преобразователей можно реализовать многофазные линии электропередачи (рисунок 1.1). Моделированию и анализу многофазных линий посвящены работы [7, 16, 19, 20, 41, 47, 51, 100, 124–128, 132, 133, 135–138, 140–141, 145, 146–147, 149–157].

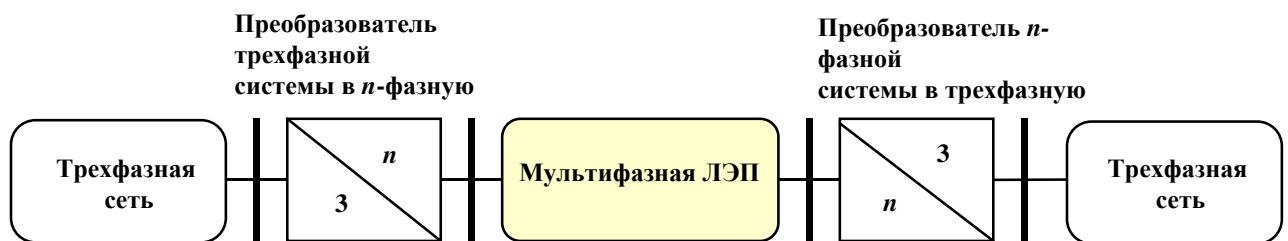


Рисунок 1.1 – Многофазная ЭЭС

По сравнению с трехфазными МФ ЛЭП обладают следующими преимуществами [16]:

- повышенной пропускной способностью;
- меньшим различием токов проводов;
- пониженными потерями энергии и напряженностями электромагнитных полей.

За счет их применения возможно минимизировать негативные эффекты коронного разряда путем уменьшения радиоизлучения и акустического шума. В ряде случаев появляется возможность не использовать дорогостоящие транспозиционные опоры [18, 20];

За счет увеличения числа фаз может быть достигнуто более низкое воздействие электромагнитных полей ЛЭП на окружающую природную среду. В результате могут быть уменьшены размеры зон отчуждения земли на трассах таких ЛЭП. Наличие в многофазных ЛЭП линейных напряжений, равных или меньших

фазного, позволяет выполнить компактизацию этих линий при размещении проводов по окружности и выполнении соответствующей фазировки.

В качестве примера на рисунке 1.2 показано расположение проводов в сечении шестифазной ЛЭП.

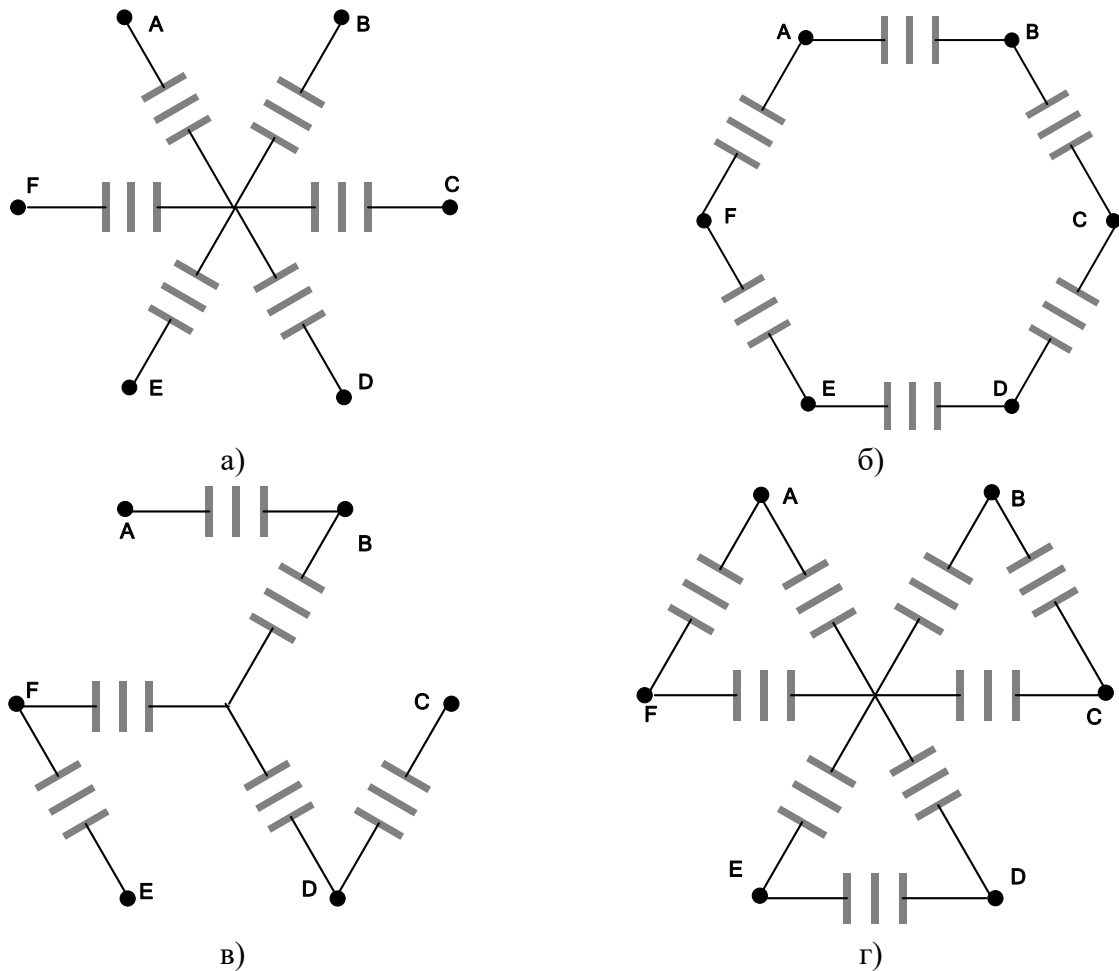


Рисунок 1.2 – Расположение проводов шестифазной ЛЭП:
а – звезда; б – шестиугольник; в – зигзаг; г – тройной треугольник

Основной недостаток многофазных ЛЭП заключается в повышенной стоимости преобразовательного оборудования [15, 114].

1.2. Многоцепные линии электропередачи

Особую актуальность в современных условиях приобретает задача сокращения землеотвода под строительство объектов электроэнергетики. Один из возможных путей ее решения состоит в применении многоцепных ЛЭП [4, 117]. Такой способ позволяет сооружать новые ВЛ путем увеличения числа цепей существующих ЛЭП и не выходить за пределы выделенных коридоров.

В отечественной и зарубежной практике есть опыт сооружения комбинированных многоцепных ЛЭП. За рубежом такие линии применялись с семидесятых годов прошлого века. В частности, шестицепная ЛЭП смонтирована в Германии. На двух высших траверсах ее опор подвешены две линии 380 кВ, а на нижних и средних траверсах – по две линии 220 и 110 кВ (рисунок 1.3 а). Четырехцепная линия 230 – 66 кВ Таба – Шарм-Эль-Шейх функционирует в Египте. В республике Словакия работает многоцепная ЛЭП «Донау» (рисунок 1.3 б). Она включает в себя две верхних цепи напряжением 400 кВ и две цепи нижнего подвеса 110 кВ (рисунок 1.3).

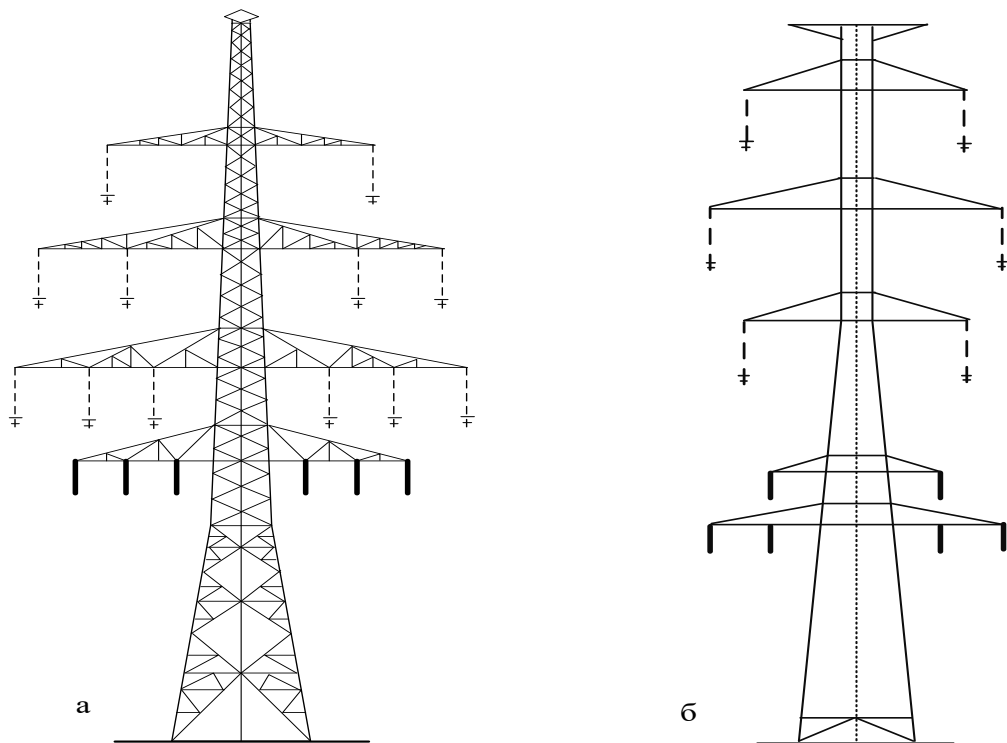


Рисунок 1.3 – Конструкции промежуточных опор шестицепной (а) МВЛ 2×380 кВ + 2×220 кВ + 2×110 кВ и четырехцепной (б) линии «Донау» 2×400 кВ + 2×110 кВ

В Российских электрических сетях пока не наблюдается масштабного применения МЦ ЛЭП. В настоящее время используются несколько ЛЭП подобной конструкции:

- трёхцепный участок ВЛ 500 кВ, входящий в схему выдачи мощности Саяно-Шушенской ГЭС;
- четырехцепная ВЛ 110 кВ в «Тюменьэнерго»;

- МЦ ЛЭП 220-110 кВ, проходящие по территории северо-запада Москвы и ближайшего Подмосковья.

Классификация воздушных линий электропередачи по числу цепей проиллюстрирована схемой, представленной на рисунке 1.4.

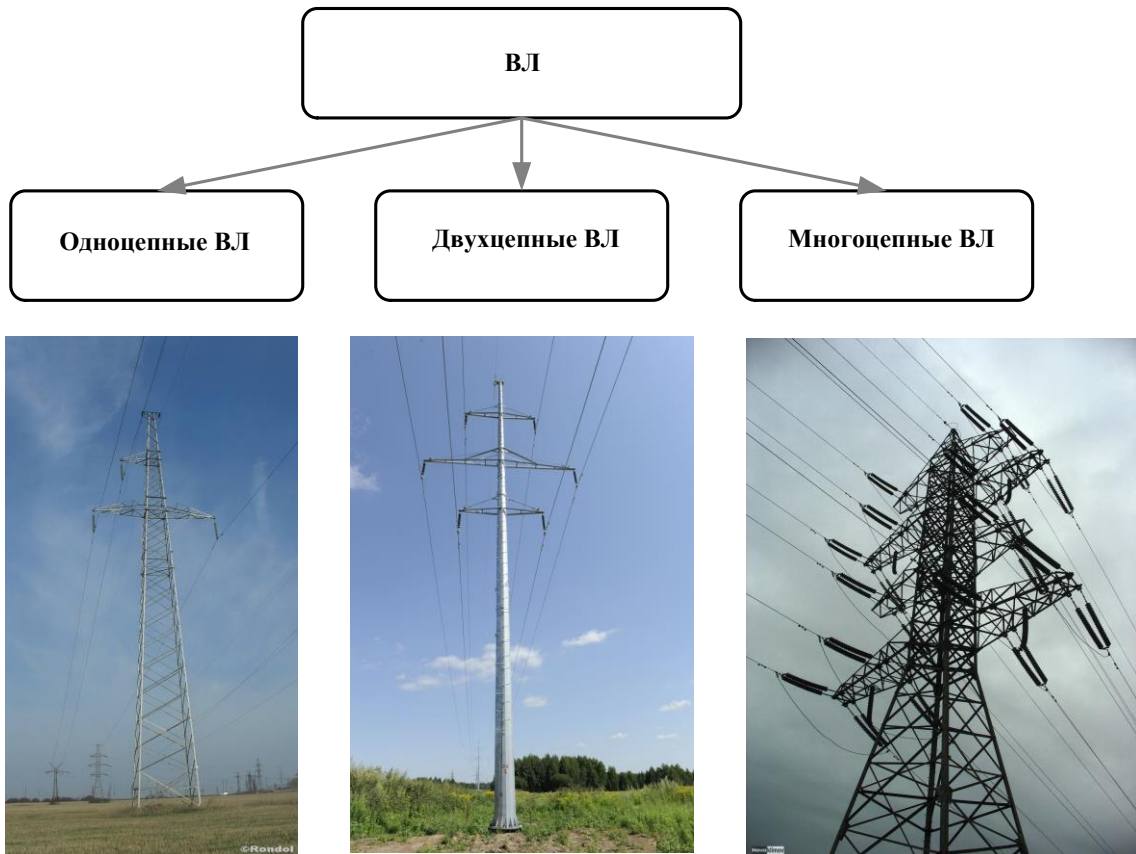


Рисунок 1.4 – Классификация воздушных линий электропередачи по числу цепей

Типы и конструкции опор МЦ ЛЭП отличаются материалом, исполнением и способом подвески проводов. На рисунке 1.5 а показана опора с высотой 63,4 м немецкой многоцепной линии.



а)



б)



в)

Рисунок 1.5 – Опоры МЦ ЛЭП



Рисунок 1.6 – Четырехцепная воздушная линия с изолированными проводами

На одно- и двухцепных высоковольтных линиях применяются унифицированные конструкции металлических и железобетонных опор. В отличие от этого, опоры МЦ ЛЭП являются уникальными. В последние годы, для сооружения МЦ

ЛЭП стали применяться металлические многогранные опоры столбового типа (рисунки 1.5 а и б).

Многоцепные линии реализуются также на низком напряжении с использованием самонесущих изолированных проводов (рисунок 1.6).

Несимметричное расположение проводов на опорах МЦ ЛЭП обуславливает неодинаковость индуктивностей и емкостей разных фаз. Кроме того, имеет место значительные взаимные электромагнитные влияния цепей линии. Поэтому для моделирования режимов ЭЭС, включающих МЦ ЛЭП, целесообразно использовать фазные координаты.

1.3. Компактные ЛЭП повышенной пропускной способности

Компактные линии электропередачи характеризуются нетрадиционным расположением проводов и сближением фаз до минимально допустимых расстояний с учетом технических ограничений, которые определяются следующими факторами [10, 42, 83, 103, 104, 105, 107 – 110, 117, 122, 123]:

- перемещения проводов в пролете под воздействием ветра;
- несинхронные раскачивания;
- колебания при сбрасывании гололеда;
- перенапряжения и условия ограничения коронного разряда.

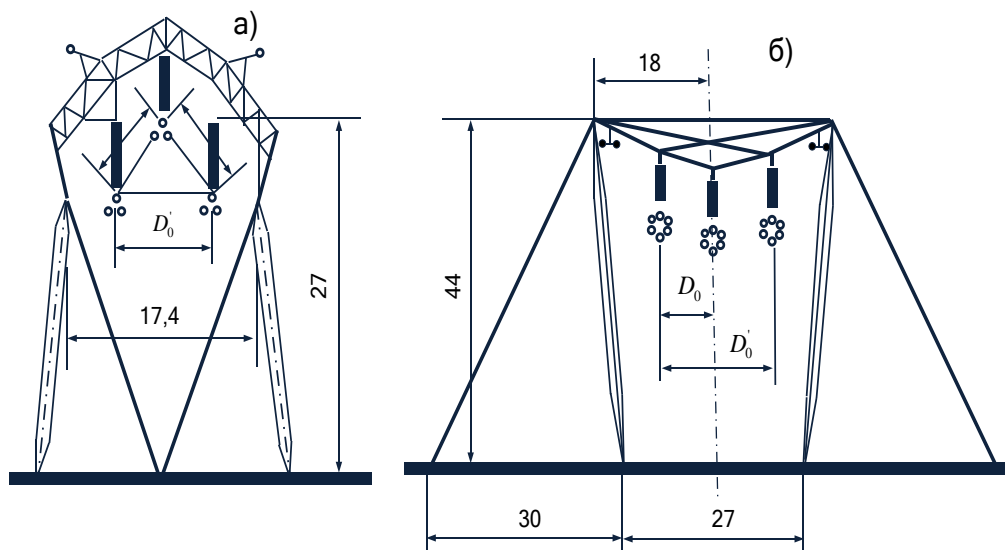


Рисунок 1.7 – Варианты опор для компактных линий: а – с арочной траверсой для линии напряжением 500 кВ; б – с вантовой траверсой для линии напряжением 750 кВ

Компактные ВЛ создаются путем сближения проводов фаз в пролете с помощью стяжек из электроизоляционных материалов, например, стержневых полимерных изоляторов. При этом расстояния между фазами на опорах не изменяются.

Другой путь создания компактных ВЛ показан на рисунке 1.7 и основан на применении опор специального типа. При этом ВЛ могут выполняться с горизонтальным расположением фаз, с приподнятой (рисунок 1.7а) или опущенной средней фазой (рисунок 1.7 б). При выборе минимально допустимых расстояний между фазами для таких ЛЭП ограничивающим фактором являются коммутационные перенапряжения. Минимальные сечения ограничиваются радиопомехами и потерями на корону.

Технические характеристики КВЛ приведены в таблице 1.1. Для сравнения следует отметить, что на ВЛ традиционных конструкций расстояния между фазами принимаются равными:

- при напряжении 330 кВ – 8,4 м;
- при напряжении 500 кВ – 12 м;
- при напряжении 750 кВ – 13,5...19,5 м.

К достоинствам треугольного расположения фаз относится практически полная симметрия параметров, поэтому нет необходимости в транспозиции фаз.

Таблица 1.1 – Технические данные компактных линий

Напряже- ние, кВ	Минимальные допустимые расстояния при расположении проводов, м				Минимальные допустимые сечения
	горизонтальном		треугольном		
	D_0	D'_0	D_0	D'_0	
330	5,5	11,0	6,0	6,0	2 х АС-400/22 3 х АС-185/56
500	7,5	15,0	7,8	10,0	3 х АС-500/27 4 х АС-240/56
750	9,0	18,0	10,0	12,0	6 х АС-330/45 7 х АС-240/32
1150	15...17	30...34	–	–	–

Примечание: D_0 – расстояния между средней и крайней фазами; D'_0 – расстояния между крайними фазами

Следующая группа компактных ВЛ отличается применением расщепленных фаз нетрадиционной конфигурации (рисунок 1.8). Они характеризуются тем, что расстояния между фазами уменьшены до предельно допустимых значений. Некоторые конструкции предполагают расщепление части фаз на два сегмента (рисунки 1.8, ж, з).

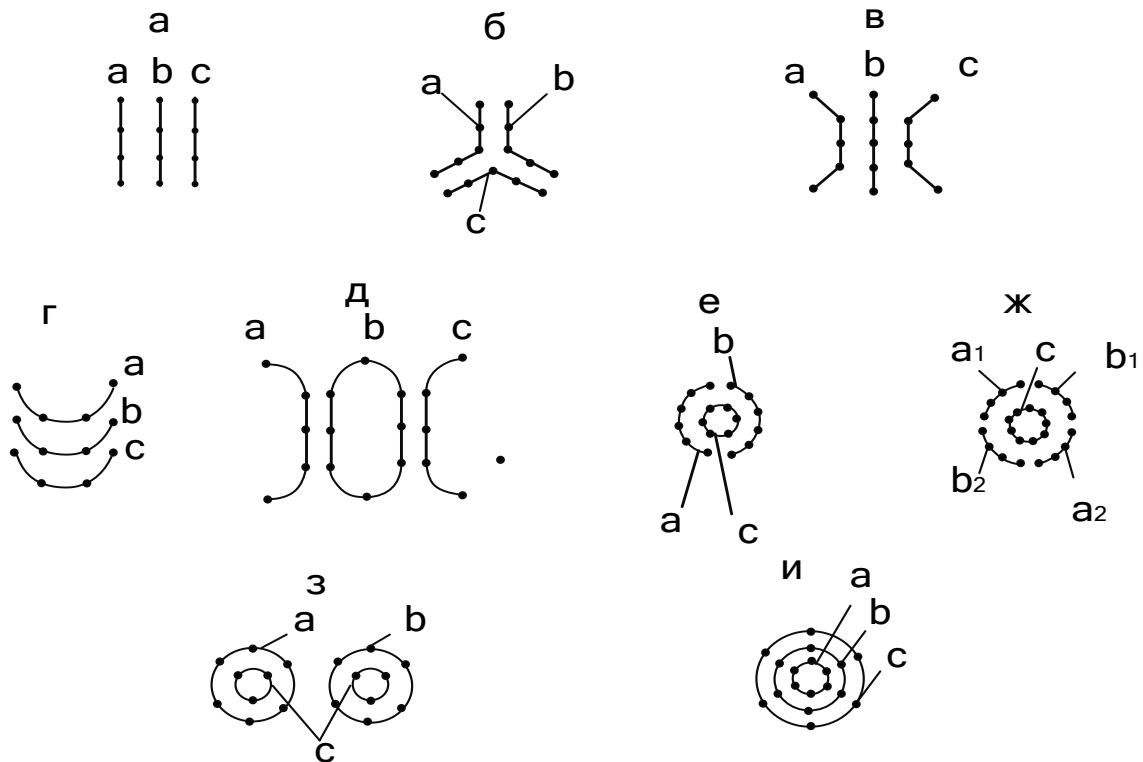


Рисунок 1.8 – Расположение проводов расщеплённых фаз компактных линий: а, в – плоское, б – треугольное; г – параболическое; д – эллиптическое; е – коаксиальное двухсегментное; ж – коаксиальное четырёхсегментное; з, и – коаксиальное

К компактным линиям относятся также многоценные ВЛ с фазовым сдвигом между двумя системами трехфазных напряжений, приложенных к разным цепям. В этих линиях фазы попарно сближаются до минимально допустимых расстояний. На рисунке 1.9 представлены варианты взаимного расположения проводов фаз разных цепей, а на рисунке 1.10 – примеры размещения проводов на опорах.

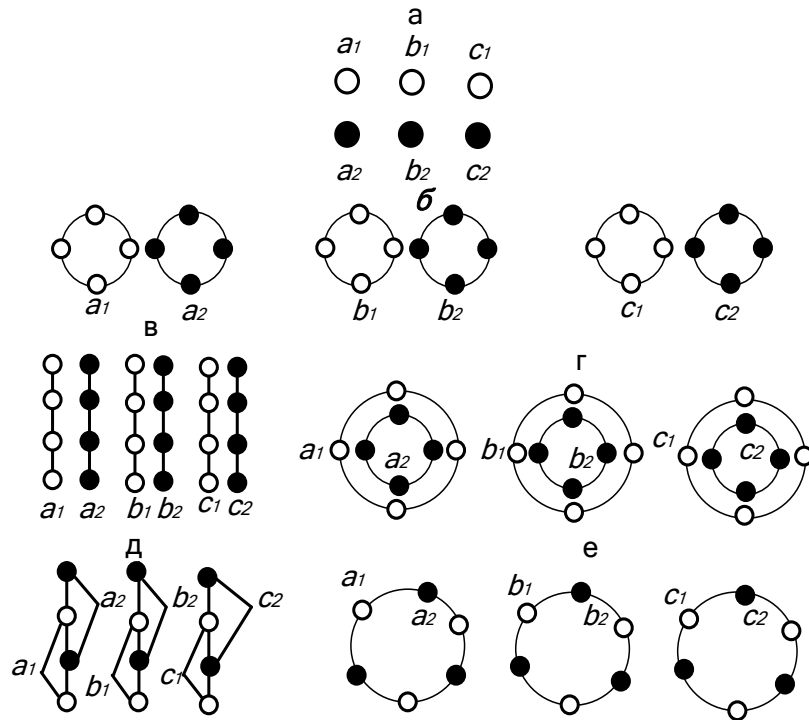


Рисунок 1.9 – Схемы расположения проводов фаз линий с фазовым сдвигом: а – с нерасщеплёнными фазами; б – с расщеплёнными фазами традиционным способом; в – с расщеплёнными плоскими фазами; г – с коаксиальными фазами; д – с однорядным расположением проводов в фазе; е – с контурным расположением проводов в фазе

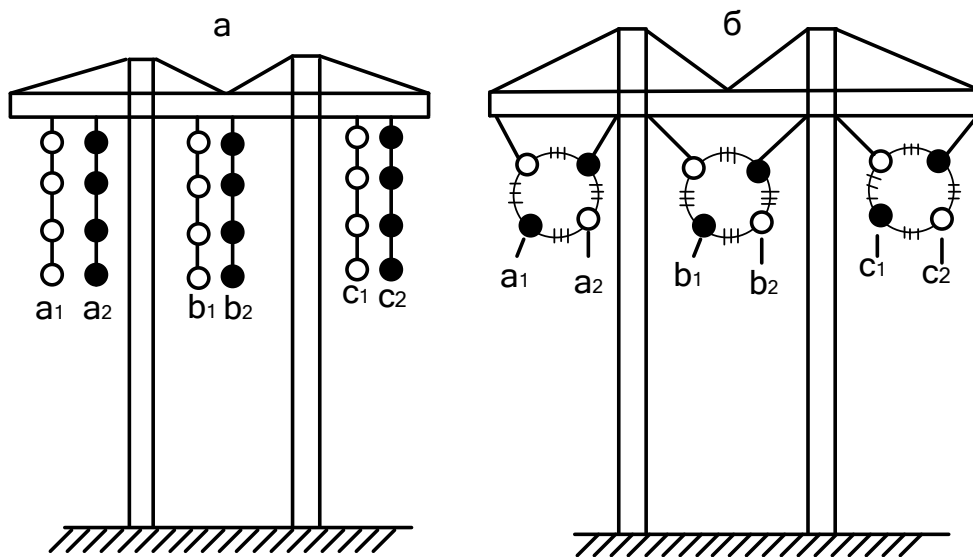


Рисунок 1.10 – Схематичное расположение проводов на опорах компактных ВЛ: а – по рисунку 1.9, в; б – по рисунку 1.9, е

КВЛ по сравнению с традиционными конструкциями характеризуется уменьшенной индуктивностью, повышенной емкостью, сниженным волновым сопротивлением и более высокой натуральной мощностью.

1.4. Разомкнутые ЛЭП

Идея дальней линии электропередачи разомкнутого типа была предложена в работе [99]. Результаты комплексных исследований разомкнутых воздушных линий приведены в работах [118-120]. В РВЛ каждая фаза включает два изолированных друг от друга провода (рисунок 1.11). Один из этих проводов, называемый прямым, подключается к шинам передающей подстанции, а второй, называемый встречным, присоединяется к шинам приемной ПС. Положительной особенностью РВЛ является то, что при определенной длине ЛЭП емкостная проводимость между прямым и встречным проводниками может полностью скомпенсировать индуктивность линии.

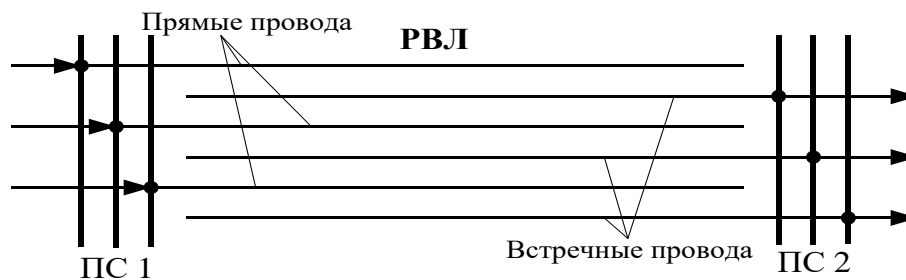


Рисунок 1.11 – Схема РВЛ

Возможные конструкции расщепленных фаз РВЛ показаны на рисунке 1.12.

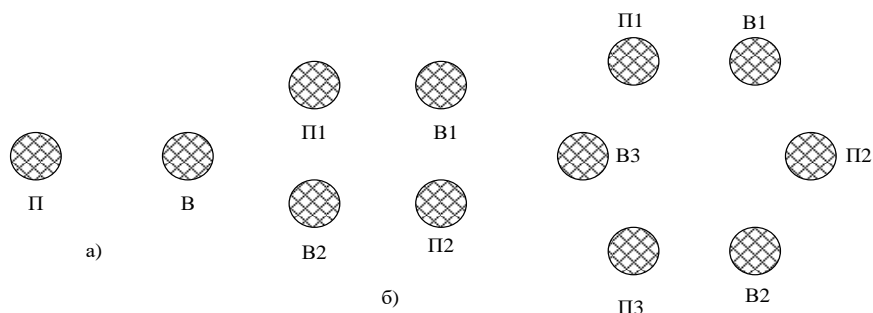


Рисунок 1.12 – Конструкции фаз РВЛ: а – по одному прямому (П) и встречному (В) проводу; б – два прямых (П1, П2) и встречных (В1, В2) провода; в – три прямых (П1...П3) и встречных (В1...В3) провода

Преимущества и недостатки ЛЭП данной конструкции детально проанализированы в работах [118-120]. Поэтому эти вопросы оставлены за рамками насто-

ящего исследования, цель которого состояла в разработке моделей РВЛ и анализе режимов электрических сетей с такими линиями.

1.5. Сдвоенные линии «два провода-земля»

Передача электроэнергии на удаленные объекты с небольшой мощностью потребления требует значительных затрат на сооружение ЛЭП среднего напряжения 6-10-35 кВ. Для их снижения и уменьшения расхода цветного металла возможно применение технологий, основанных на использовании земли в качестве токоведущего элемента [5, 11, 116]. На базе таких технологий могут быть реализованы ЛЭП «провод-земля» (SWER¹) и «два провода-земля». Один из главных недостатков линий ПЗ и ДПЗ состоит в снижении электробезопасности из-за протекания токов в земле.

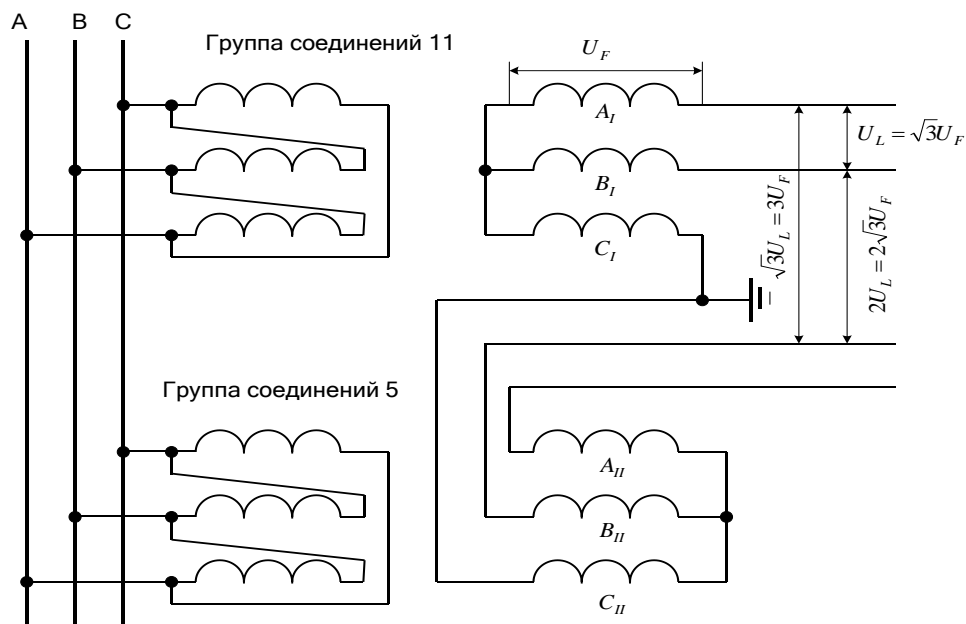


Рисунок 1.13 – Принципиальная схема сдвоенной ДПЗ

Значительно повысить условия безопасности возможно с помощью применения сдвоенных схем ДПЗ (рисунок 1.13), предложенных в работах [5, 11]. Совершенствованию сдвоенных ЛЭП ДПЗ посвящены работа [116]. За счет применения трансформаторов с группами соединений 5 и 11 достигается противофазность напряжений заземляемых фаз (рисунок 1.14) и ток в земле в нормальном

¹ SWER (Single Wire Earth Return) — однопроводная линия с землей в качестве обратного провода.

симметричном режиме протекать не будет.

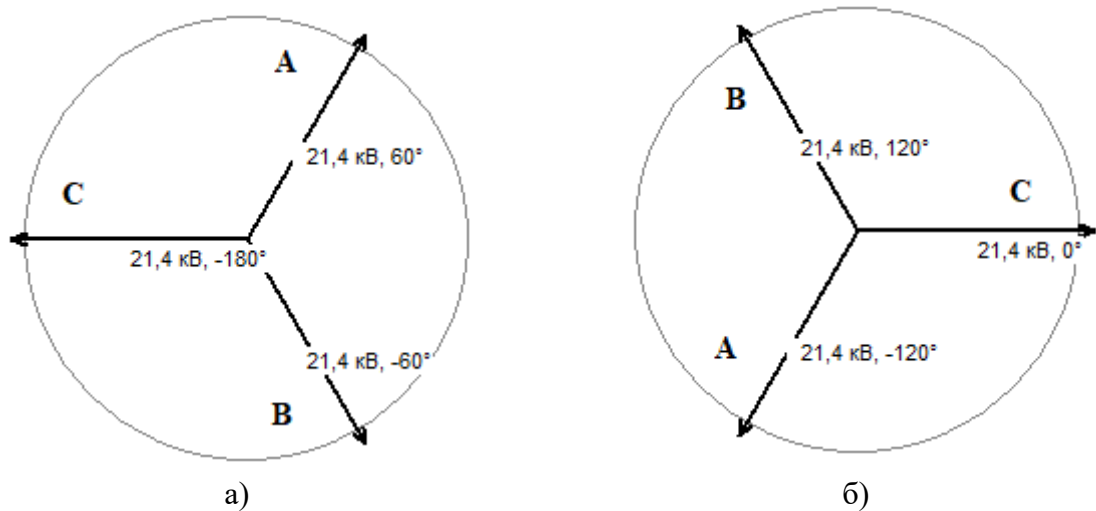


Рисунок 1.14 – Векторные диаграммы напряжений вторичной стороны трансформаторов при отсутствии заземления фаз С:
а – 5 группа соединений; б – 11 группа соединений

Результаты исследований, приведенные в работах [5, 11, 116], свидетельствуют о перспективности применения сдвоенных ДПЗ, в частности, для электропитания объектов, расположенных в районах, удаленных от развитой сетевой инфраструктуры. Однако для обоснованного применения таких технологий требуются адекватные компьютерные модели, которые вследствие несимметричной структуры сдвоенных ДПЗ необходимо реализовывать на базе фазных координат.

В условиях цифровизации электроэнергетики для практического использования описанных выше перспективных конструкций ЛЭП требуется разработка компьютерных моделей ЭЭС, включающих в свой состав такие линии. Данные модели должны обеспечивать решение следующих задач:

- корректно учитывать взаимные электромагнитные влияния токоведущих частей;
- обеспечивать определение следующих режимов: нагрузочных симметричных и несимметричных; аварийных, вызванных различными видами коротких замыканий, неполнофазных и несинусоидальных;
- давать возможность анализировать условия электромагнитной безопасности на трассах рассматриваемых ЛЭП путем определения напряженностей электромагнитного поля в заданных точках пространства, окружающего ЛЭП.

Выводы

1. Перевод трехфазных ЛЭП в многофазный режим позволяют получить следующие положительные эффекты: увеличить пропускная способность; уменьшить несимметрию токов проводов, потери мощности и напряженности ЭМП.

2. Для сокращения путей землеотвода под строительство объектов электроэнергетики многоцепные и компактные линии электропередачи.

3. Компактные ЛЭП характеризуются уменьшенной индуктивностью, повышенной емкостью, сниженным волновым сопротивлением и более высокой натуральной мощностью.

4. При определенной длине разомкнутых ЛЭП емкостная проводимость между прямым и встречным проводниками может полностью скомпенсировать индуктивность линии.

5. Для снижения затрат и уменьшения расхода цветного металла при строительстве ЛЭП возможно применение технологий, основанных на использовании сдвоенных линий «два провода–земля», в которых ток в земле в нормальном симметричном режиме протекать не будет.

6. Для практического использования перспективных конструкций ЛЭП требуется разработка компьютерных моделей ЭЭС, включающих в свой состав такие линии. Данные модели должны обеспечивать решение следующих задач: корректно учитывать взаимные электромагнитные влияния токоведущих частей; обеспечивать расчет нагрузочных, аварийных и неполнофазных режимов; давать определять напряженности электромагнитного поля на трассах ЛЭП.

2. КОМПЛЕКСНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОФАЗНЫХ ЛЭП В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ

2.1. Фазные координаты в расчетах режимов электрических систем

При использовании фазных координат модели элементов ЭЭС формируются на базе решетчатых схем замещения, имеющих полностью связную топологию.

Для k -й ЛЭП матрица проводимостей РСЗ может быть получена на основе следующего соотношения:

$$\underline{\mathbf{Y}}_k = -\mathbf{M}_k \underline{\mathbf{Z}}_k^{-1} \mathbf{M}_k^T + j\omega \mathbf{C}_k,$$

где $\underline{\mathbf{Z}}_k$ – симметричная матрица сопротивлений с размерностью $r \times r$; $j = \sqrt{-1}$; $\omega = 314$ рад/с; $\mathbf{M}_k = [\mathbf{E}_r \quad -\mathbf{E}_r]^T$; \mathbf{E}_r – вектор-строка размерностью r , составленная из единиц; \mathbf{C}_k – матрица емкостных проводимостей.

Матрица \mathbf{C}_k определяется так

$$\mathbf{C}_k = 0,5 \begin{bmatrix} \mathbf{B}_k & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{B}_k \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{B}_k = \mathbf{A}^{-1}$; \mathbf{A} – матрица потенциальных коэффициентов.

Для силовых трансформаторов, а также фазообразовательных устройств трансформаторного типа, матрица проводимостей РСЗ определяется следующим образом:

$$\underline{\mathbf{Y}}_k = -\mathbf{M}_k \underline{\mathbf{Z}}_k^{-1} \mathbf{M}_k^T; \underline{\mathbf{Z}}_k = \underline{\mathbf{Z}}_T - j\omega \mathbf{W}_1 \mathbf{R}_M^{-1} \mathbf{W}_2,$$

где $\underline{\mathbf{Z}}_T$ – матрица электрических сопротивлений обмоток трансформатора; \mathbf{R}_M – матрица магнитных сопротивлений; $\mathbf{W}_1, \mathbf{W}_2$ матрицы, составленные из чисел витков обмоток трансформатора.

Результирующая матрица проводимостей сети $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma$ формируется на основе следующих преобразований:

$$\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma = \mathbf{M}_\Sigma \underline{\mathbf{Y}}_V \mathbf{M}_\Sigma^T,$$

где $\underline{\mathbf{Y}}_V = \text{diag } \underline{\mathbf{Y}}_k$; \mathbf{M}_Σ – обобщенная матрица инцидентий блочного типа.

Система нелинейных уравнений установившегося режима может быть запи-

сана так

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\Sigma}^* \dot{\mathbf{U}} = \text{diag} \frac{\tilde{S}_i}{\tilde{U}_i} - \underline{\mathbf{Y}}_B \dot{\mathbf{U}}_B, \quad (2.1)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_B$ – вектор напряжений балансирующих узлов; $\underline{\mathbf{Y}}_B$ – блок матрицы $\underline{\mathbf{Y}}_{\Sigma}$, соответствующий ветвям сети, связанным с балансирующими узлами; $\underline{\mathbf{Y}}_{\Sigma}^*$ – матрица $\underline{\mathbf{Y}}_{\Sigma}$, в которой убраны строки и столбцы, отвечающие балансирующим узлам.

После разделения вещественных и мнимых составляющих система (А.1) может быть представлена в следующем виде:

$$\mathbf{F}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\varphi}) = \mathbf{0}, \quad (2.2)$$

где \mathbf{U} – вектор модулей узловых напряжений; $\boldsymbol{\varphi}$ – вектор фаз.

На основе уравнений (А.2) могут быть определены режимы ЭЭС, имеющие в своем составе m – фазные элементы, а также ЛЭП специальных конструкций: многоцепные, компактные, разомкнутые, неполнофазные с использованием земли в качестве токоведущей части.

Для формирования решетчатой схемы необходимо получение собственных и взаимных сопротивлений проводов. Расчетные формулы для определения собственных сопротивлений приведены в работе [26].

Для определения сопротивлений взаимной индуктивной связи между парой проводов можно использовать формулы Карсона, учитывающие возврат токов через землю. Для грунта однородной структуры с плоской поверхностью можно записать следующее выражение (Ом/м):

$$\underline{Z}_{ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right) = j1,2566 \cdot 10^{-6} f \left(\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right),$$

где ω – круговая частота, с^{-1} ; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м; r_{ik} – расстояние между проводами i и k , м; r_{ik}' – расстояние между проводом i и зеркальным отображением провода k , м. Этой формуле соответствует координатная система, показанная на рисунке 2.1.

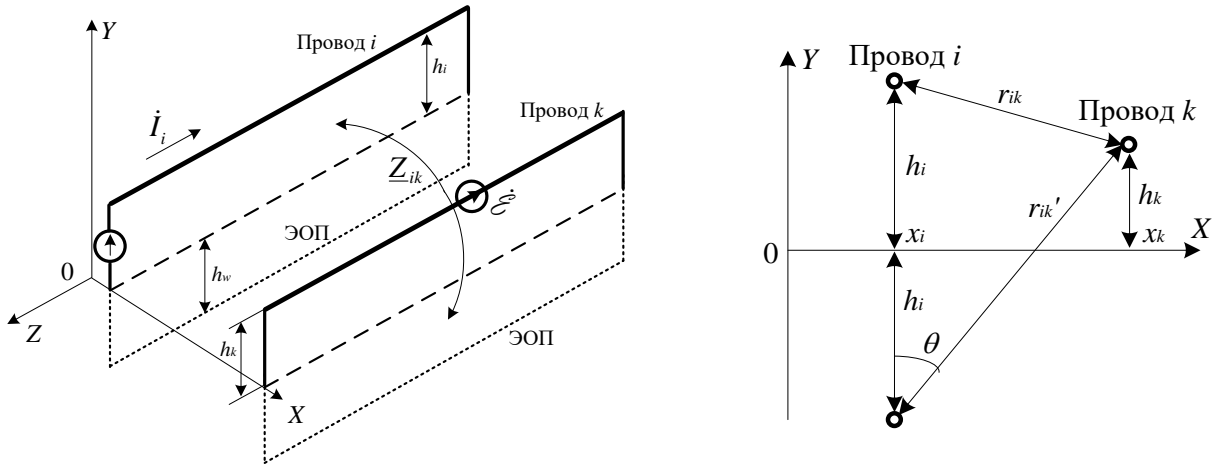


Рисунок 2.1 – Расположение токоведущих частей

Для вычисления функция \underline{F}_{ik} может использоваться следующее выражение:

$$\begin{aligned} \underline{F}_{ik} = & 0,5 - \ln(\lambda r) - j \frac{\pi}{4} - \\ & - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n} e^{jm\pi/2}}{n!(n+1)!} \times \left[\left(\ln(\lambda r) - m_n + j \frac{\pi}{4} \right) \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) \right] - \\ & - 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{r^{2n-1} e^{j(2n-1)\pi/4} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \cdot 5^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

где $m_n = 1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n+1} - \frac{1}{2(n+1)}$; $r = r_{ik}' \sqrt{\frac{\omega \mu_0}{\rho}} = 2,8099 \cdot 10^{-3} \cdot r_{ik}' \sqrt{\frac{f}{\rho}}$; f – частота, Гц; $r_{ik}' = \sqrt{(x_i - x_k)^2 + (y_i + y_k)^2}$; ρ – удельное сопротивление земли, Ом·м; $\lambda = 0,8905362$; $\theta = \arctg \frac{|x_i - x_k|}{y_i + y_k}$; (x_i, y_i) , (x_k, y_k) – координаты проводов, м.

Для ближней и дальней зон интеграла Карсона применяются аппроксимирующие формулы. Более подробное описание алгоритма вычисления \underline{F}_{ik} приведено в работе [28].

2.2. Моделирование нормальных режимов

Моделирование четырехфазных линий электропередачи. На современном этапе развития электроэнергетических систем актуальными становятся зада-

чи, связанные с увеличением пропускной способности линий электропередачи, повышением их экономической эффективности, электромагнитной безопасности и надежности. Один из путей решения этих задач состоит в использовании четырехфазных линий электропередачи [100], в основе которых лежит симметричная система напряжений с фазовым сдвигом в 90° . Трансформаторы для преобразования трехфазной системы в четырехфазную и обратно выполняются на основе схемы Скотта. Для практической реализации четырехфазных ЛЭП необходима разработка методов моделирования режимов сложных ЭЭС, включающих в свой состав такие линии.

Методы и алгоритмы, предложенные в работе [26], дают возможность моделирования любых реализуемых на практике электрических систем переменного тока в фазных координатах. Разработанный на их основе программный комплекс Fazonord позволяет проводить расчеты режимов трехфазно-четырёхфазных ЭЭС [104]. В комплексе реализованы оригинальные идеи моделирования многопроводных элементов со взаимоиндуктивными и емкостными связями с помощью решетчатых схем замещения. Такой подход позволил моделировать любые типы ЛЭП с большим количеством проводов и произвольным их соединением и любые типы однофазных, трехфазных трехстержневых и пятистержневых трансформаторов с различными схемами соединения обмоток. Кроме того, после определения режима ЭЭС могут быть выполнены расчеты напряженностей электромагнитного поля многопроводных линий электропередачи [58 –62].

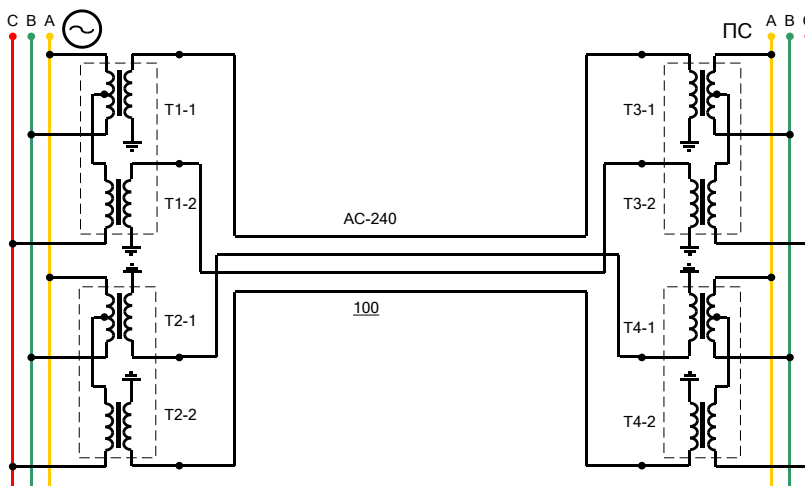


Рисунок 2.2 – Схема четырехфазной ЛЭП 220 кВ

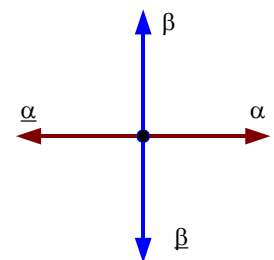


Рисунок 2.3 – Векторная диаграмма

Пример моделирования режимов работы трехфазно-четырефазной ЭЭС выполнен по схеме рисунка 2.2 с помощью комплекса программ Fazonord, разработанного в ИрГУПСе [104]. Схема содержит трехфазный источник электроэнергии, две группы трансформаторов Скотта для преобразования трехфазной системы в четырехфазную и обратно, а также четырехфазную ЛЭП с фазными напряжениями 127 кВ (рисунок 2.4 а).

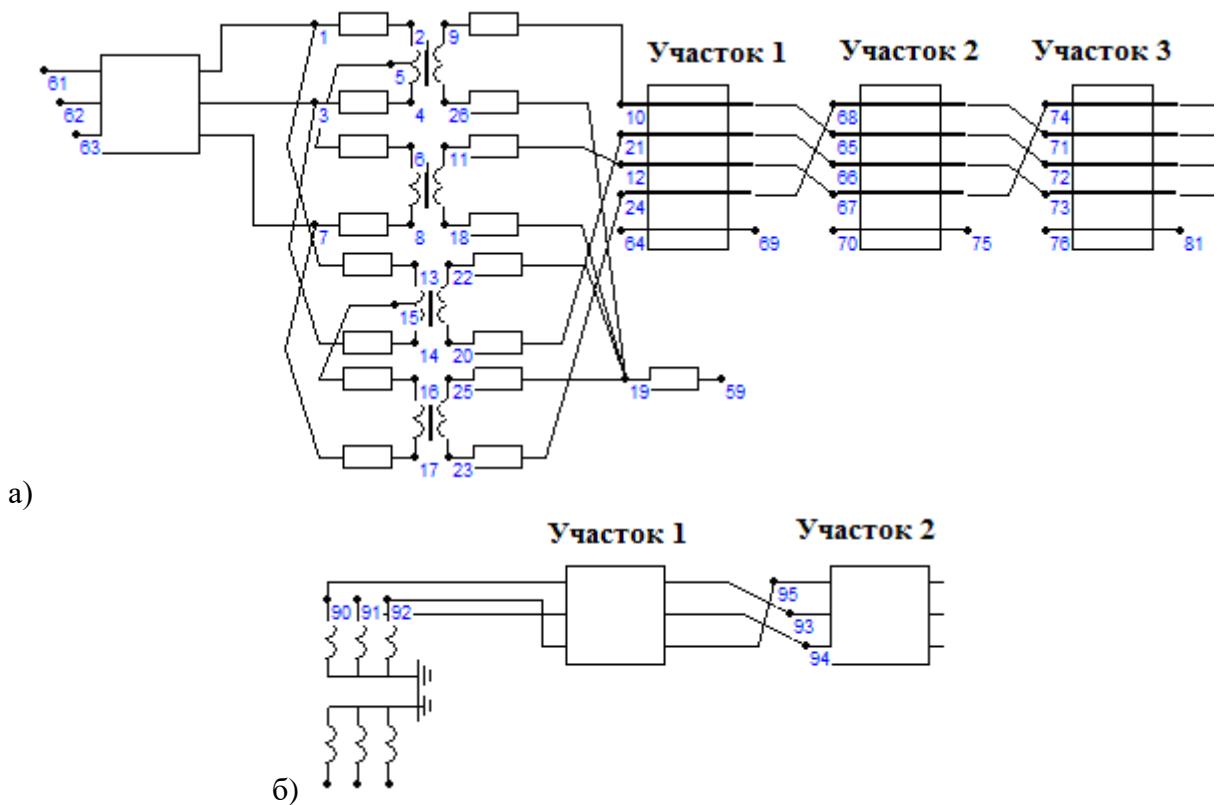


Рисунок 2.4 – Фрагменты расчетных схем (а, б):
а – четырехфазная ЛЭП; б – трехфазная ЛЭП

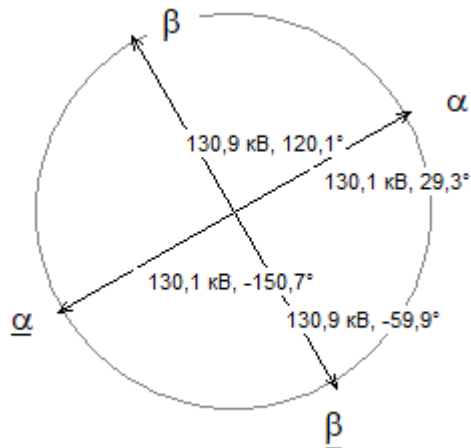


Рисунок 2.5 – Векторная диаграмма напряжений на приемном конце

Для сопоставления рассмотрена традиционная трехфазная ЭЭС, включающая ЛЭП 220 кВ. Схема расчетных моделей представлена на рисунках 2.4 а, 2.4 б. Схема была разбита на две части: первая часть представляет собой модель сети с четырехфазной линией и преобразовательными трансформаторами, вторая отвечает классической линии 220 кВ. В модели четырехфазной ЛЭП выполнена оптимальная транспозиция в соответствии с рекомендациями работы [51] при расположении проводов по рисунку 2.6.

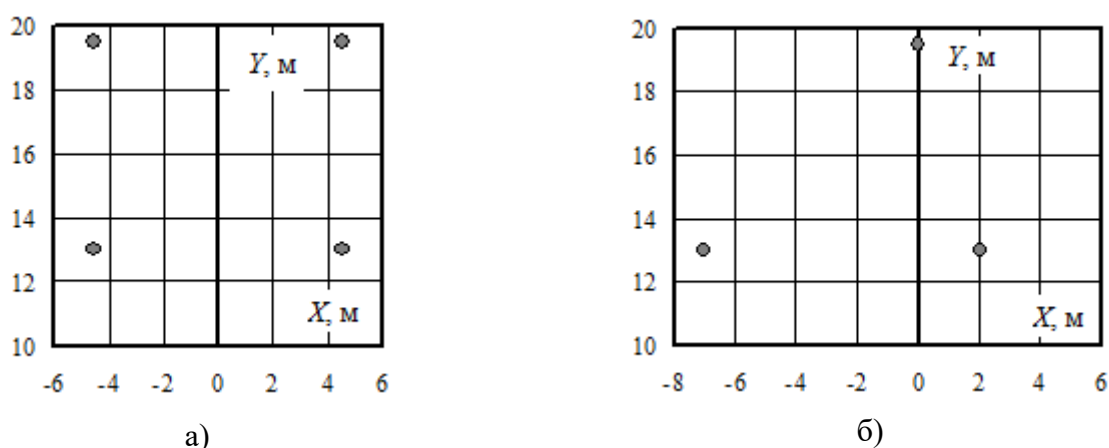


Рисунок 2.6 – Координаты расположения проводов в пространстве:
а – четырехфазная ЛЭП; б – трехфазная ЛЭП

Для возможности задания узловых нагрузок вместо их подключения между узлами в расчетную схему включены модели разделительных трансформаторов с очень малыми потерями. Модель трехфазной линии 220 кВ выполнена с полным циклом транспозиции. В обеих схемах левые, средние и правые узлы линий объявлены PU -узлами в предположении включения управляемых источников реактивной мощности, регулируемых по критерию поддержания заданного уровня напряжения. При расчете этот уровень предполагался равным 133 кВ (фазное напряжение) в обеих схемах. Схема с ЧЛЭП по сравнению с трехфазной ЛЭП имеет на 40 МВ·А большую трансформаторную мощность, но и рассчитана на повышенную пропускную способность.

Результаты расчетов режимов трехфазной и четырехфазной систем при разных вариантах нагрузок приведены в таблице 2.1 для ЧЛЭП и в таблице 2.2 для ТЛЭП.

При расчетах режимов предполагались одинаковые параметры трансформаторов схемы Скотта как у генератора, так и у нагрузки. Расчеты показывают, что схема с ЧЛЭП при симметричной нагрузке со стороны потребителя создает несимметричную загрузку генераторов с различием по фазам до 11,8 %. Вместе с тем потери в четырехфазной ЛЭП заметно меньше, чем в ТЛЭП: 1,1 МВт ЧЛЭП против 1,6 МВт ТЛЭП при передаче $14 + j14$ МВ·А мощности в трехфазную нагрузку.

Результаты расчетов режимов приведены на рисунке 2.7. На рисунке 2.7, а представлены зависимости потерь в линии от величины передаваемой мощности P , а на рисунке 2.7, б – графики изменения коэффициента несимметрии по обратной последовательности k_{2U} при вариации P .

Таблица 2.1 – Коэффициенты несимметрии, % и потери четырехфазной ЛЭП

Нагрузка	Потери, кВт	k_{0U} , %	k_{2U} , %	Передаваемая мощность P_{ij} (МВт)
0+j0	18	0	2,55	0,14
2+j2	12,7	0	2,12	6,14
4+j4	37,8	0	1,84	12,21
6+j6	100,4	0	1,9	18,35
8+j8	211	0	2,46	24,59
10+j10	386,1	0	3,48	30,96
12+j12	657	0	5	37,53
14+j14	1096	0	7,29	44,44
16+j16	2052	0	11,85	52,28

Таблица 2.2 – Коэффициенты несимметрии, % и потери трехфазной ЛЭП:

Нагрузка	Потери, кВт	k_{0U} , %	k_{2U} , %	Передаваемая мощность P_{ij} (МВт)
0+j0	11,5	0	0,04	0,089
2+j2	11	0	0,03	6,09
4+j4	46,8	0	0,03	12,14
6+j6	128,4	0	0,03	18,25
8+j8	270,4	0	0,04	24,43
10+j10	499,3	0,01	0,06	30,41
12+j12	871	0,01	0,1	36,62
14+j14	1593	0,02	0,17	44,15

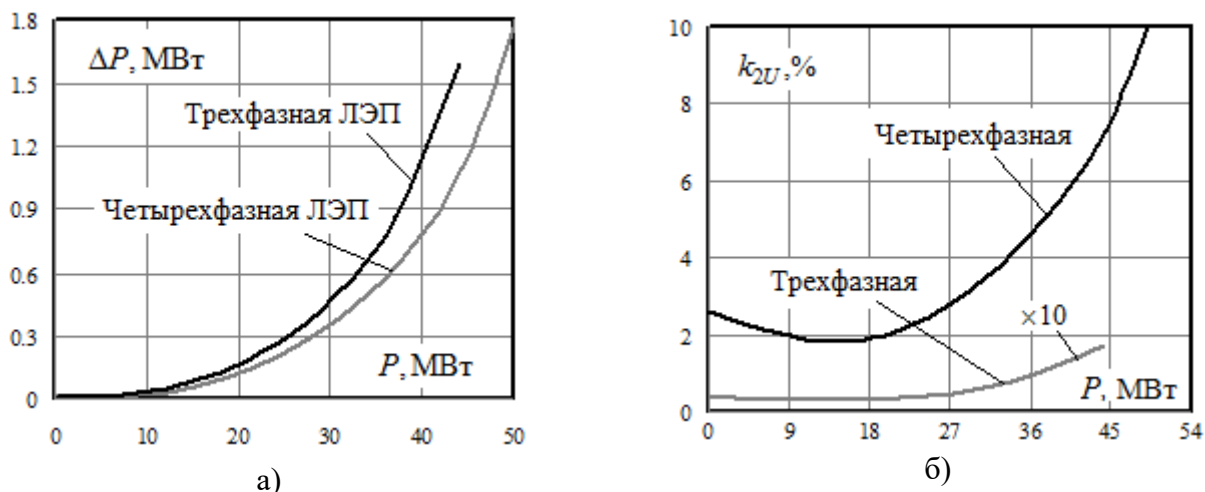


Рисунок 2.7 – Зависимости потерь ΔP (а) и коэффициента несимметрии k_{2U} (б) от передаваемой мощности

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

1. При передаче одинаковой мощности потери мощности в четырехфазной ЛЭП существенно меньше аналогичного показателя для трехфазной линии; в приведенном примере максимальное снижение достигает 45 % при передаваемой мощности в 44 МВт; суммарные потери мощности в трехфазно-четырехфазной ЭЭС по сравнению с трехфазной меньше на 13 %.

2. При одинаковом исполнении отправного и приемного концов четырехфазной ЛЭП возникает существенная несимметрия напряжений, обусловленная различием режимов работы базисного и высотного трансформаторов схемы Скотта. Этот недостаток может быть устранен путем регулирования напряжения на шинах 10 кВ подстанций, расположенных на приемном конце ЛЭП.

Моделирование девятифазных ЛЭП проводилось для схемы с напряжением проводов относительно земли, равным 64 кВ. Для сравнения определялись режимы трехфазной ЛЭП такого же класса напряжения. Для возможности сопоставления уровней потерь суммарные сечения проводов рассматриваемых ЛЭП приняты одинаковыми. Схема системы с девятифазной ЛЭП представлена на рисунке 2.8, фрагмент расчетной схемы ПК Fazonord – на рисунке 2.10

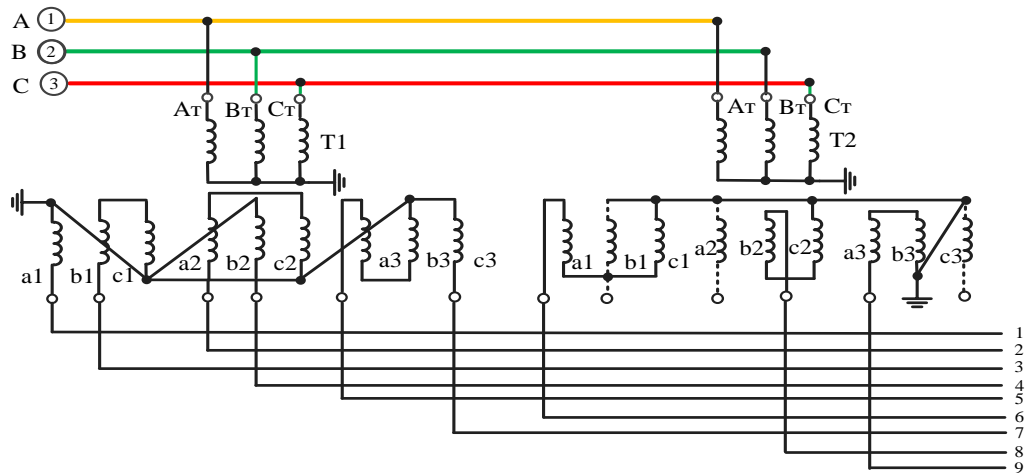


Рисунок 2.8 – Исходная схема девятифазной ЛЭП

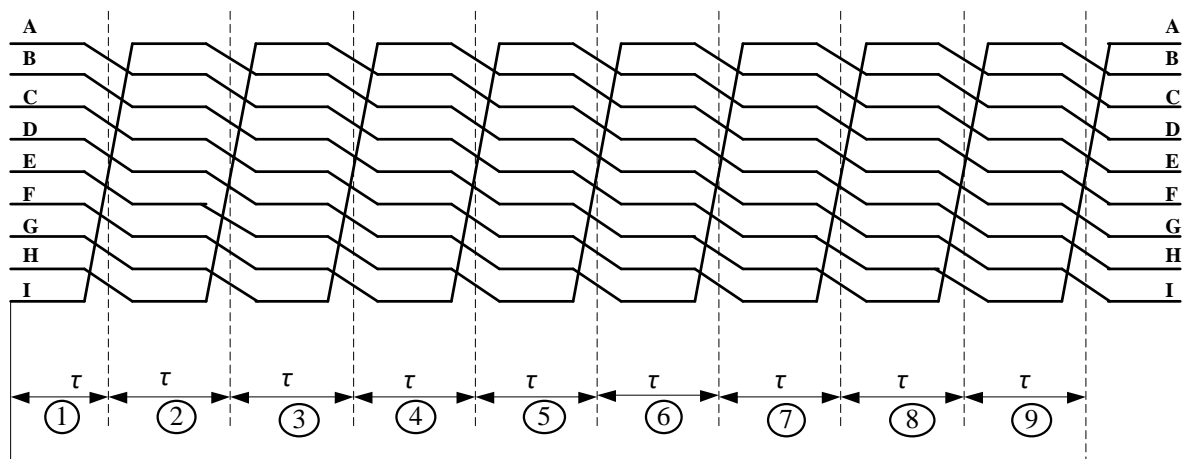
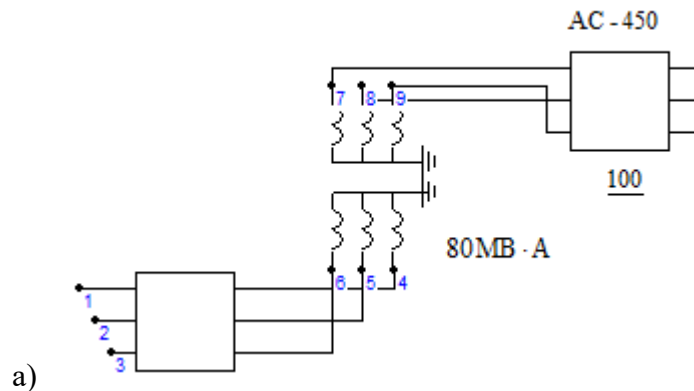
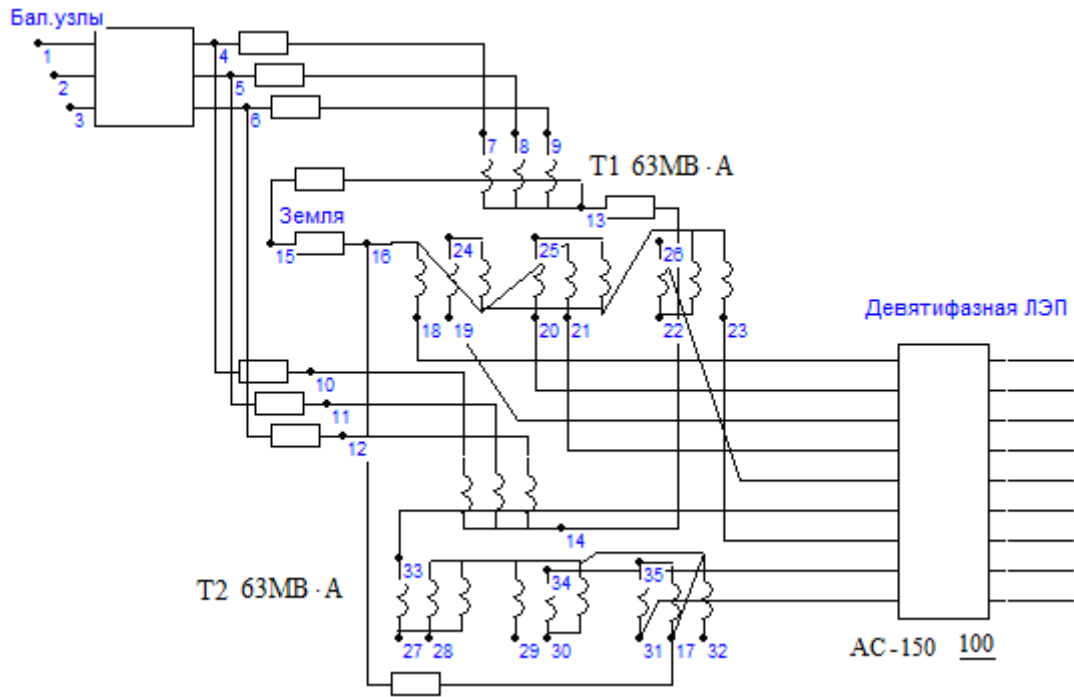


Рисунок 2.9 – Схема транспозиции проводов девятифазной ЛЭП

Транспозиция показана на рисунке 2.9. Схемы расчетных моделей приведены на рисунке 2.10. Векторные диаграммы напряжений представлены на рисунке 2.11. Координаты расположения проводов показаны на рисунке 2.12.





6)

Рисунок 2.10 – Фрагменты расчетных схем с трехфазной ЛЭП (а) и с девятифазной ЛЭП (б)

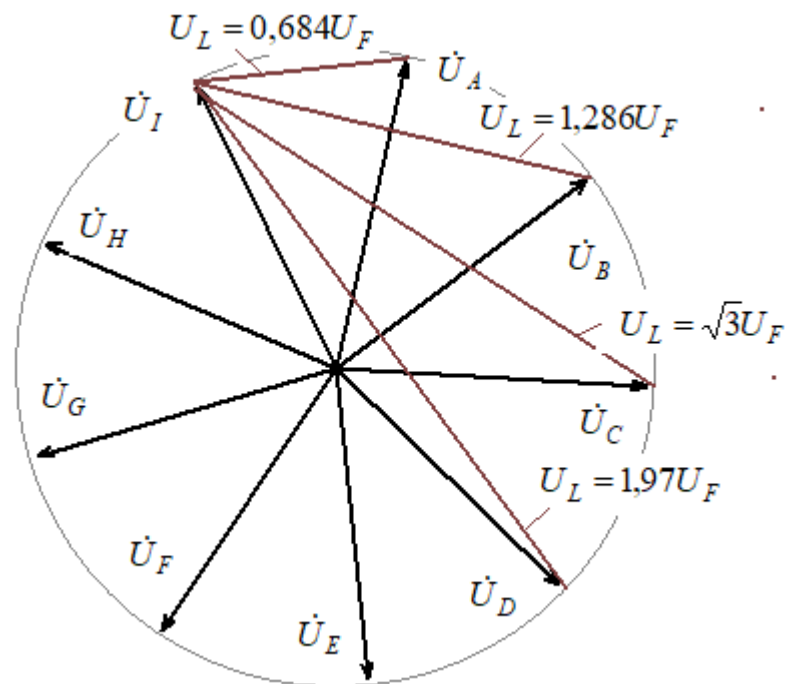


Рисунок 2.11 – Соотношения между линейными и фазными напряжениями

На рисунке 2.13 показаны зависимости потерь мощности и коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям от передаваемой по ЛЭП активной мощности.

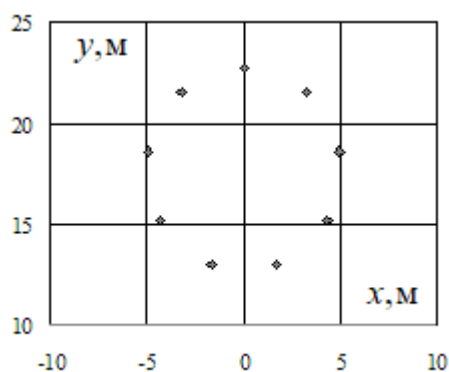
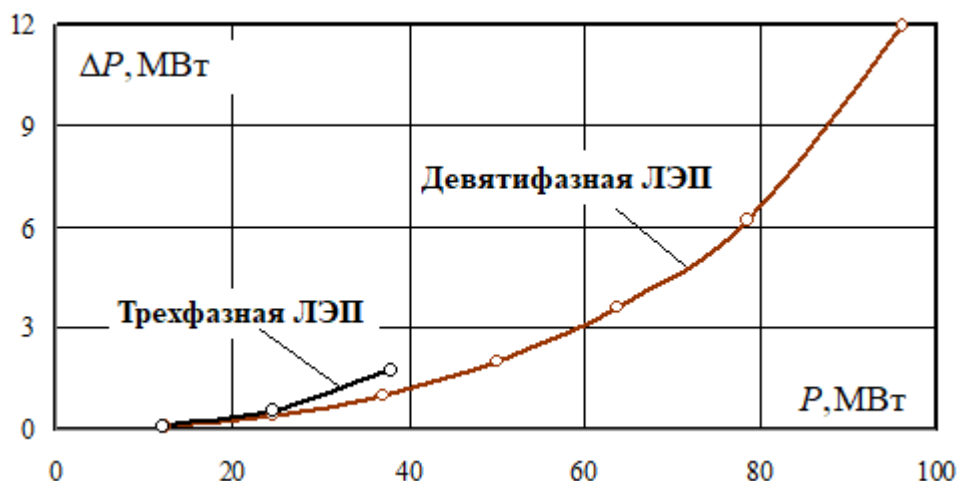
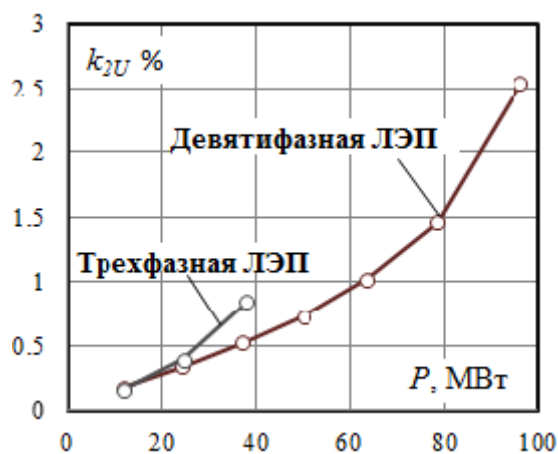


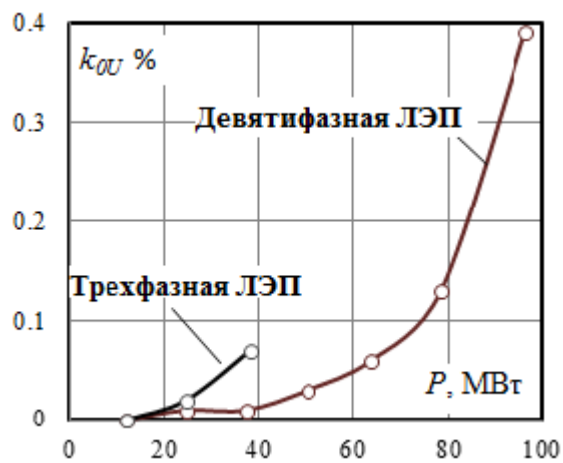
Рисунок 2.12 – Координаты расположения проводов в пространстве



а)



б)



в)

Рисунок 2.13 – Зависимости потерь (а) и коэффициентов несимметрии (б, в) от передаваемой по ЛЭП активной мощности

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что в сопоставимом диапазоне передаваемых мощностей 10...40 МВт девятифазная ЛЭП имеет лучшие показатели по энергоэффективности (рисунок 2.13 а) и качеству электроэнергии у потребителя (рисунок 2.13 б, в).

Моделирование двенадцатифазных линий электропередачи. Принципиальная схема моделируемой двенадцатифазной линии с фазным напряжением 127 кВ показана на рисунке 2.14. Координаты расположения проводов представлены на рисунке 2.15. Схема транспозиция приведена на рисунке 2.16. Схема расчетной модели показана на рисунке 2.17.

Соотношения между фазными и линейными напряжениями для двенадцатифазной ЛЭП показаны на рисунке 2.18, из которого видно, что между проводами линии могут быть приложены следующие междуфазные напряжения: $U_L = 0,518U_F$; $U_L = U_F$; $U_L = \sqrt{2}U_F$; $U_L = \sqrt{3}U_F$; $U_L = 2U_F$.

Наличие линейных напряжений $U_L > \sqrt{3}U_F$ определяет преимущества рассматриваемой линии перед трехфазной ЛЭП по критерию пропускной способности, а междуфазные напряжения между проводами, меньшие $\sqrt{3}U_F$ позволяет осуществлять дополнительную компактизацию. Последнее возможно при расположении проводов по окружности (рисунок 2.15) и выполнения фазирования, обеспечивающего ситуацию, при которой между соседними проводами будут приложены минимальные линейные напряжения, приблизительно равные половине фазного ($0,518U_F$). Этот вывод относится ко всем рассмотренным выше многофазным ЛЭП.

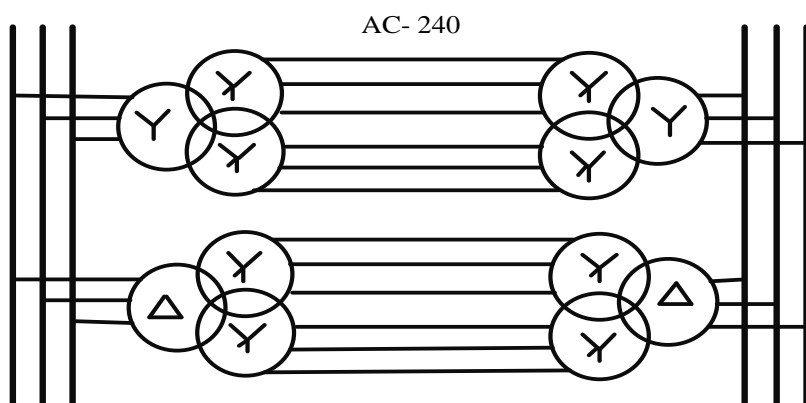


Рисунок 2.14 – Схема двенадцатифазной ЛЭП

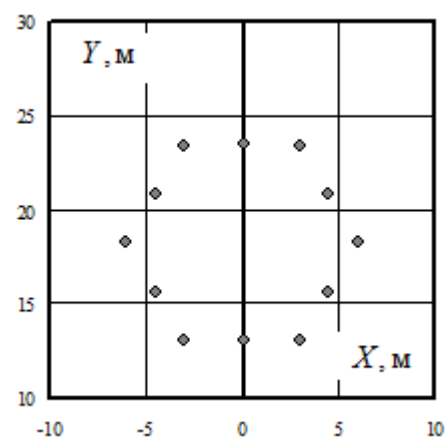


Рисунок 2.15 – Координаты расположения проводов

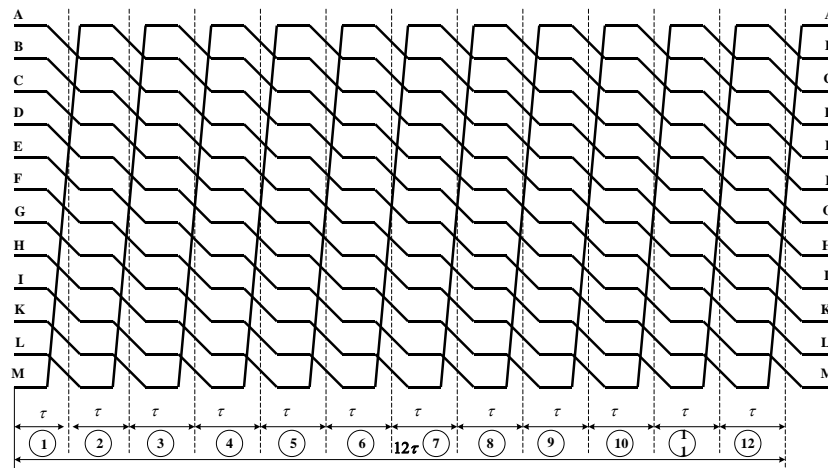


Рисунок 2.16 – Схема транспозиции проводов

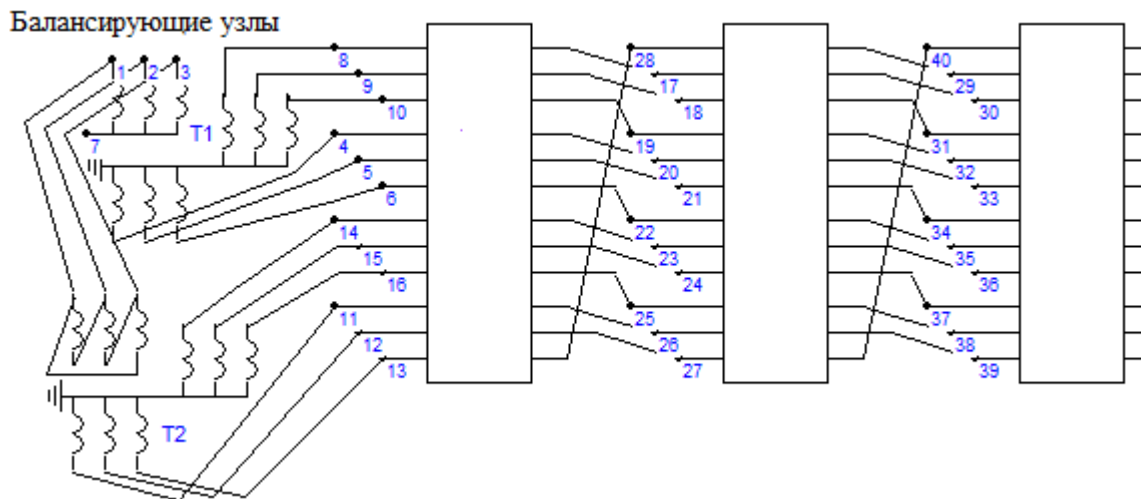


Рисунок 2.17 – Фрагмент расчетной схемы двенадцатифазной ЛЭП

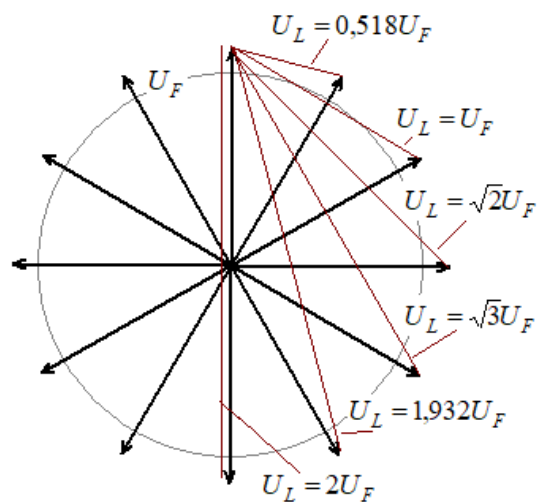


Рисунок 2.18 – Соотношения между фазными и линейными напряжениями двенадцатифазной ЛЭП

В таблице 2.3 приведены средние значения напряжений и токов, а также потоки активной мощности на отправных концах 6 и 12-ти фазных ЛЭП. В таблицах

2.4 и 2.5 представлены значения коэффициентов несимметрии и потерь мощности в линиях.

Из таблицы 2.3 видно, что удвоенный средний ток проводов двенадцати-фазной ЛЭП превышает средний ток проводов шести-фазной ЛЭП на три процента. В таблицах 2.4, 2.5 проведено сравнение двенадцати-фазной ЛЭП и шести-фазной линии с одинаковым суммарным сечением проводов. Результаты расчетов проиллюстрированы на рисунке 2.19.

Таблица 2.3 – Средние значения напряжений и токов, а также потоки активной мощности на отправных концах ЛЭП

Параметр	Тип ЛЭП	Значение
Напряжение, кВ	Шести-фазная	124,5
	Двенадцати-фазная	124,5
Токи проводов, А	Шести-фазная	82,7
	Двенадцати-фазная	42,6
Поток активной мощности на отправном участке ЛЭП, МВт	Шести-фазная	60,9
	Двенадцати-фазная	60,9

Таблица 2.4 – Коэффициенты несимметрии и потери двенадцати-фазной ЛЭП

Нагрузка	Потери, кВт	k_{0U} , %	k_{2U} , %	Передаваемая мощность P_{ij} , МВт
20 + j10	0,44	0,08	0,49	60,6
40 + j 20	0,89	0,12	0,7	121,4
60 + j 30	1,96	0,22	0,98	182,5
80 + j 40	3,84	0,42	1,37	244,5
100 + j 50	6,86	0,81	1,97	307,6
120 + j 60	11,85	1,71	3,11	372,8

Таблица 2.5 – Коэффициенты несимметрии, %, и потери шести-фазной ЛЭП

Нагрузка	Потери, МВт	k_{0U} , %	k_{2U} , %	Передаваемая мощность P_{ij} , МВт
20 + j10	0,35	0,03	0,09	60,84
40 + j 20	1,55	0,04	0,16	122,1
60 + j 30	3,86	0,05	0,23	184,41
80 + j 40	7,55	0,08	0,33	248,2
100 + j 50	13,2	0,11	0,45	314
120 + j 60	21,9	0,17	0,64	382,9

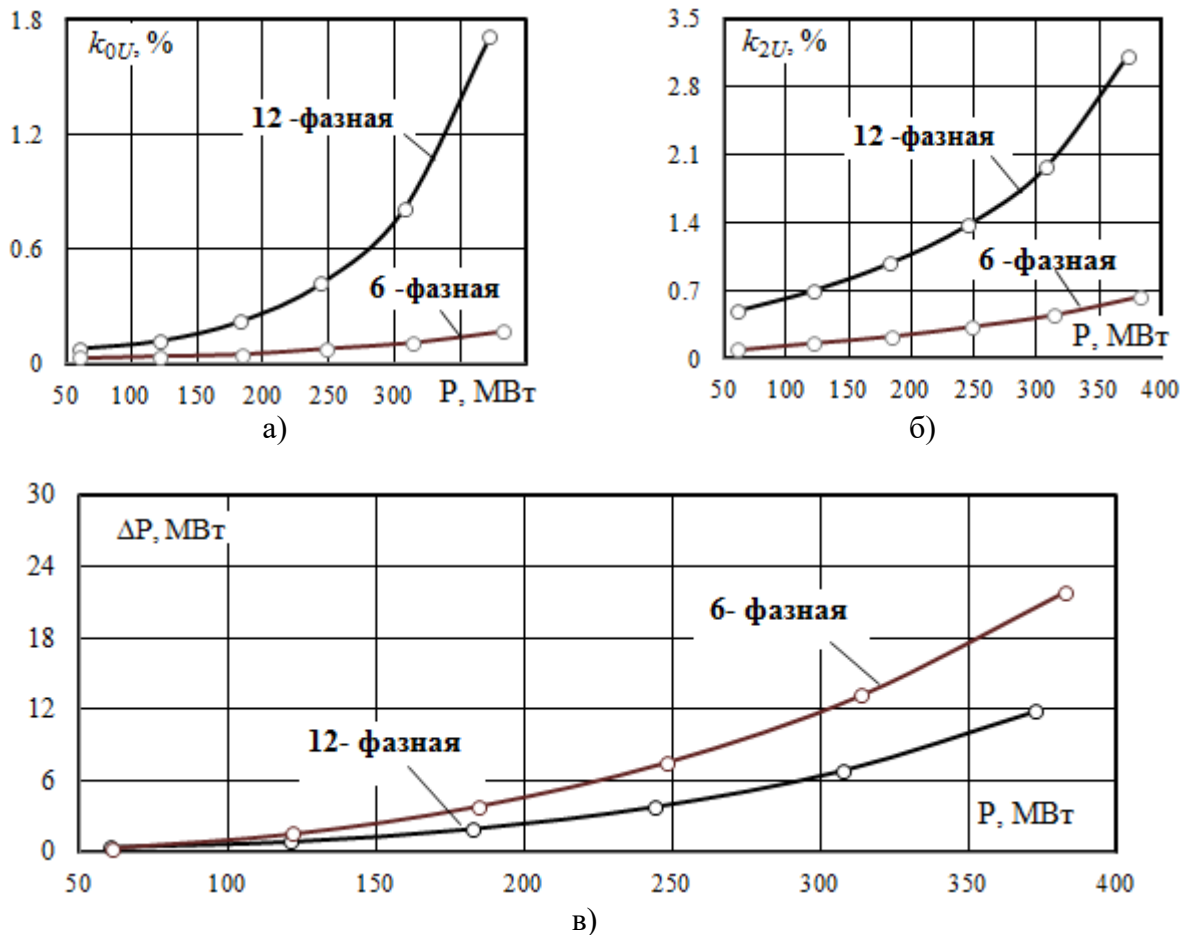


Рисунок 2.19 – Зависимости коэффициентов несимметрии k_{2U} (а), k_{0U} (б) и потерь ΔP (в) от передаваемой мощности

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

1. При передаче одинаковой мощности потери в двенадцатифазной ЛЭП существенно меньше аналогичного показателя для шестифазной линии; в приведенном примере максимальное снижение достигает 48 % при передаваемой мощности в 300 МВт.

2. При одинаковом исполнении отправного и приемного концов двенадцатифазной ЛЭП возникает несимметрия напряжений, превышающая для коэффициента несимметрии по обратной последовательности нормально допустимые значения.

2.3. Моделирование аварийных режимов

Обрыв фазы четырехфазной ЛЭП на приемном конце. При эксплуатации ЭЭС иногда используется длительная работа в неполнофазных режимах,

например, с отключенным проводом одной из фаз. Анализ статистических данных по повреждениям линий электропередачи показывает, что более половины аварийных отключений приходится на однофазные замыкания. Поэтому переход на работу ЛЭП в неполнофазном режиме позволяет уменьшить продолжительность перерыва электроснабжения и сократить недоотпуск электроэнергии потребителям. Для исследования неполнофазных режимов используется схема, показанная на рисунке 2.20.

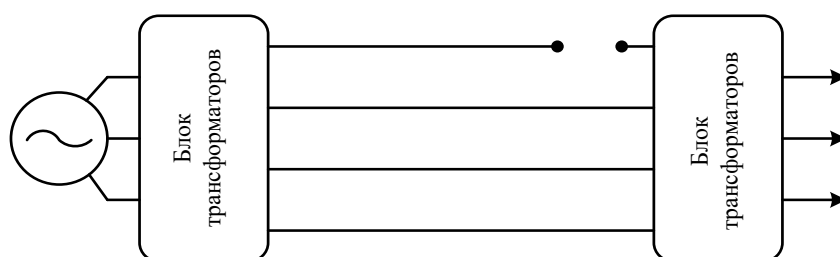


Рисунок 2.20 – Обрыв фазы в четырехфазной ЛЭП

Фрагмент расчетной схемы для моделирования неполнофазных режимов приведен на рисунке 2.21. Результаты моделирования режимов при обрыве провода представлены в таблице 2.6 и на рисунке 2.22, на котором показаны зависимости потерь в ЛЭП от величины передаваемой мощности P , а также графики коэффициента несимметрии по обратной последовательности.

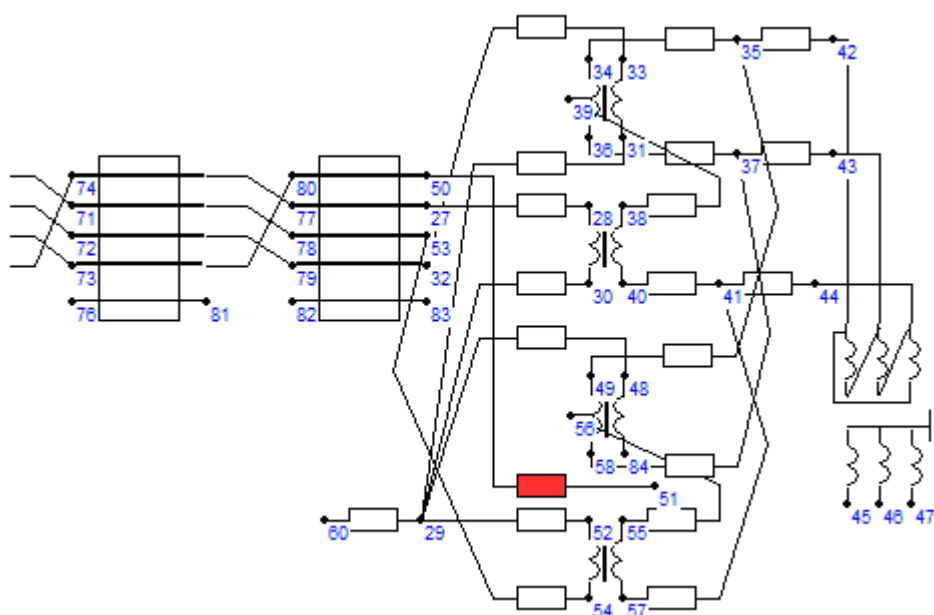


Рисунок 2.21 – Фрагмент расчетной схемы к векторным диаграммам

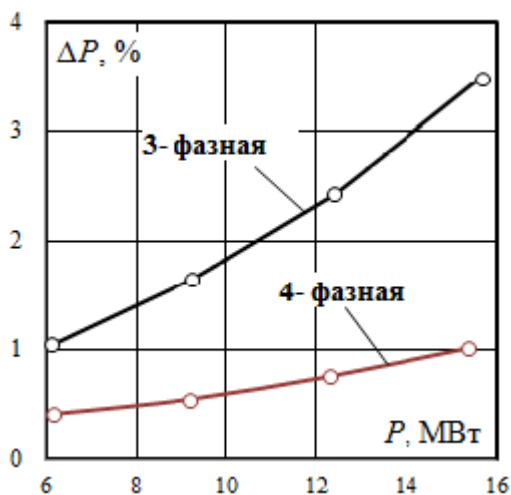
Полученные результаты показывают следующее.

1. Четырехфазная ЛЭП обеспечивает приемлемое качество электроэнергии при обрыве одной фазы. Для трехфазной ЛЭП ПКЭ по несимметрии и отклонениям напряжения на шинах 10 кВ не соблюдаются даже в режиме, близком к холостому ходу; при этом для получения нормативных значений показателей требуется применение дорогостоящих устройств, например, пофазно-регулируемых источников реактивной мощности.

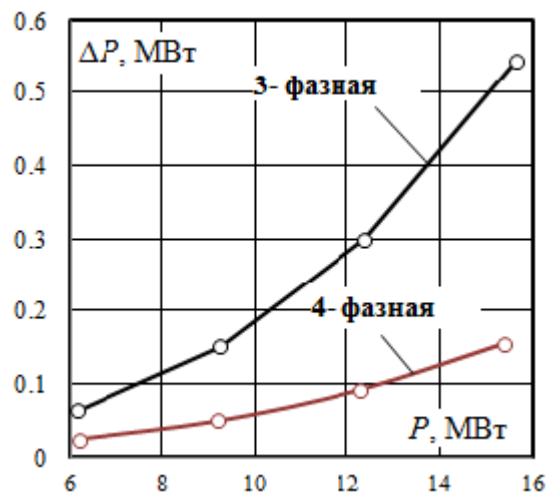
2. Потери мощности в неполнофазном режиме у четырехфазной ЛЭП значительно (в 2,5...3,5 раза) ниже, чем у трехфазной линии.

Таблица 2.6 – Потери в линиях и коэффициенты несимметрии на трехфазной нагрузке при обрыве провода линии

Четырехфазная ЛЭП				Трехфазная ЛЭП			
Передаваемая мощность, МВт	k_{2U} , %	Потери, МВт	Потери, %	Передаваемая мощность, МВт	k_{2U} , %	Потери, МВт	Потери, %
6,16	1,33	0,025	0,41	6,14	4,54	0,06	1,04
9,20	1,43	0,050	0,54	9,23	7,3	0,15	1,64
12,28	2,16	0,092	0,75	12,39	10,77	0,30	2,42
15,39	3,25	0,155	1,01	15,66	15,59	0,55	3,49



а)



б)

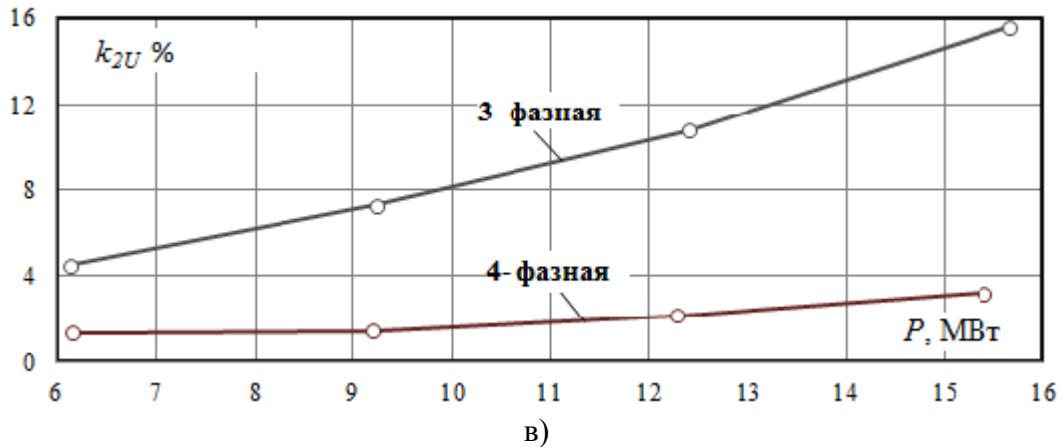


Рисунок 2.22 – Зависимости потерь ΔP (а, б) и коэффициента несимметрии k_{2U} (в) от передаваемой мощности при обрыве одной фазы

Таким образом, ЧЛЭП обеспечивает более высокую энергоэффективность и лучшие ПКЭ в режимах отключения фазы, которые могут использоваться продолжительное время.

Двухфазное КЗ в четырехфазной ЛЭП. Схема, иллюстрирующая режим межфазного короткого замыкания в четырехфазной ЛЭП, приведена на рисунке 2.23.

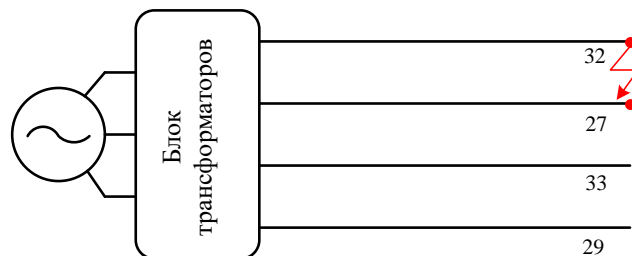


Рисунок 2.23 – Двухфазное КЗ

В таблицах 2.7...2.8 приведены результаты расчета межфазных КЗ между узлами с различным уровнем линейного напряжения.

Таблица 2.7 – Токи двухфазного КЗ четырехфазной ЛЭП

Номера узлов	Узлы, между которыми происходит замыкание					
	32 – 27 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 33 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 27 $U_L = \sqrt{2}U_F$	
	А	Град.	А	Град.	А	Град.
32	574	142,6	689	-125,8	785	-172,7
27	574	-37,4	0	–	0	–
33	0	–	689	54,2	0	–
29	0	–	0	–	785	7,3

Таблица 2.8 – Напряжения двухфазного КЗ четырехфазной ЛЭП

Номера узлов	Узлы, между которыми происходит замыкание					
	32 – 27 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 33 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 27 $U_L = \sqrt{2}U_F$	
	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.
32	91,8	131,8	93,3	48,3	0,01	34,2
27	91,8	131,8	125,2	-177,1	134,9	170,4
33	116,6	-8,6	93,2	48,3	134,9	-9,6
29	113,3	-82,8	124,6	-93,6	0,02	173,7

Из представленных в таблице 2.7 результатов можно сделать вывод о том, что наибольший ток КЗ имеет место при замыкании узлов с наибольшим уровнем линейного напряжения $U_L = 2U_F$. Кроме того, следует отметить, что токи КЗ, отвечающие замыканию узлов с одинаковыми межфазными напряжениями, различаются на 20 %.

Двухфазное КЗ на землю в четырехфазной ЛЭП. В таблицах 2.9 - 2.10 приведены результаты расчета двухфазного КЗ на землю. Замыкания осуществлялись между узлами с различным уровнем линейного напряжения.

Таблица 2.9 – Токи двухфазного КЗ на землю четырехфазной ЛЭП, А, град.

Номера узлов	Узлы, между которыми происходит замыкание					
	32 – 27 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 33 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 29 $U_L = 2U_F$	
	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.
32	736	179,0	806	-155,3	785	-172,7
27	681	-72,5	0	-110,0	0	-78,9
33	0	137,7	762	81,3	0	-79,7
29	0	146,6	0	-130,0	785	7,3

Таблица 2.10 – Напряжения двухфазного КЗ на землю четырехфазной ЛЭП, кВ, град.

Номера узлов	Узлы, между которыми происходит замыкание					
	32 – 27 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 33 $U_L = \sqrt{2}U_F$		32 – 29 $U_L = 2U_F$	
	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.
32	0,0007	-1,0	0,0008	24,7	0,0008	7,3
27	0,0007	107,5	138,7	-172,1	134,9	170,4
33	143,6	-16,7	0,0008	-98,7	134,9	-9,6
29	139,3	-75,4	138,2	-98,2	0,0008	-172,7

Наличие соединения с землей увеличивает токи КЗ при замыкании между точками с линейными напряжениями $U_L = \sqrt{2}U_F$ на 17...28 %, однако при

$U_L = 2U_F$ токи не изменяются по сравнению с ситуацией двухфазного КЗ.

Однофазное КЗ в четырехфазной ЛЭП. Результаты определения однофазного КЗ приведены в таблицах 2.11, 2.12.

Таблица 2.11 – Токи однофазного КЗ четырехфазной ЛЭП, А, град.

Номера узлов	Узлы, в которых происходит замыкание							
	31		27		33		29	
	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.
32	711	-172,56	0	–	0	–	0	–
27	0	–	653	-81,5	0	–	0	–
33	0	–	0	–	653	98,5	0	–
29	0	–	0	–	0	–	711	7,5

Таблица 2.12 – Напряжения однофазного КЗ четырехфазной ЛЭП, кВ, град.

Номера узлов	Узлы, в которых происходит замыкание							
	32		27		33		29	
	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.
32	0,001	7,5	131,7	80,8	133,9	105,9	142,6	89,1
27	133,6	-170,7	0,001	98,5	142,5	178	138,6	162,6
33	138,6	-17,4	142,5	-0,01	0,001	-81,5	133,6	9,3
29	142,6	-90,9	133,9	-74,0	131,7	-99,2	0,001	-172,5

Максимальные значения токов однофазного КЗ на 10...13 % ниже величин, наблюдающихся при межфазных замыканиях.

Обрыв одной фазы в девятифазной ЛЭП. Расчеты проводились для расчетной схемы, показанной на рисунке 2.25.

В таблице 2.13 приведены результаты расчета коэффициентов несимметрии по обратной последовательности k_{2U} на подстанции потребителя для девятифазной ЛЭП. Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.24, 2.26.

Таблица 2.13 – Потери в линиях и коэффициенты несимметрии при обрыве одной фазы линии

Передаваемая мощность P_{ij} , МВт	k_{2U} , %	k_{0U} , %	Потери, МВт
24,79	1,5	0,06	0,65
31,26	2,05	0,11	1,13
37,98	2,77	0,19	1,84
45,06	3,84	0,35	2,95
48,97	4,69	0,5	3,80

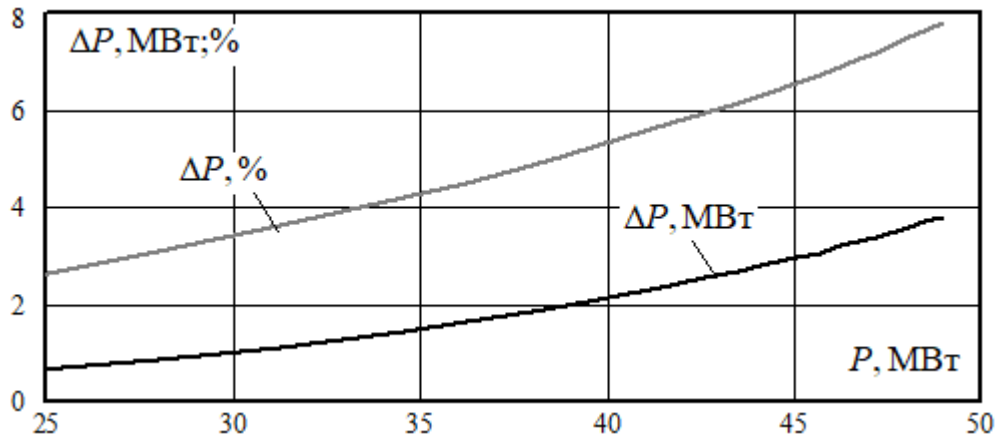


Рисунок 2.24 – Потери в линии в зависимости от передаваемой мощности

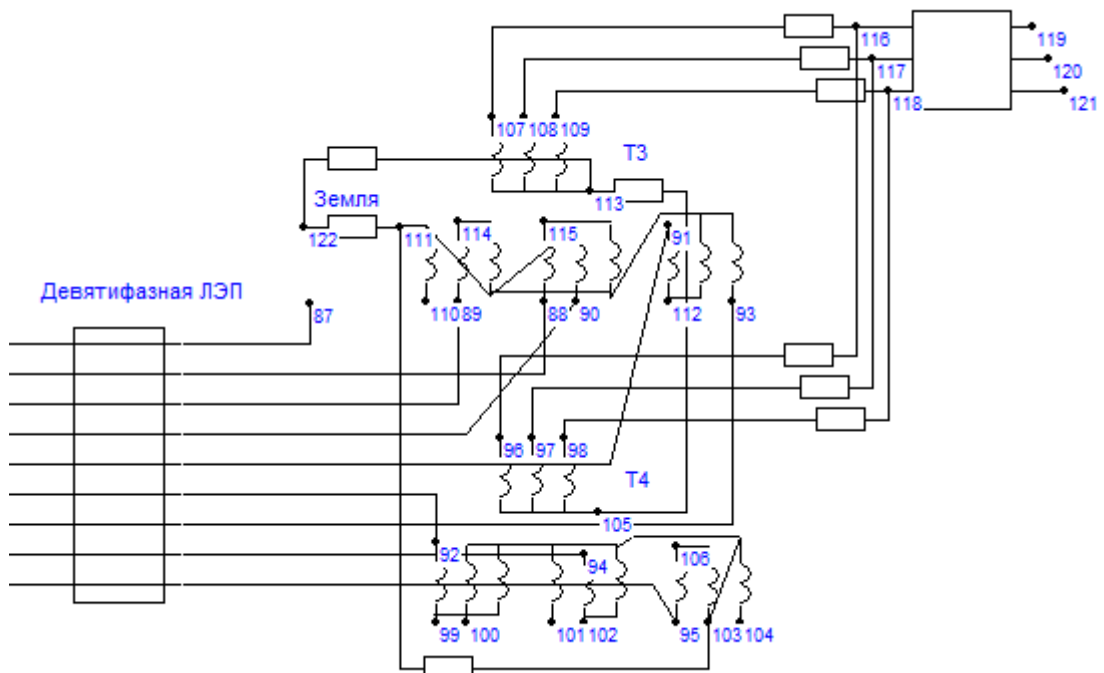


Рисунок 2.25 – Расчетная схема при обрыве одной фазы в девятифазной ЛЭП

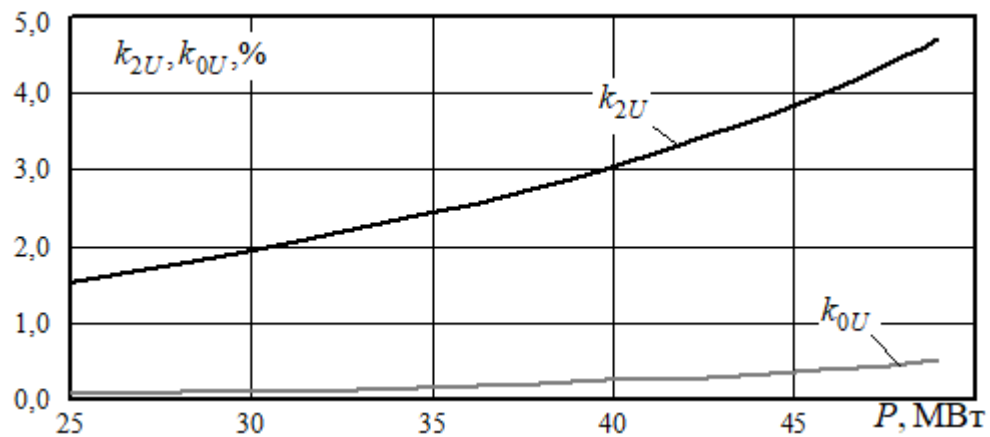


Рисунок 2.26 – Коэффициенты несимметрии в зависимости от передаваемой мощности

Таким образом, при обрыве одной фазы в девятифазной ЛЭП на подстанции

потребителя возникает несимметрия по обратной последовательности, превышающая предельно допустимые значения при передаваемых мощностях, в рассматриваемом примере больших 45 МВт. Этот факт необходимо учитывать при реализации неполнофазных режимов.

Обрыв двух фаз в девятифазной ЛЭП. Расчеты проводились для схемы, показанной на рисунке 2.27, при передаче мощности 51 МВт. В таблице 2.14 приведены результаты расчета коэффициентов несимметрии по обратной последовательности k_{2U} на шинах подстанции потребителя. Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.28 - 2.29.

Таблица 2.14 – Потери в линиях и коэффициенты несимметрии при обрыве двух фаз линии

Нагрузка	Передаваемая мощность P_{ij} , МВт	k_{2U} , %	k_{0U} , %	Потери, МВт
$10 + j5$	30,95	3,9	0,13	0,80
$12 + j6$	37,38	5	0,21	1,24
$14 + j7$	43,98	6,34	0,33	1,83
$16 + j8$	50,79	8,08	0,52	2,64
$18 + j9$	58,03	10,76	0,9	3,86

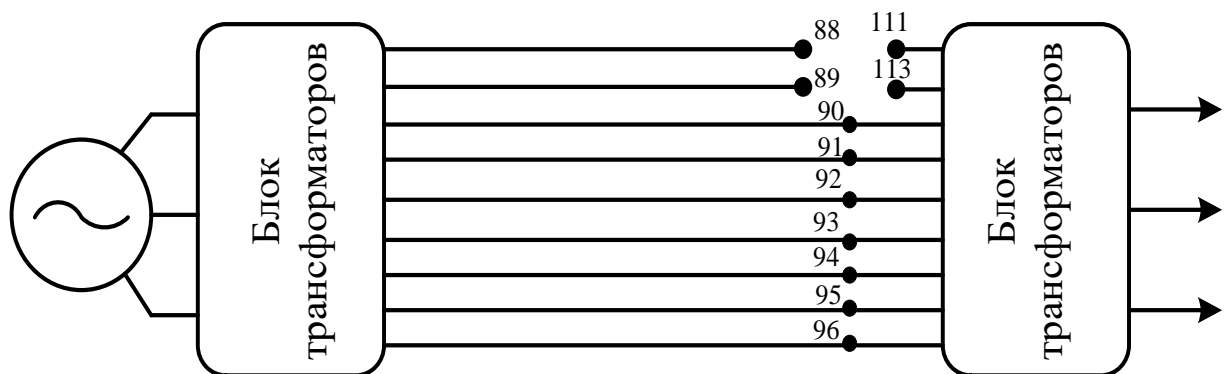


Рисунок 2.27 – Схема обрыва двух фаз

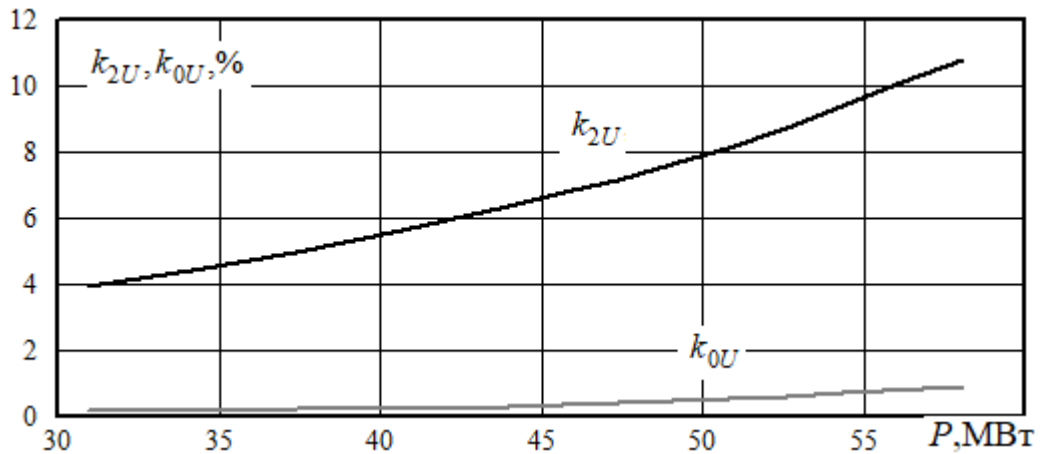


Рисунок 2.28 – Зависимости коэффициентов по обратной и нулевой последовательностям от передаваемой мощности при обрыве двух фаз

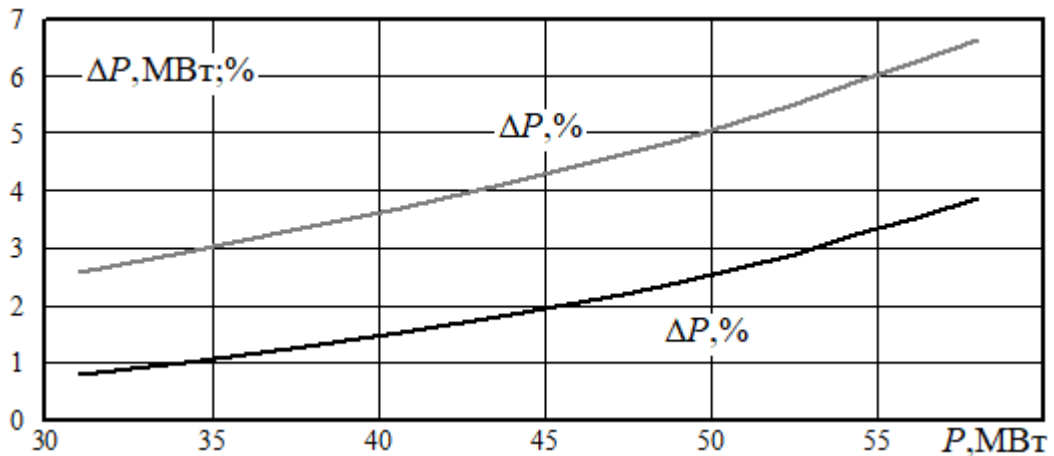


Рисунок 2.29 – Потери мощности в зависимости от передаваемой мощности, МВт, %

Полученные результаты показывают, что при обрыве двух фаз в девятифазной ЛЭП возникает несимметрия по обратной последовательности, более чем в два раза превышающая предельно допустимое значение. Потери активной мощности в этом режиме имеют приемлемые для практики значения.

Двухфазное КЗ в девятифазной ЛЭП. На рисунке 2.30 показана расчетная схема двенадцатифазной линии, в таблицах 2.15, 2.16 приведены результаты расчета межфазных КЗ между узлами с различным уровнем линейного напряжения. Зависимость величины тока КЗ от уровня линейного напряжения представлена на рисунке 2.31.

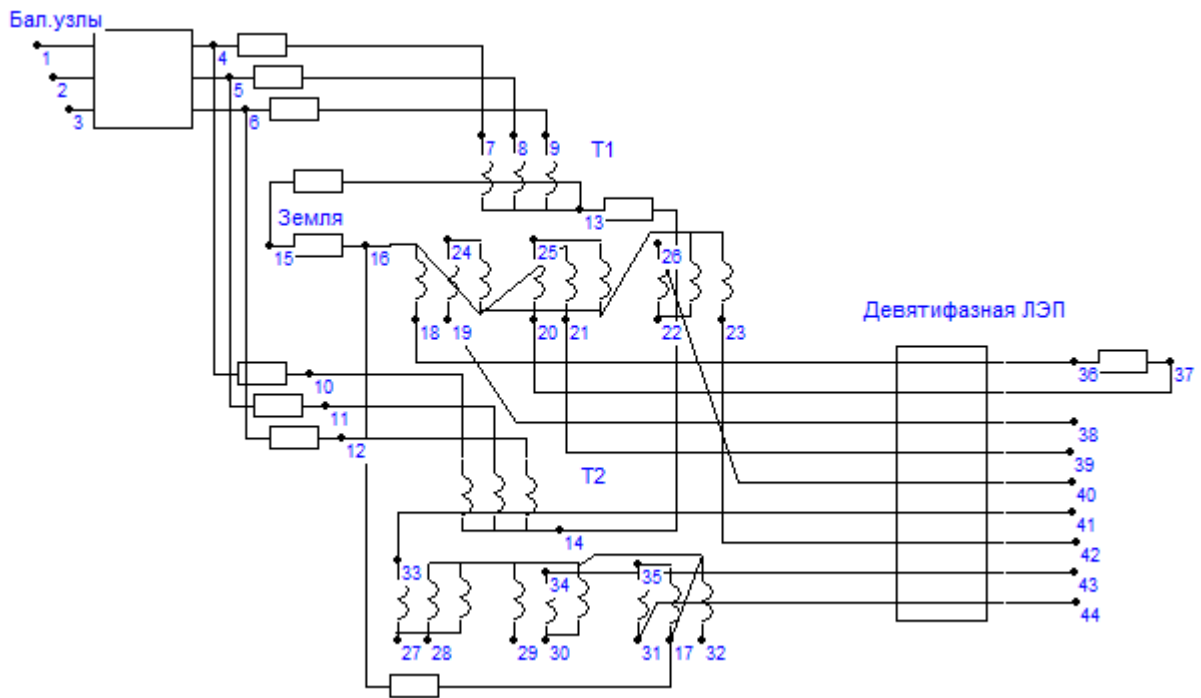


Рисунок 2.30 – Расчетная схема для коротких замыканий девятифазной ЛЭП

Полученные результаты показывают, что в девятифазной ЛЭП наблюдается описанный выше токоограничивающий эффект преобразовательного трансформатора при замыкании между узлами с повышенным линейным напряжением, равным $U_L = 1,97U_F$.

Таблица 2.15 – Токи двухфазного КЗ, А, град.

Номера узлов	Узлы КЗ, величина линейного напряжения							
	$36 - 37$ $U_L = 0,684U_F$		$36 - 38$ $U_L = 1,286U_F$		$36 - 39$ $U_L = 1,97U_F$		$36 - 40$ $U_L = \sqrt{3}U_F$	
	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.	кВ	Град.
36	413,2	-176,5	679,6	159,6	820	137	842,3	115,76
37	431,2	3,51	0	—	0	—	0	—
38	0	—	679,6	-20,43	0	—	0	—
39	0	—	0	—	820	42,5	0	—
40	0	—	0	—	0	—	842,3	64,4

Таблица 2.16 – Сравнение токов КЗ

Линейное напряжение	Замыкаемые узлы	Ток двухфазного КЗ, А
$U_L = 0,684U_F$	36 – 37	413
$U_L = 1,286U_F$	36 – 38	680
$U_L = \sqrt{3}U_F$	36 – 40	842
$U_L = 1,97U_F$	36 – 39	820

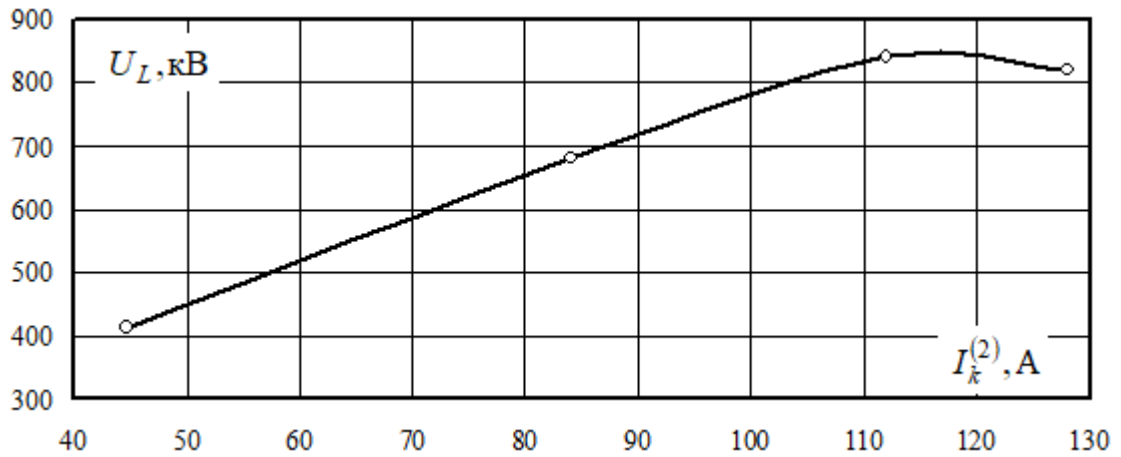


Рисунок 2.31 – Зависимость тока КЗ от величины линейного напряжения

Обрыв одной фазы в двенадцатифазной ЛЭП. Расчеты проводились по расчетной схеме, показанной на рисунке 2.32, при передаче мощности 245 МВт.

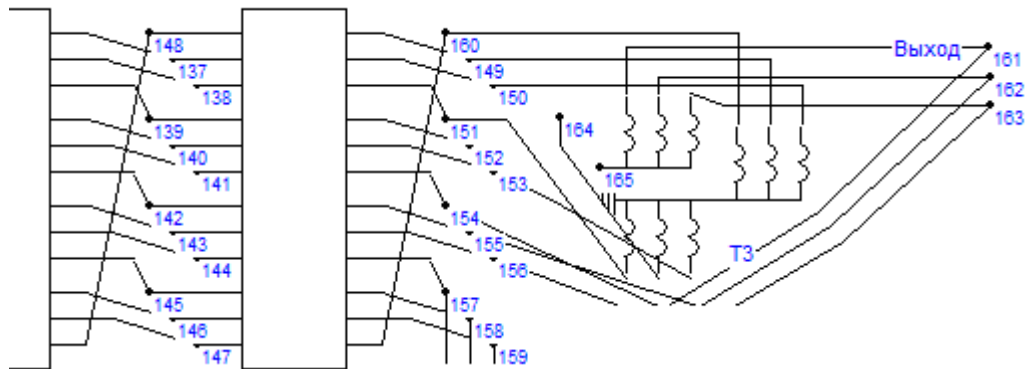


Рисунок 2.32 – Расчетная схема при обрыве одной фазы

В таблице 2.17 приведены результаты расчета коэффициентов несимметрии по обратной последовательности k_{2U} на нагрузке для двенадцатифазной ЛЭП. Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.33, 2.34.

Таблица 2.17 – Потери в линиях и коэффициенты несимметрии при обрыве одного провода линии

Нагрузка на фазу	Двенадцатифазная ЛЭП				Трехфазная двухцепная ЛЭП			
	$P_{ij}, \text{МВт}$	$k_{2U}, \%$	$k_{0U}, \%$	Потери, МВт	$P_{ij}, \text{МВт}$	$k_{2U}, \%$	$k_{0U}, \%$	Потери, МВт
20+j10	61,08	0,05	0,2	0,24	60,98	0,9	0,19	0,56
40+j20	121,78	0,21	0,4	0,941	122,98	2,01	0,47	2,54

Нагрузка на фазу	Двенадцатифазная ЛЭП				Трехфазная двухцепная ЛЭП			
	P_{ij} , МВт	k_{2U} , %	k_{0U} , %	Потери, МВт	P_{ij} , МВт	k_{2U} , %	k_{0U} , %	Потери, МВт
60+j30	183,11	0,39	0,63	2,25	187,06	3,5	0,96	6,53
80+j40	245,13	0,61	0,9	4,24	254,49	5,82	1,96	13,78
100+j50	307,96	0,88	1,21	7,010	332,08	12,9	6,1	30,76

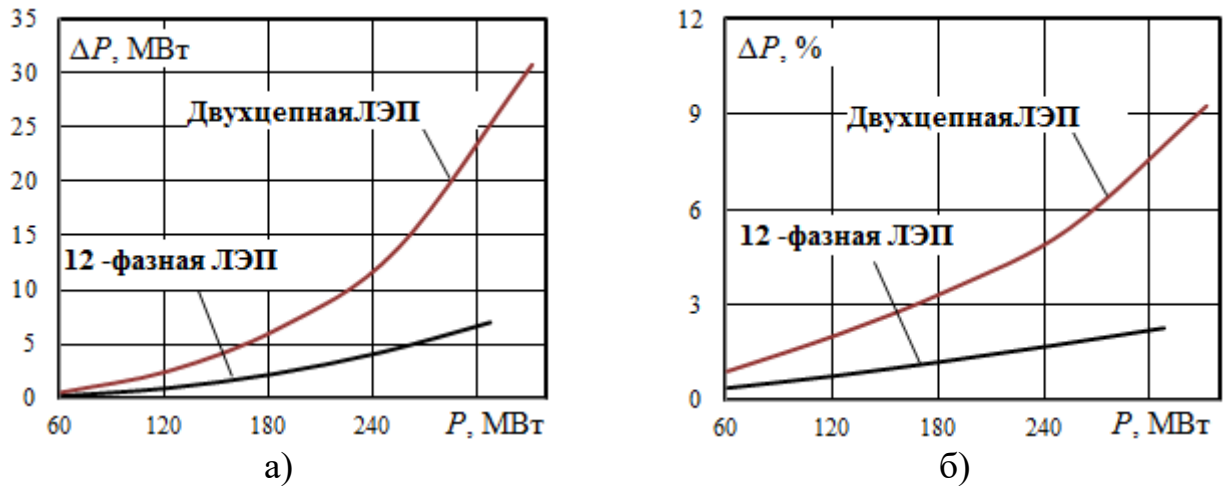


Рисунок 2.33 – Потери мощности в МВт (а) и процентах (б)

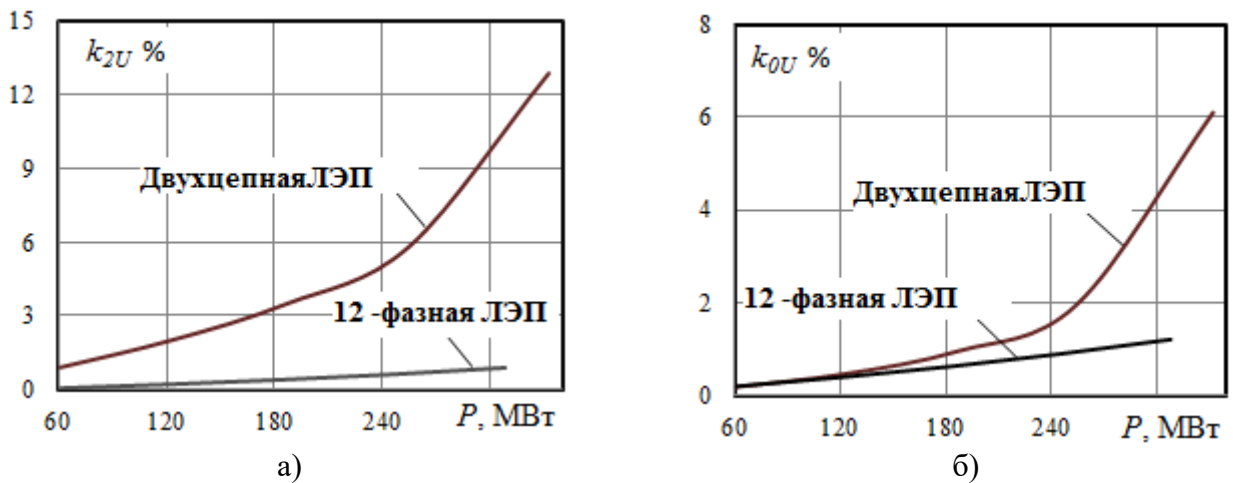


Рисунок 2.34 – Зависимости коэффициентов по обратной (а) и нулевой последовательностям (б) от передаваемой мощности при обрыве одной фазы

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Двенадцатифазная ЛЭП обеспечивает приемлемое качество электроэнергии при обрыве одной фазы. В расчетном примере для двухцепной трехфазной ЛЭП показатели качества электроэнергии по несимметрии и отклонениям напряжения на шинах 10 кВ не соблюдаются при передаче мощности более 140 МВт.
2. В сопоставимых вариантах потери мощности в неполнофазном режиме у

двенадцатифазной ЛЭП значительно (в 2,5...3,5 раза) ниже, чем у двухцепной трехфазной линии.

Обрыв двух фаз в двенадцатифазной ЛЭП. Расчеты проводились по расчетной схеме, фрагмент которой показан на рисунке 2.35. В таблице 2.18 приведены результаты расчета коэффициентов несимметрии по обратной последовательности k_{2U} на шинах подстанции потребителя. Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.36 – 2.39.

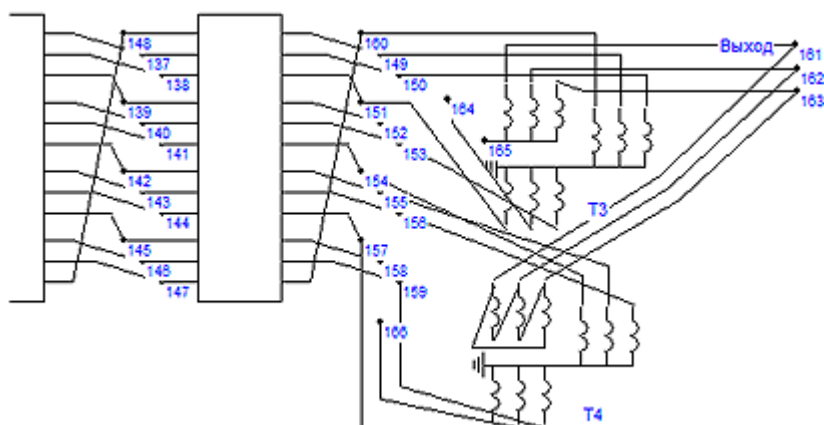


Рисунок 2.35 – Фрагмент расчетной схемы при обрыве двух фаз

Таблица 2.18 – Потери в линиях и коэффициенты несимметрии при обрыве двух фаз

Двенадцатифазная ЛЭП				Трехфазная двухцепная ЛЭП			
P_{ij} , МВт	k_{2U} , %	k_{0U} , %	ΔP , МВт	P_{ij} , МВт	k_{2U} , %	k_{0U} , %	ΔP , МВт
61,12	0,26	0,15	0,29	61,16	1,18	0,21	0,74
121,98	0,57	0,51	1,15	123,8	2,68	0,54	3,37
183,59	0,93	0,81	2,73	189,54	4,86	1,17	8,99
246,05	1,34	1,15	5,16	261,87	9,25	3,02	21,06

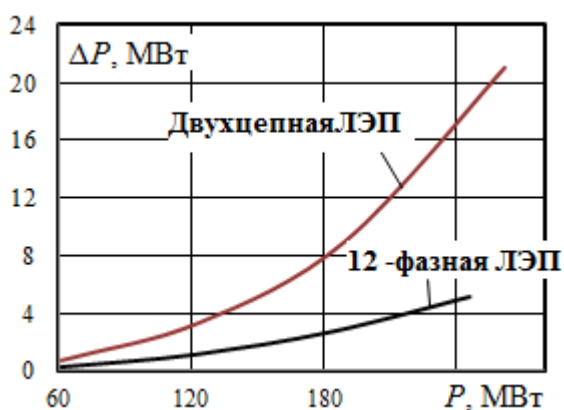


Рисунок 2.36 – Абсолютные потери мощности в линиях

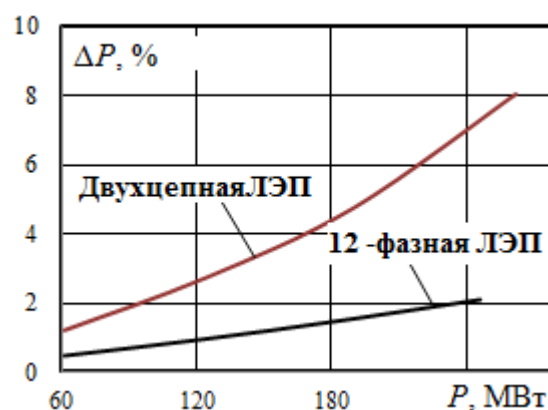


Рисунок 2.37 – Относительные потери мощности в линиях

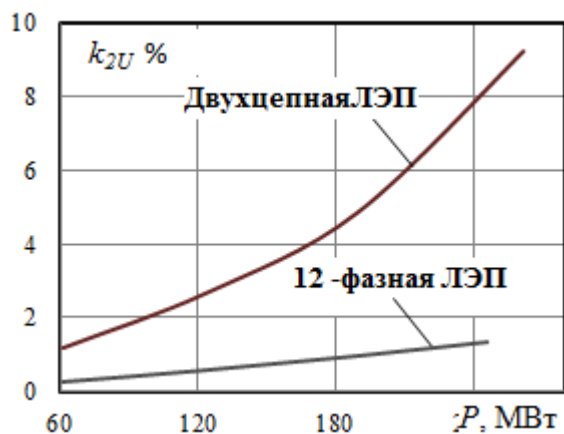


Рисунок 2.38 – Зависимость $k_{2U} = k_{2U}(P)$ при обрыве двух фаз

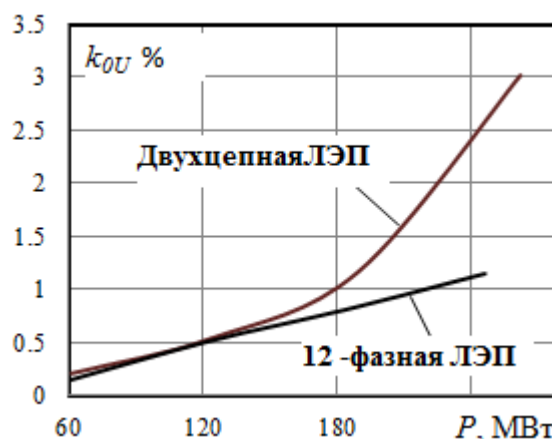


Рисунок 2.39 – Зависимость $k_{OU} = k_{OU}(P)$ при обрыве двух фаз

Из полученных результатов вытекают следующие выводы:

1. Двенадцатифазная ЛЭП обеспечивает приемлемое качество электроэнергии при обрыве двух фаз. Для рассмотренной двухцепной трехфазной ЛЭП показатели качества электроэнергии по несимметрии и отклонениям напряжения на шинах 10 кВ не соблюдаются при передаче мощности более 130 МВт.

2. Потери мощности в неполнофазном режиме у двенадцатифазной ЛЭП значительно (в 2,5...3,5 раза) ниже, чем у двухцепной трехфазной линии.

Двухфазное КЗ в двенадцатифазной ЛЭП. На рисунке 2.40 показана расчетная схема с двенадцатифазной ЛЭП, в таблицах 2.19 – 2.21 приведены результаты расчета межфазных КЗ между узлами с различным уровнем линейного напряжения. Зависимость тока КЗ от уровня линейного напряжения представлена на рисунке 2.41.

Таблица 2.19 – Токи двухфазного КЗ, А, град.

Номера узлов	Узлы КЗ, величина линейного напряжения											
	17 – 18, $U_L = \sqrt{3}U_F$		17 – 19, $U_L = \sqrt{3}U_F$		17 – 20, $U_L = 2U_F$		17 – 21, $U_L = U_F$		17 – 22, $U_L = U_F$		17 – 23, $U_L = 0,518U_F$	
17	2401	-45,9	2197	-107,1	1830	-80,6	1017	-139,7	1018	-19,8	593	-153,4
18	2401	134,1	0	–	0	–	0	–	0	–	0	–
19	0	–	2197	72,9	0	–	0	–	0	–	0	–
20	0	–	0	–	1830	99,4	0	–	0	–	0	–
21	0	–	0	–	0	–	1017	40,3	0	–	0	–
22	0	–	0	–	0	–	0	–	1018	160,2	0	–
23	0	–	0	–	0	–	0	–	0	–	593	26,6

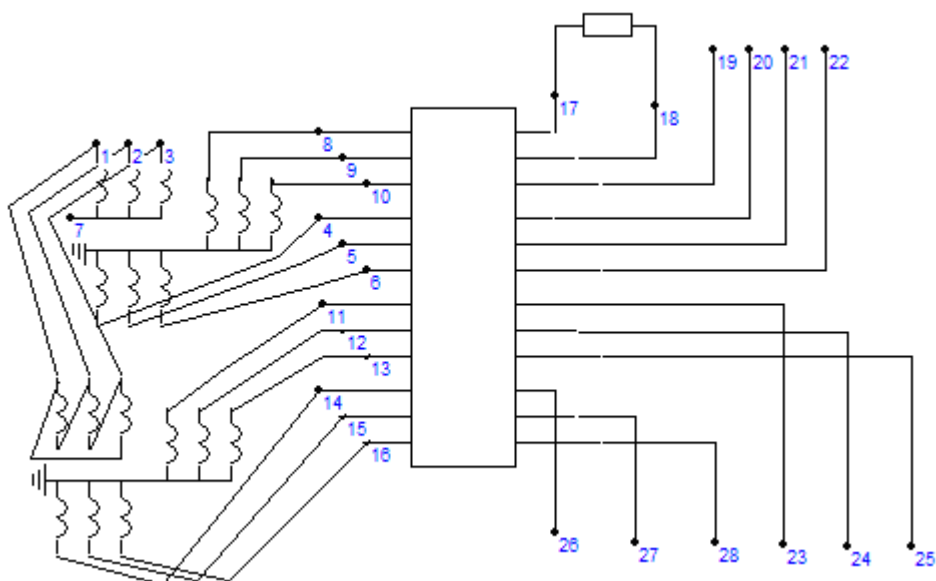


Рисунок 2.40 – Расчетная схема для коротких замыканий двенадцатифазной ЛЭП

Таблица 2.20 – Токи двухфазного КЗ, А, град.

Номера узлов	Узлы КЗ, величина линейного напряжения									
	17 – 24, $U_L = \sqrt{2}U_F$		17 – 25, $U_L = 1,932U_F$		17 – 26, $U_L = 1,932U_F$		17 – 27, $U_L = \sqrt{2}U_F$		17 – 28, $U_L = 0,518U_F$	
17	1641	-33,2	2240	-93,3	2310	-62,8	1739	-122,5	690	-1,5
24	1641	146,8	0	-	0	-	0	-	0	-
25	0	-	2408	86,7	0	-	0	-	0	-
26	0	-	0	-	2310	117,2	0	-	0	-
27	0	-	0	-	0	-	1739	57,5	0	-
28	0	-	0	-	0	-	0	-	690	178,5

Таблица 2.21 – Сравнение токов КЗ

Линейное напряжение	Замыкаемые узлы	Ток двухфазного КЗ, А
$U_L = 0,518U_F$	17 – 23	593
$U_L = 0,518U_F$	17 – 28	690
$U_L = U_F$	17 – 21	1017
$U_L = U_F$	17 – 22	1018
$U_L = \sqrt{2}U_F$	17 – 24	1641
$U_L = \sqrt{2}U_F$	17 – 27	1739
$U_L = \sqrt{3}U_F$	17 – 19	2197
$U_L = \sqrt{3}U_F$	17 – 18	2401
$U_L = 1,932U_F$	17 – 25	2240
$U_L = 1,932U_F$	17 – 26	2310

Линейное напряжение	Замыкаемые узлы	Ток двухфазного КЗ, А
$U_L = 2U_F$	17 – 20	1830

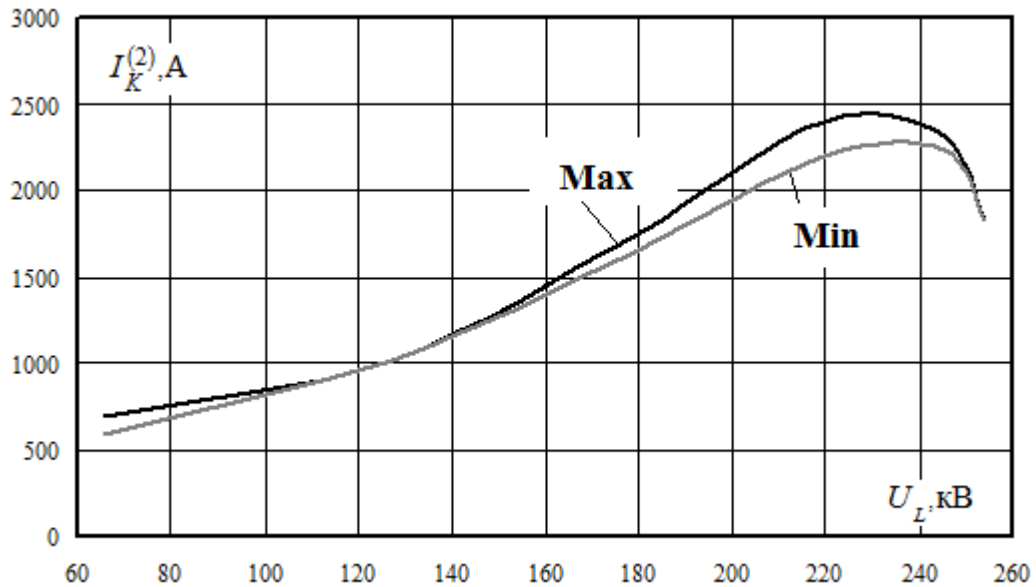


Рисунок 2.41 – Зависимость тока КЗ от линейного напряжения двенадцатифазной ЛЭП

Полученные результаты показывают, что в двенадцатифазной ЛЭП наблюдается аналогичный токоограничивающий эффект преобразовательного трансформатора при замыкании между узлами с повышенным линейным напряжением, равным удвоенному значению фазного.

2.4. Моделирование электромагнитных полей

Моделирование электромагнитных полей осуществлялось по методике, предложенной в работах [8, 58 –62]. После решения уравнений могут быть определены электромагнитные поля для каждой из ЛЭП, входящих в состав ЭЭС, на основе алгоритма, включающего следующие этапы.

1. Определяются токи проводов ЛЭП

$$\Omega: \mathbf{U}, \varphi \rightarrow \mathbf{I}, \varphi_I$$

где Ω – оператор; \mathbf{I}, φ_I – векторы модулей и фаз токов проводов.

2. Рассчитываются наборы пространственных составляющих напряженностей электромагнитного поля, отвечающие совокупности координат x, y

$$\Xi_E : \mathbf{U}, \varphi \rightarrow \dot{\mathbf{E}}_x, \dot{\mathbf{E}}_y ; \Xi_H : \mathbf{I}, \varphi_I \rightarrow \mathbf{H}_x, \mathbf{H}_y ,$$

где Ξ_E, Ξ_H – операторы; индекс E относится к электрическому, а индекс H – к магнитному полю.

3. Определяются амплитудные значения напряженностей ЭМП

$$\Theta_E : \dot{\mathbf{E}}_x, \dot{\mathbf{E}}_y \rightarrow \mathbf{E}_{\max} ; \Theta_H : \dot{\mathbf{H}}_x, \dot{\mathbf{H}}_y \rightarrow \mathbf{H}_{\max} .$$

4. Рассчитываются значения плотности потока электромагнитной энергии для выбранного набора координат пространственных координат x, y

$$\Theta_{\Pi} : \dot{\mathbf{E}}_x, \dot{\mathbf{E}}_y, \dot{\mathbf{H}}_x, \dot{\mathbf{H}}_y \rightarrow \Pi_0 .$$

Приведенные далее расчеты выполнены для моделей, описанных в предыдущих разделах главы. Некоторые отличия отмечены в тексте.

Моделирование ЭМП четырехфазных линий электропередачи.

На рисунке 2.42 приведены зависимости напряженностей электромагнитного поля на отдельных участках ЛЭП от координаты Z вдоль линий, отсчитываемой от начала линий. Расчеты проводились при симметричной нагрузке на приемном конце $30 + j30$ МВ·А. На рисунке 2.43 показаны зависимости напряженностей ЭМП от координаты x , ось которой расположена перпендикулярно проводам линии вдоль поверхности земли.

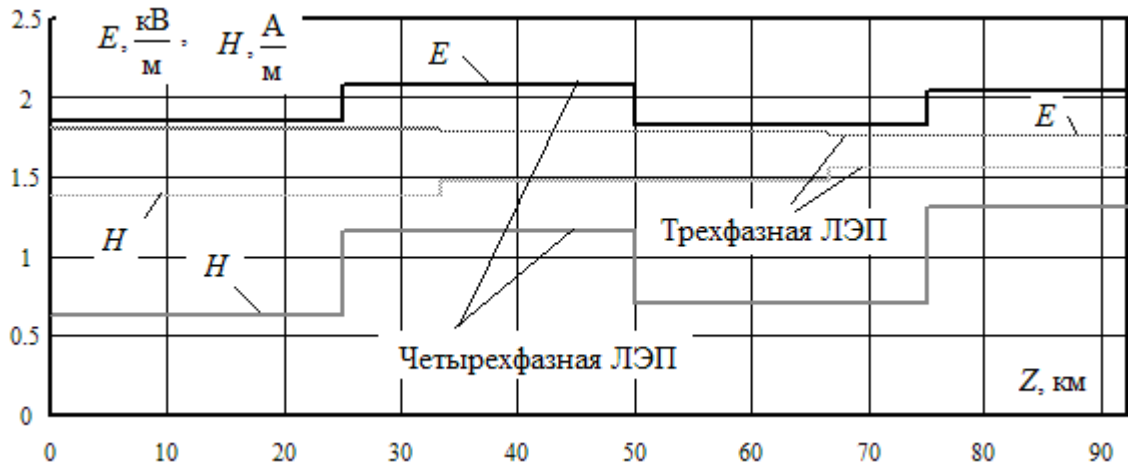
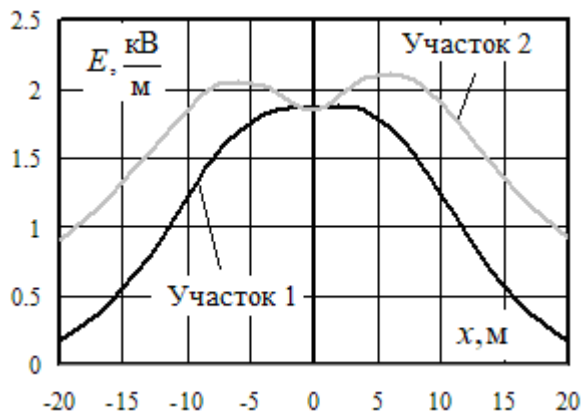
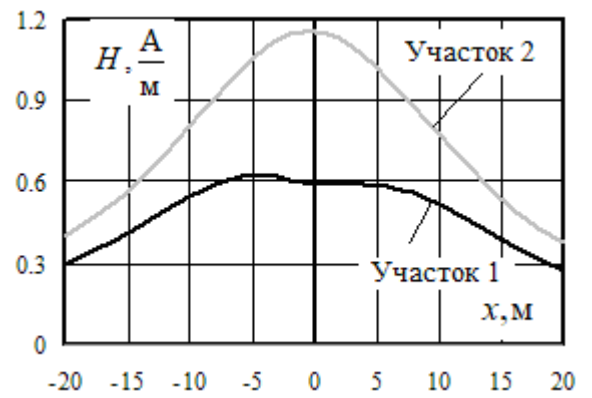


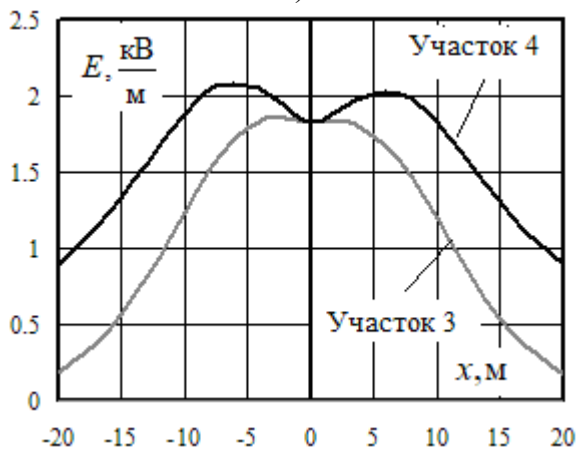
Рисунок 2.42 – Распределение максимумов напряженностей по трассам трехфазной и четырехфазной линий



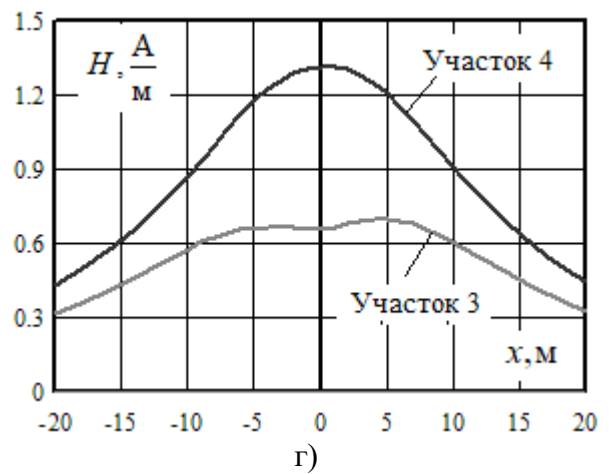
а)



б)



в)



г)

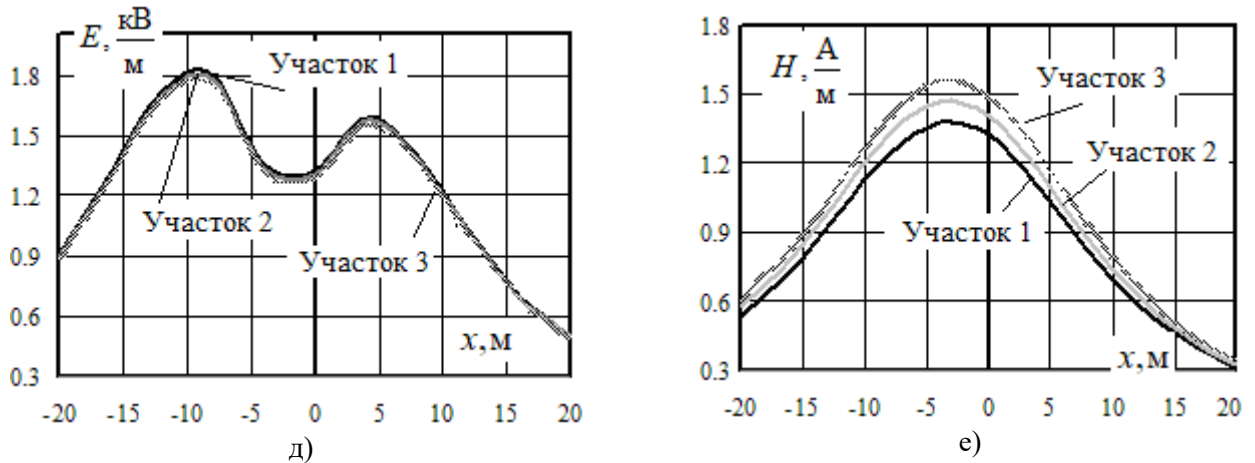


Рисунок 2.43 – Напряженности ЭМП на высоте 1,8 метра при нагрузке $30 + j30$ МВ·А: а, б, в, г – участки 1 – 4 четырехфазной ЛЭП; д, е – участки 1 – 3 трехфазной ЛЭП

Из полученных результатов видно, что уровни напряженности электрического поля по участкам трасс трехфазной и четырехфазной ЛЭП различаются незначительно. На отдельных участках напряженность магнитного поля четырехфазной ЛЭП примерно в два раза меньше, чем у трехфазной линии. Значительно больший эффект по критерию электромагнитной безопасности отмечен в [24] при сравнении ЧЛЭП 750 кВ и трехфазной такого же напряжения.

Моделирование ЭМП шестифазных линий электропередачи. Результаты моделирования напряженностей электромагнитного поля показаны в таблицах 2.22, 2.23 и на рисунках 2.44, 2.45.

Таблица 2.22 – Распределение напряженностей ЭМП по горизонтальной оси

Участок	$E = E(X)$	$H = H(X)$
1		

Участок	$E = E(X)$	$H = H(X)$
2		
3		
4		
5		

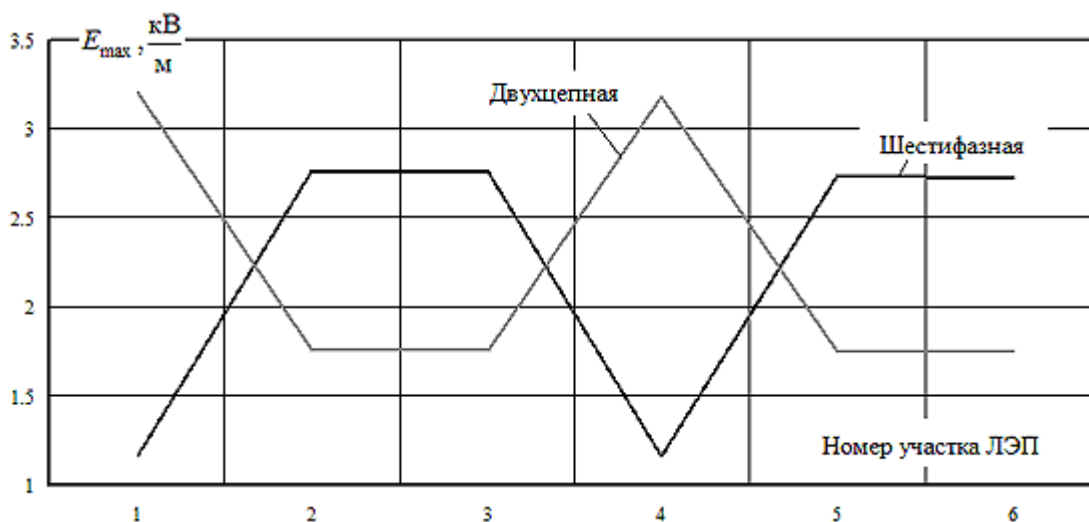
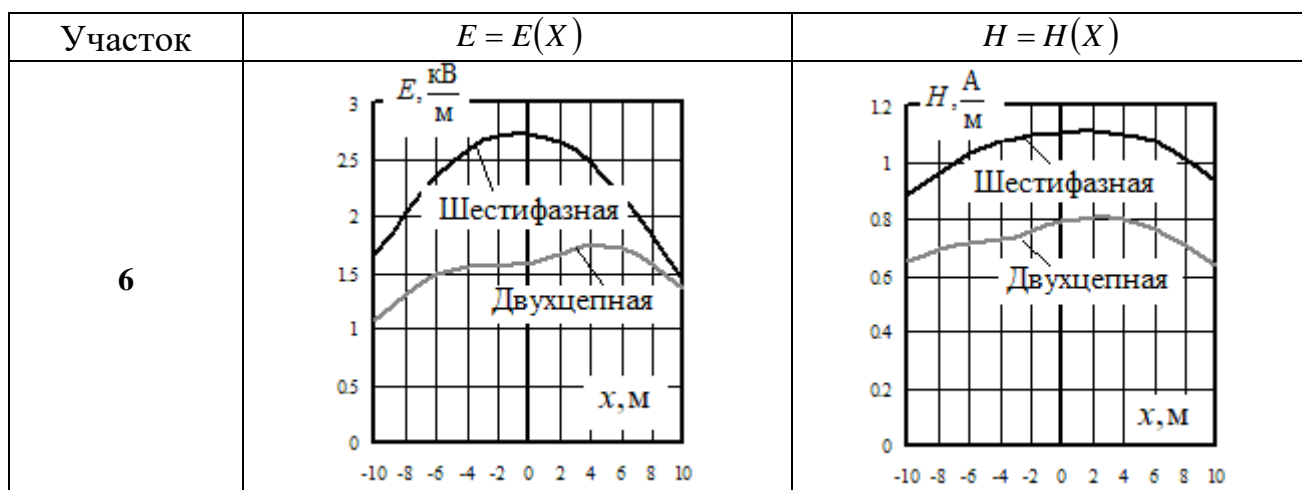


Рисунок 2.44 – Максимальные уровни напряженности электрического поля по участкам ЛЭП

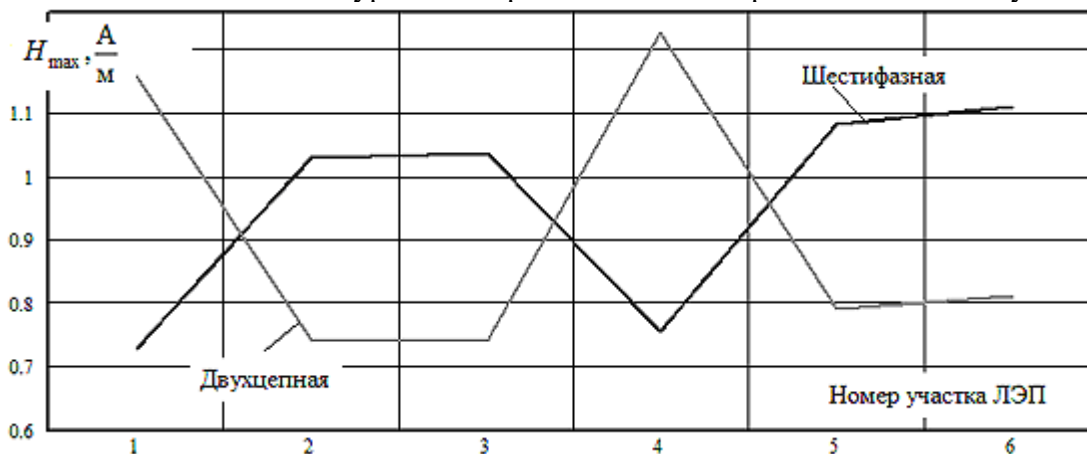


Рисунок 2.45 – Максимальные уровни напряженности магнитного поля по участкам ЛЭП

Таблица 2.23 – Параметры SE_k, SH_k

Поле	Тип ЛЭП	Участок ЛЭП						Итого	Различие, %
		1	2	3	4	5	6		
Электрическое	Шестифазная	19,03	46,97	46,84	18,89	46,35	46,35	224,43	-2,97
	Двухцепная	53,36	31,36	31,34	53,01	31,01	31,01	231,09	
Магнитное	Шестифазная	12,41	19,41	19,63	12,93	20,97	20,97	106,32	4,27
	Двухцепная	21,87	13,49	13,54	23,12	14,88	14,88	101,78	

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что уровни напряженностей ЭМП на различных участках транспонированной ЛЭП существенно отличаются. Например, максимум напряженности электрического поля шести-фазной ЛЭП изменяется по участкам от 1,16 до 2,76 кВ/м. Максимальное значение напряженности магнитного поля варьируются в пределах от 0,73 до 1,1 А/м. Аналогичные показатели для двухцепной линии лежат в диапазонах 1,74 ... 3,18 кВ/м и 0,74 ... 1,23 А/м.

Интегральный показатель, позволяющий оценивать результирующее воздействие ЛЭП на окружающую природную среду, может быть получен на основе вычисления следующих величин:

$$SE_k = \int_{x_{\min}}^{x_{\max}} E(x) dx, \quad SH_k = \int_{x_{\min}}^{x_{\max}} H(x) dx, \quad (2.4)$$

где $E = E(x)$, $H = H(x)$ – функции, аппроксимирующие зависимости (таблица 2.22) кубическими сплайнами напряженностей от координаты x , полученные в результате моделирования в программном комплексе Fazonord; x_{\min} , x_{\max} – пределы изменения координаты x , принятые в расчетах равными – 10, 10 метров.

Введенные показатели (2.4) имеют размерность кВ и А соответственно и отвечают площадям под кривыми $E = E(x)$, $H = H(x)$. Результаты расчета SE_k , SH_k сведены в таблице 2.23, из которой видно, что суммарный показатель SE для шести-фазной ЛЭП на три процента меньше аналогичной величины для двухцепной линии. По критерию SH имеет место обратная ситуация: показатель SH для шести-фазной ЛЭП меньше аналогичной величины для двухцепной линии примерно на 4 %. Таким образом, несмотря на существенное различие в уровнях напряженности ЭМП (рисунки 2.44, 2.45) и в показателях SE_k , SH_k (таблица 2.23) на отдельных участках, результирующее воздействие шести-фазной и двухцепной ЛЭП на окружающую среду можно считать в рассматриваемом примере равнозначным.

Высоковольтные ЛЭП могут иметь значительную протяженность и проходить по территориям с различными нормами по уровням ЭМП. На основе предлагаемой методики путем ограниченного перебора вариантов фазировки начального

участка ЛЭП может быть решена NP-трудная задача выбора оптимального расположения проводов отдельных фаз шестифазной ЛЭП с учетом транспозиции проводов и различных экологических ограничений на отдельных участках.

Моделирование ЭМП девятифазных ЛЭП. Результаты моделирования напряженностей электромагнитного поля приведены в таблицах 2.24, 2.25.

Таблица 2.24 – Распределение напряженностей ЭМП по горизонтальной оси трехфазной ЛЭП

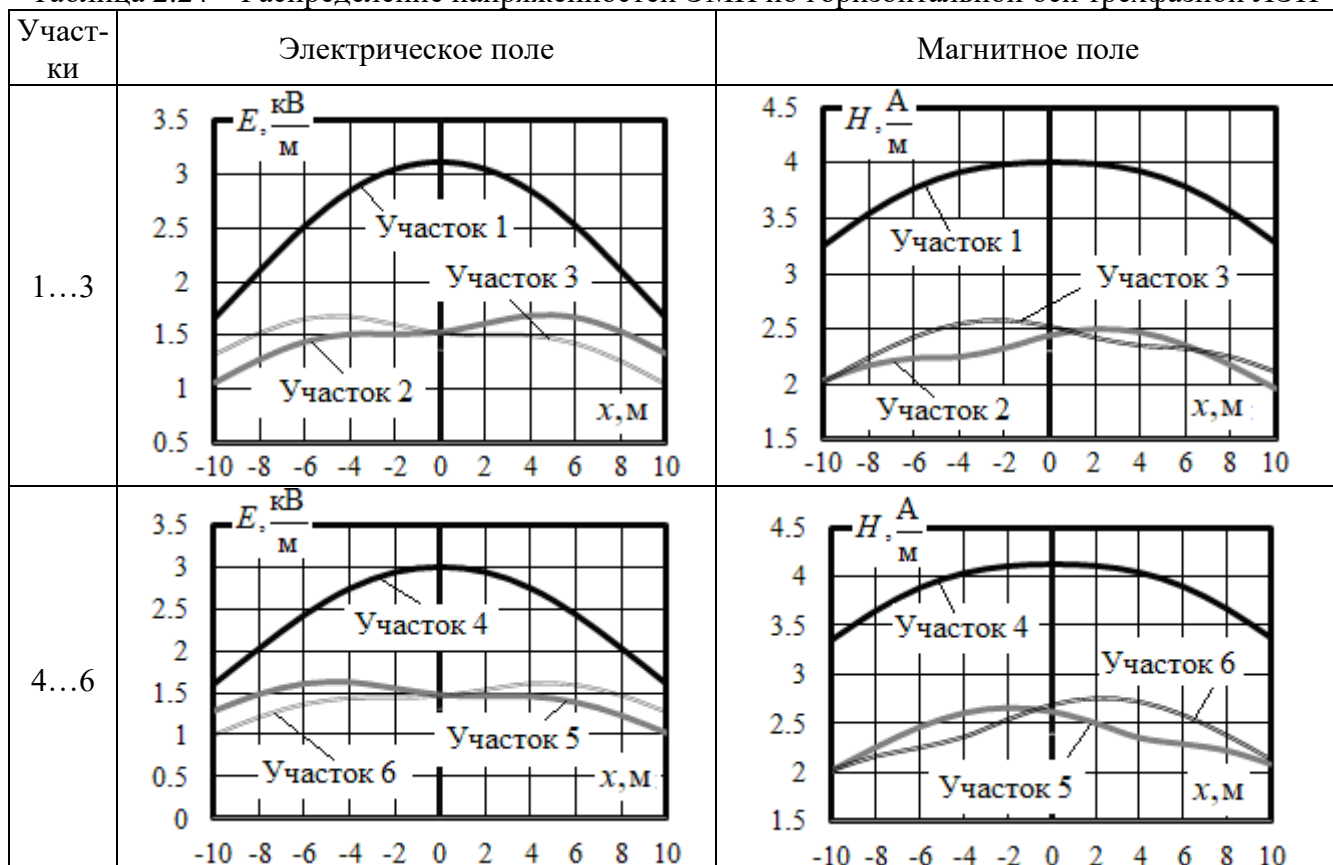
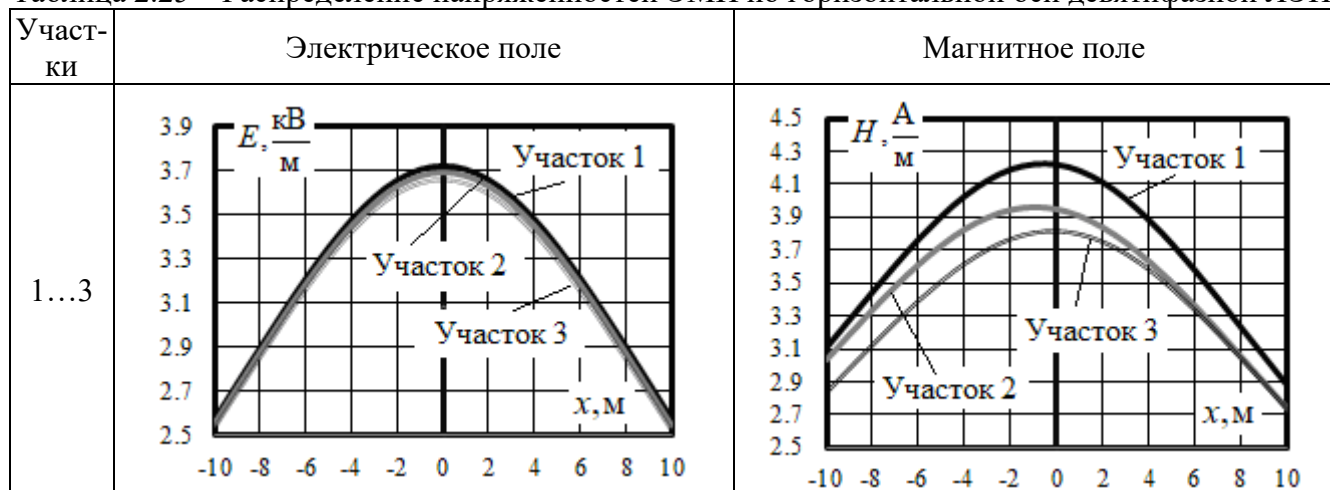
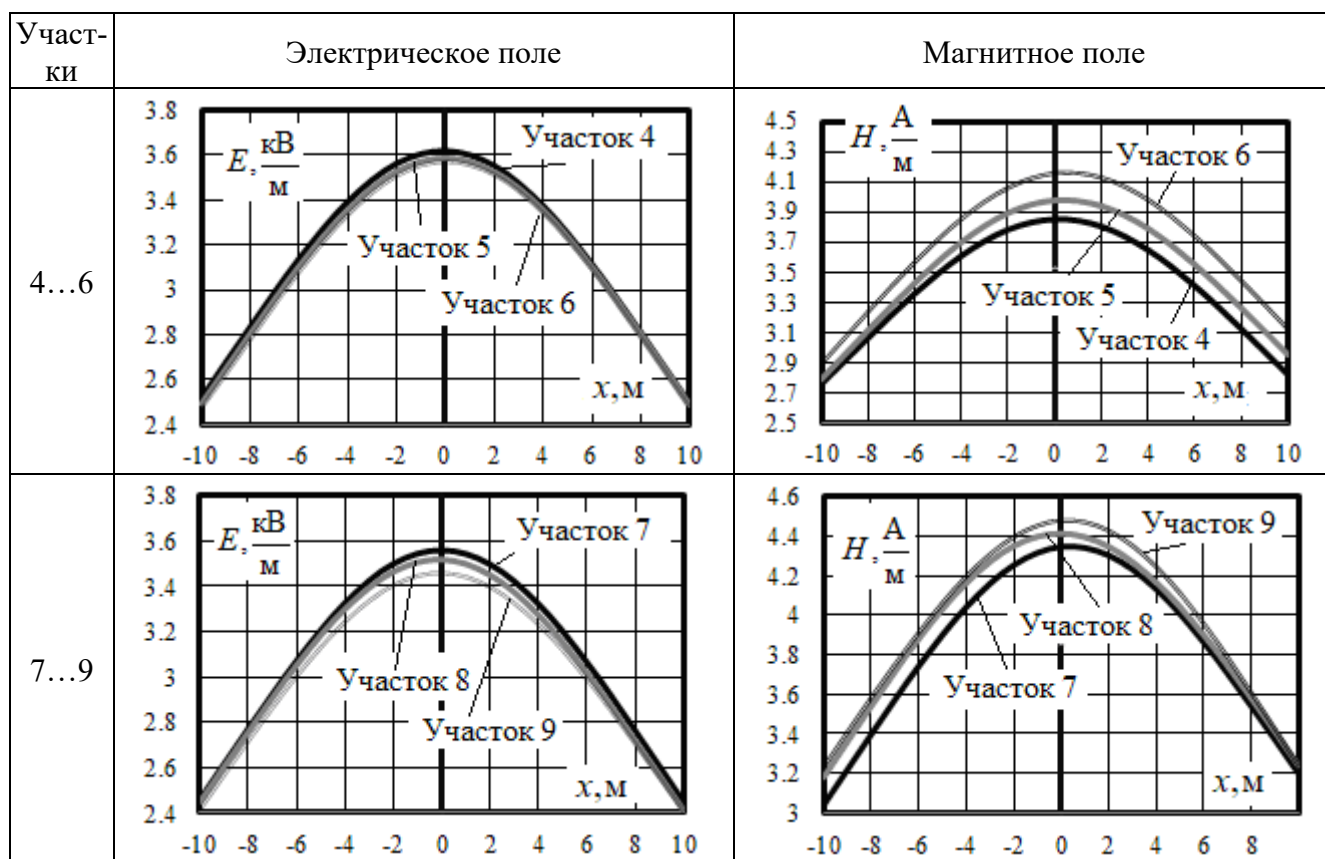


Таблица 2.25 – Распределение напряженностей ЭМП по горизонтальной оси девятифазной ЛЭП





Полученные результаты показывают, что максимумы напряженности электрического поля девятифазной ЛЭП изменяются по участкам от 3,45 до 3,71 кВ/м, максимальные значения напряженности магнитного поля варьируются в пределах от 3,8 до 4,49 А/м. Аналогичные показатели для трехфазной линии лежат в диапазонах 1,7...3,2 кВ/м и 2,5...4 А/м. Следует отметить незначительно меньшие уровни напряженностей магнитного поля трехфазной ЛЭП по сравнению с девятифазной. Кроме того, вариации напряженностей магнитного поля девятифазной ЛЭП при изменении пространственного расположения отдельных фазных проводов имеют значительно меньший размах, чем в трехфазной линии.

Моделирование ЭМП двенадцатифазных линий электропередачи. Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.46, 2.47.

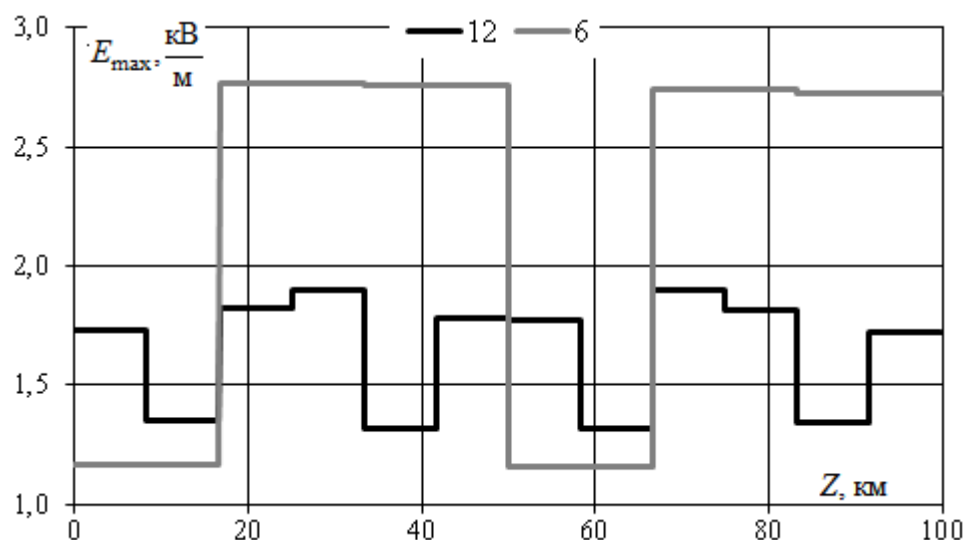


Рисунок 2.46 – Максимальные уровни напряженности электрического поля по участкам двенадцати- и шести-фазной ЛЭП

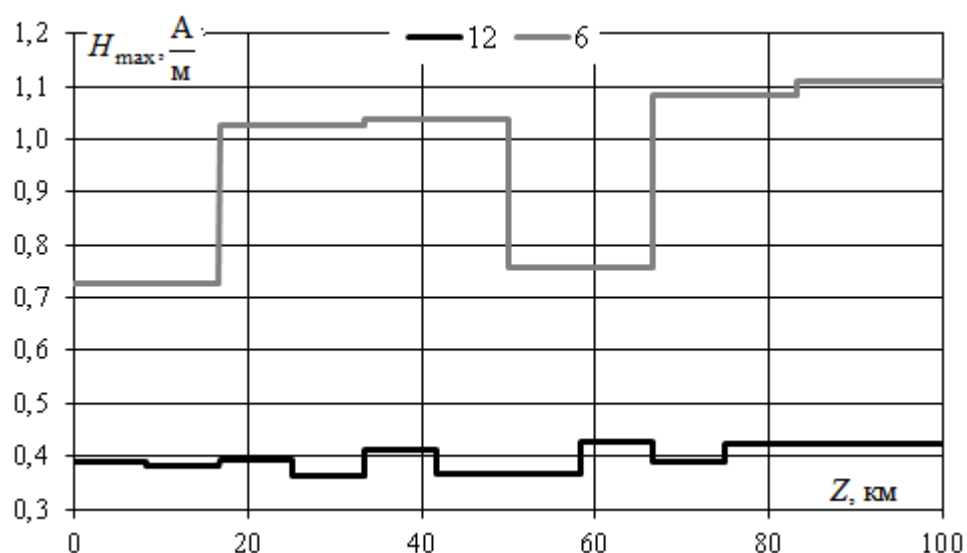
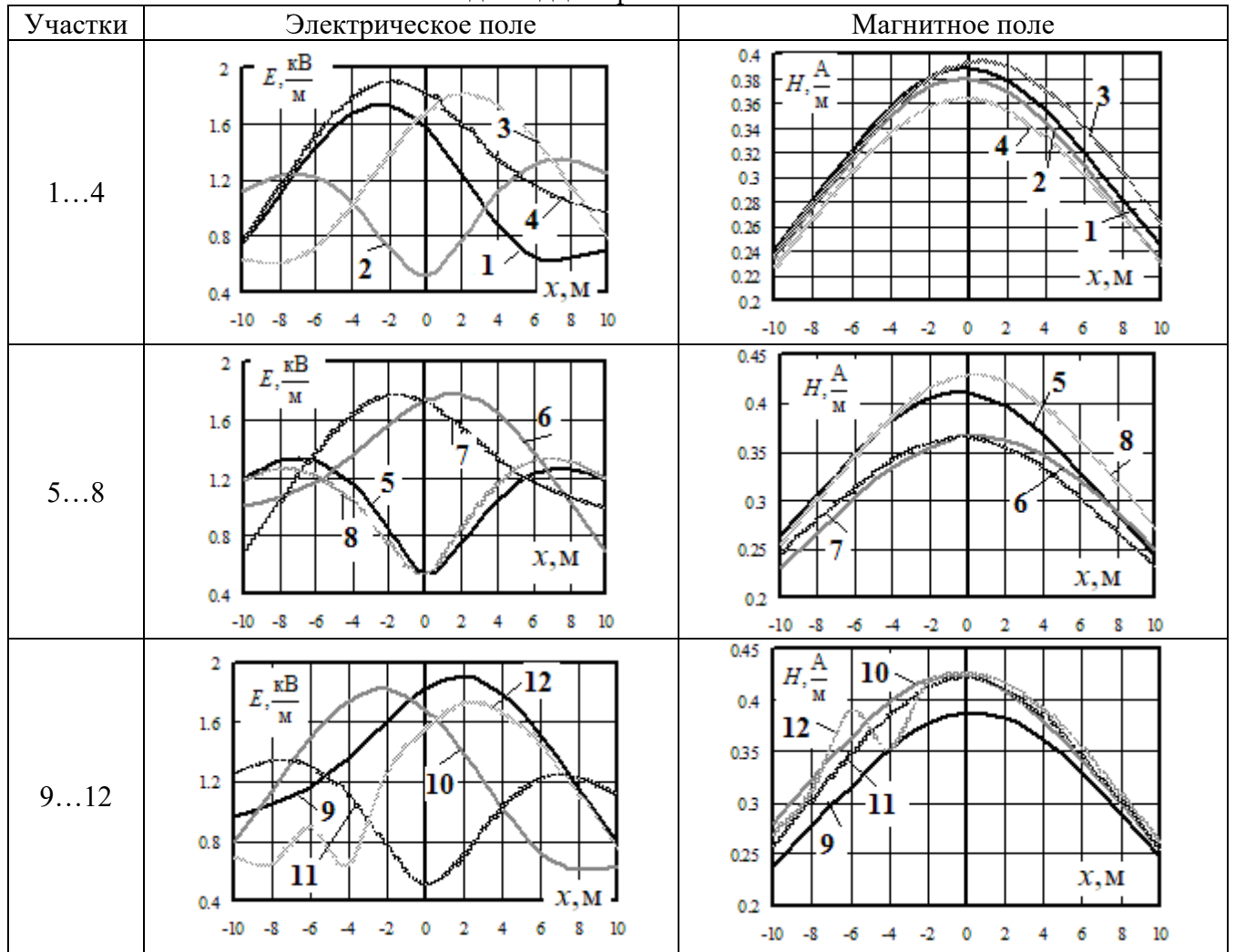


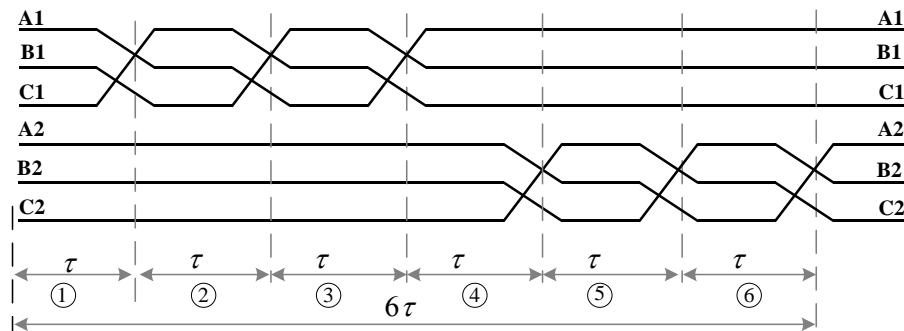
Рисунок 2.47 – Максимальные уровни напряженности магнитного поля по участкам двенадцати- и шести-фазной ЛЭП

Полученные результаты показывают, что максимум напряженности электрического поля двенадцати-фазной ЛЭП изменяется по участкам в диапазонах 1,32...1,9 кВ/м и 0,36...0,43 А/м. Следует отметить значительно меньшие уровни напряженностей магнитного поля двенадцати-фазной ЛЭП по сравнению с шести-фазной. Кроме того, вариации напряженностей магнитного поля двенадцати-фазной ЛЭП при изменении пространственного расположения отдельных проводов имеют значительно меньший размах, чем у шести-фазной ЛЭП.

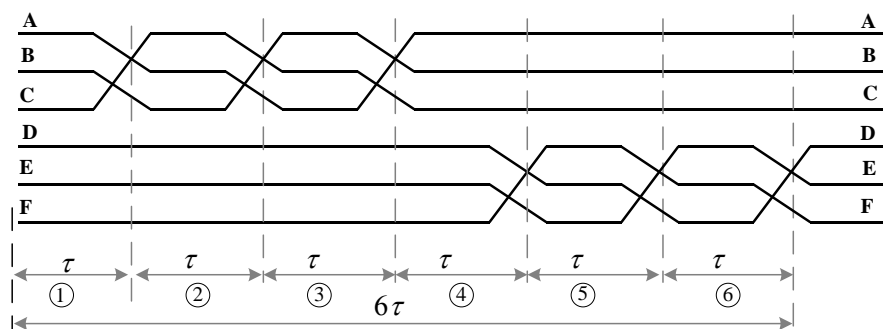
Таблица 2.26 – Распределение напряженностей ЭМП по горизонтальной оси двенадцатифазной ЛЭП



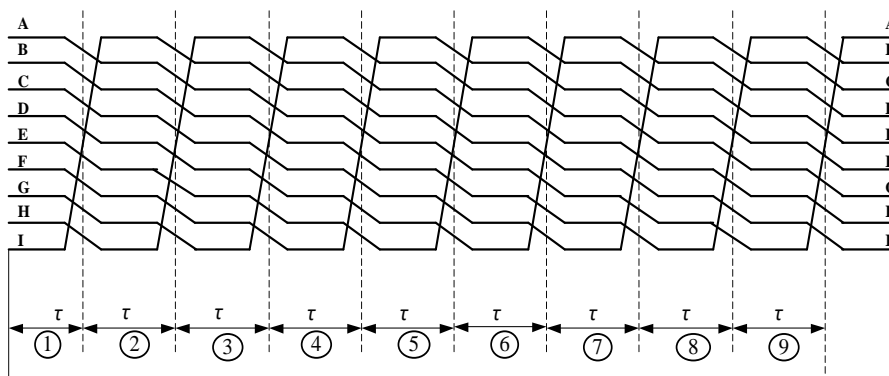
Сравнительный анализ. Моделирование шести-, девяти-, двенадцатифазных ЛЭП осуществлялось с помощью программного комплекса Fazonord. Для сравнения выполнено моделирование традиционной трехфазной ЛЭП двухцепного исполнения. Схемы транспозиции проводов представлены на рисунке 2.48.



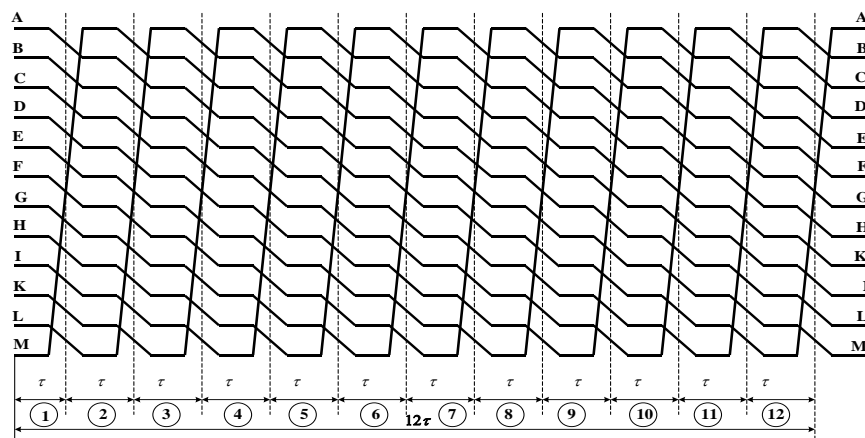
а)



б)



в)



г)

Рисунок 2.48 – Схемы транспозиции проводов: а – трехфазная двухцепная ЛЭП; б – шестифазная ЛЭП; в – девятифазная ЛЭП; г – двенадцатифазная ЛЭП

Координаты расположения проводов в пространстве показаны на рисунке 2.49. Средние напряжения провод – земля и токи проводов линий длиной 100 км при симметричной нагрузке $180 + j90$ МВ·А приведены в таблице 2.27. Результаты моделирования представлены на рисунках 2.50–2.52. В соответствии с требованиями нормативных документов напряженности электромагнитного поля определялись на высоте 1,8 метра.

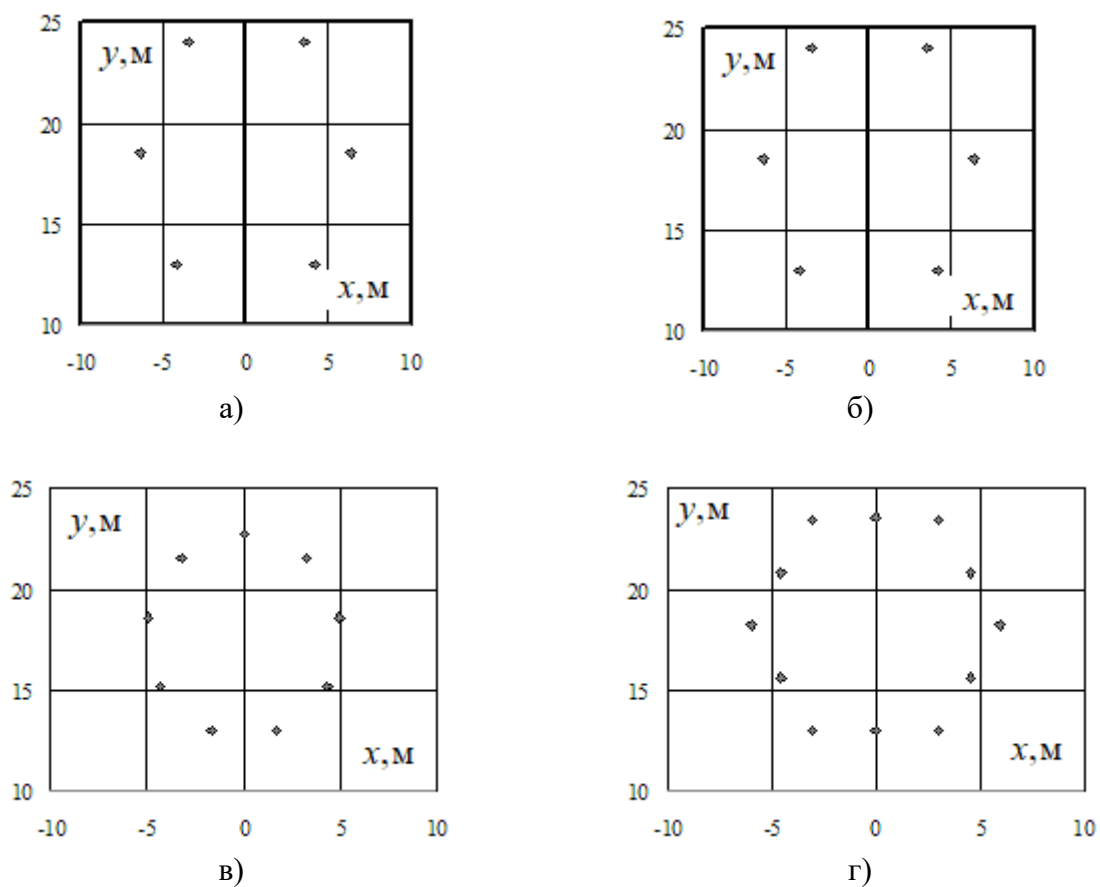


Рисунок 2.49 – Координаты расположения проводов в пространстве:
 а – трехфазная двухцепная ЛЭП; б – шестифазная ЛЭП;
 в – девятифазная ЛЭП; г – двенадцатифазная ЛЭП

Таблица 2.27 – Значения передаваемой мощности и средние значения фазных напряжений и токов проводов на отправных концах ЛЭП

Параметр	Тип ЛЭП	Значение
Напряжение, кВ	Шестифазная	121,8
	Трехфазная двухцепная	122,2
	Девятифазная	121,8
	Двенадцатифазная	123,2
Токи проводов, А	Шестифазная	293,0
	Трехфазная двухцепная	292,3
	Девятифазная	191,7
	Двенадцатифазная	129,5
Уровень передаваемой мощности, МВт	Шестифазная	186,7
	Трехфазная двухцепная	187,3
	Девятифазная	185,4
	Двенадцатифазная	183,4

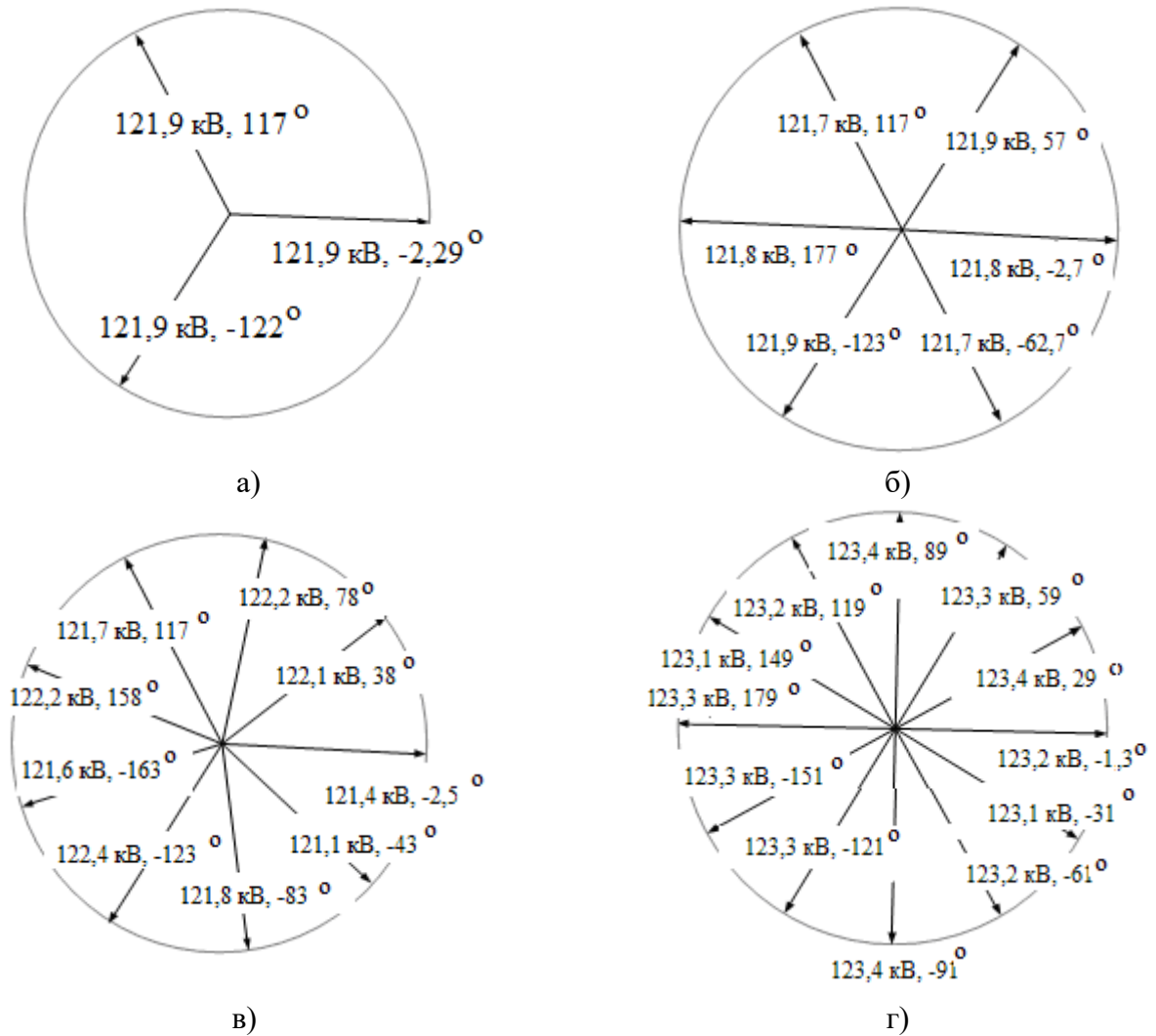


Рисунок 2.50 – Векторные диаграммы напряжений: а – трехфазная двухцепная ЛЭП; б – шести-фазная ЛЭП; в – девятифазная ЛЭП; г – двенадцатифазная ЛЭП

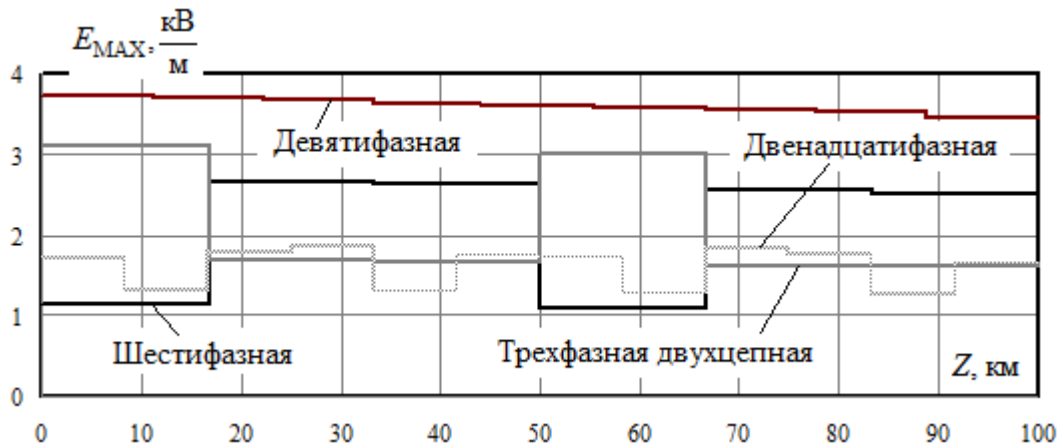


Рисунок 2.51 – Максимальные уровни напряженности электрического поля по участкам ЛЭП

Рисунок 2.49 показывает, что провода сравниваемых ЛЭП занимают одинаковую область пространства, ограниченную окружностью радиусом в 6,4 метра, с центром в точке с координатами $x = 0$, $y = 18,5$ м.

Напряжения проводов относительно земли примерно равны и составляют 122...123 кВ (рисунок 2.50). Режимы рассматриваемых ЛЭП отвечают сопоставимым передаваемым мощностям. Указанные обстоятельства позволяют проводить корректное сравнение условий электромагнитной безопасности.

Фазировка проводов, изменяющаяся в циклах транспозиции, существенно влияет на уровни напряженностей ЭМП (рисунки 2.51 и 2.52). Наиболее значительные уровни напряженности ЭМП создает девятифазная ЛЭП.

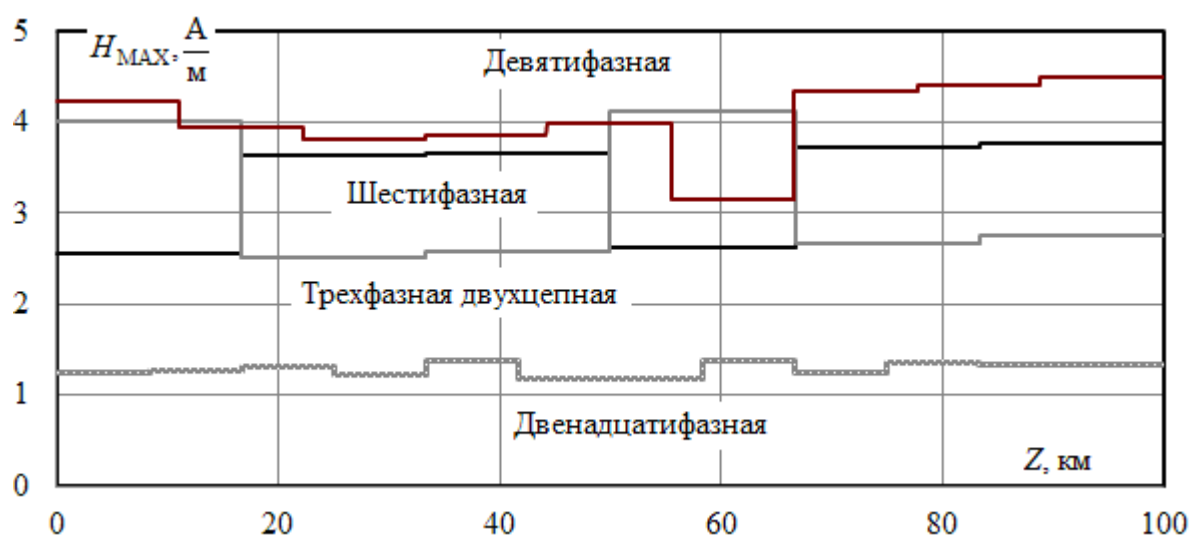


Рисунок 2.52 – Максимальные уровни напряженности магнитного поля по участкам ЛЭП

Полученные результаты показывают, что максимум напряженности электрического поля шестифазной ЛЭП изменяется по участкам от 1,13 до 2,67 кВ/м, максимальные значения напряженности магнитного поля варьируются в пределах от 2,57 до 3,76 А/м. Аналогичные показатели для трехфазной двухцепной ЛЭП находятся в диапазонах от 1,62 до 3,11 кВ/м и от 2,5 до 4 А/м. Максимум напряженности электрического поля девятифазной ЛЭП изменяется от 3,46 до 3,72 кВ/м, величины напряженности магнитного поля варьируются в пределах от 3,16 до 4,49 А/м. Аналогичные показатели для двенадцатифазной линии лежат в диапазонах 1,27...1,87 кВ/м и 1,2...1,35 А/м. Следует отметить значительно меньшие уровни напряженностей магнитного поля двенадцатифазной ЛЭП по сравнению с шестифазной, трехфазной двухцепной и девятифазной линиями.

2.5. Компактизация многофазных ЛЭП

Наличие в многофазных ЛЭП линейных напряжений, равных или меньших фазного, позволяет выполнить компактизацию этих линий при размещении проводов по окружности и выполнении соответствующей фазировки. Для проверки эффективности этого мероприятия выполнено моделирование четырех и шести-фазных КВЛ. Координаты расположения проводов в пространстве показаны на рисунках 2.53, 2.54.

Результаты моделирования компактных ЧЛЭП и аналогичных линий без изолирующих распорок показаны на рисунках 2.55– 2.58.

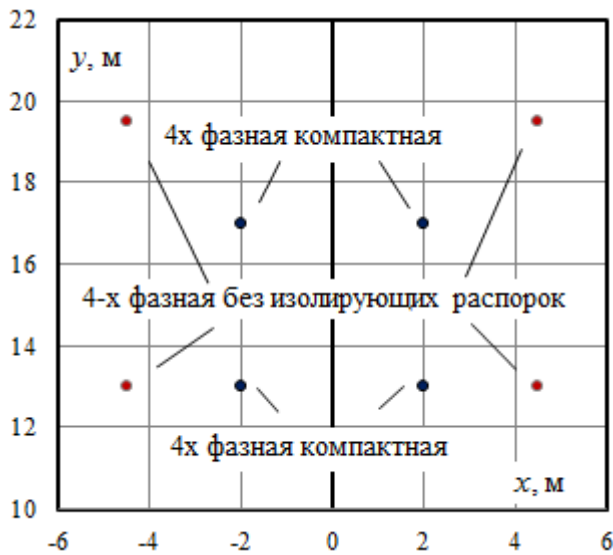


Рисунок 2.53 – Координаты токоведущих частей ЧЛЭП

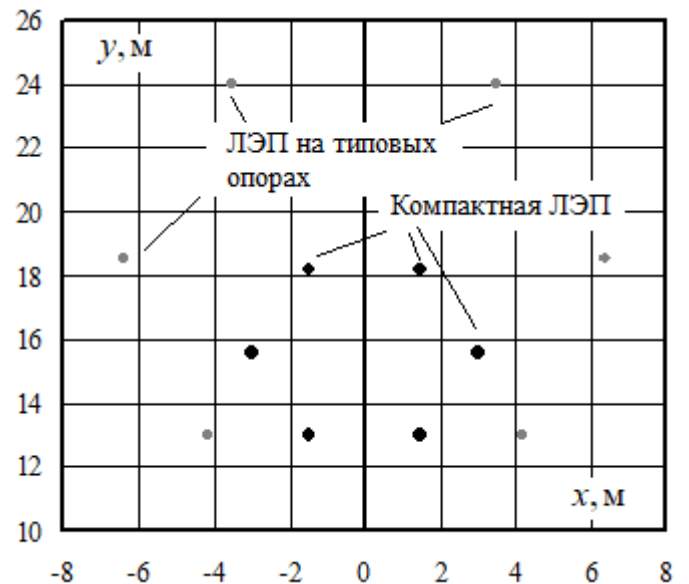


Рисунок 2.54 – Координаты токоведущих частей шестифазных ЛЭП

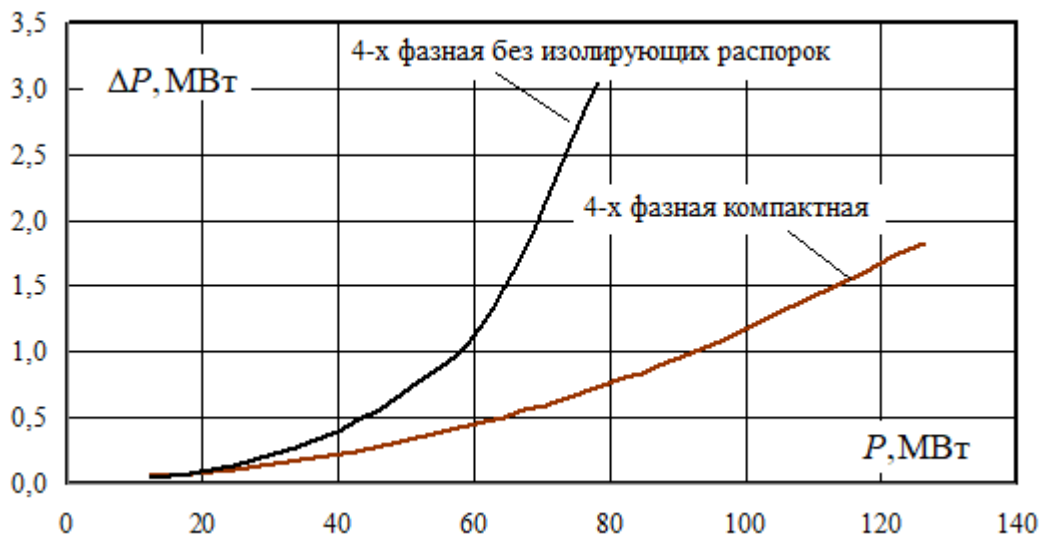


Рисунок 2.55 – Зависимости потерь ЧЛЭП от передаваемой мощности

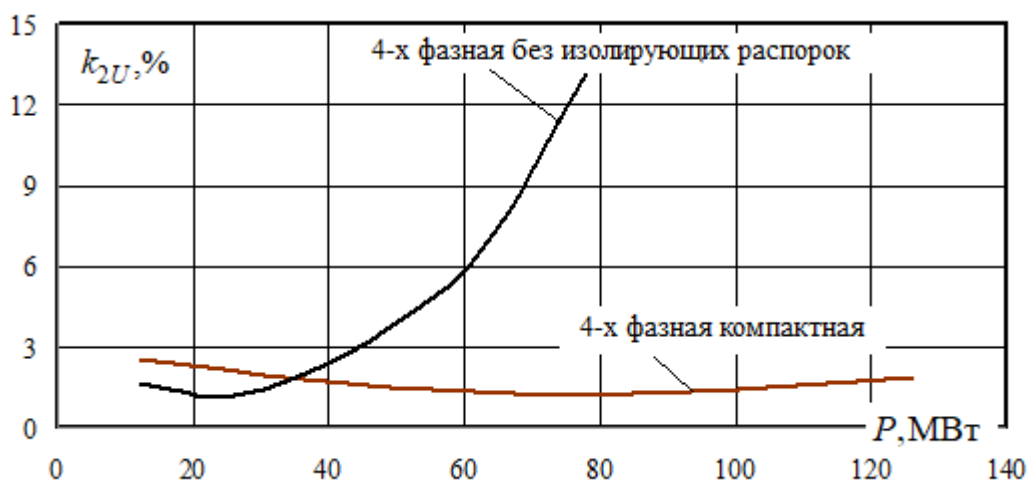


Рисунок 2.56 – Зависимости коэффициентов несимметрии по обратной последовательности ЧЛЭП от передаваемой мощности

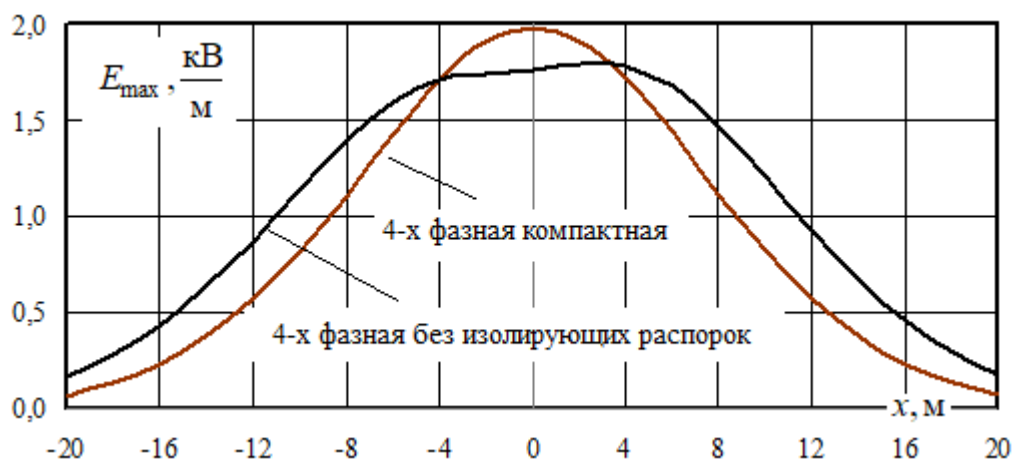


Рисунок 2.57 – Зависимости амплитуд напряженностей электрического поля от координаты x поперек линии

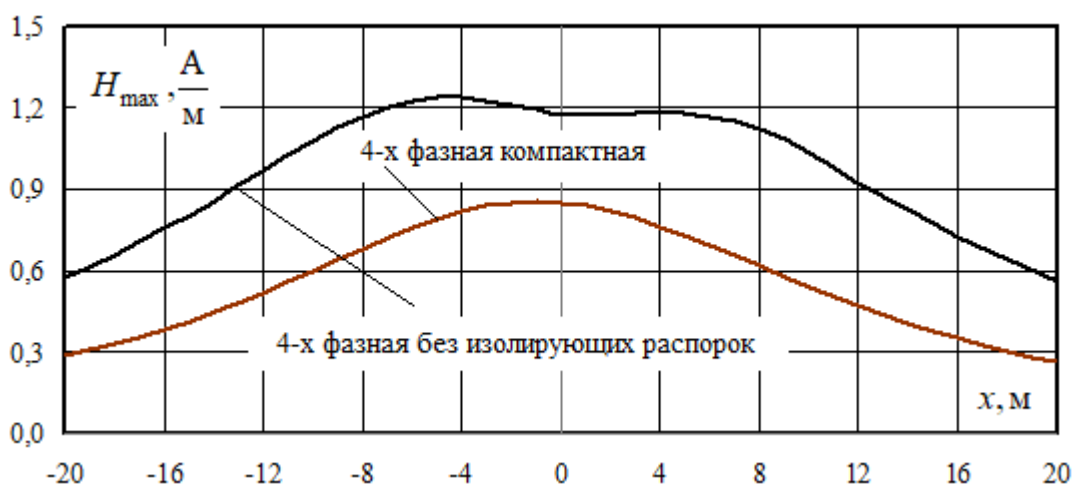


Рисунок 2.58 – Зависимости амплитуд напряженностей магнитного поля от координаты x

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. За счет компактизации достигается существенное повышение энергоэффективности, так, например, при нагрузке на приемном конце

$20 + j10$ МВ·А потери мощности в КВЛ снижаются почти в три раза по сравнению с ЧЛЭП без изолирующих распорок.

2. Компактная ЛЭП обеспечивает заметное улучшение ПКЭ по несимметрии. При указанной выше передаваемой мощности значение коэффициента несимметрии k_{2U} уменьшается в пять раз.

3. Компактизации проводов незначительно меняет напряженности ЭМП на высоте 1,8 м.

Результаты моделирования компактных шестифазных ЛЭП и аналогичных линий без изолирующих распорок проиллюстрированы на рисунках 2.59 – 2.63.

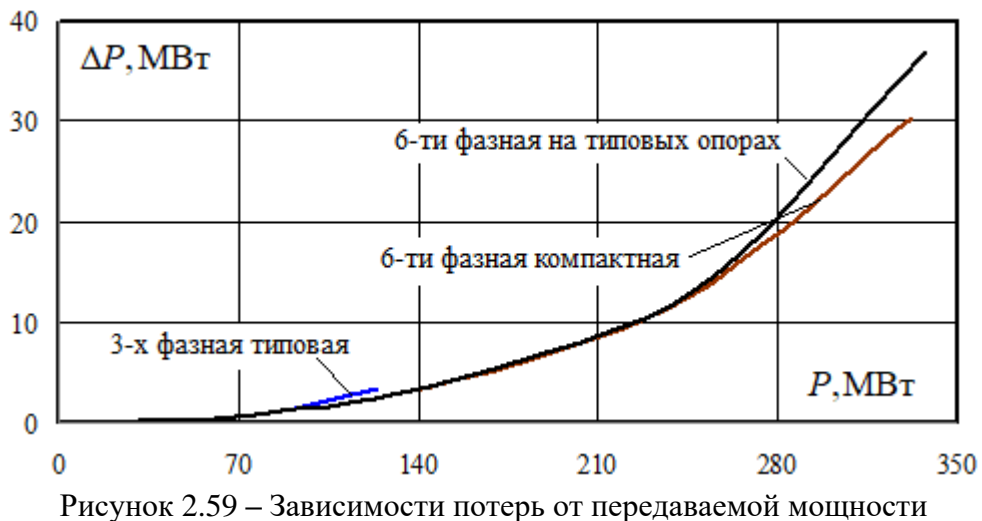


Рисунок 2.59 – Зависимости потерь от передаваемой мощности

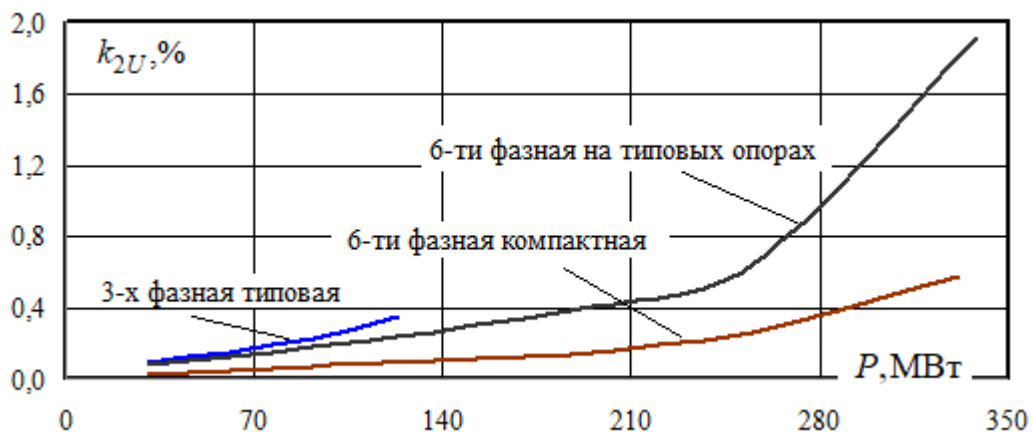


Рисунок 2.60 – Зависимости коэффициентов несимметрии по обратной последовательности от передаваемой мощности

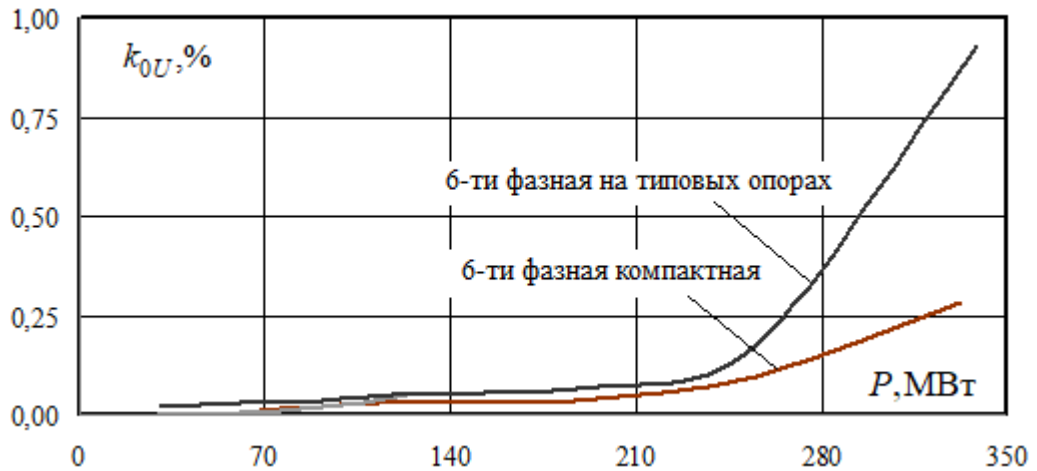


Рисунок 2.61 – Зависимости коэффициентов несимметрии по нулевой последовательности от передаваемой мощности

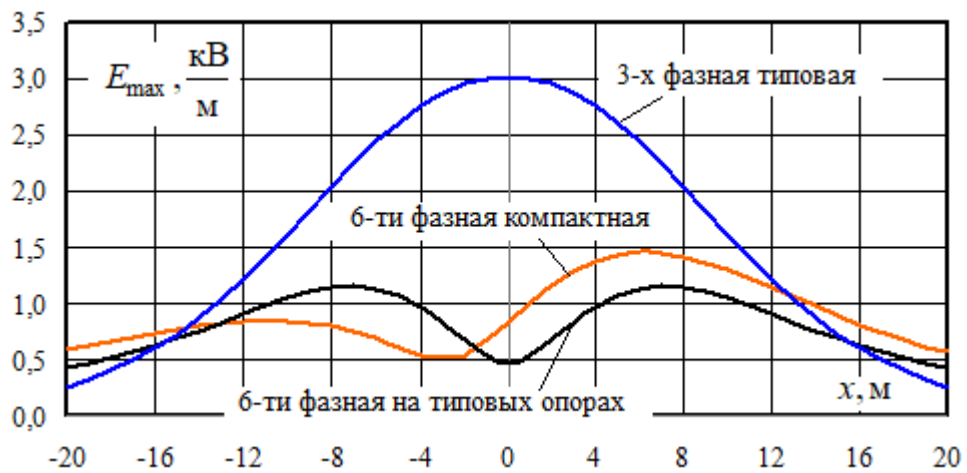


Рисунок 2.62 – Зависимости амплитуд напряженностей электрического поля от координаты x

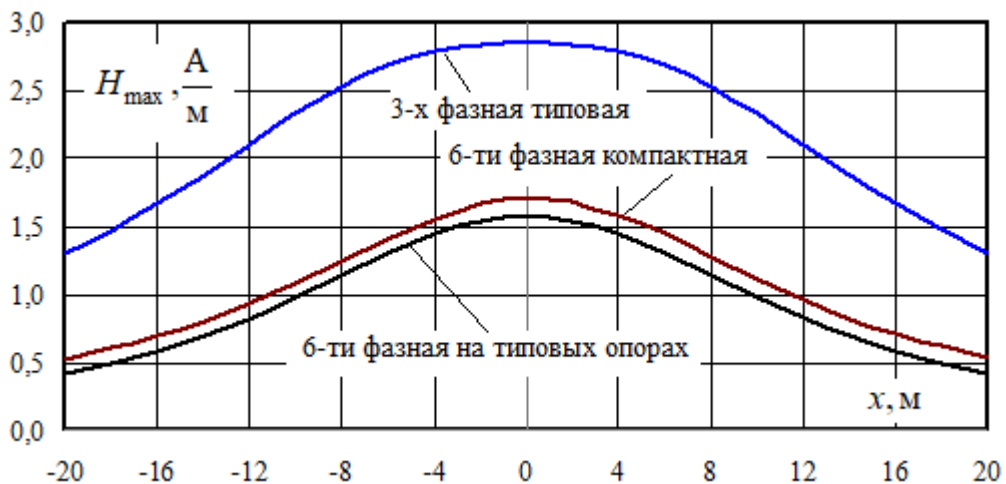


Рисунок 2.63 – Зависимости амплитуд напряженностей магнитного поля от координаты x

Эффект компактизации шестифазной ЛЭП по сравнению с четырехфазной линией заметно меньше. Так, например, при передаваемой мощности 123 МВт

потери в КВЛ снижаются в 1,3 раза, а коэффициент k_{2U} уменьшается в 3,5 раза.

2.6. Четырехфазная кабельная линия

Кабельные линии применяются в ситуациях, когда требуется минимальная площадь прокладки, высокая надежность, возможность сооружения в любых условиях окружающей среды. Кабели напряжением выше 1000 В могут быть трех- или четырехжильными, а кабели напряжением выше 35 кВ изготавливают одножильными с электрическими экранами. Последние служат для создания в изоляции достаточно однородного электрического поля и могут служить также в качестве токонесущего элемента.

Многофазные кабельные системы должны состояться однофазными кабелями, в некоторых случаях и без экранов. Экранированные кабели для многофазных систем являются предпочтительными, поскольку экраны могут быть использованы для создания рациональных схем электроснабжения потребителей. Ряд таких вариантов рассмотрен в настоящей главе: двух-, четырех- и шестифазная схемы питания потребителей кабельными линиями.

Ниже рассмотрена предлагаемая авторами конструкция четырехфазной кабельной ЛЭП, которая может применяться для формирования СЭС в ситуациях, ограничивающих применение воздушных линий. Такие ситуации возникают в городской застройке, а также при организации изолированных систем удаленных районов, характеризующихся значительными ветровыми нагрузками. Кроме того, ее использование может быть целесообразным для передачи электроэнергии подводными кабелями на островные территории, ледостойкие платформы для добычи нефти и газа в арктических морях.

Схема четырехфазной кабельной ЛЭП показана на рисунке 2.64, а векторная диаграмма напряжений – на рисунке 2.65.

На рисунке 2.66 представлена конструкция специального кабеля с изоляцией из молекулярного сшитого полиэтилена с двумя токоведущими частями; при этом центральную жилу окружает проводник в виде полого цилиндра. Затраты на реализацию такой конструкции не будут заметно отличаться от стоимости обыч-

ной КЛ из двух кабелей традиционного исполнения. По сравнению с трехфазной КЛ предлагаемая 4-х фазная линия обеспечит 20...25 процентную экономию дорогостоящего цветного металла. Координаты токоведущих частей КЛ показаны на рисунке 2.67.

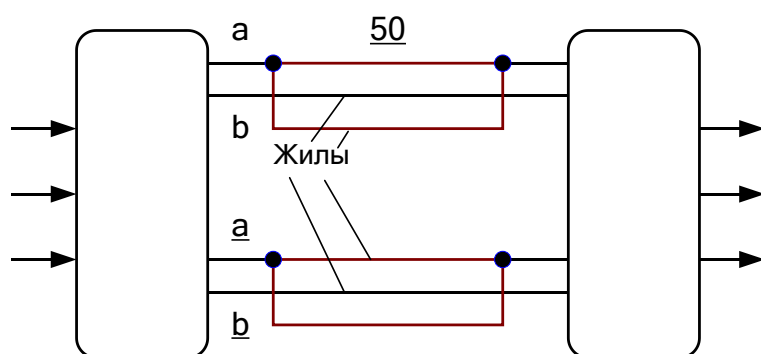


Рисунок 2.64 – Схема четырехфазной кабельной ЛЭП

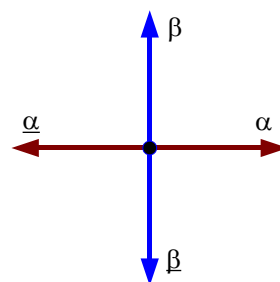


Рисунок 2.65 – Векторная диаграмма напряжений

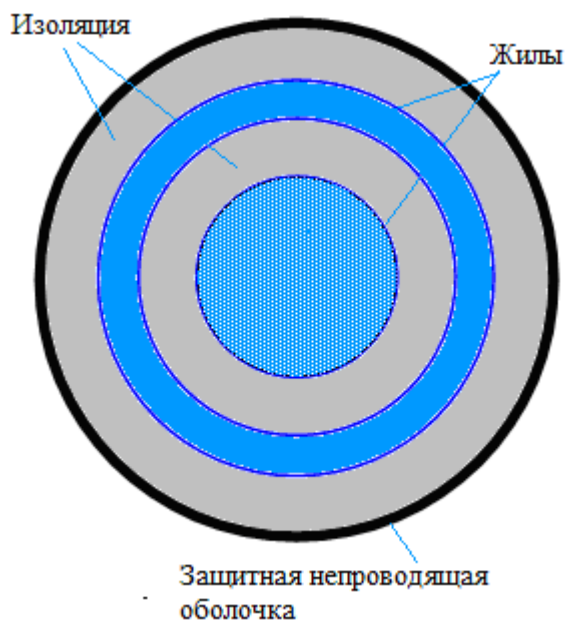


Рисунок 2.66 – Конструкция кабеля

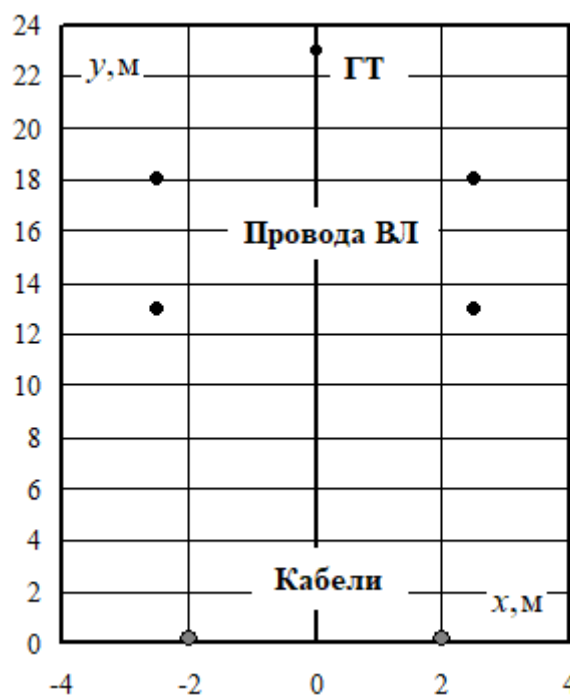
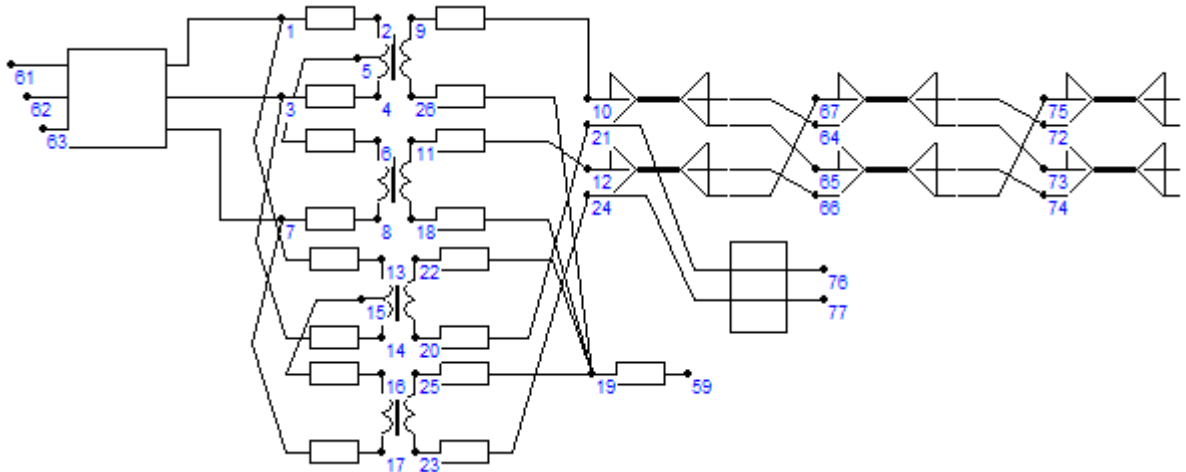


Рисунок 2.67 – Координаты токоведущих частей

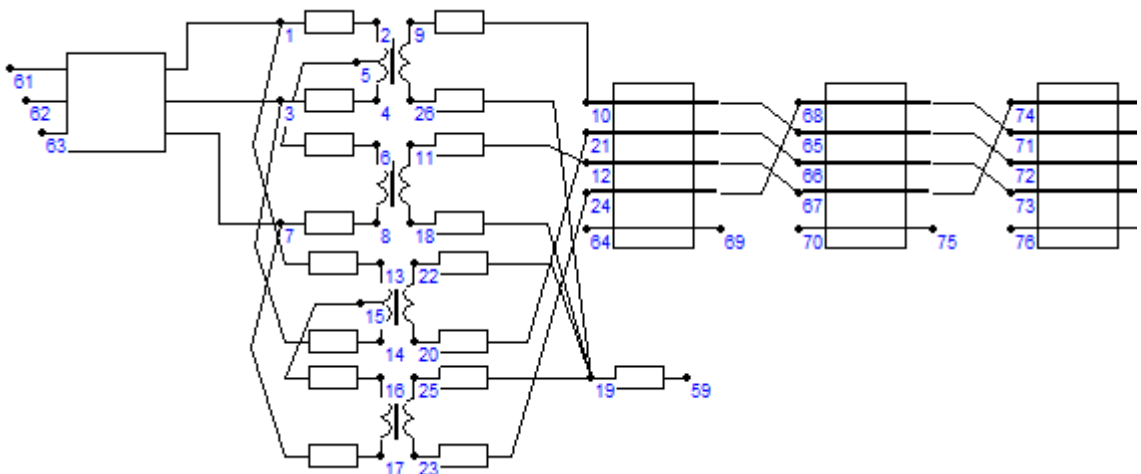
Для моделирования режимов КЛ разработана расчетная схема, показанная на рисунке 2.68 а. Для сравнения использовались модели четырехфазной ВЛ, рисунок 2.68 б. Результаты моделирования приведены в таблице 2.28 и проиллюстрированы на рисунках 2.69 – 2.73.

Таблица 2.28 – Результаты расчета режима

Узлы	ВЛ				Узлы	КЛ			
	U , кВ	U , Град	I , А	I , град,		U , кВ	U , Град	I , А	I , град,
10	60,7	26,6	336,1	- 15,1	10	64,8	22,4	371,0	51,2
21	60,9	- 153,4	328,3	166,4	21	66,1	- 157,7	402,4	- 121,5
12	63,7	- 66,8	317,3	- 102,0	12	66,9	- 62,9	165,3	- 32,6
24	63,7	113,2	319,1	78,3	24	67,0	117,1	178,7	145,6
64	0,0	68,4	0,3	- 111,6	64	64,2	21,9	340,3	- 140,1
65	59,2	25,8	337,7	164,6	65	66,0	- 158,0	359,6	47,9
66	59,6	- 154,3	329,9	- 13,9	66	66,7	- 63,2	142,7	119,0
67	62,5	- 67,8	318,6	77,7	67	66,8	117,2	157,0	- 62,7
68	62,5	112,2	320,4	- 102,1	-	-	-	-	-
69	0,3	- 149,2	0,0	- 57,58	-	-	-	-	-



а)



б)

Рисунок 2.68 – Фрагменты расчетных схем КЛ (а) и ВЛ (б)

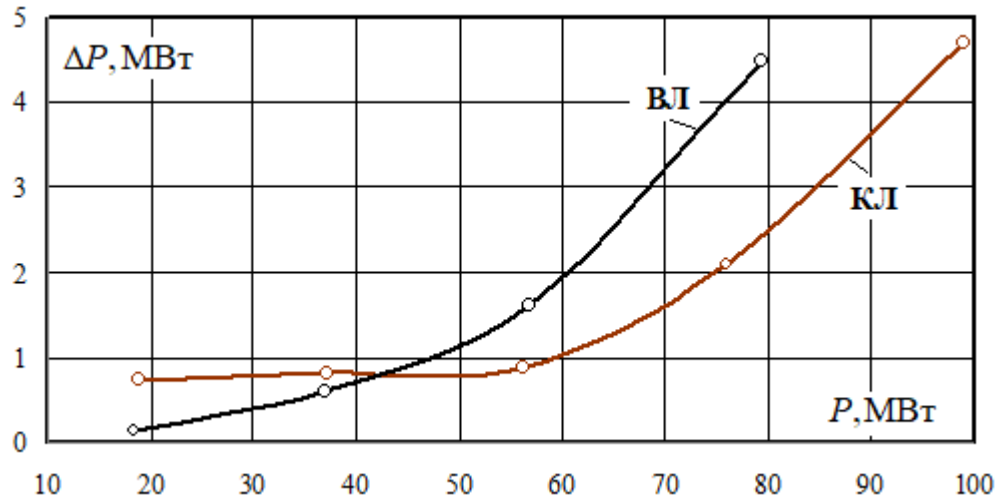


Рисунок 2.69 – Зависимости потерь от передаваемой мощности

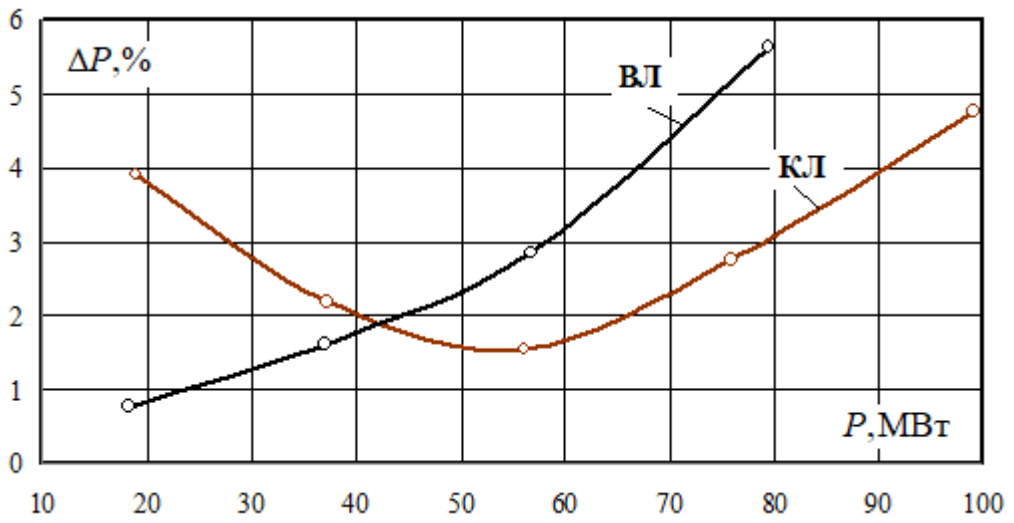


Рисунок 2.70 – Зависимости доли потерь от передаваемой мощности

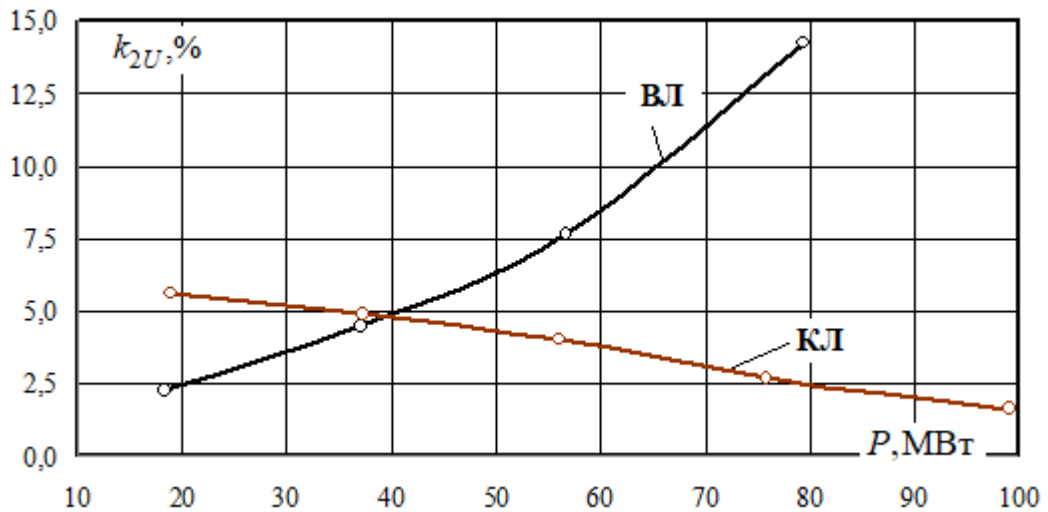


Рисунок 2.71 – Зависимости коэффициента несимметрии от передаваемой мощности

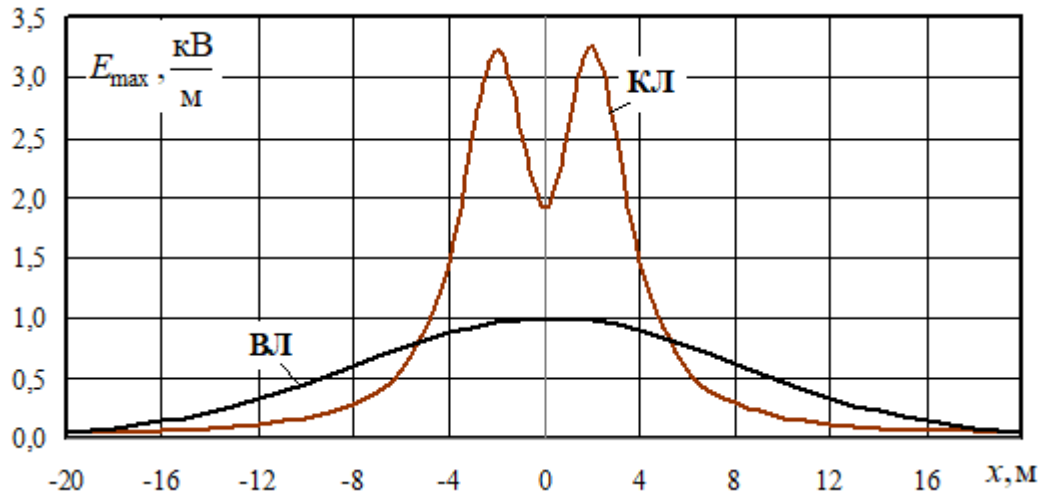


Рисунок 2.72 – Зависимости амплитуд напряженностей электрического поля на высоте 1,8 м от координаты x

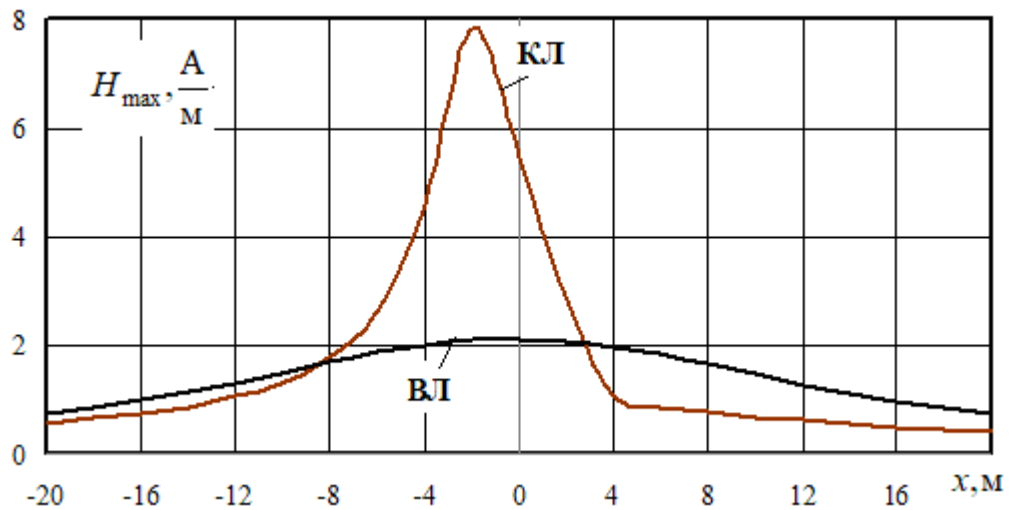


Рисунок 2.73 – Зависимости амплитуд напряженностей магнитного поля на высоте 1,8 м от координаты x

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- в диапазонах реальных нагрузок четырехфазная КЛ обеспечивает лучшие показатели по энергоэффективности и качеству электроэнергии по сравнению с ВЛ такой же конструкции и одинаковыми сечениями токоведущих частей; в рассмотренной схеме при передаваемой мощности в 80 МВт потери в КЛ снижаются на 44 %, а коэффициент несимметрии на 80 %;
- напряженности ЭМП КЛ заметно выше, чем для ВЛ, но их величины не превосходят допустимых значений.

2.7. Шестифазная кабельная ЛЭП

Еще один вариант многофазной кабельной линии, применимый в условиях,

обозначенных в предыдущем разделе, может быть реализован на основе схемы шестифазной системы по рисунку 2.74, в которой экраны кабелей являются токоведущими элементами наравне с жилами.

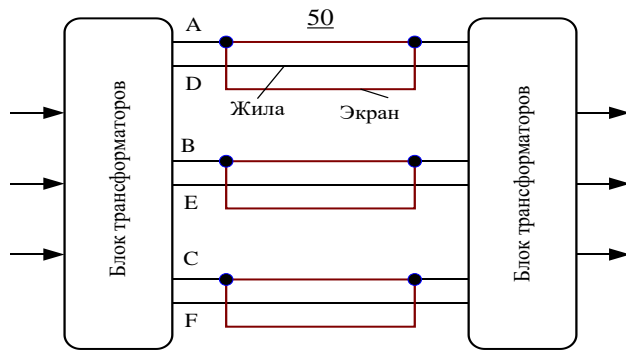


Рисунок 2.74 – Схема шестифазной кабельной системы

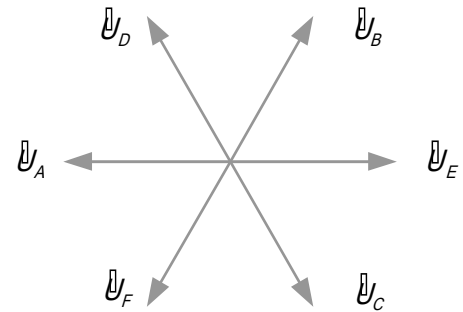


Рисунок 2.75 – Векторная диаграмма

Векторная диаграмма напряжений показана на рисунке 2.75, а координаты токоведущих частей приведены на рисунке 2.76. Схемы расчетных моделей представлены на рисунке 2.77, на котором в моделях трансформаторов использованы две вторичные обратные звезды для шестифазной системы.

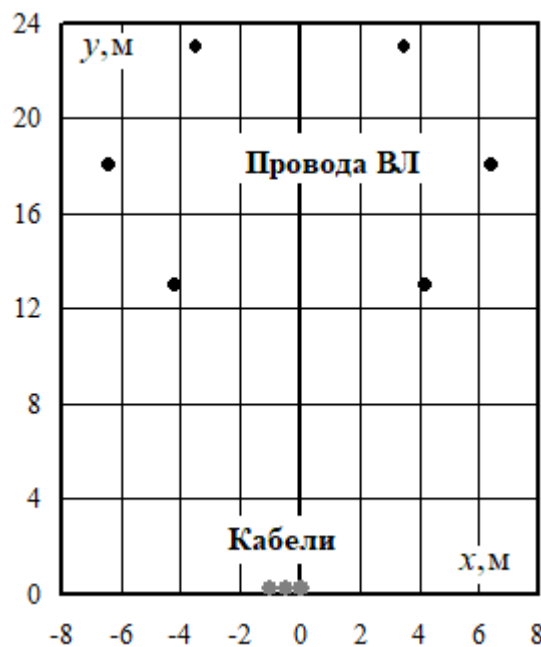


Рисунок 2.76 – Координаты токоведущих частей

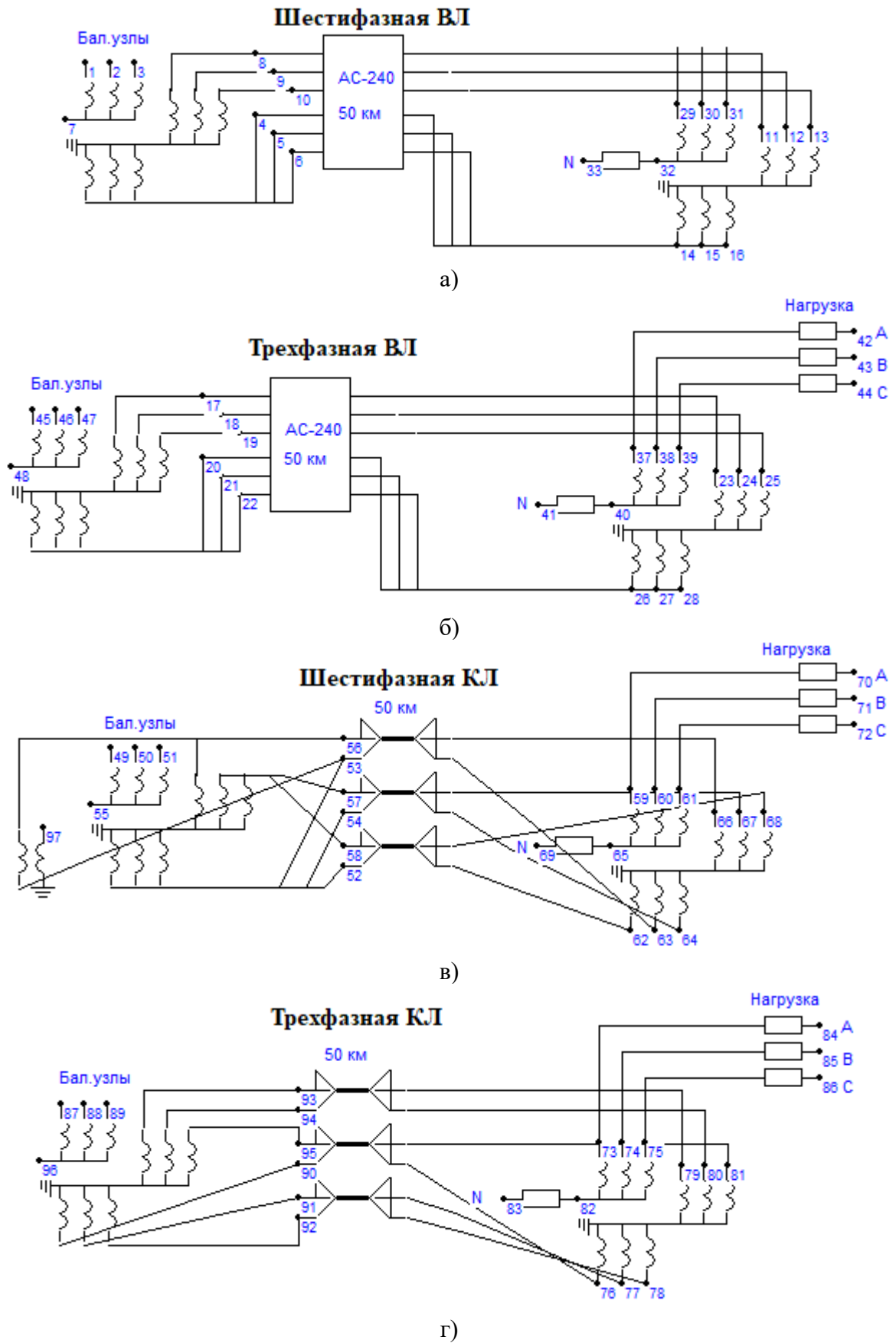


Рисунок 2.77 – Расчетные схемы вариантов: а – шестифазная ВЛ; б – трехфазная ВЛ; в – шестифазная КЛ; г – трехфазная КЛ

Модели трансформаторов вариантов рисунки 2.77в и 2.77г имеют две вто-

ричные звезды без инвертирования обмоток. В варианте 2.77в экраны кабелей соединены с выводами обратной звезды трансформатора. Разделительный трансформатор с коэффициентом трансформации единица с узлами 53, 56, 97 при расчете режима служит для получения напряжения между узлами 53 и 56.

Результаты моделирования сведены в таблице 2.29 и проиллюстрированы на рисунках 2.78 – 2.80.

Таблица 2.29 – Результаты расчета режима

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град,
Шестифазная ВЛ	8	67,7	178,4	365,2	146,0
	9	67,7	58,4	365,0	26,2
	10	67,7	- 61,6	366,2	- 93,9
	4	67,7	- 1,6	365,2	- 34,0
	5	67,7	- 121,6	365,0	- 153,8
	6	67,7	118,4	366,2	86,1
	11	61,9	173,8	369,9	- 35,2
	12	62,0	53,8	369,7	- 155,1
	13	61,9	- 66,3	370,8	84,9
	14	61,9	- 6,2	369,9	144,8
	15	62,0	- 126,2	369,7	24,9
	16	61,9	113,8	370,8	- 95,1
Трехфазная ВЛ	17	67,7	- 1,6	368,1	- 34,6
	18	67,7	- 121,6	367,9	- 154,4
	19	67,7	118,4	368,9	85,5
	20	67,7	- 1,6	368,1	- 34,6
	21	67,7	- 121,6	367,9	- 154,4
	22	67,7	118,4	368,9	85,5
	23	61,5	- 6,7	372,5	144,3
	24	61,5	- 126,6	372,4	24,4
	25	61,5	113,3	373,3	- 95,6
	26	61,5	- 6,7	372,5	144,3
	27	61,5	- 126,7	372,4	24,4
	28	61,5	113,3	373,3	- 95,6
Шестифазная КЛ	56	68,1	178,4	489,1	134,9
	53	68,6	- 121,6	313,7	- 84,3
	57	68,1	58,4	525,2	13,1
	54	68,6	118,4	345,0	151,4
	58	68,1	- 61,6	498,0	- 109,9
	52	68,6	- 1,6	305,6	27,5
	66	63,8	176,4	466,7	- 63,7
	63	63,5	- 123,1	394,1	70,9
	67	64,1	56,7	505,8	175,9
	64	63,8	116,6	430,3	- 50,6
	68	64,3	- 63,6	488,7	51,9
	62	63,4	- 3,5	401,5	- 175,2
Трехфазная КЛ	93	69,6	- 1,4	254,1	50,4
	94	69,3	- 121,7	423,6	- 125,9
	95	69,6	118,5	255,9	165,7
	90	69,3	- 1,7	438,3	- 4,9
	91	69,6	- 121,5	272,4	- 72,0
	92	69,4	118,3	424,0	116,7
	79	67,0	- 2,1	297,8	170,3
	80	67,4	- 122,2	409,1	11,6
	81	67,0	117,8	316,6	- 71,5

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
	76	67,3	-2,1	416,7	133,9
	77	67,1	-122,2	316,6	52,1
	78	67,2	117,7	398,0	-106,0

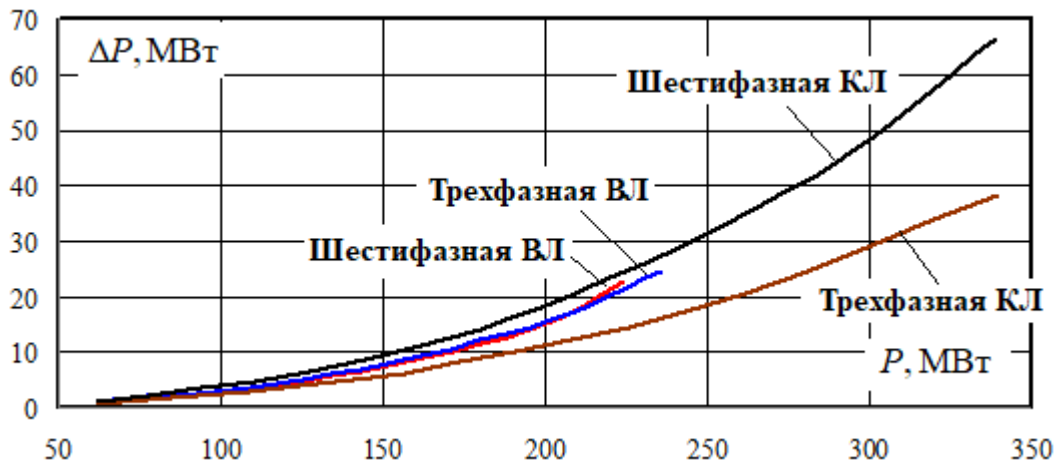
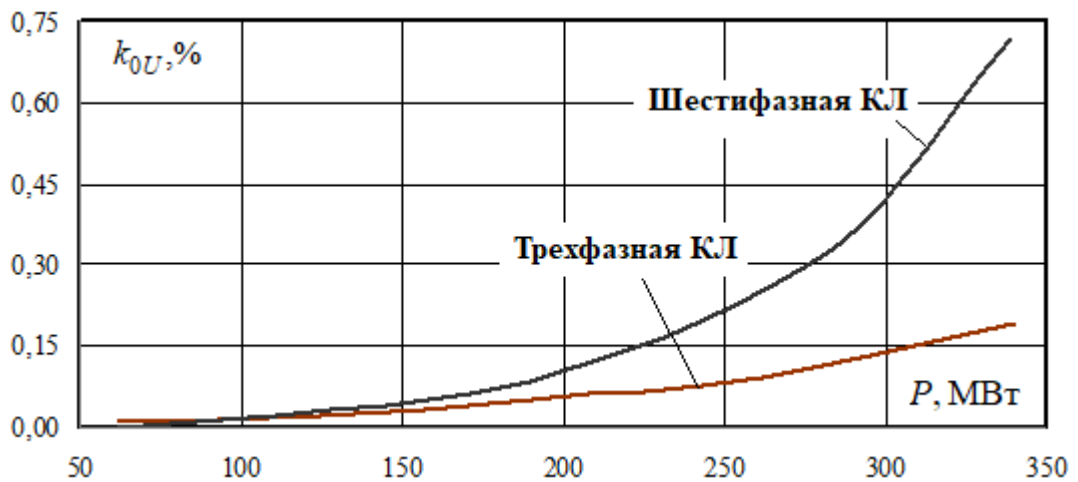
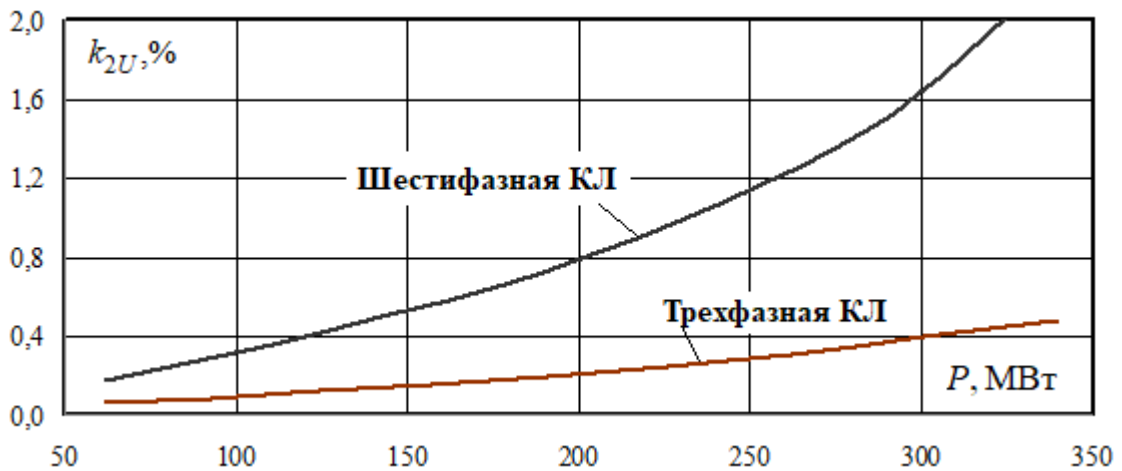


Рисунок 2.78 – Зависимости потерь от передаваемой мощности



а)



б)

Рисунок 2.79 – Зависимости коэффициентов несимметрии от передаваемой мощности: а – по нулевой последовательности; б – по обратной последовательности

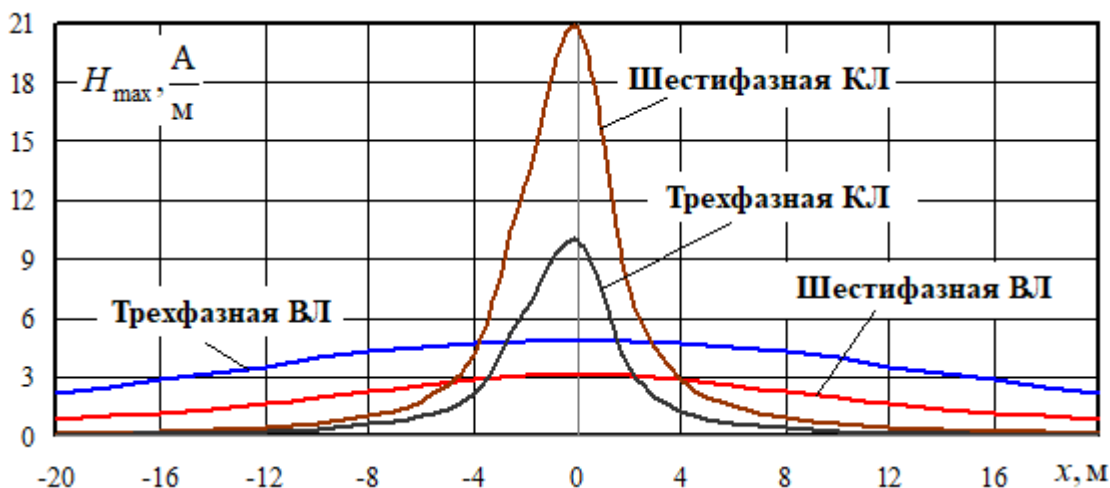


Рисунок 2.80 – Зависимости амплитуд напряженностей магнитного поля на высоте 1,8 м от координаты x поперек линии

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- при одинаковых сечениях токоведущих частей шестифазная кабельная линия по энергоэффективности и несимметрии немного проигрывает ВЛ такой же конструкции, а также трехфазным ВЛ и КЛ;
- напряженности ЭМП шестифазной КЛ заметно выше, чем для ВЛ такой же конструкции, а также трехфазной ВЛ и КЛ, но их величины не превосходят допустимых значений.

Выводы

1. Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что на основе применения фазных координат может быть реализована эффективная методика комплексного моделирования режимов ЭЭС, электрические сети которых включают в свой состав воздушные и кабельные ЛЭП многофазного исполнения.

2. При передаче одинаковой мощности потери в четырехфазной ЛЭП существенно меньше аналогичного показателя для трехфазной линии; в приведенном примере максимальное снижение достигает 45 % при передаваемой мощности в 44 МВт; суммарные потери мощности в трехфазно-четырефазной ЭЭС по сравнению с трехфазной меньше на 13 %. На приемном конце четырехфазной ЛЭП возникает заметная несимметрия напряжений, обусловленная различием режимов работы базисного и высотного трансформаторов схемы Скотта. Этот недостаток

может быть устранен путем регулирования напряжения на шинах 10 кВ подстанций, расположенных на приемном конце ЛЭП.

2. При передаче одинаковой мощности потери в двенадцатифазной ЛЭП существенно меньше аналогичного показателя для шестифазной линии; в приведенном примере максимальное снижение достигает 48 % при передаваемой мощности в 300 МВт. На приемном конце двенадцатифазной ЛЭП возникает несимметрия напряжений, превышающая для коэффициента k_{2U} нормально допустимые значения.

3. Четырехфазная ЛЭП обеспечивает приемлемое качество электроэнергии при обрыве одной фазы. Для трехфазной ЛЭП ПКЭ по несимметрии и отклонениям напряжения на шинах 10 кВ не соблюдаются даже в режиме, близком к холостому ходу. Потери мощности в неполнофазном режиме у четырехфазной ЛЭП значительно (в 2,5...3,5 раза) ниже, чем у трехфазной линии.

4. Наибольший ток двухфазного КЗ ЧЛЭП имеет место при замыкании узлов с наибольшим уровнем линейного напряжения $U_L = 2U_F$. Кроме того, токи КЗ, отвечающие замыканию узлов с одинаковыми межфазными напряжениями, различаются на 20 %. Наличие соединения с землей увеличивает токи КЗ при замыкании между точками с линейными напряжениями $U_L = \sqrt{2}U_F$ на 17...28 %, однако при $U_L = 2U_F$ токи не изменяется по сравнению с ситуацией двухфазного КЗ.

5. При обрыве фазы в девятифазной ЛЭП на подстанции потребителя возникает несимметрия по обратной последовательности, превышающая предельно допустимые значения при передаваемых мощностях, больших 45 МВт. При обрыве двух фаз в девятифазной ЛЭП возникает несимметрия по обратной последовательности, более чем в два раза превышающая предельно допустимое значение. Потери активной мощности в этом режиме имеют приемлемые для практики значения.

При двухфазном КЗ в девятифазной ЛЭП наблюдается токоограничивающий эффект преобразовательного трансформатора при замыкании между узлами с

повышенным линейным напряжением, равным $U_L = 1,97U_F$.

6. Двенадцатифазная ЛЭП обеспечивает приемлемое качество электроэнергии при обрыве одной фазы. Для трехфазной ЛЭП показатели качества электроэнергии по несимметрии и отклонениям напряжения на шинах 10 кВ не соблюдаются при передаче мощности более 140 МВт. Потери мощности в неполнофазном режиме у четырехфазной ЛЭП значительно (в 2,5...3,5 раза) ниже, чем у трехфазной линии.

Приемлемое качество электроэнергии наблюдается на шинах потребительской подстанции при обрыве двух фаз двенадцатифазной ЛЭП. Для трехфазной ЛЭП показатели качества электроэнергии по несимметрии и отклонениям напряжения на шинах 10 кВ не соблюдаются при передаче мощности более 130 МВт.

7. Уровни напряженности электрического поля по участкам трасс трехфазной и четырехфазной ЛЭП различаются незначительно. На отдельных участках напряженность магнитного поля четырехфазной ЛЭП примерно в два раза меньше, чем у трехфазной линии.

8. В рассмотренных вариантах максимум напряженности электрического поля шестифазной ЛЭП изменяется по участкам от 1,16 до 2,76 кВ/м. Максимальное значение напряженности магнитного поля варьируется в пределах от 0,73 до 1,1 А/м. Аналогичные показатели для двухцепной линии лежат в диапазонах: 1,74...3,18 кВ/м и 0,74...1,23 А/м.

Максимумы напряженности электрического поля девятифазной ЛЭП изменяются по участкам от 3,45 до 3,71 кВ/м, максимальные значения напряженности магнитного поля варьируются в пределах от 3,8 до 4,49 А/м. Аналогичные показатели для трехфазной линии лежат в диапазонах 1,7...3,2 кВ/м и 2,5...4 А/м. Следует отметить меньшие уровни напряженностей магнитного поля трехфазной ЛЭП по сравнению с девятифазной. Кроме того, вариации напряженностей магнитного поля девятифазной ЛЭП при изменении пространственного расположения отдельных фазных проводов имеют значительно меньший размах, чем в трехфазной линии.

Максимумы напряженности электрического и магнитного полей двенадца-

тифазной ЛЭП изменяется по участкам в диапазонах 1,32...1,9 кВ/м и 0,36...0,43 А/м. Уровни напряженностей магнитного поля двенадцатифазной ЛЭП значительно ниже, чем у шестифазной.

9. Высоковольтные ЛЭП могут иметь значительную протяженность и проходить по территориям с различными нормами по уровням ЭМП. На основе предложенной методики путем ограниченного перебора вариантов фазировки начального участка ЛЭП может быть решена задача выбора оптимального расположения проводов отдельных фаз ЛЭП с учетом транспозиции проводов и различных экологических ограничений на отдельных участках.

10. За счет компактизации достигается повышение энергоэффективности передачи электроэнергии. Так, например, при нагрузке на приемном конце рассмотренного примера $20 + j10$ МВ·А потери мощности в четырехфазной КВЛ снижаются почти в три раза по сравнению с ЧЛЭП без изолирующих распорок. Компактная ЛЭП обеспечивает заметное улучшение ПКЭ по несимметрии. При указанной выше передаваемой мощности значение коэффициента несимметрии k_{2U} уменьшается в пять раз. Компактизации проводов незначительно меняет напряженности ЭМП на высоте 1,8 м. Эффект компактизации шестифазной ЛЭП заметно меньше, чем в четырехфазной.

11. Предложены конструкции четырехфазной и шестифазной кабельных ЛЭП, которые могут применяться для построения систем электроснабжения в ситуациях, ограничивающих применение воздушных линий. Такие ситуации возникают в городской застройке, а также при организации изолированных СЭС удаленных районов, характеризующихся значительными ветровыми нагрузками. Кроме того, ее использование может быть целесообразным для передачи электроэнергии подводными кабелями на островные территории, ледостойкие платформы для добычи нефти и газа в арктических морях и в других случаях.

12. В диапазонах реальных нагрузок СЭС четырехфазная КЛ обеспечивает лучшие показатели по энергоэффективности и качеству электроэнергии по сравнению с ВЛ такой же конструкции и одинаковыми сечениями токоведущих частей; в рассмотренной схеме при передаваемой мощности в 80 МВт потери в КЛ

снижаются на 44 %, а коэффициент несимметрии на 80 %. Напряженности ЭМП КЛ заметно выше, чем для ВЛ, но их величины не превосходят допустимых значений.

При одинаковых сечениях токоведущих частей шестифазная кабельная линия по энергоэффективности и несимметрии немного проигрывает ВЛ такой же конструкции, а также трехфазным ВЛ и КЛ. Напряженности ЭМП шестифазной КЛ заметно выше, чем для ВЛ такой же конструкции, а также трехфазной ВЛ и КЛ, но их величины не превосходят допустимых значений.

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ СИСТЕМ С МНОГОЦЕПНЫМИ, КОМПАКТНЫМИ И РАЗОМКНУТЫМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

3.1. Моделирование нормальных режимов многоцепных ЛЭП

Под электросетевое строительство требуются значительные площади земельных участков. Так, например, для двухцепной линии электропередачи напряжением 220 кВ ширина полосы предоставляемых земель составляет 32 м. Поэтому в современных условиях особую актуальность приобретает задача сокращения землеотвода под строительство объектов электроэнергетики. Один из путей решения этой задачи состоит в использовании многоцепных ЛЭП.

Задача моделирования многоцепных ЛЭП усложняется из-за необходимости учета взаимного электромагнитного влияния отдельных цепей друг на друга. Адекватные модели таких ЛЭП реализуются в фазных координатах [26]. Расчет режимов и задача определения условий электромагнитной безопасности на трассах многоцепных ЛЭП могут быть решены с помощью этих моделей. Методика работы [26] имеет универсальный характер и может использоваться для определения режимов и электромагнитных полей многоцепных ЛЭП разных конструкций.

Особенности режимов и структуры электромагнитных полей трехцепной линии электропередачи 110 – 220 кВ исследованы моделированием режимов ЭЭС в фазных координатах с применением программного комплекса Fazonord [104]. Для сопоставления рассмотрен эквивалентный коридор ЛЭП 110-220 кВ, смонтированных на отдельных опорах. Расположение проводов линий АС-300 в поперечном сечении с учетом стрелы провеса показано на рисунке 3.1. Схема транспозиции проводов ЛЭП обоих вариантов отображена на рисунке 3.2. Протяженность транспонированных линий, разбитых на три участка, принята равной 100 км.

Расчетные схемы ПК Fazonord представлены на рисунках 3.3, 3.4. В них кроме трех участков линии представлены модели двух трансформаторов: Т1 мощностью 630 МВ·А 15/220 кВ и Т2 200 МВ·А 230/115 кВ. Нагрузки схемы подключались симметрично в узлах приемного конца линии (28 – 36 для трех-

цепной линии), мощности нагрузок варьировались в пределах от $30+j15$ до $150+j75$ МВА для каждой линии 220 кВ и до $60+j30$ МВ·А для ЛЭП 110 кВ.

Результаты расчета режима ЛЭП приведены в таблицах 3.1 – 3.4 и на рисунке 3.5. Нумерация узлов соответствует рисунок 3.3, для приемного конца приведены полная мощность нагрузки и коэффициент несимметрии по обратной последовательности. Активная мощность потерь приведена для совокупности линий.

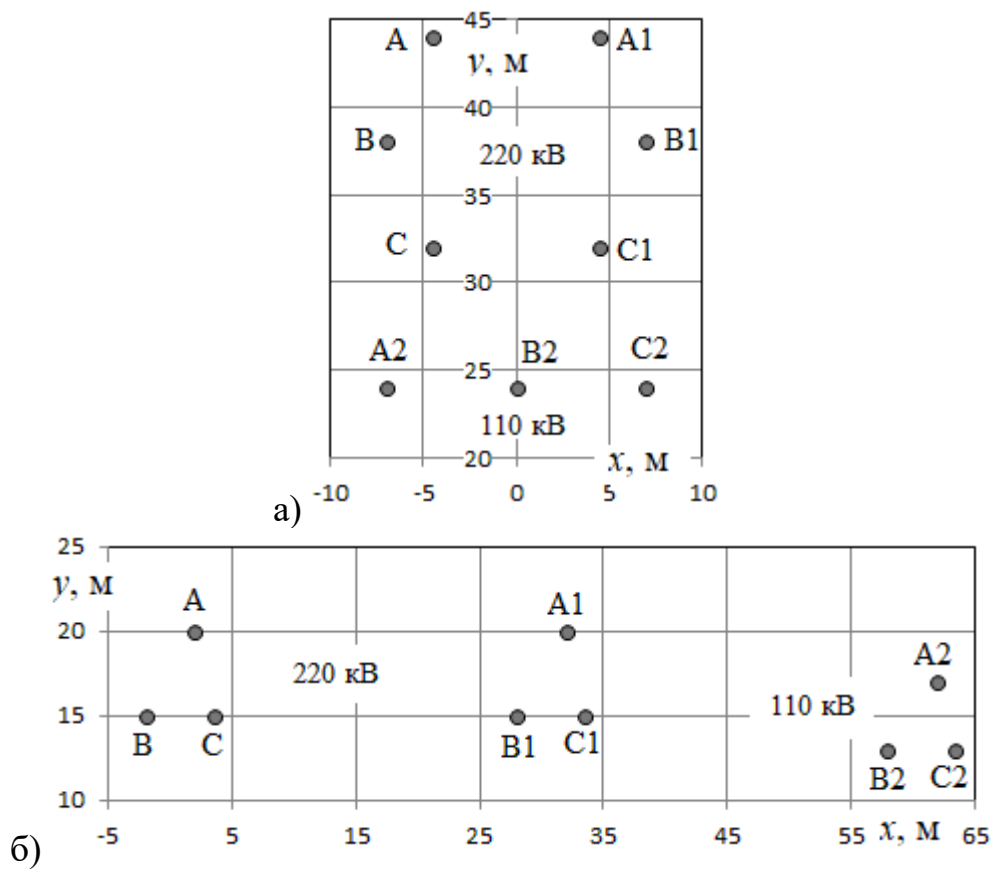


Рисунок 3.1 – Координаты проводов:
 а – трехцепная ЛЭП; б – коридор из трех ЛЭП

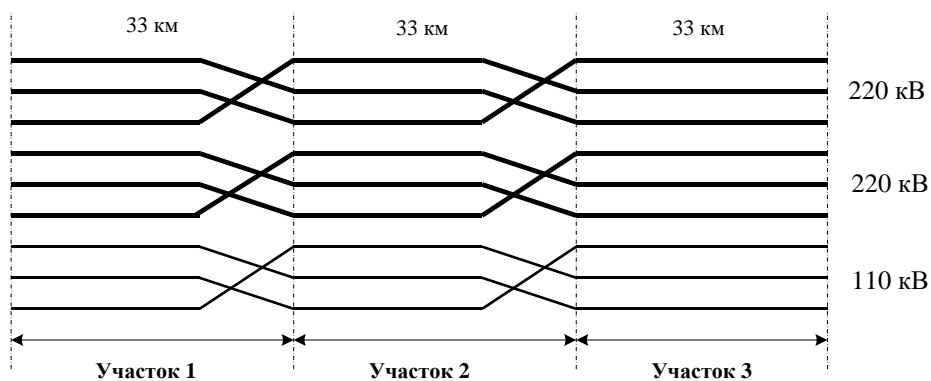


Рисунок 3.2 – Схема транспозиции ЛЭП

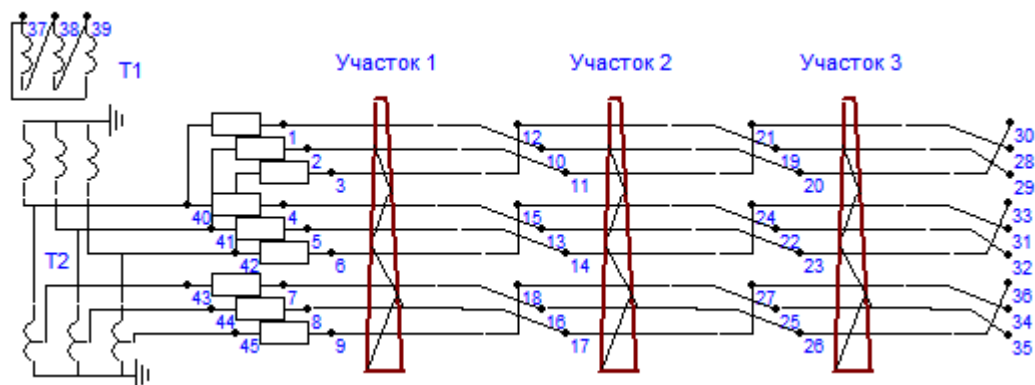


Рисунок 3.3 – Расчетная схема ПК Fazonord с трехцепной линией

Таблица 3.1 – Результаты расчета режима трехцепной ЛЭП

Отправной конец линий					Приемный конец линий					
Узел	U , кВ	U , °	I , А	I , °	Узел	U , кВ	U , °	I , А	I , °	$S_{н}$, МВ·А
1	134,7	-3,4	343,2	-30,4	28	118,6	-131,8	471,5	21,6	50+j25
2	134,8	-123,4	342,8	-150,3	29	119,0	108,6	469,7	-98,0	50+j25
3	134,8	116,5	342,7	89,7	30	117,8	-11,7	474,6	141,7	50+j25
4	134,7	-3,4	344,1	-30,6	31	118,1	-132,0	473,3	21,4	50+j25
5	134,8	-123,4	343,7	-150,5	32	118,6	108,4	471,4	-98,2	50+j25
6	134,8	116,5	343,6	89,5	33	117,3	-11,9	476,5	141,5	50+j25
7	66,1	-4,9	290,1	-38,8	34	49,6	-140,9	450,9	12,6	20+j10
8	66,1	-124,9	289,1	-158,8	35	50,2	100,2	445,4	-106,3	20+j10
9	134,7	-3,4	288,5	81,5	36	48,3	-21,0	462,7	132,6	20+j10

Таблица 3.2 – Мощности нагрузок, потери мощности и несимметрия трехцепной ЛЭП

Линия						ΔP , МВт	ΔP , %
ЛЭП 220-1		ЛЭП 220-2		ЛЭП-110			
$S_{н}$, МВ·А	k_{2U} , %	$S_{н}$, МВ·А	k_{2U} , %	$S_{н}$, МВ·А	k_{2U} , %		
30+j15	0,03	30+j15	0,04	18+j9	0,06	0,63	0,8
60+j30	0,03	60+j30	0,04	30+j15	0,06	2,47	1,6
90+j45	0,04	90+j45	0,05	36+j18	0,08	5,28	2,4
120+j60	0,05	120+j60	0,05	45+j22,5	0,11	10,1	3,5
150+j75	0,19	150+j75	0,21	60+j30	0,88	19,4	5,4

Примечание. Обозначения А, В, С на рисунке 3.1 соответствуют ЛЭП 220-1; А1, В1, С1 – ЛЭП 220-2; А2, В2, С2 – ЛЭП 110.

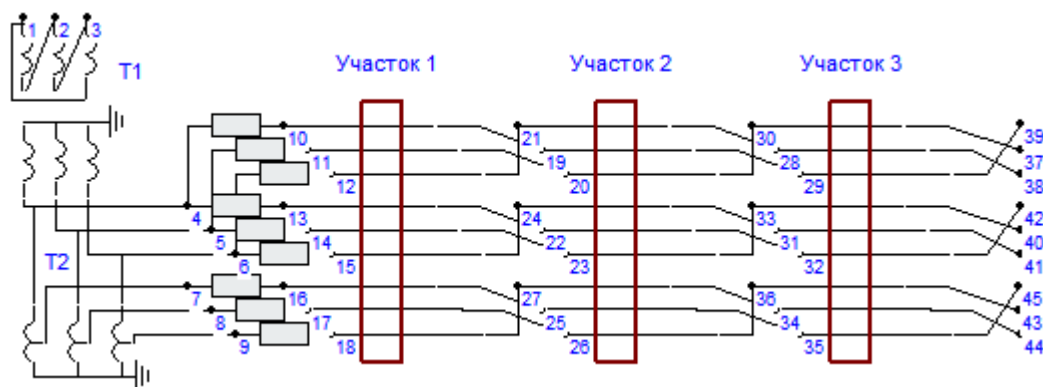


Рисунок 3.4 – Расчетная схема ПК Fazonord с коридором ЛЭП

Таблица 3.3 – Результаты расчета режима коридора ЛЭП

Отправной конец линий					Приемный конец линий					
Узел	U , кВ	U , °	I , А	I , °	Узел	U , кВ	U , °	I , А	I , °	\underline{S}_n , МВ·А
10	132,5	-4,5	449,7	-33,5	37	119,7	-130,9	467,1	22,5	$50+j25$
11	132,5	-124,5	450,2	-153,5	38	119,7	109,0	467,1	-97,5	$50+j25$
12	132,5	115,5	450,2	86,4	39	119,9	-10,9	466,4	142,5	$50+j25$
13	132,5	-4,5	449,7	-33,5	40	119,7	-130,9	467,2	22,5	$50+j25$
14	132,5	-124,5	450,4	-153,5	41	119,7	109,0	467,1	-97,5	$50+j25$
15	132,5	115,5	450,3	86,4	42	119,8	-10,9	466,5	142,6	$50+j25$
16	64,3	-6,6	423,7	-43,2	43	51,4	-138,7	434,8	14,7	$20+j10$
17	64,3	-126,7	425,9	-163,4	44	51,5	101,2	434,1	-105,4	$20+j10$
18	64,3	113,4	425,2	76,5	45	51,7	-18,6	432,5	134,9	$20+j10$

Таблица 3.4 – Мощности нагрузок, потери мощности и несимметрия коридора ЛЭП

Линия						ΔP , МВт	ΔP , %
ЛЭП 220-1		ЛЭП 220-2		ЛЭП-110			
\underline{S}_n , МВ·А	k_{2U} , %	\underline{S}_n , МВ·А	k_{2U} , %	\underline{S}_n , МВ·А	k_{2U} , %		
$30+j15$	0,01	$30+j15$	0,01	$18+j9$	0,02	0,62	0,8
$60+j30$	0,01	$60+j30$	0,01	$30+j15$	0,02	2,43	1,6
$90+j45$	0,01	$90+j45$	0,01	$36+j18$	0,02	5,19	2,4
$120+j60$	0,02	$120+j60$	0,02	$45+j22,5$	0,03	9,84	3,4
$150+j75$	0,03	$150+j75$	0,03	$60+j30$	0,11	18,5	5,1

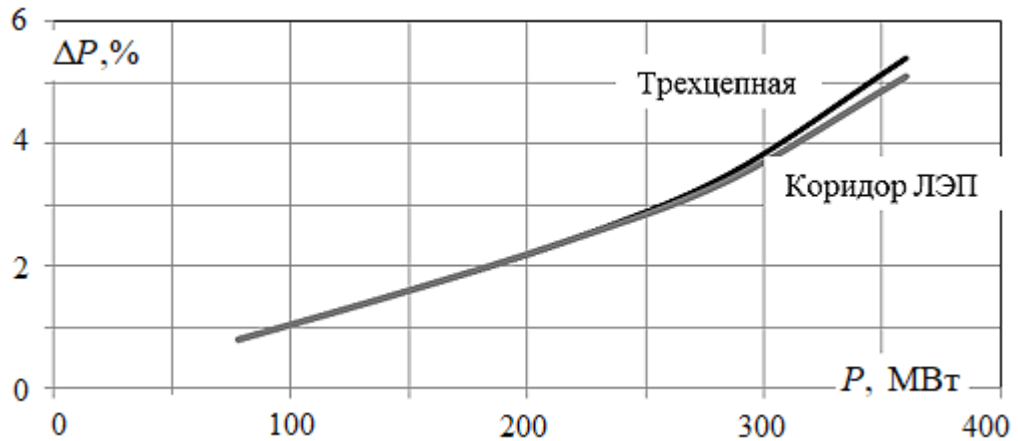


Рисунок 3.5 – Зависимости потерь от передаваемой активной мощности

Результаты моделирования показывают, что по электрическому режиму трехцепная линия мало отличается от аналогичного коридора линий. Потери коридора ЛЭП почти совпадают с потерями трехцепной линии. Несимметрия трехфазных напряжений при больших нагрузках больше для трехцепной линии, особенно для цепи 110 кВ, несколько ниже и уровни напряжений. Это связано со взаимовлиянием цепей.

3.2. Моделирование электромагнитных полей многоцепных ЛЭП

Разное расположение проводов в пространстве и разные комбинации фазировки проводов линий должны приводить к существенным отличиям электромагнитного поля трехцепной ЛЭП от ЭМП коридора линий. Простым перебором вариантов фазировки проводов трехцепной ЛЭП можно определить рациональный вариант фазировки; однако при этом может увеличиться несимметрия напряжений, вносимая линией. Вопрос может быть разрешен положительно, если ставить задачу минимизации напряженностей поля только на одном из трех участков линии.

Из возможных вариантов расположения проводов трехцепной ЛЭП можно выбрать только оригинальные варианты; имеется ряд вариантов, являющихся зеркальным отображением исходных, они, очевидно, интереса не представляют ввиду простого поворота зависимости напряженности от координаты вокруг вертикальной оси. Из оставшихся вариантов отобраны те, которые обеспечивают про-

тивофазность напряженностей. Исходная фазировка проводов отображена на рисунке 3.3. Обозначения А, В, С соответствуют ЛЭП 220-1, А1, В1, С1 – ЛЭП 220-2, А2, В2, С2 – ЛЭП 110.

Расчеты напряженностей поля проведены для максимальной нагрузки линий по таблице 3.2, 3.4 для начала первого участка линии. Подбор оптимальной фазировки выполнен только для трехцепной линии в соответствии с таблицей 3.5, варианту 1 отвечает рисунок 3.1. Перестановка обозначений фаз означает соответствующую смену фазировки проводов по рисунку 3.1.

Таблица 3.5 – Варианты фазировки проводов участка 1 трехцепной линии

Вариант фазировки	ЛЭП 220-1	ЛЭП 220-2	ЛЭП-110
1	ABC	ABC	ABC
2	CBA	ABC	ABC
3	BCA	ABC	ABC
4	CAB	ABC	ABC
5	ABC	ABC	CBA
6	ABC	ABC	ACB
7	ACB	ACB	ACB

Результаты расчетов напряженностей ЭМП для коридора линий и для трехцепной ЛЭП представлены на рисунках 3.6 – 3.9. Ось координат x расположена перпендикулярно трассе линий, начало координат соответствует нулевому значению оси абсцисс рисунка 3.1.

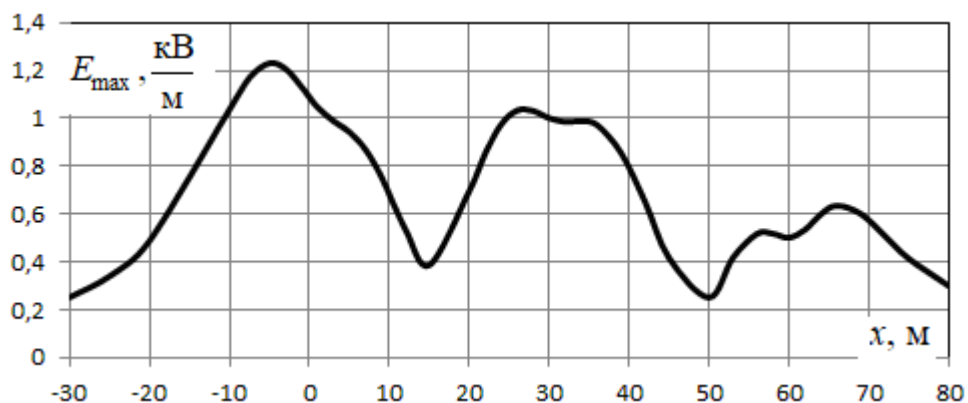


Рисунок 3.6 – Зависимости амплитуд напряженности электрического поля коридора ЛЭП в начале участка 1 от координаты x

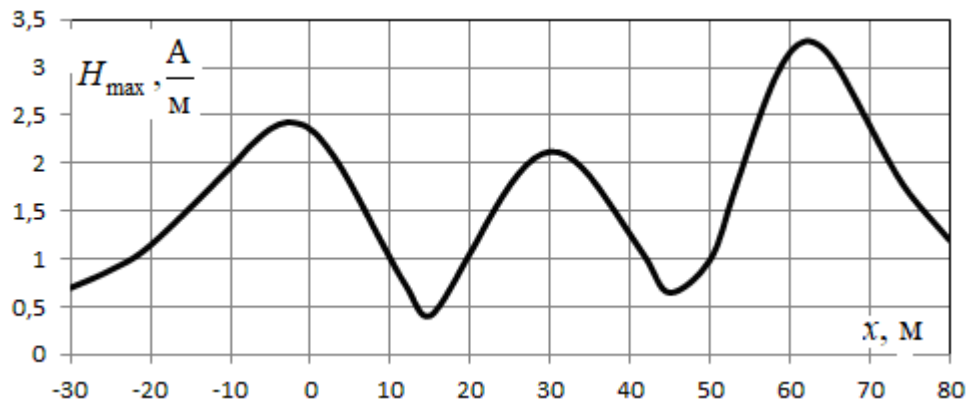


Рисунок 3.7 – Зависимости амплитуд напряженности магнитного поля коридора ЛЭП в начале участка 1 от координаты x

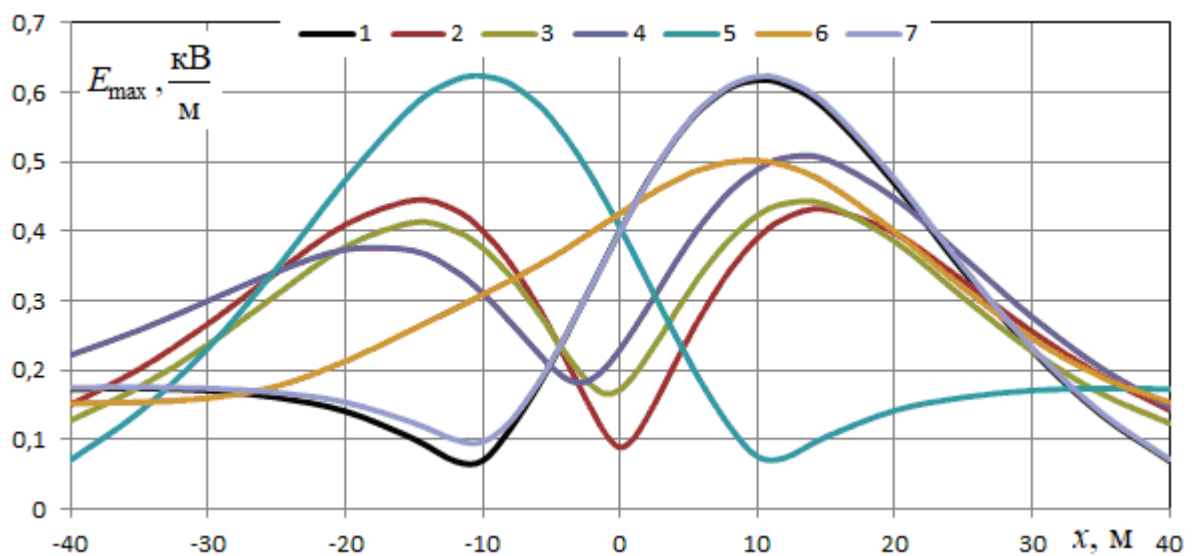


Рисунок 3.8 – Зависимости амплитуд напряженности электрического поля в начале участка 1 трехцепной линии от координаты x по вариантам фазировки

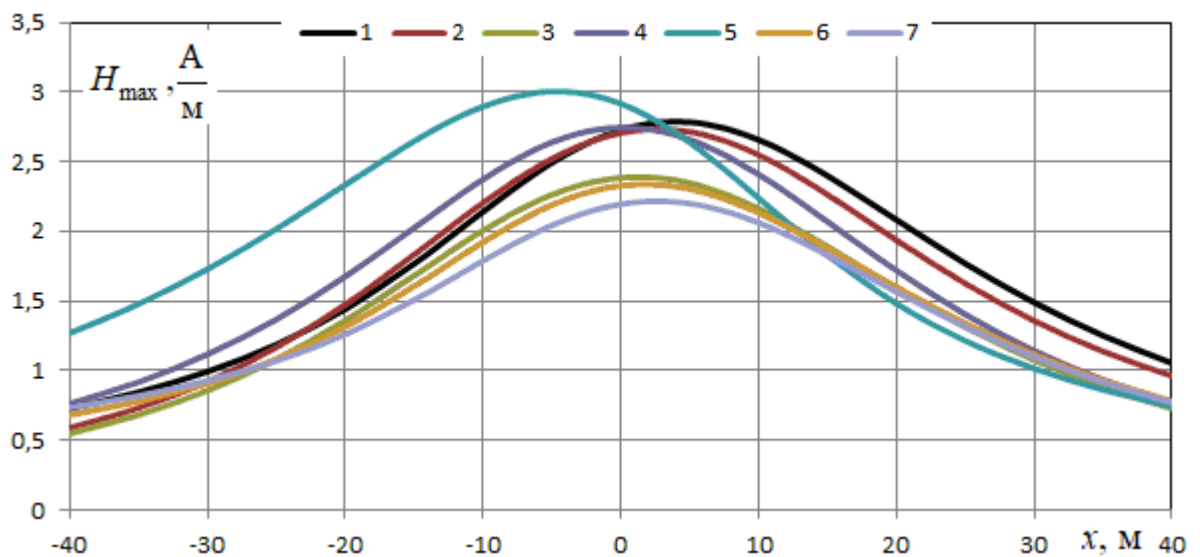


Рисунок 3.9 – Зависимости амплитуд напряженности магнитного поля в начале участка 1 трехцепной линии от координаты x по вариантам фазировки

Напряженность электрического поля трехцепной ЛЭП значительно меньше

напряженности поля коридора линий. Кроме того, при фазировках вариантов 1, 2, 5, 7 можно добиться значительного локального снижения электрического поля примерно в десятиметровом диапазоне изменения координаты x . Вариант № 2 при этом обеспечивает достаточно небольшие значения напряженности электрического поля в максимумах по сравнению с другими вариантами.

Магнитное поле трехцепной ЛЭП мало отличается от магнитного поля коридора линий, за исключением более обширного диапазона охвата значительным магнитным полем по координате x для коридора линий. Изменения фазировки проводов трехцепной ЛЭП сказывается на магнитном поле мало.

3.3. Моделирование нормальных режимов КВЛ

Компактные воздушные линии кроме очевидного обстоятельства сокращения площади занятого земельного участка позволяют снизить воздействие электромагнитных полей на природную среду, повысить пропускную способность электропередач, снизить потери электроэнергии по сравнению с традиционными трехфазными линиями. Количественно оценить эти факторы можно моделированием КВЛ в фазных координатах для разных типов компактных линий. Расчетные схемы ПК Fazonord для КВЛ внешне выглядят так, как показано на рисунке 3.10; отличия заключаются во внутренней структуре. Питание линий длинами по 50 км осуществляется от трансформатора 630 МВ·А 20/242 кВ. Узлы 1, 2, 3 схемы объявлены балансирующими.

КВЛ с вертикальным расположением проводов. Особенности режимов компактной воздушной линии электропередачи 220 кВ исследованы сопоставлением с режимами аналогичной сети с традиционной трехфазной линией с одинаковым сечением проводов. Расположение проводов в поперечном сечении с учетом стрелы провеса приведено на рисунке 3.11 с видом со стороны узлов 4, 5, 6. Сечение проводов КВЛ принято равным 150 мм^2 , а традиционной ЛЭП (ТВЛ) – 600 мм^2 с одинаковым суммарным сечением проводов в обоих вариантах.

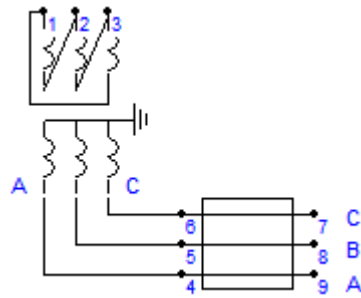


Рисунок 3.10 – Схема расчетной модели

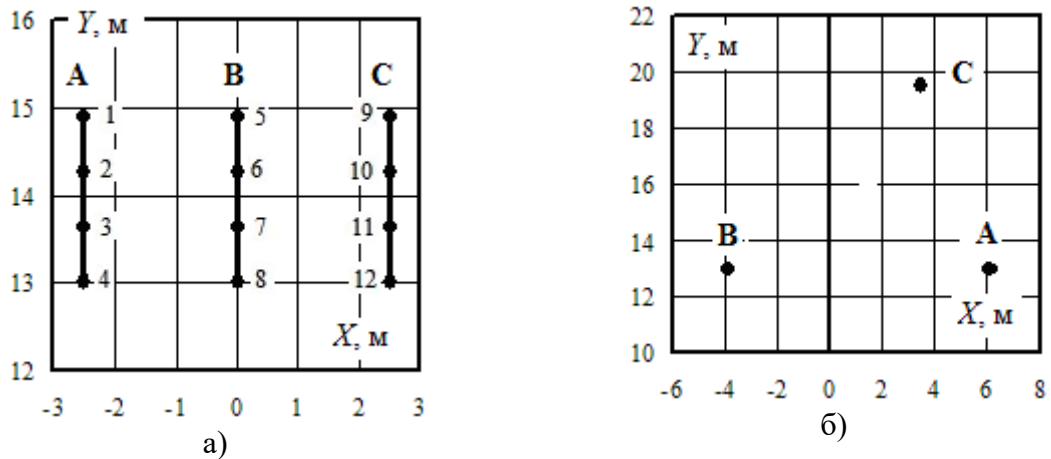


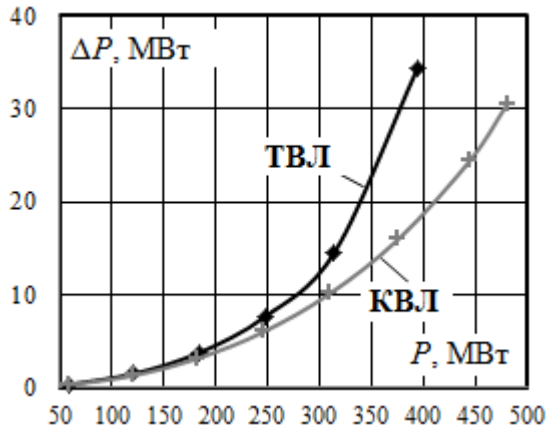
Рисунок 3.11 – Координаты проводов:

а – КВЛ с вертикальным расположением проводов сечениями по 150 мм²;
 б – ТВЛ с сечением проводов 600 мм²

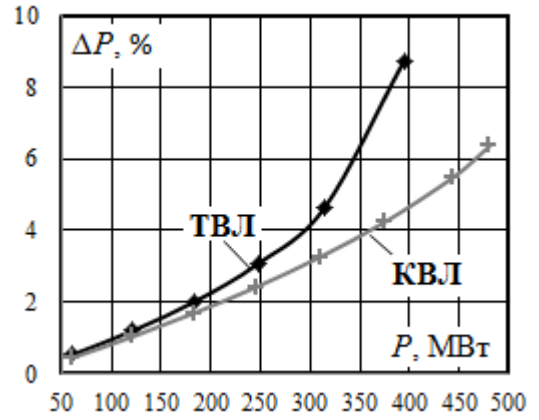
Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.6 и проиллюстрированы на рисунке 3.12 в виде зависимостей потерь в ЛЭП и коэффициентов несимметрии от величины передаваемой мощности. Распределение токов по проводам ЛЭП показано на рисунке 3.13.

Таблица 3.6 – Результаты расчета режимов

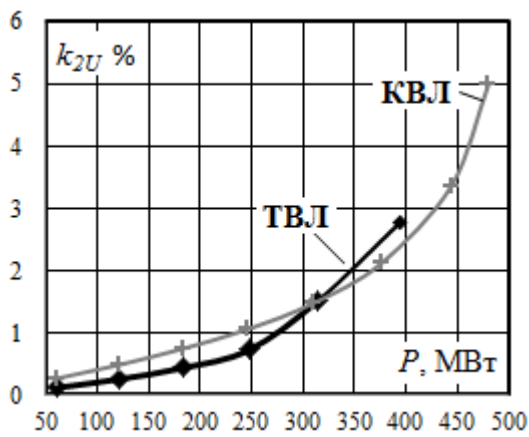
Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
КВЛ	6	135,6	118,2	508,3	76,6
	5	135,8	-121,8	493,4	-162,7
	4	135,6	-1,7	500,4	-44,4
	7	132,4	117,1	534,1	-107,9
	8	132,5	-122,5	533,5	12,5
	9	131,1	-2,4	539,5	132,6
ТВЛ	6	134,9	118,2	550,3	71,6
	5	134,9	-121,8	550,7	-168,6
	4	134,9	-1,76	547,3	-48,5
	7	125,4	115,3	563,8	-109,7
	8	125,4	-124,9	563,9	10,1
	9	126,3	-4,90	560,1	130,1



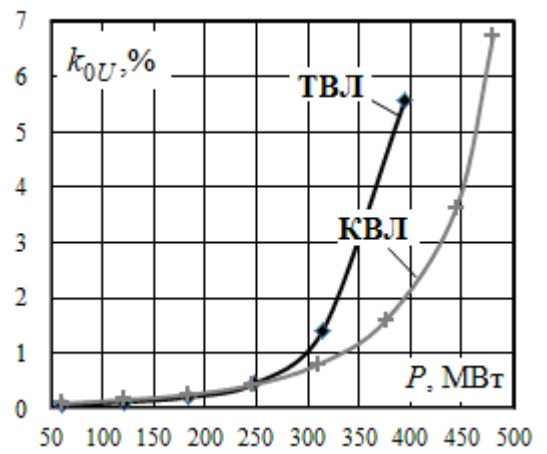
а)



б)

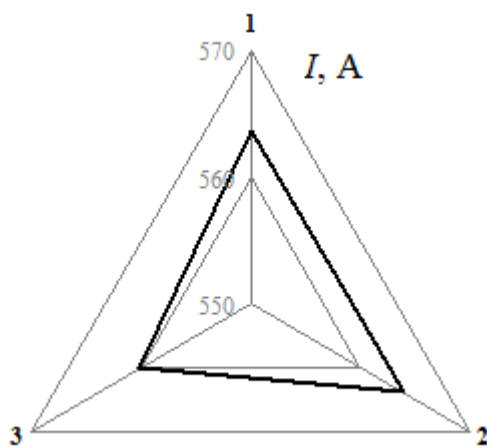


в)

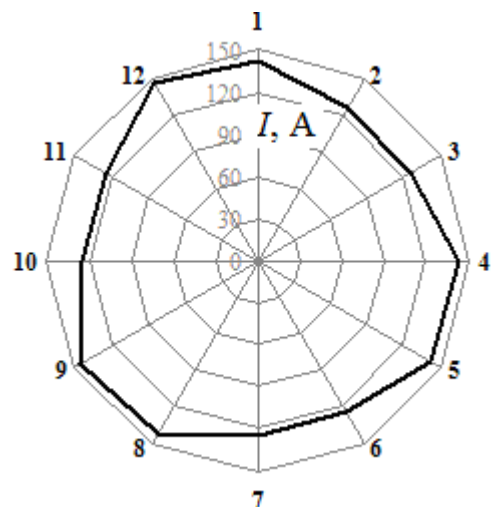


г)

Рисунок 3.12 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности:
а, б – абсолютные и относительные потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии по
обратной и нулевой последовательностям на приемном конце ЛЭП



а)



б)

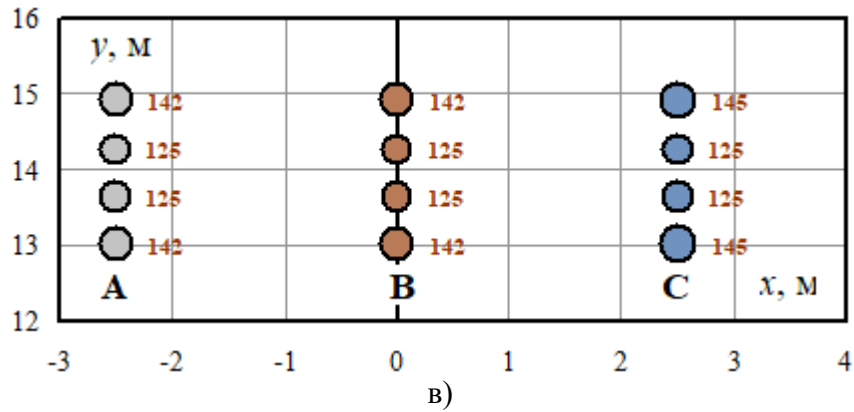


Рисунок 3.13 – Распределение токов по проводам: а – ТВЛ; б, в – КВЛ с вертикальным расположением проводов; нагрузка на приемном конце ЛЭП принималась равной $50 + j50$ МВ·А на фазу; б – распределение токов по всем проводам; в – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.13 в отвечают токам проводов; номера проводов по рисунку 3.11 а

Приведенные результаты показывают заметное снижение потерь активной мощности в КВЛ: потери по сравнению с ТВЛ 220 кВ ниже примерно вдвое при передаваемой мощности в 375 МВт. Кроме того, ввиду большей реактивной генерации КВЛ имеет значительно больший предел передаваемой мощности по сравнению с линией традиционной конструкции.

КВЛ у нагрузки характеризуется довольно приличным разбросом токов отдельных проводов, величины которых меняются от 125 А до 145 А, причем токи больше для верхних и нижних проводов фаз, что похоже на своеобразный скин-эффект.

Коаксиальная двухсегментная КВЛ. Вариантом компактной линией является КВЛ с коаксиальным расположением проводов. Для анализа ее особенностей проведено моделирование режимов линии 220 кВ с расположением проводов, показанном на рисунке 3.14. Для сравнения выполнено моделирование типовой воздушной линии 220 кВ (рисунок 3.11, б). Сечение проводов КВЛ принято равным 120 мм^2 , а ТВЛ – 600 мм^2 .

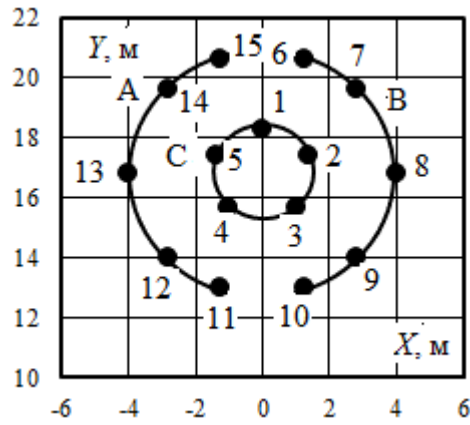
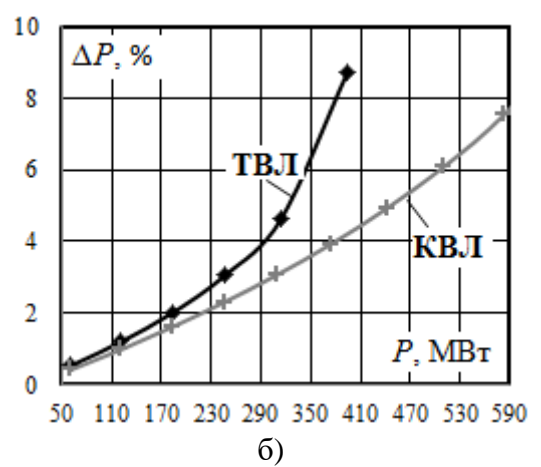
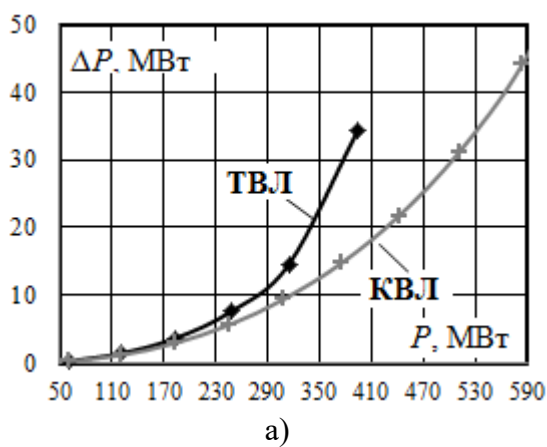


Рисунок 3.14 – Координаты проводов

Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.7 и проиллюстрированы на рисунке 3.15 в виде зависимостей потерь в ЛЭП и коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям от величины передаваемой мощности.

Таблица 3.7 – Результаты расчета режима при нагрузке линии $150+j150$ МВ·А

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
Коаксиальная двухсегментная КВЛ с сечением проводов 120 мм^2	6	136,1	118,3	476,3	79,6
	5	136,1	-121,7	472,3	-160,7
	4	136,1	-1,77	480,3	-40,0
	7	133,2	117,7	530,7	-107,3
	8	133,3	-121,9	530,6	13,1
	9	134,0	-2,31	527,7	132,7



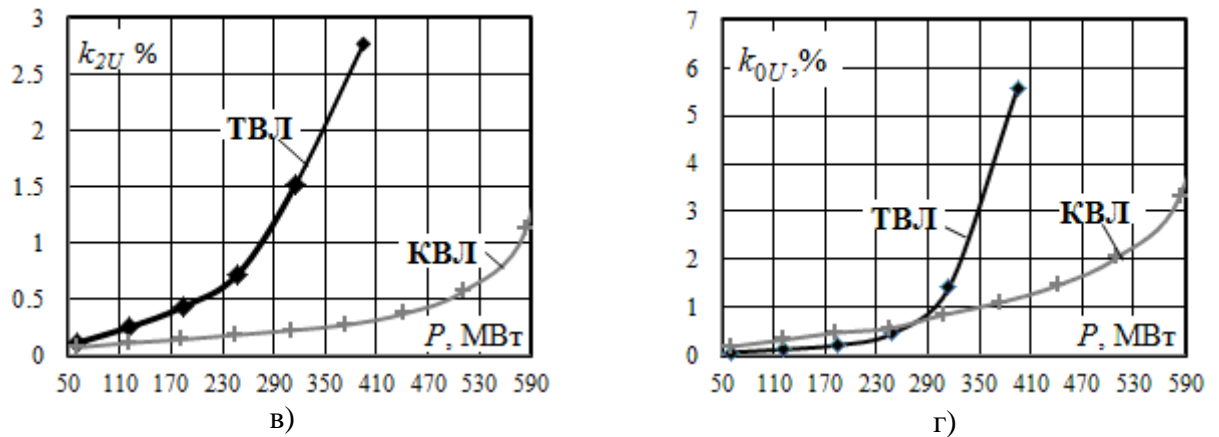


Рисунок 3.15 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности: а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии на приемном конце ЛЭП

Распределение токов по проводам ЛЭП показано на рисунке 3.16. Токи проводов лежат в диапазоне от 94 до 120 А, максимальные токи протекают в крайних проводах внешних сегментов и по проводам 2, 3 внутренней фазы.

При одинаковом суммарном сечении проводов KVЛ и ТВЛ потери активной мощности в компактной ЛЭП заметно ниже. В рассмотренной схеме при передаваемой мощности в 375 МВт потери KVЛ более чем вдвое меньше потерь традиционной линии.

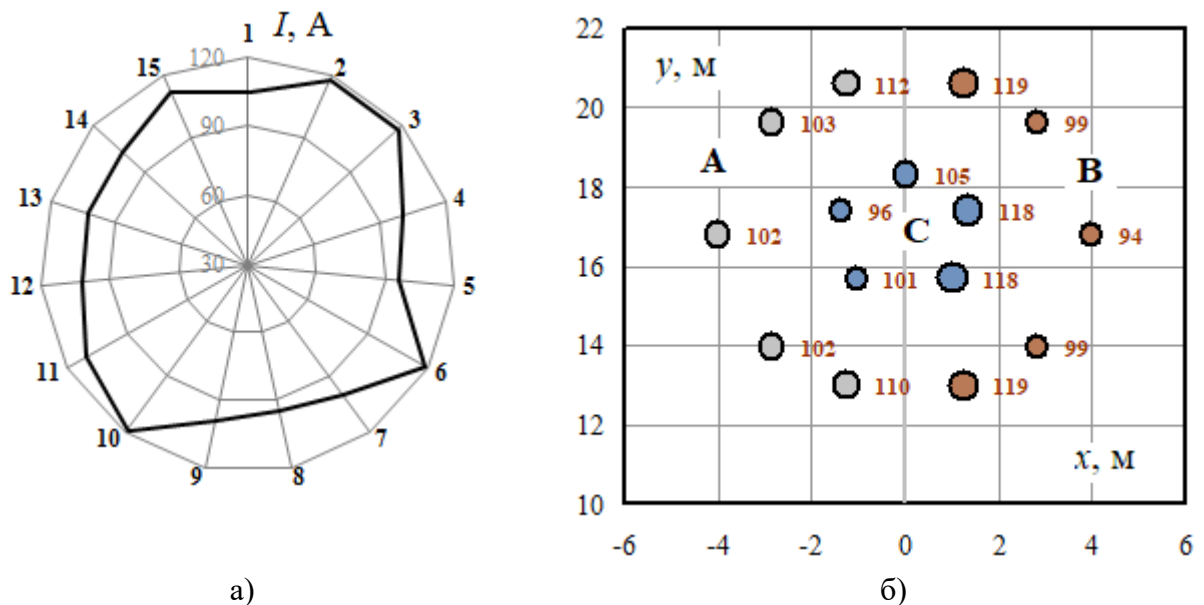


Рисунок 3.16 – Распределение токов по проводам приемного конца линии; а – распределение токов по всем проводам; б – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.16 б отвечают токам проводов; номера проводов по рисунку 3.14

Без транспозиции проводов несимметрия напряжений KVЛ значительно меньше несимметрии напряжений ТВЛ. Кроме прочего, ввиду большой емкост-

ной генерации следует ожидать больший предел передаваемой мощности по сравнению с линией традиционной конструкции.

Коаксиальная четырехсегментная КВЛ. Еще одним вариантом КВЛ является линия с разделением двух фаз на парные сегменты. Расположение проводов компактной воздушной линии электропередачи 220 кВ показано на рисунке 3.17. Для сравнения выполнено моделирование типовой воздушной линии 220 кВ (рисунок 3.11, б). Сечение проводов КВЛ принято равным 95 мм^2 , а ТВЛ – 600 мм^2 , с примерно одинаковыми суммарными сечениями проводов ЛЭП в обоих вариантах.

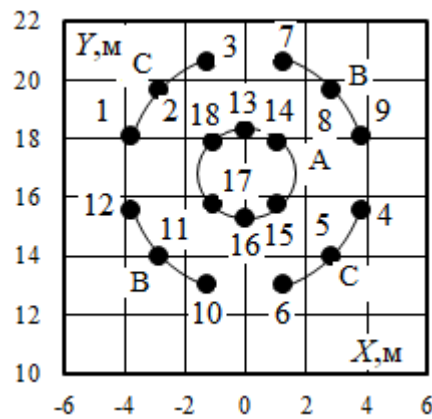


Рисунок 3.17 – Координаты проводов

Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.8 и проиллюстрированы на рисунке 3.18 в виде зависимостей потерь в ЛЭП, а также коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям от величины передаваемой мощности.

Таблица 3.8 – Результаты расчета режима при нагрузке линии $150+j150 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
Коаксиальная четырёхсегмент- ная КВЛ с сече- нием проводов 95 мм^2	6	136,4	118,2	461,1	82,1
	5	136,4	- 121,7	459,1	- 158,1
	4	136,2	- 1,7	470,8	- 39,5
	7	134,1	118,2	527,1	- 106,8
	8	134,7	- 122,1	525,1	12,9
	9	133,4	- 2,2	530,1	132,8

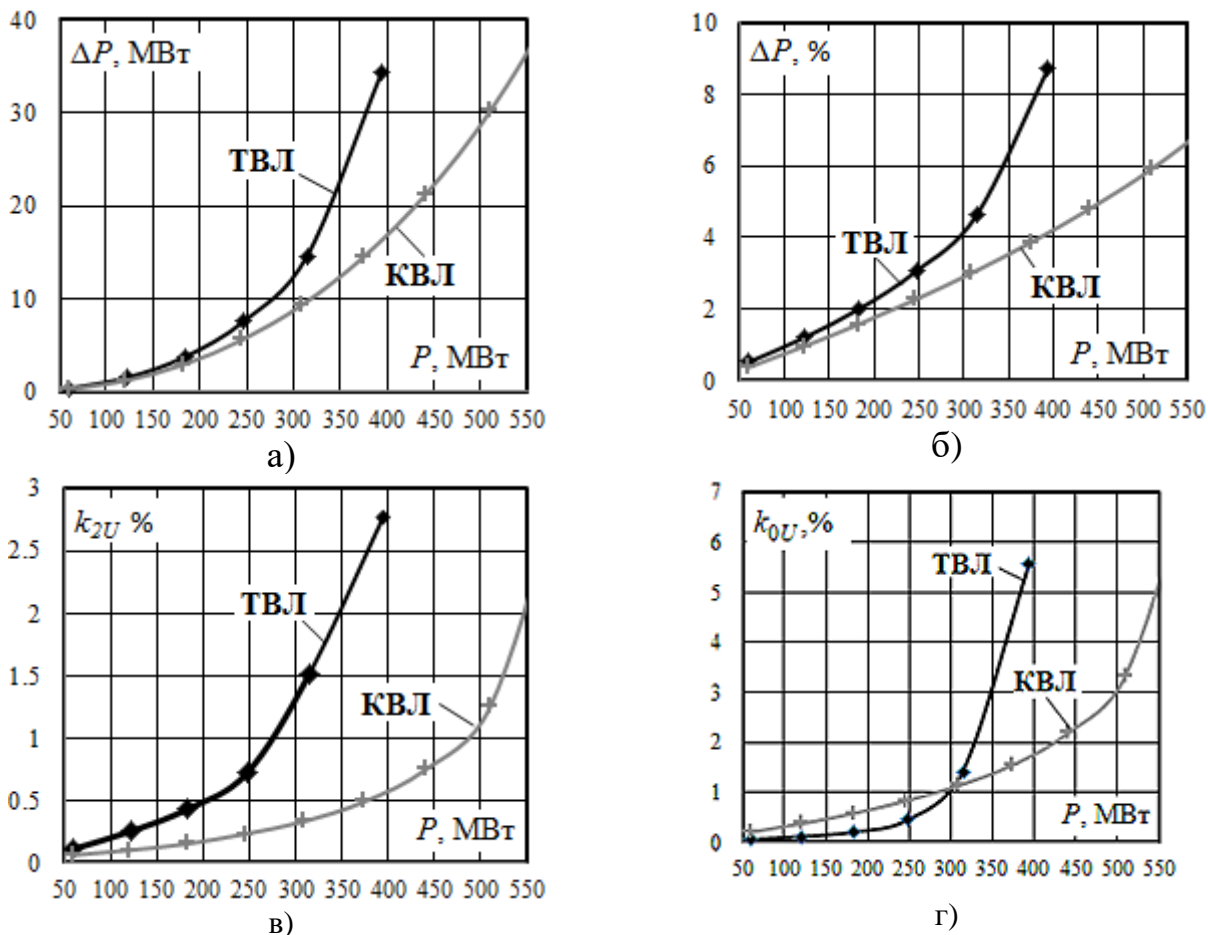


Рисунок 3.18 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности:
а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии

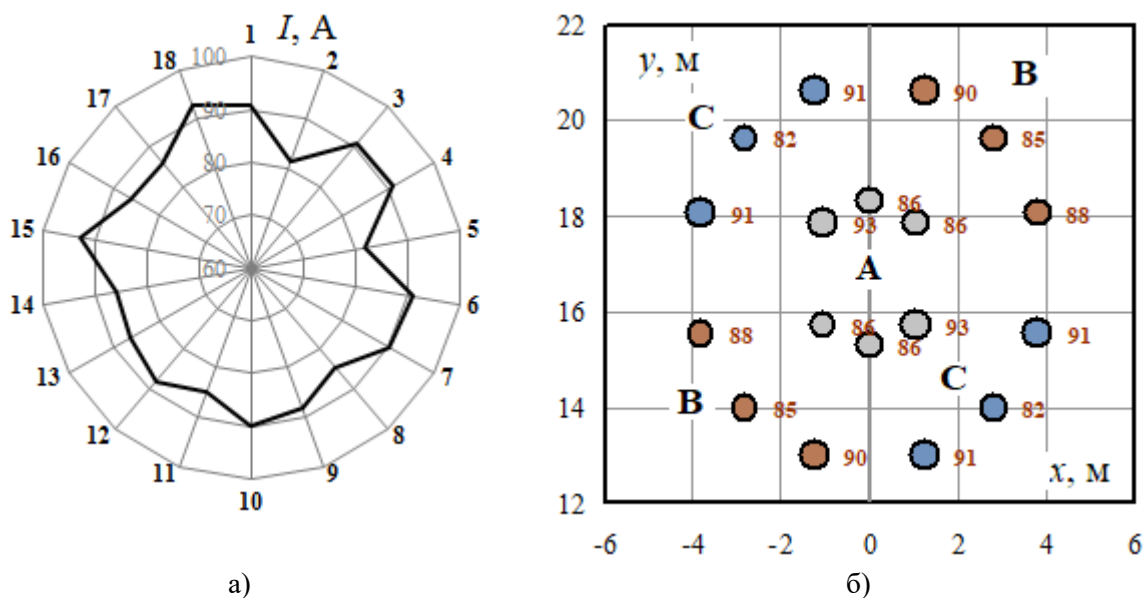


Рисунок 3.19 – Распределение токов по проводам:
а – распределение токов по всем проводам; б – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.19 б отвечают токам проводов номера проводов по рисунку 3.17

Распределение токов по проводам приемного конца ЛЭП показано на рисунке 3.19. Минимальные токи наблюдаются во внутренних областях сегментов. Результаты расчетов показывают, что при одинаковом суммарном сечении проводов КВЛ и ТВЛ потери активной мощности в компактной ЛЭП существенно ниже; так, при передаваемой мощности в 375 МВт потери в КВЛ длиной 50 км меньше потерь в типовой трехфазной ЛЭП примерно вдвое.

Компактная линия длиной 50 км при отсутствии транспозиции вносит минимальный вклад в несимметрию напряжений на нагрузке.

КВЛ с треугольным расположением проводов. Вариант КВЛ с треугольным расположением проводов по рисунку 3.20 обещает хорошее симметрирование параметров линии. Здесь также проводилось сопоставление КВЛ с традиционной ЛЭП 220 кВ. Сечение проводов КВЛ принято равным 120 мм^2 , а ТВЛ – 600 мм^2 , суммарное сечение ЛЭП в обоих вариантах одинаково. Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.9 и проиллюстрированы на рисунке 3.21 в виде зависимостей потерь в ЛЭП и коэффициентов несимметрии от величины передаваемой мощности. Распределение токов по проводам ЛЭП показано на рисунке 3.22.

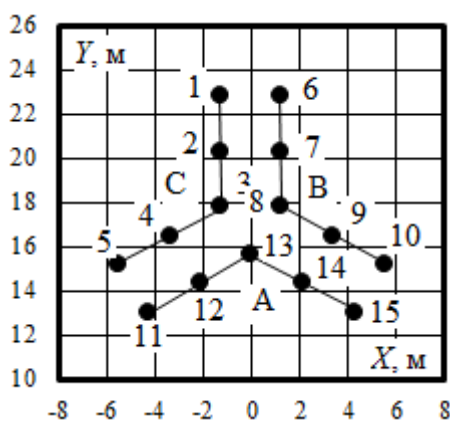


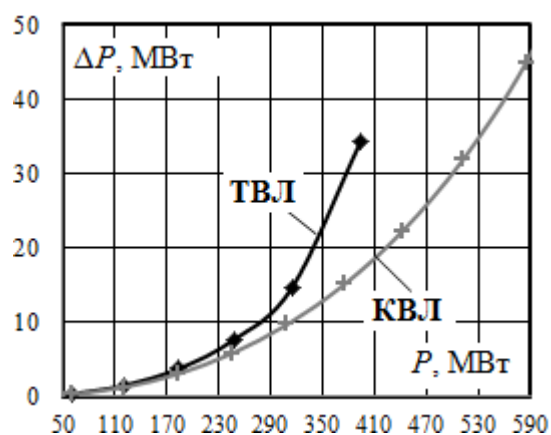
Рисунок 3.20 – Координаты проводов

Расчеты показывают, что при одинаковом суммарном сечении проводов КВЛ и ТВЛ потери активной мощности в компактной ВЛ существенно меньше потерь типовой линии. При передаваемой мощности в 375 МВт потери в типовой ЛЭП длиной 50 км вдвое больше потерь КВЛ.

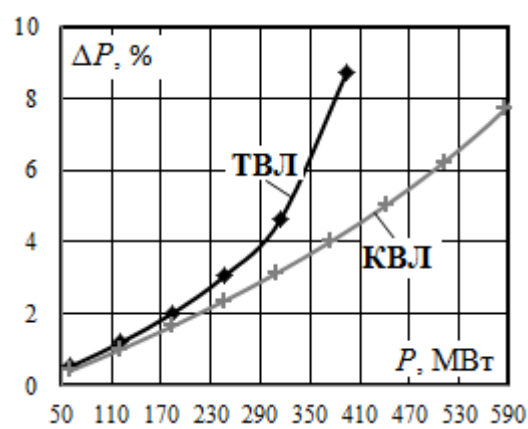
Как и ожидалось, компактная линия с треугольным расположением проводов без транспозиции обеспечивает хорошее симметрирование напряжений на симметричной нагрузке (рисунок 3.21).

Таблица 3.9 – Результаты расчета режима при нагрузке линии $150+j150$ МВ·А

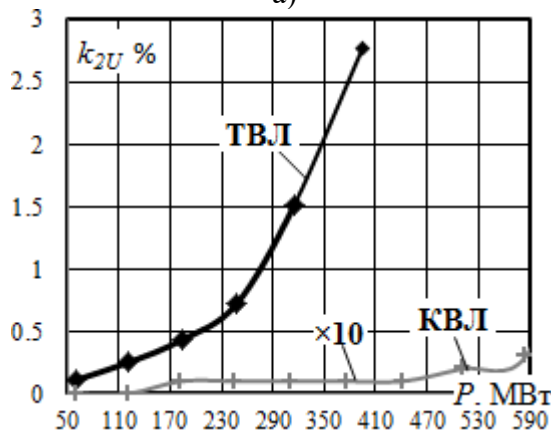
Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
КВЛ с треугольным расположением проводов и сечением 120 мм^2	6	136,117	118,241	477,01	79,7
	5	136,124	- 121,748	475,55	- 160,39
	4	136,142	- 1,748	474,74	- 40,14
	7	133,492	117,843	529,7	- 107,16
	8	133,504	- 122,123	529,65	12,88
	9	133,568	- 2,136	529,4	132,86



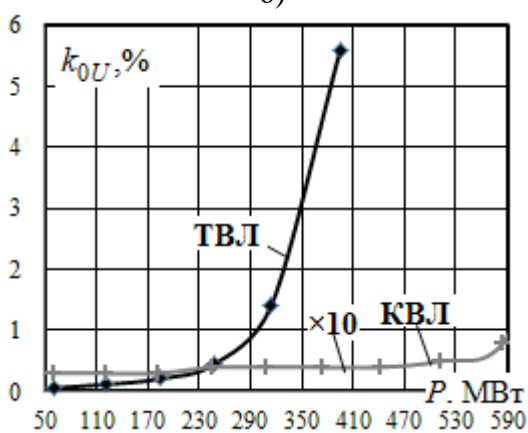
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.21 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности:
а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям на приемном конце ЛЭП

В распределении токов по проводам наблюдается существенная неравно-

мерность: токи отправного конца компактной ВЛ меняются от 85 А до 108 А.

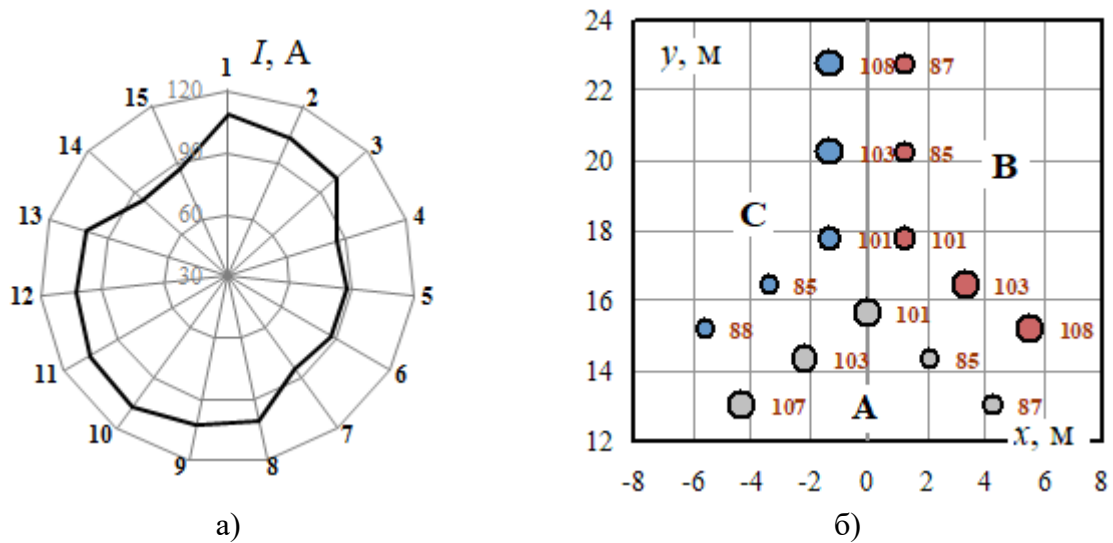


Рисунок 3.22 – Распределение токов по проводам отправного конца КВЛ:

а – распределение токов по всем проводам; б – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.22 б отвечают токам проводов; номера соответствуют рисунку 3.20

Двойная коаксиальная КВЛ. Одним из вариантов компактной ВЛ является двойная коаксиальная линия, в которой фаза С разбита на две части, расположенные внутри колец фаз А и В (рисунок 3.23). Для сопоставления режимов с типовой ЛЭП 220 кВ с проводами АС-600 проведено моделирование КВЛ с 18 проводами АС-95, что обеспечивало почти одинаковое суммарное сечение проводов двух линий.

Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.10 и проиллюстрированы на рисунке 3.24 зависимостями потерь в линиях и коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательностям от величины передаваемой мощности. Распределение токов по проводам ЛЭП показано на рисунке 3.25.

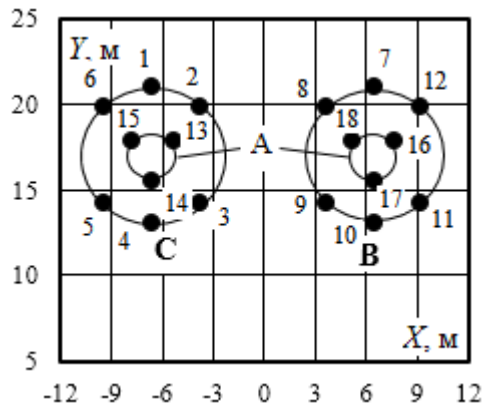
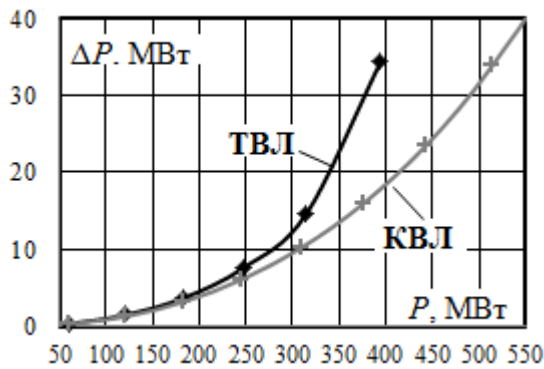


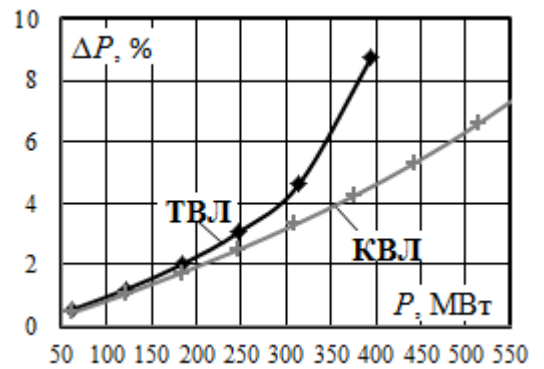
Рисунок 3.23 – Координаты проводов

Таблица 3.10 – Результаты расчета режима при нагрузке КВЛ 150+j150 МВ·А

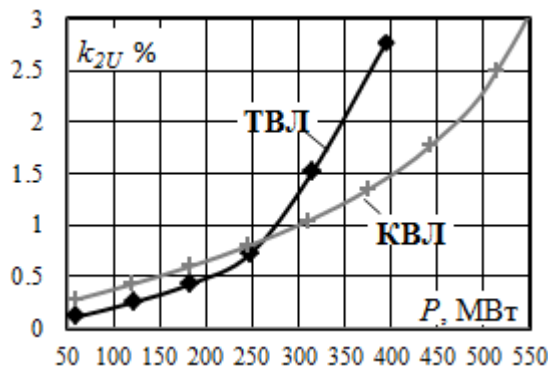
Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град,	I , А	I , град,
Двойная коаксиальная КВЛ с сечением проводов 95 мм ²	6	136,2	118,3	460,1	79,2
	5	136,2	-121,8	485,6	-158,7
	4	136,5	-1,7	456,0	-37,3
	7	133,2	118,2	531,0	-106,8
	8	133,8	-122,4	528,4	12,7
	9	134,3	-2,0	526,5	133,0



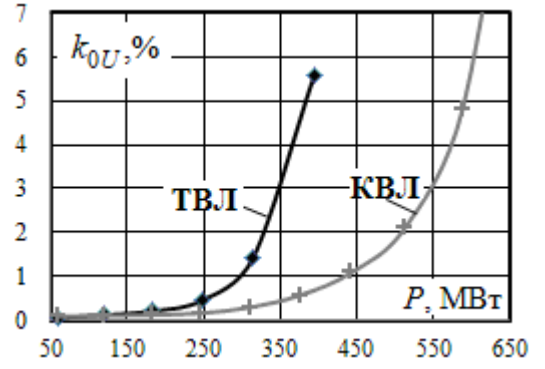
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.24 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности: а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям на приемном конце ЛЭП

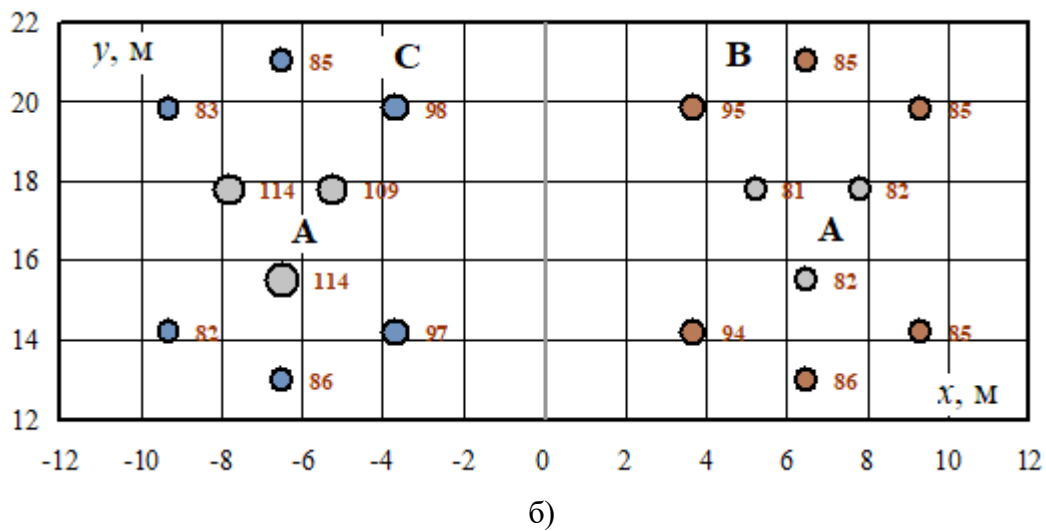
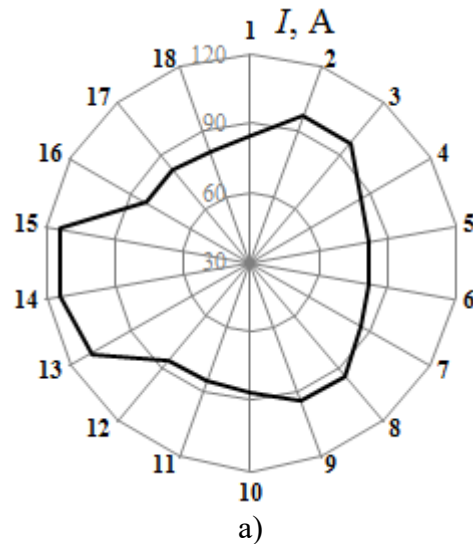


Рисунок 3.25 – Распределение токов по проводам при нагрузке КВЛ $150+j150$ МВ·А: а – распределение токов по всем проводам; б – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.25 б отвечают токам проводов; нумерация проводов по рисунку 3.23

Как и в предыдущем варианте КВЛ, наблюдаются вдвое меньшие потери в компактной линии по сравнению с типовой трехфазной ЛЭП-220 при передаче мощности в 375 МВт, и КВЛ обеспечивает лучший эффект по симметрированию напряжений на нагрузке. Однако рассматриваемый вариант дает более высокие значения коэффициентов несимметрии по сравнению с предыдущими вариантами КВЛ. В распределении токов по проводам КВЛ наблюдается любопытный эффект вытеснения тока из части проводов, расположенной внутри фазы В, в провода, расположенные внутри фазы С: в первом случае токи лежат вблизи 81 А, во втором – около 110 А.

КВЛ с параболическим расположением проводов. Вариант с расположе-

нием проводов по рисунку 3.26 обладает повышенной межфазной емкостью, однако такое расположение проводов вносит заметную несимметрию в режим. Проведенные расчеты для линии длиной 50 км показывают, однако, что это увеличение по сравнению с предыдущим вариантом (также с несимметричным расположением фаз) невелико и дает выигрыш в сравнении с типовой ВЛ. Сечение проводов КВЛ принято равным 150 мм^2 для одинаковости сечения с типовой линией с проводами 600 мм^2 .

Результаты моделирования режимов для нагрузки КВЛ $150+j150 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ приведены в таблице 3.11 и на рисунке 3.27 для изменяющейся симметричной нагрузке сопоставляемых линий. На рисунке 3.28 показано распределение токов по отдельным проводам в конце КВЛ. Как и в предыдущих вариантах КВЛ, потери активной мощности при передаваемой мощности в 375 МВт потери в компактной ЛЭП вдвое меньше потерь в типовой ЛЭП 220 кВ. Несимметрия напряжений на нагрузке КВЛ находится на примерно таком же уровне, как и в предыдущем варианте компактной линии. Тем не менее, данная КВЛ обеспечивает лучшее симметрирование по сравнению с типовой трехфазной линией.

Таблица 3.11 – Результаты расчета режима при нагрузке КВЛ $150+j150 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град,	I , А	I , град,
КВЛ с параболическим расположением проводов 150 мм^2	6	135,9	118,2	495,3	78,8
	5	136,1	- 121,7	474,6	- 160,3
	4	135,9	- 1,7	479,6	- 42,4
	7	133,3	117,5	530,5	- 107,5
	8	133,5	- 122,2	529,6	12,8
	9	132,6	- 2,1	533,3	132,9

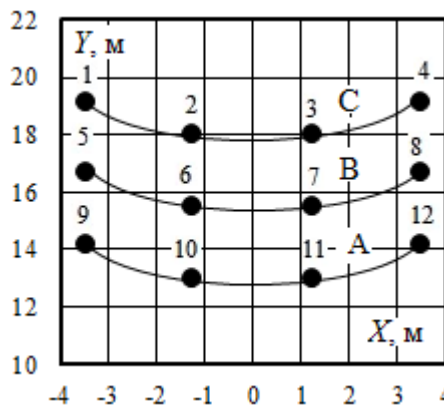


Рисунок 3.26 – Координаты проводов

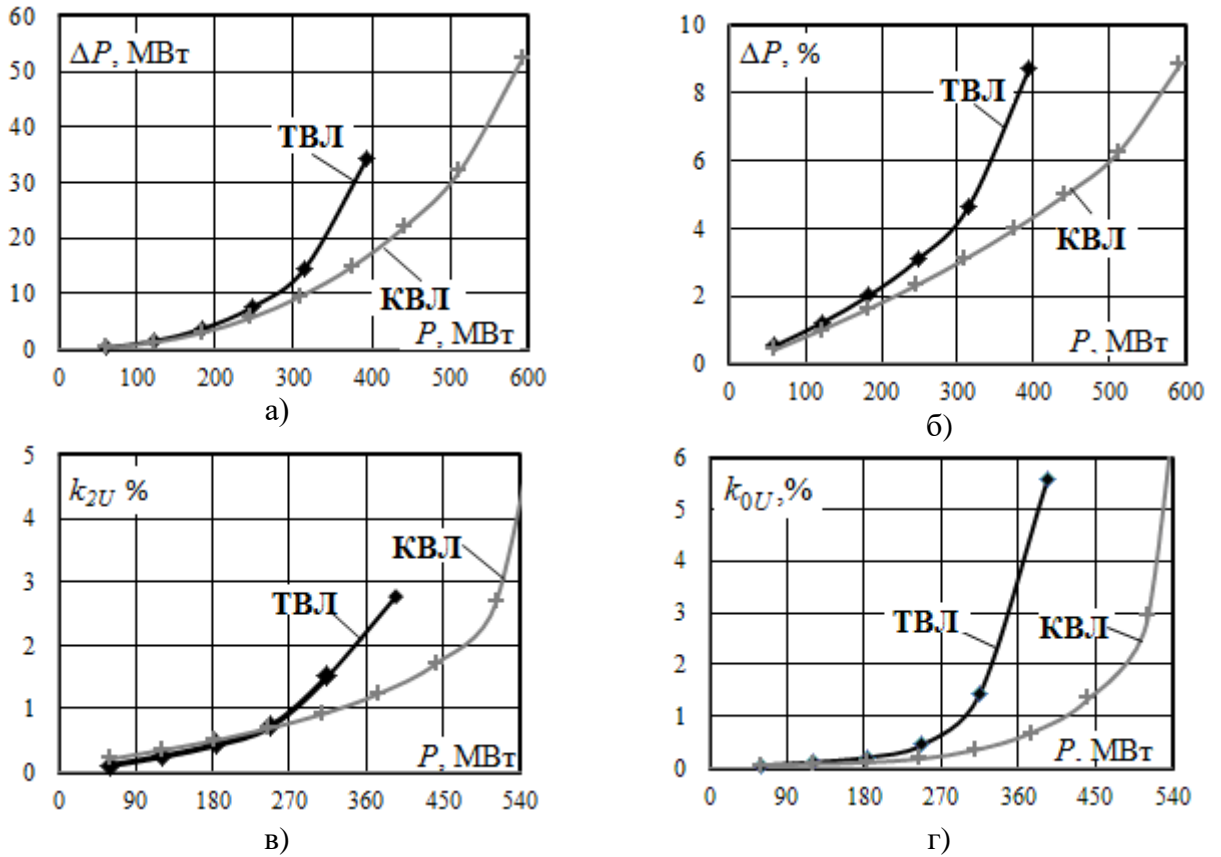


Рисунок 3.27 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности: а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям на приемном конце ЛЭП

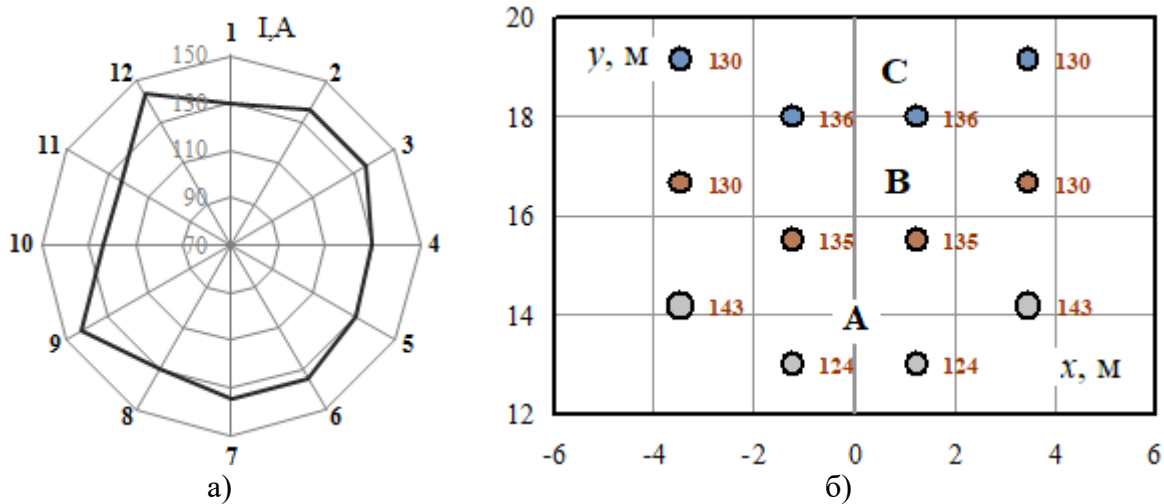


Рисунок 3.28 – Распределение токов по проводам при нагрузке KBЛ $150 + j150$ МВ·А: а – распределение токов по всем проводам; б – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.28 б отвечают токам проводов; нумерация проводов по рисунку 3.26

В токораспределении наблюдается неравномерность токов проводов нижней фазы с вытеснением тока на крайние провода.

KBЛ с трехсегментным расположением проводов. Очередной вариант компактной линии имеет симметричное расположение проводов, показанное на

рисунке 3.29. Сечение проводов КВЛ принято равным 70 мм^2 , что близко к суммарному сечению проводов ТВЛ 600 мм^2 . Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.12 и на рисунках 3.30, 3.31.

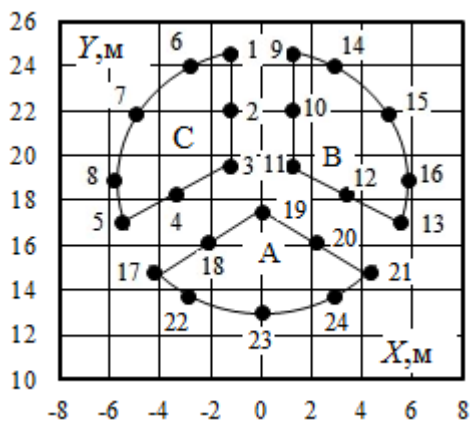
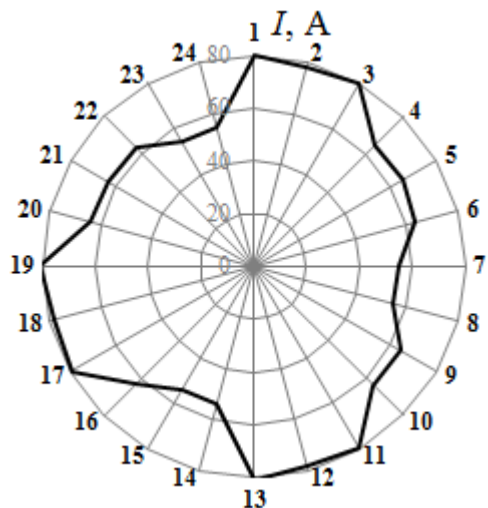


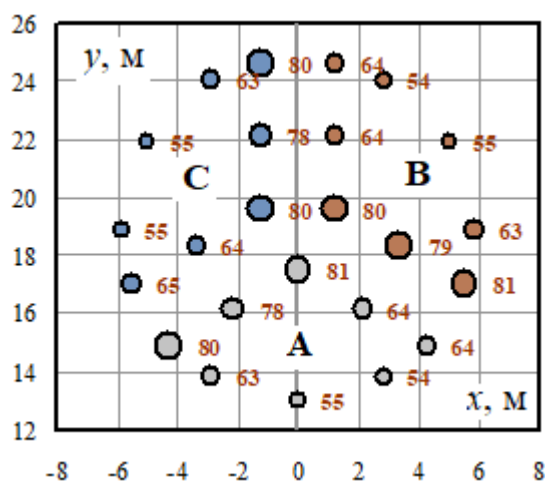
Рисунок 3.29 – Координаты проводов КВЛ

Таблица 3.12 – Результаты расчета режима при нагрузке КВЛ $150+j150 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
Трехсегментная КВЛ с сечением проводов 70 мм^2	6	136,3	118,2	468,1	81,1
	5	136,3	-121,7	465,8	-159,0
	4	136,3	-1,7	464,9	-38,6
	7	133,8	118,0	528,4	-107,1
	8	133,8	-122,0	528,3	13,0
	9	133,9	-2,0	528,0	133,0



а)



б)

Рисунок 3.30 – Распределение токов по проводам КВЛ:

а – распределение токов по всем проводам; б – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.30 б отвечают токам проводов, нумерация проводов по рисунку 3.29

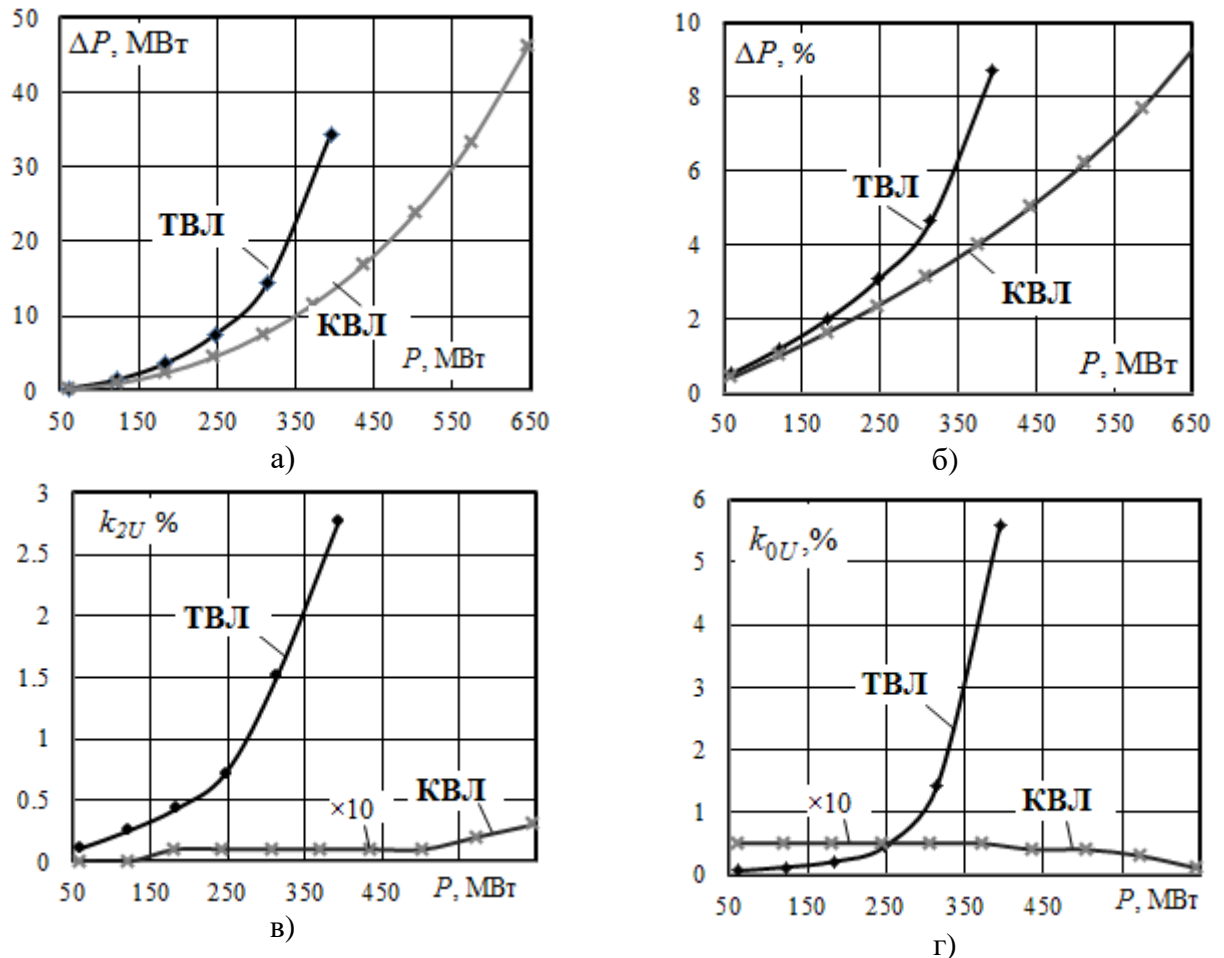


Рисунок 3.31 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности: а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям на приемном конце ЛЭП, для KVЛ увеличенные в 10 раз

Как и в предыдущих вариантах KVЛ, при передаваемой мощности в 350 MW потери в KVЛ вдвое меньше чем в типовой ЛЭП 220 кВ. Ввиду симметрии структуры KVЛ практически не вносит искажений в симметрию трехфазных напряжений. В токораспределении наблюдается картина увеличенного тока во внутренних сторонах сегментов, соседствующих с проводами отстающей фазы. Разброс токов лежит в интервале от 54 до 81 А.

KVЛ с концентрическим расположением проводов. Эта конструкция принадлежит группе с несимметричной структурой фаз, режим которой может зависеть от фазировки проводов. Расположение проводов показано на рисунке 3.32. Сечение проводов KVЛ принято равным 70 мм^2 , в сопоставлении с TVЛ с проводами АС-600. Осесимметричная структура проводов KVЛ должна приводить к одинаковым токам проводов фазы. Результаты моделирования режимов представлены в таблице 3.13 и на рисунках 3.33, 3.34. Потери в данном варианте

КВЛ по сравнению с ТВЛ имеют примерно такое же соотношение, как и в предыдущих вариантах. Однако вносимая КВЛ несимметрия здесь больше.

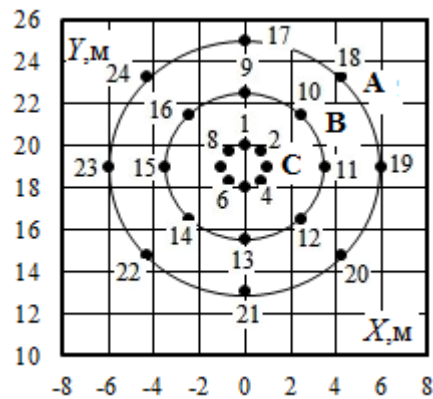


Рисунок 3.32 – Координаты проводов КВЛ

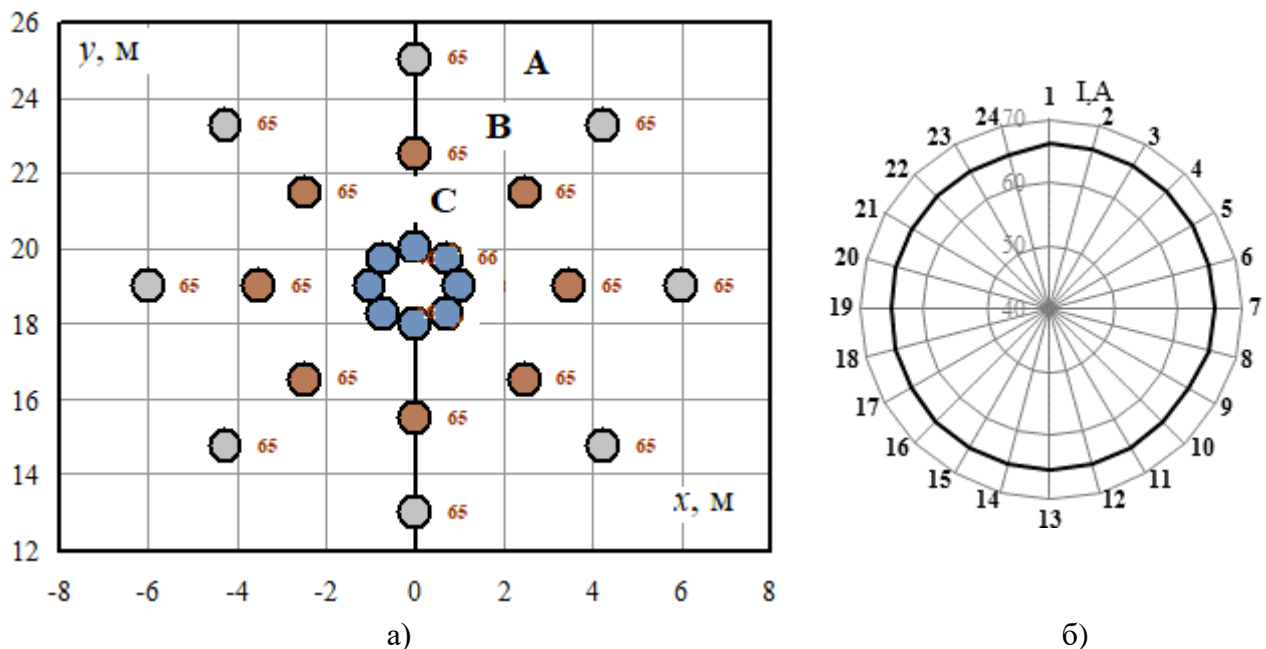


Рисунок 3.33 – Распределение токов по проводам КВЛ

а – распределение токов с привязкой к координатам проводов; цифры на рисунке 3.33 а отвечают токам проводов, нумерация проводов по рисунку 3.32; б – распределение токов по всем проводам

Таблица 3.13 – Результаты расчета режимов

Тип ЛЭП	Узлы	U , кВ	U , град,	I , А	I , град,
КВЛ с концентрическим расположением проводов сечением 70 мм^2	6	136,1	118,2	488,5	81,1
	5	137,0	-121,8	442,2	-152,4
	4	136,8	-1,6	418,9	-37,0
	7	133,3	117,3	530,6	-107,7
	8	134,7	-121,5	524,8	13,5
	9	135,4	-1,7	522,3	133,3

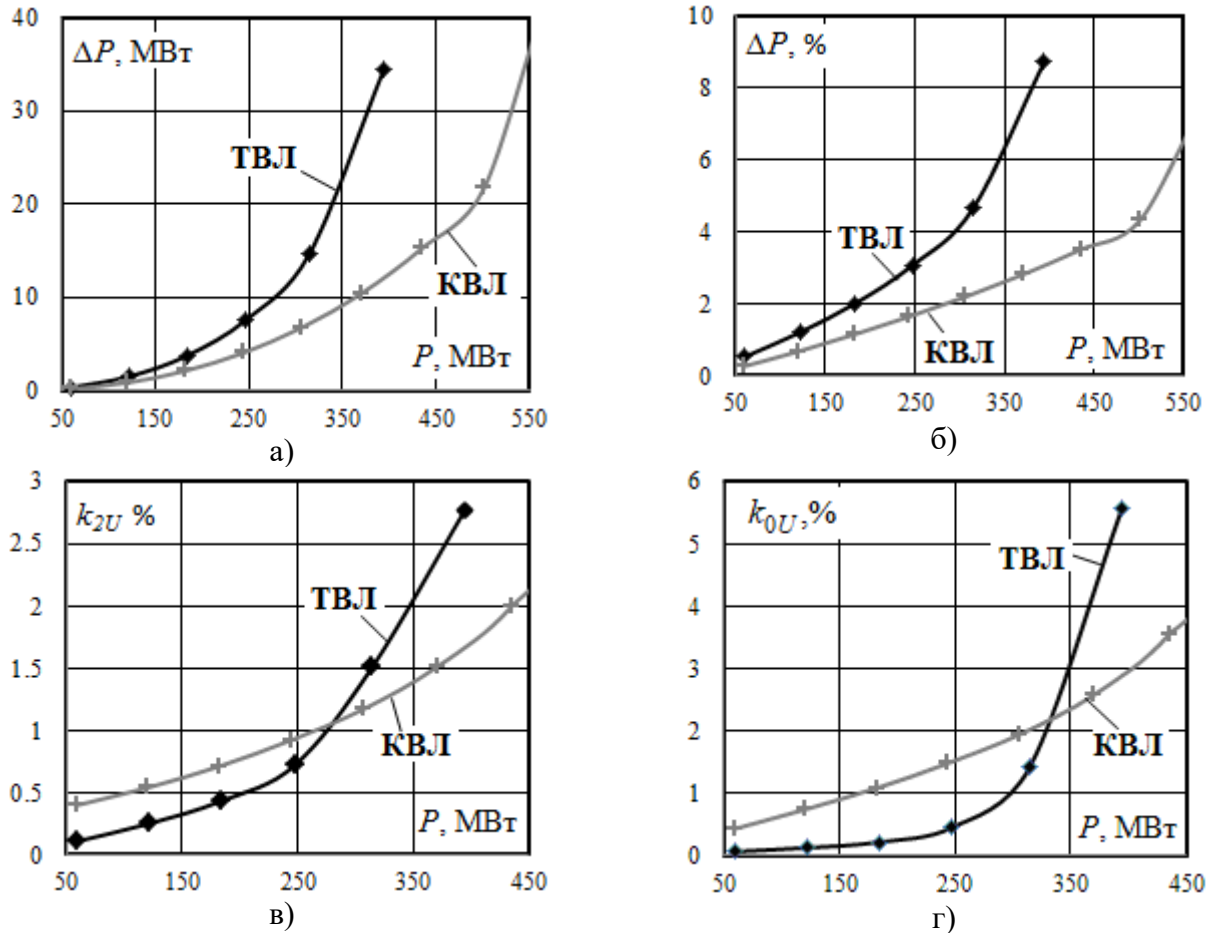


Рисунок 3.34 – Зависимости параметров режима от передаваемой мощности:
 а, б – потери мощности; в, г – коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям на приемном конце линий

Распределение токов по проводам фаз конца KVЛ равномерное, но ток проводов внутренней фазы на 0,8 А больше токов проводов средней и внешней фаз. Интересно, что в начале KVЛ у трансформатора распределение токов гораздо более неравномерное: 65 А внутренней фазы, 55 А средней фазы и 52 А внешней фазы. Такое распределение связано с емкостной генерацией линии.

На рисунках 3.35 – 3.36 приведены сводные графики потерь и несимметрии по вариантам KVЛ. Цифрами на рисунках обозначены: 1 – трехфазная ЛЭП АС-600; 2 – коаксиальная двухсегментная KVЛ; 3 – коаксиальная четырехсегментная KVЛ; 4 – коаксиальная двойная KVЛ; 5 – KVЛ с концентрическим расположением проводов; 6 – KVЛ с параболическим расположением проводов; 7 – KVЛ с вертикальным расположением проводов; 8 – KVЛ с треугольным расположением проводов; 9 – KVЛ с трехсегментным расположением проводов.

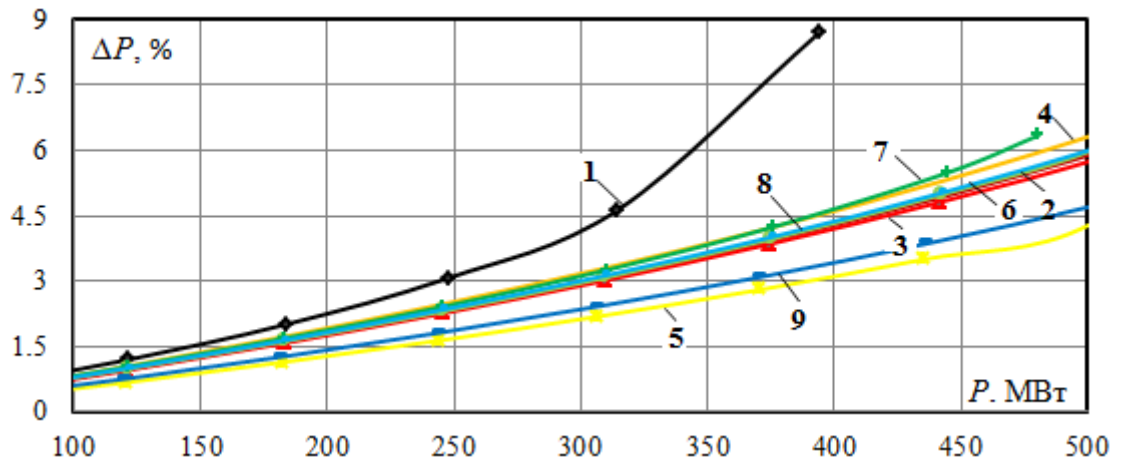


Рисунок 3.35 – Зависимости потерь мощности ТВЛ и разных вариантов КВЛ от передаваемой мощности

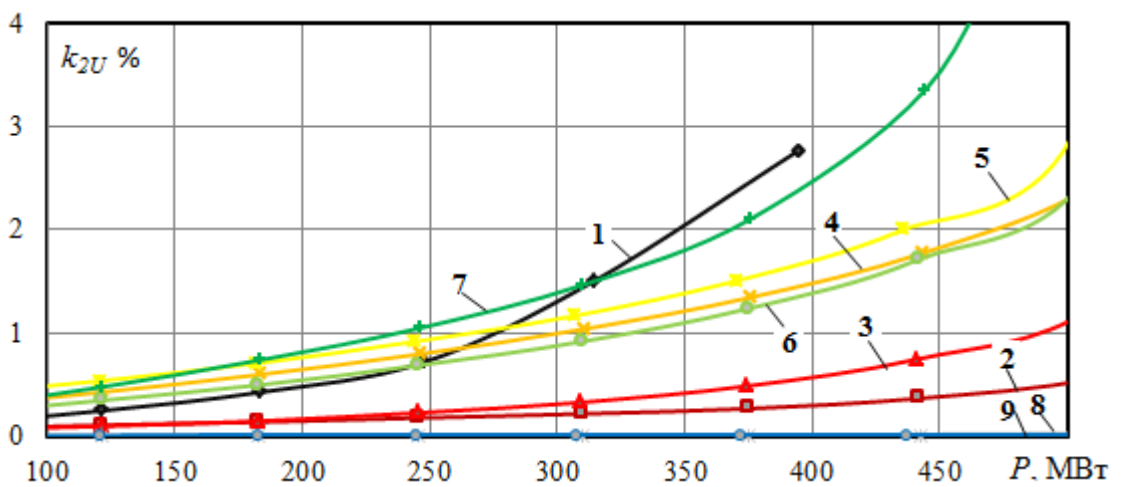


Рисунок 3.36 – Зависимости коэффициента несимметрии по обратной последовательности от передаваемой мощности

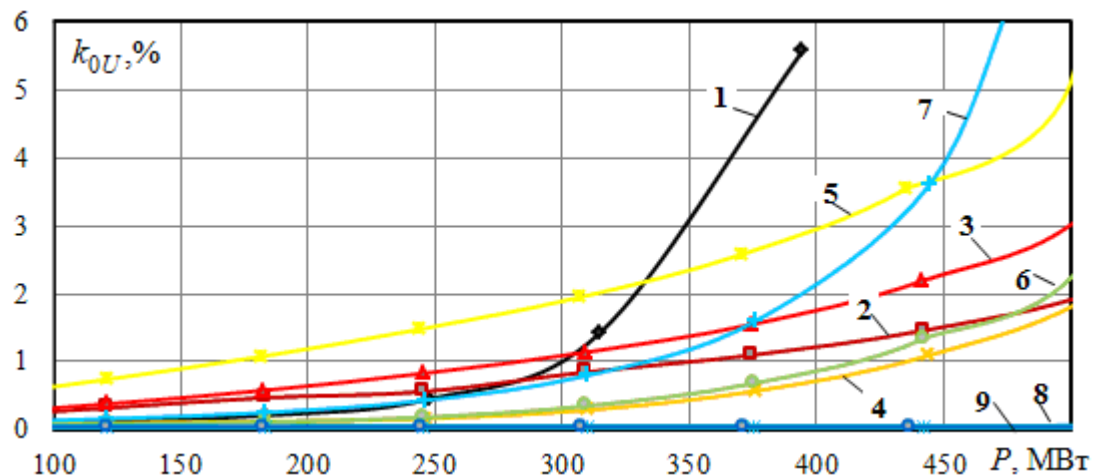


Рисунок 3.36а - Зависимости коэффициента несимметрии по нулевой последовательности от передаваемой мощности

Вариант № 9 является лидером по приведенным показателям, однако он же – один из наиболее сложных в изготовлении. К нему примыкает схожий по кон-

струкции вариант с треугольным расположением проводов.

3.4. Моделирование электромагнитных полей КВЛ

Компактные воздушные линии ввиду близкого расположения фаз в пространстве в симметричных режимах создают электромагнитные поля, напряженности которых меньше соответствующих величин для традиционных ЛЭП. В этом разделе приведены результаты моделирования ЭМП в начале КВЛ, описанных в разделе 3.3, при нагрузках $50+j50$ МВ·А на каждую фазу и длине линий 50 км. Оси координат соответствуют рисунок 3.11.

ЭМП традиционной ЛЭП. На рисунках 3.37, 3.38 представлены графики зависимости амплитуды напряженностей электрического и магнитного полей, а также эффективных значений составляющих поля традиционной ЛЭП (ТВЛ) от координаты x , перпендикулярной оси линии и направленной вдоль поверхности плоской земли.

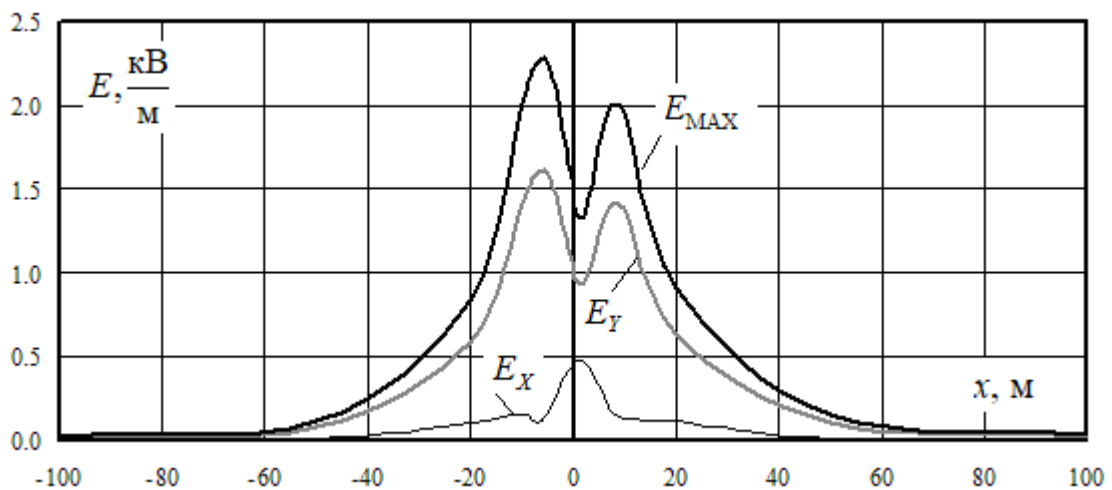


Рисунок 3.37 – Напряженность электрического поля ТВЛ на высоте 1,8 м

Рисунок 3.39 отображает структуру поля в плоскости, перпендикулярной проводам. Графики носят приближенный характер из-за неучета поляризации поля и вычисления величины напряженности квадратичным суммированием.

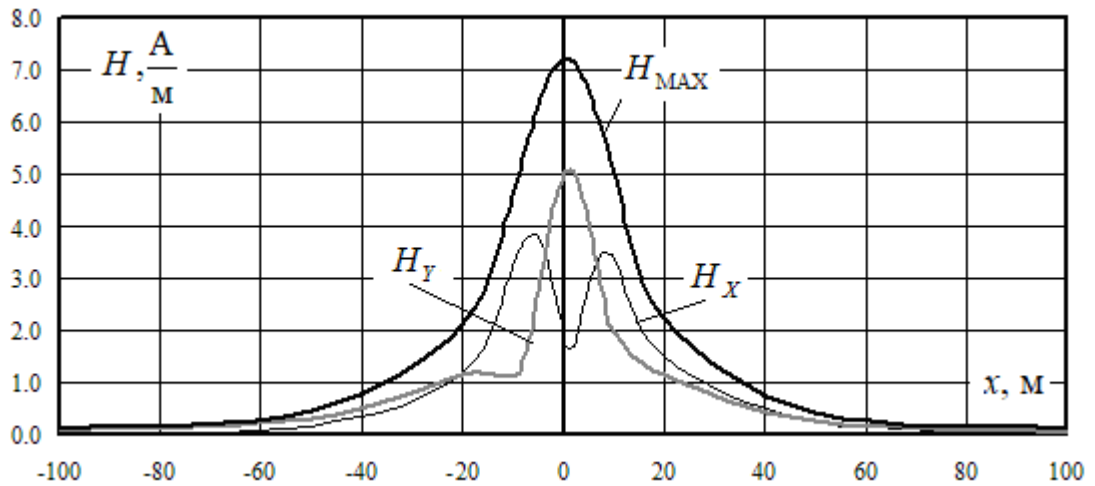


Рисунок 3.38 – Напряженность магнитного поля ТВЛ на высоте 1,8 м

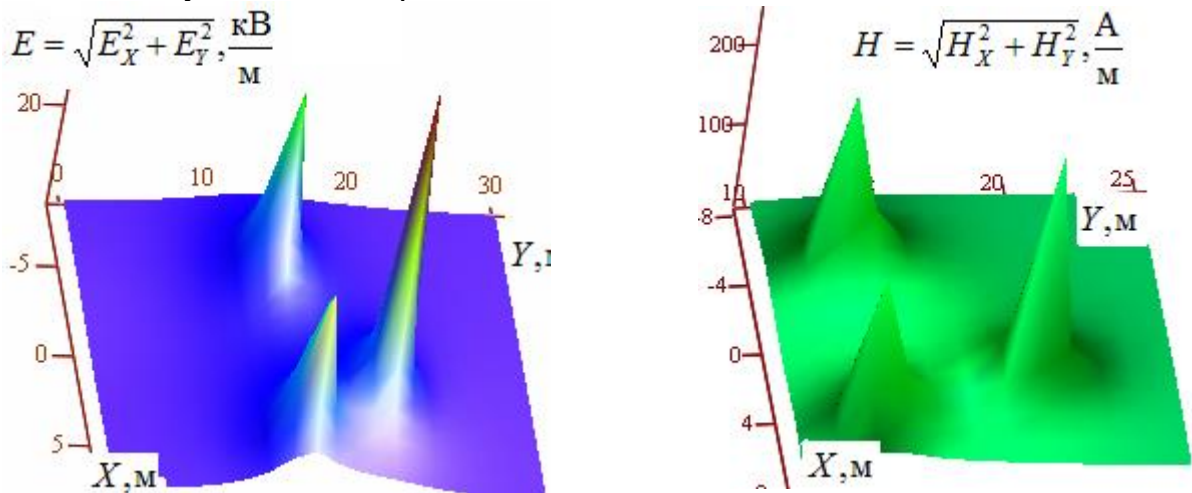


Рисунок 3.39 – Пространственная структура напряженностей электрического и магнитного полей ТВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

КВЛ с вертикальным расположением проводов. Рисунки 3.40, 3.41 отображают распределение составляющих напряженностей ЭМП вдоль координаты x . На рисунках 3.42, 3.43 представлено сопоставление амплитуд напряженностей поля, создаваемых КВЛ с вертикальным расположением проводов и ТВЛ.

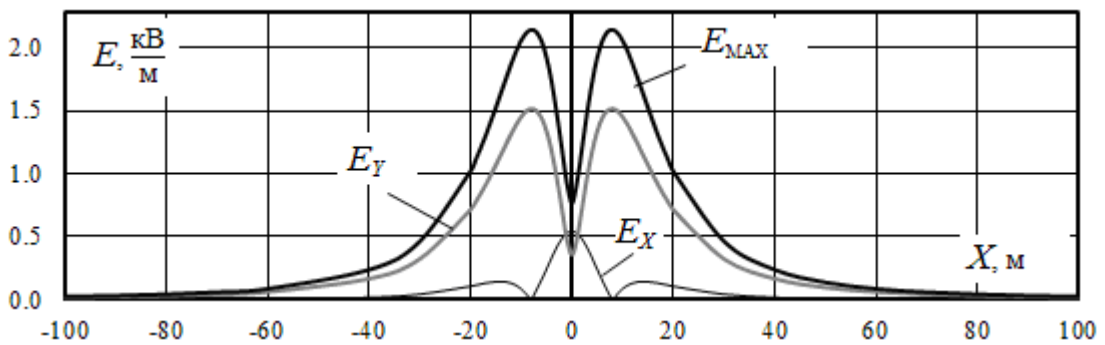


Рисунок 3.40 – Напряженность электрического поля КВЛ на высоте 1.8 м

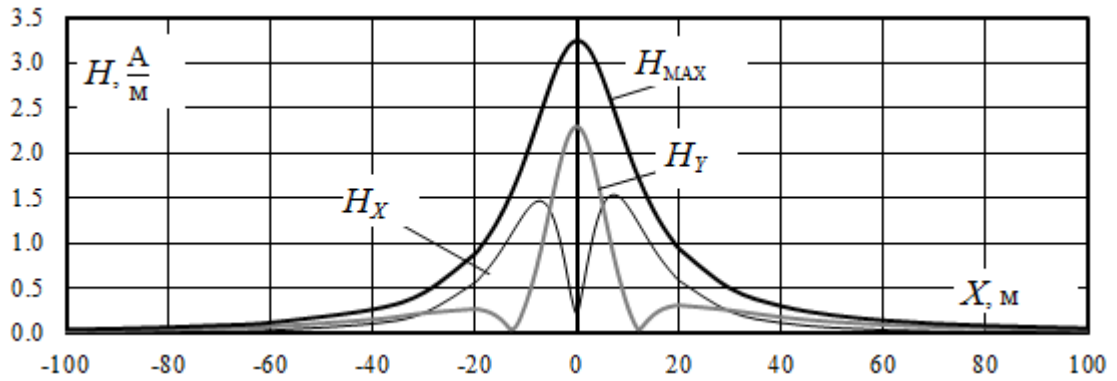


Рисунок 3.41 – Напряженность магнитного поля КВЛ на высоте 1.8 м

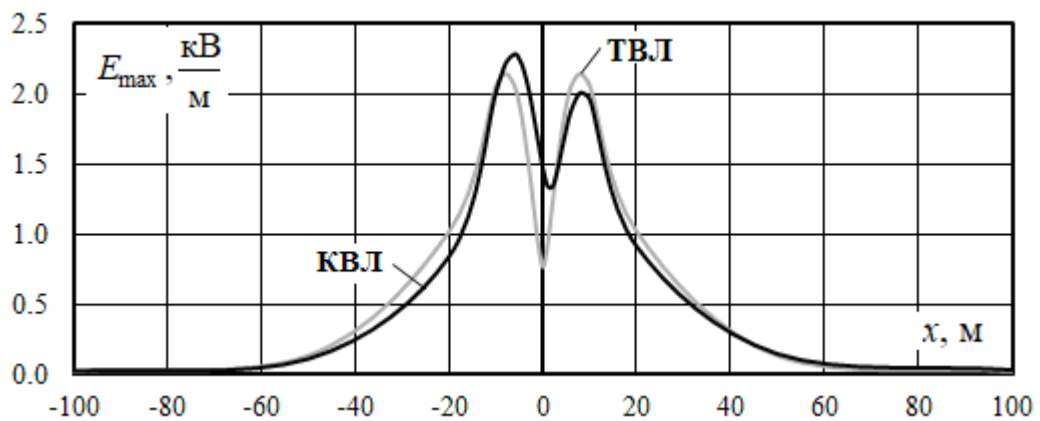


Рисунок 3.42 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

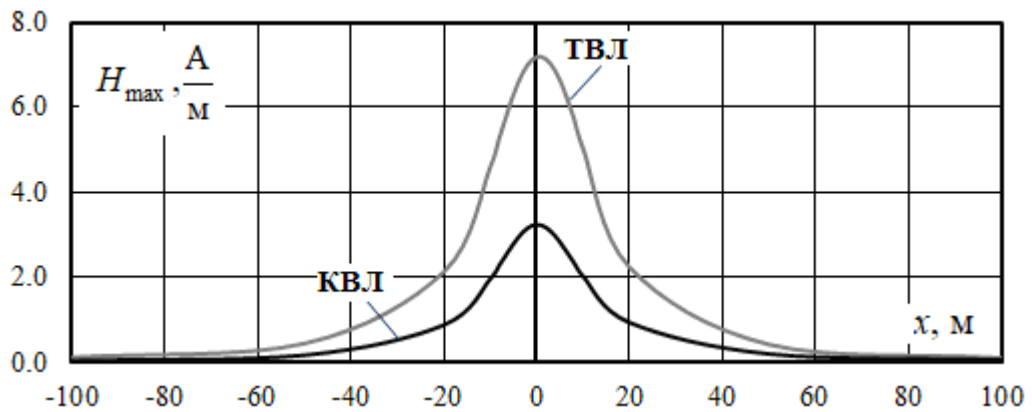


Рисунок 3.43 – Амплитуды напряженностей магнитного поля ТВЛ и КВЛ

На рисунке 3.44 приведены графики для плотности потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м. На рисунке 3.45 представлена пространственная структура электрического и магнитного полей линий в плоскости, перпендикулярной линии.

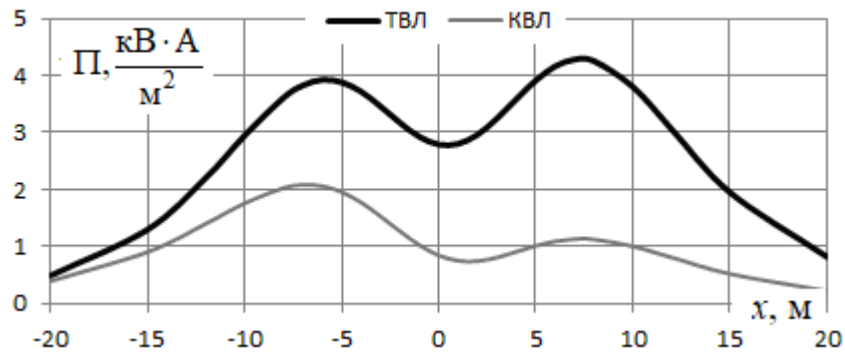


Рисунок 3.44 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

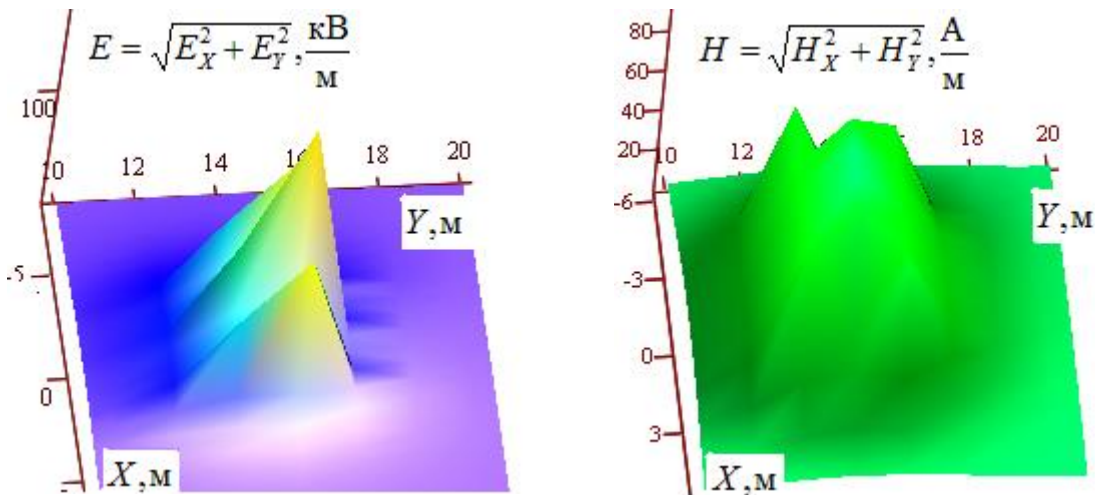


Рисунок 3.45 – Пространственная структура напряженностей электрического и магнитного полей КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

Электрическое поле КВЛ почти совпадает с полем ТВЛ, но напряженность магнитного поля традиционной линии при одинаковых токах фаз в максимуме в два с половиной раза больше. Этот феномен объясняется двумя факторами: во-первых, электрическое поле вблизи земли заметно выравнивается за счет ее проводимости, в результате чего поля отдельных проводов мало меняются на расстояниях по оси x порядка расстояний между проводами фаз; во-вторых, магнитное поле ближней зоны практически не изменяется землей и сохраняется обратно пропорциональная зависимость напряженности от расстояния до провода. У традиционной ЛЭП верхний провод оказывается на расстоянии, в полтора раза большем расстояния до нижних проводов, в то время как для КВЛ расстояния до проводов фаз в точке максимума поля весьма близки, что благоприятствует компенсации поля фаз.

Коаксиальная двухсегментная КВЛ. На рисунках 3.46, 3.47 показано рас-

пределение составляющих напряженностей ЭМП по координате x горизонтальной оси, перпендикулярной трассе ЛЭП. На рисунках 3.48, 3.49 сопоставлены амплитуды напряженностей, а на рисунке 3.50 – плотности потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м для КВЛ и ТВЛ.

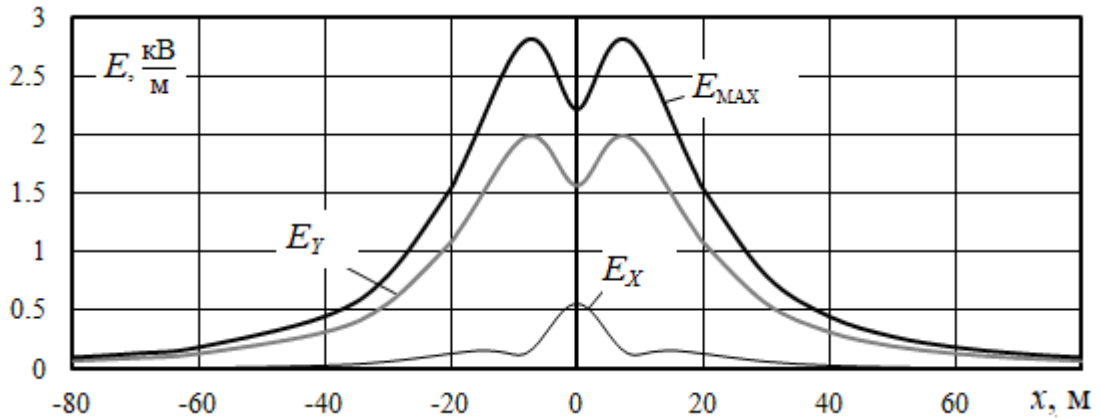


Рисунок 3.46 – Напряженность электрического поля КВЛ на высоте 1.8 м

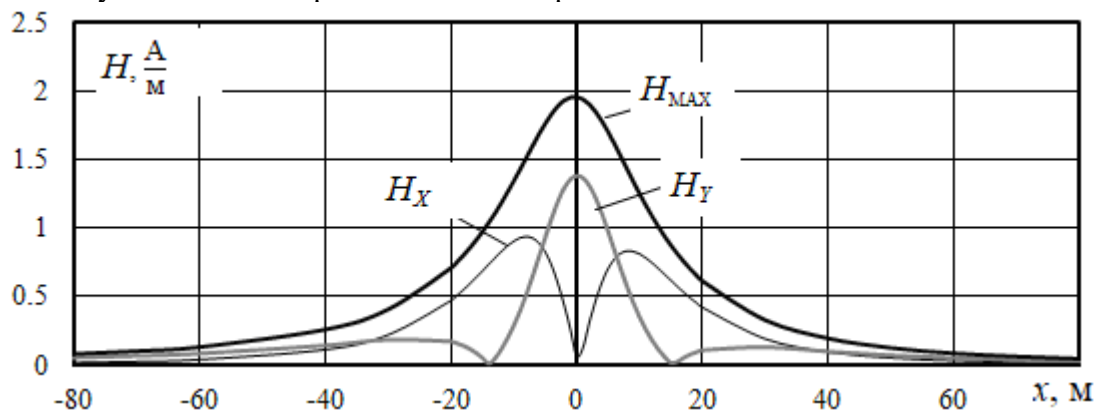


Рисунок 3.47 – Напряженность магнитного поля КВЛ на высоте 1.8 м

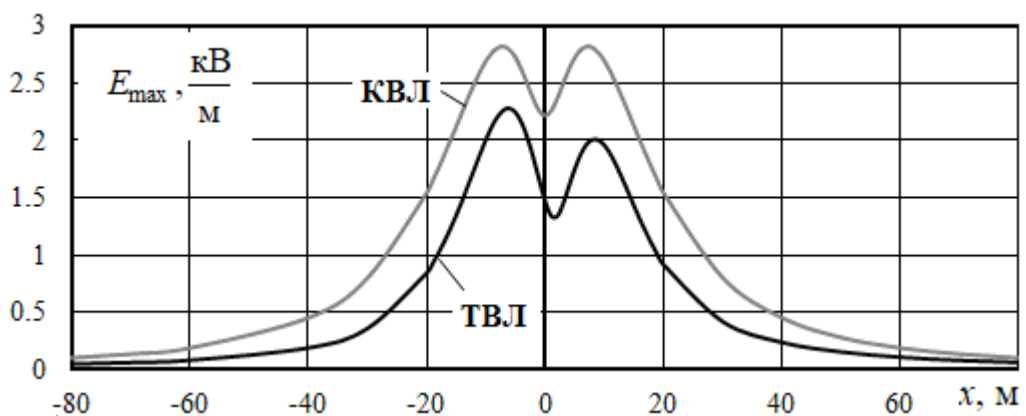


Рисунок 3.48 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

На рисунке 3.51 представлена пространственная структура напряженностей поля в плоскости, перпендикулярной линии в приближенной трактовке без эф-

фактов учета поляризации. Точки расположения проводов линий оказываются особыми с резким ростом напряженностей вблизи них. Двухсегментная КВЛ создает электрическое поле, напряженность которого в максимуме меньше напряженности поля ТВЛ примерно на 20%. Вместе с тем напряженность магнитного поля почти пятикратно меньше, чем у ТВЛ.

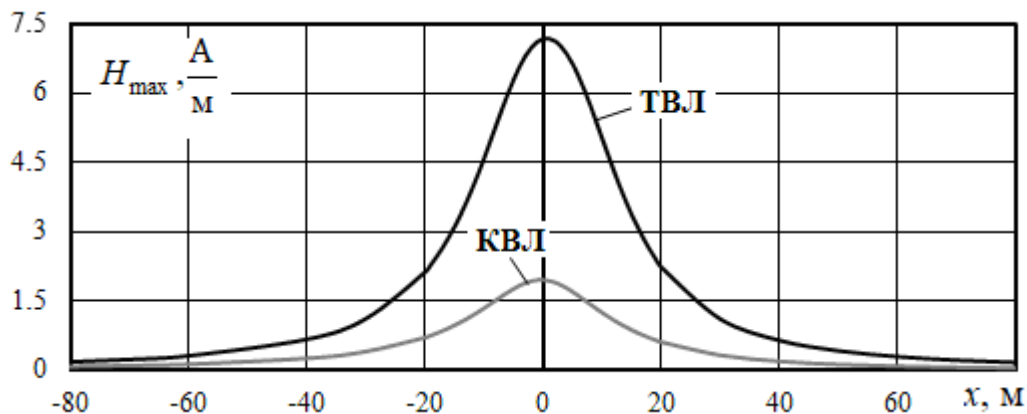


Рисунок 3.49 – Амплитуды напряженностей магнитного поля ТВЛ и КВЛ

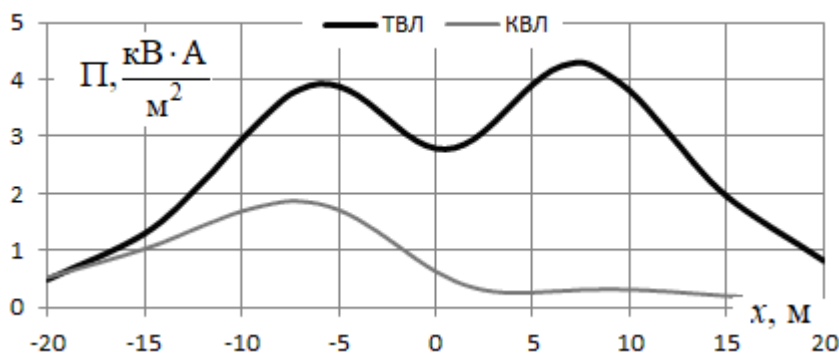


Рисунок 3.50 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

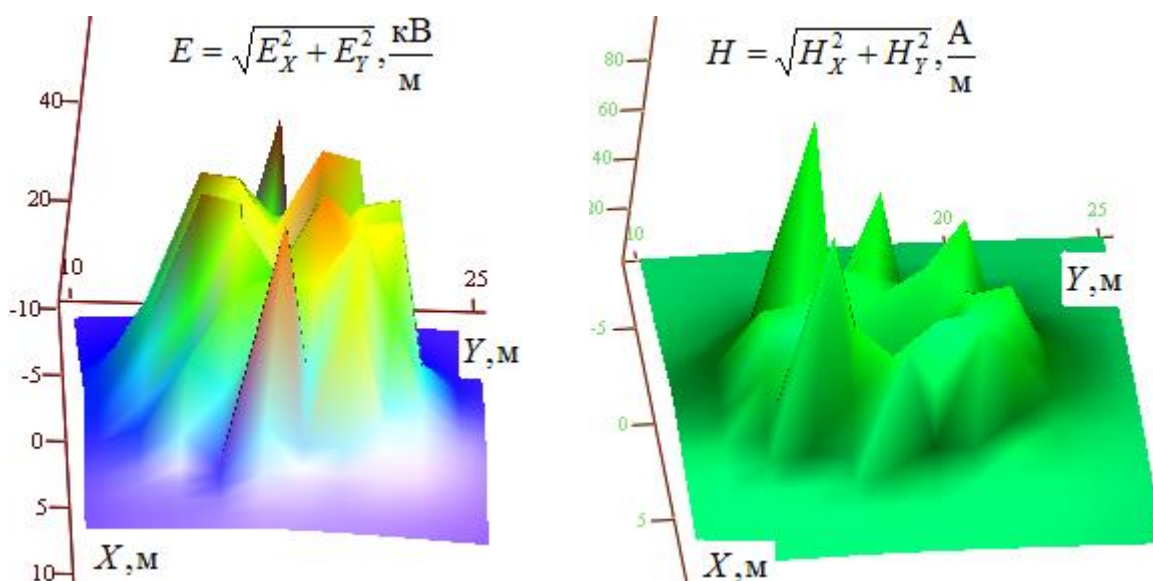
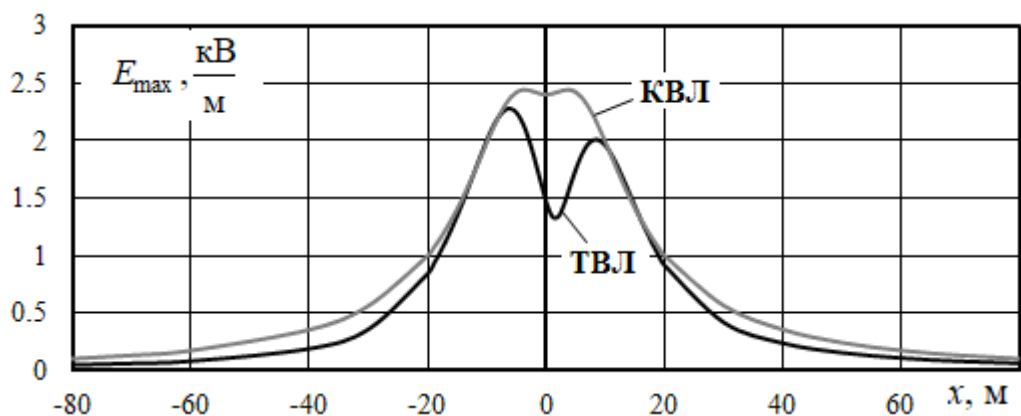
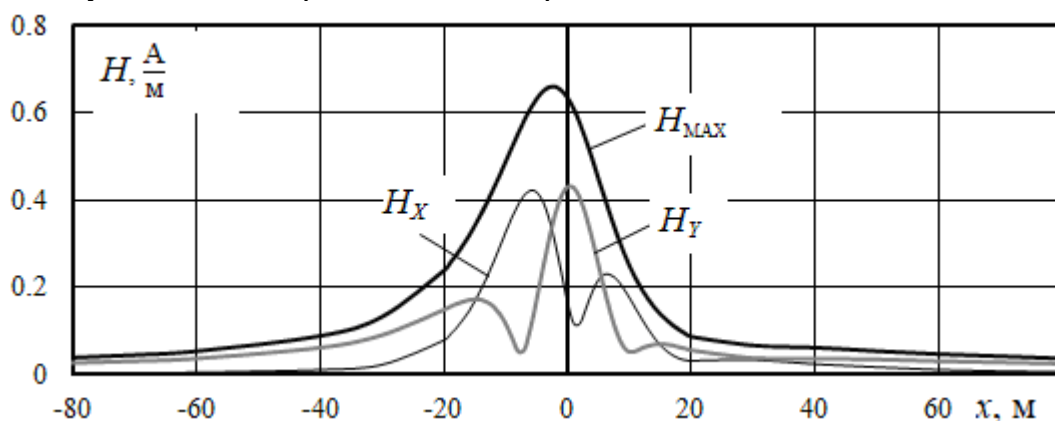
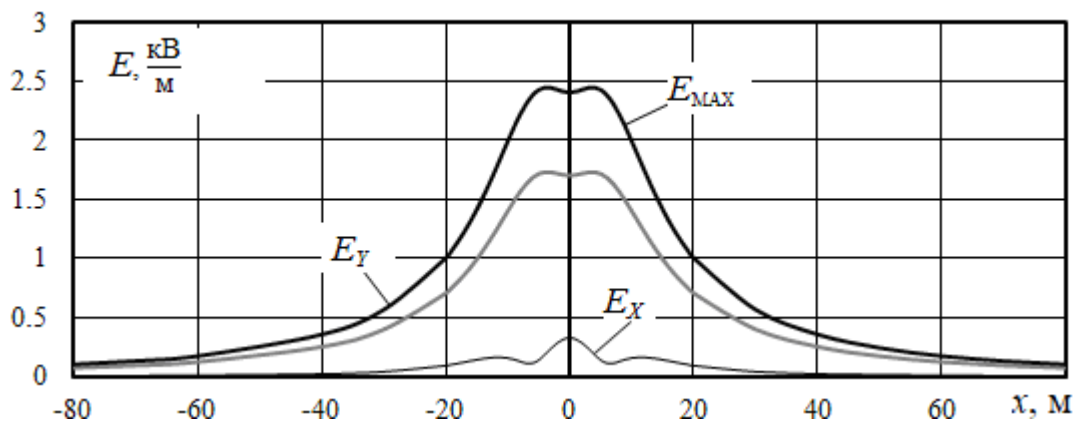


Рисунок 3.51 – Пространственная структура напряженностей электрического и магнитного полей КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

Коаксиальная четырехсегментная КВЛ. На рисунках 3.52, 3.53 представлены распределения составляющих и амплитуд напряженностей ЭМП по оси x , перпендикулярной трассе ЛЭП, а на рисунках 3.54, 3.55 – сопоставления амплитуд напряженностей поля КВЛ и ТВЛ.



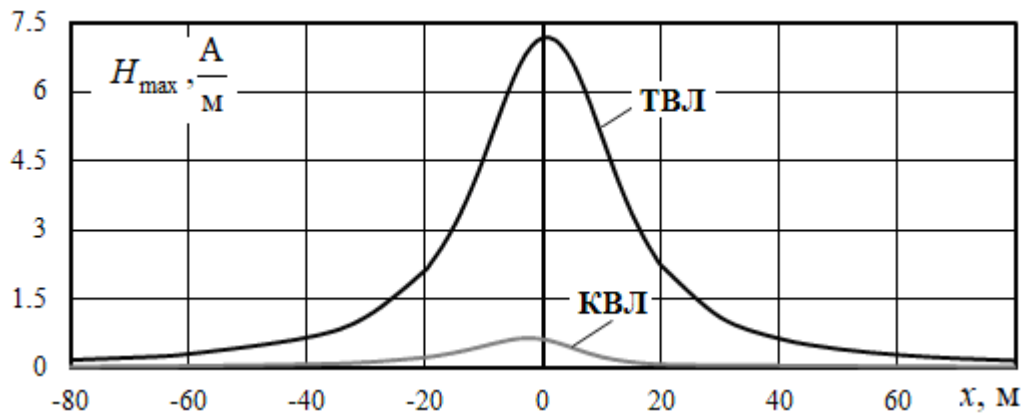


Рисунок 3.55 – Амплитуды напряженностей магнитного поля ТВЛ и KVЛ

Максимумы напряженности электрического поля четырехсегментной KVЛ и ТВЛ близки, но различие в магнитном поле еще больше, чем у двухсегментной KVЛ: более чем в десять раз.

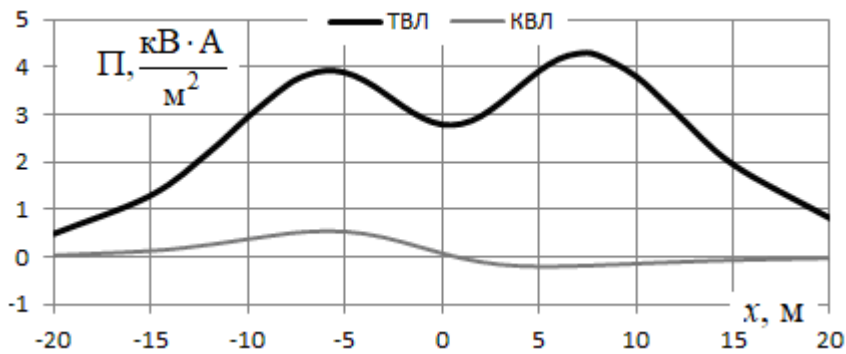


Рисунок 3.56 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

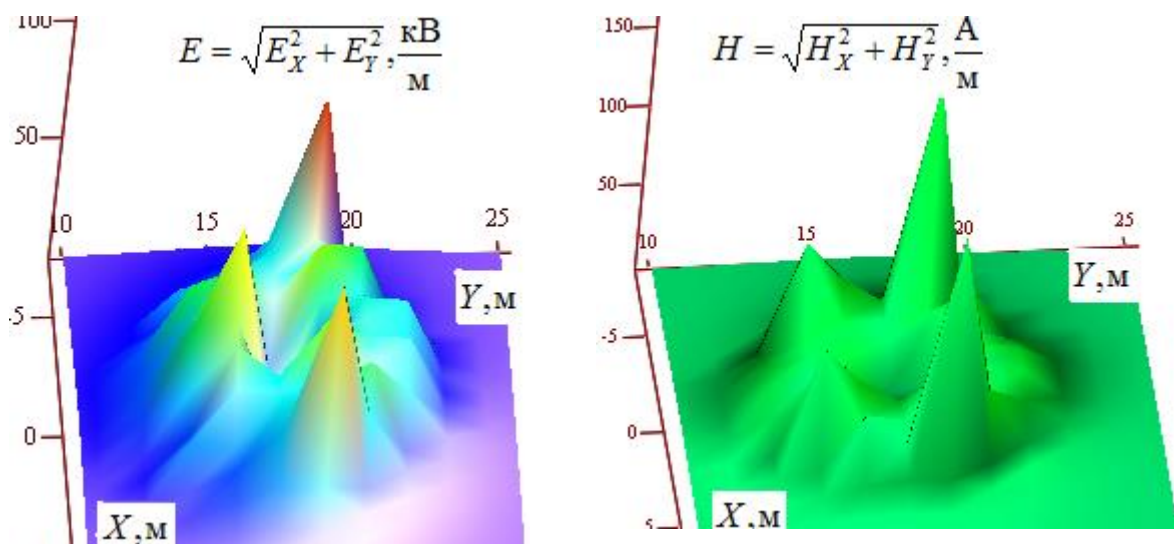


Рисунок 3.57 – Пространственная структура напряженностей ЭМП KVЛ

На рисунке 3.56 показаны графики плотности потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м двух линий. Отличия обусловлены особенностями

магнитного поля КВЛ, причем в некоторых точках пространства направление потока энергии меняется на противоположное. На рисунке 3.57 представлен график пространственной структуры поля без учета поляризации.

КВЛ с треугольным расположением проводов. Зависимости составляющих и амплитуд напряженностей ЭМП от координаты x на высоте 1,8 м приведены на рисунках 3.58 – 3.61.

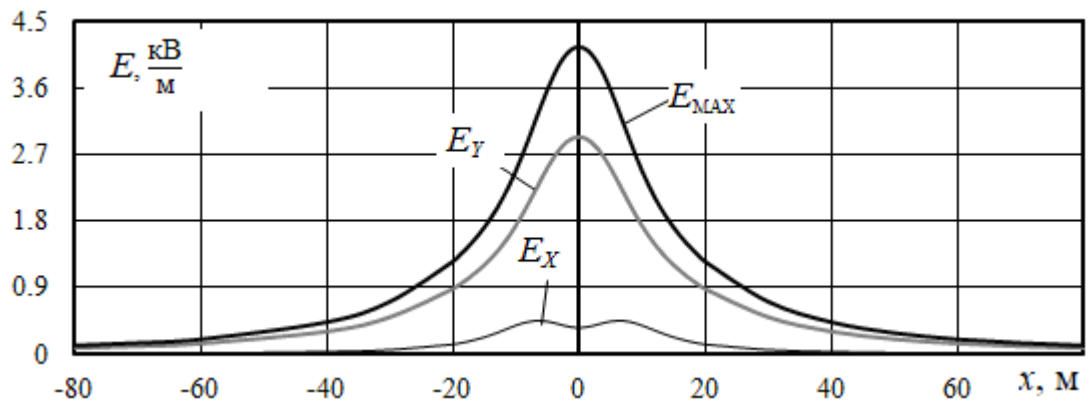


Рисунок 3.58 – Напряженность электрического поля КВЛ на высоте 1,8 м

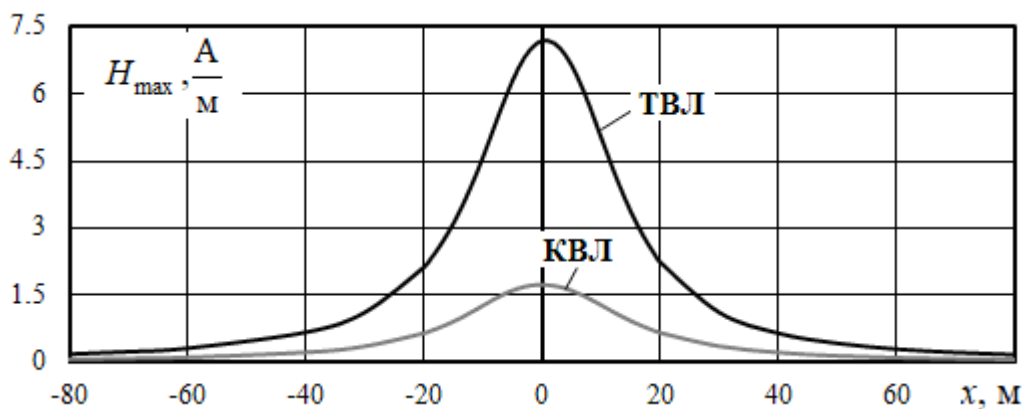


Рисунок 3.59 – Напряженность магнитного поля КВЛ на высоте 1,8 м

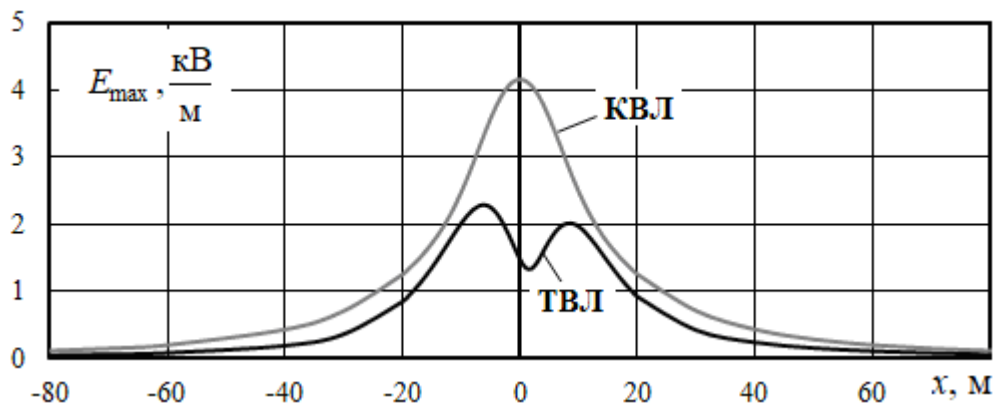


Рисунок 3.60 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

Для КВЛ с треугольным расположением проводов максимум напряженности электрического поля оказывается вдвое больше напряженности поля ТВЛ, потому, что нижняя фаза в значительной степени экранирует две верхних фазы по рисунку 3.60. Однако напряженность магнитного поля почти впятеро меньше, чем у ТВЛ, что вполне ожидаемо ввиду близости проводов фаз друг к другу. Пространственная структура поля показана на рисунке 3.62.

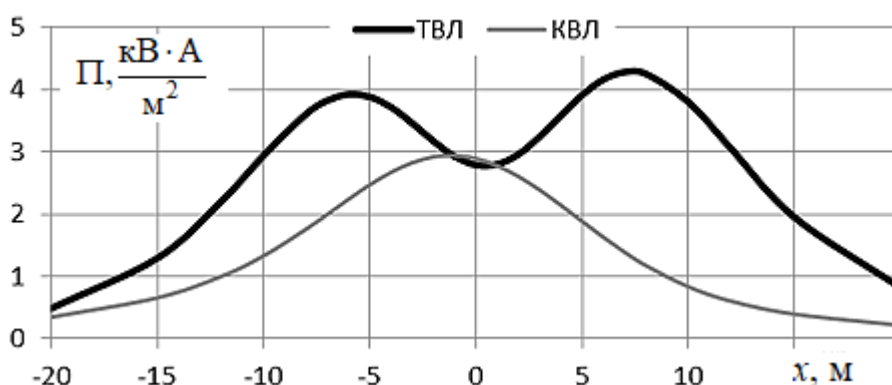


Рисунок 3.61 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

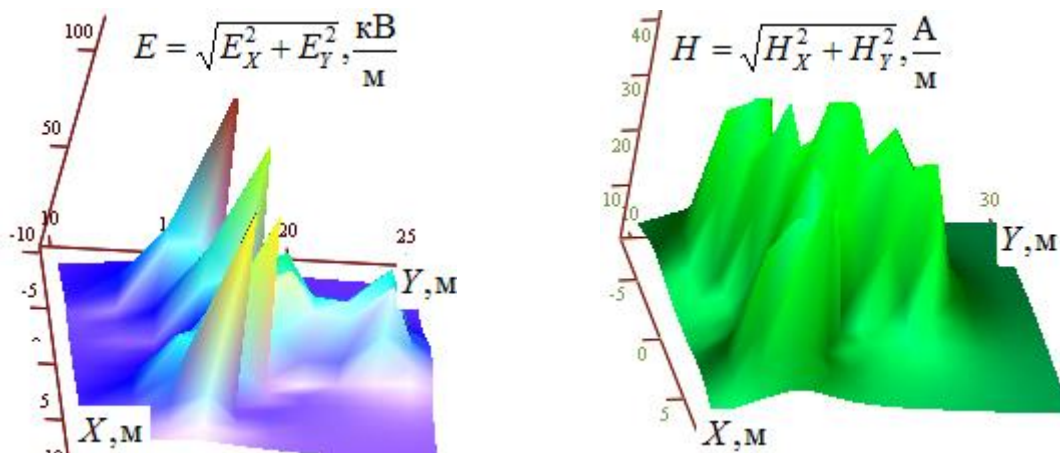


Рисунок 3.62 – Пространственная структура напряженностей ЭМП КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

Двойная коаксиальная КВЛ. Разделение в пространстве проводов фаз двойной коаксиальной КВЛ приводит к удвоению максимума напряженности электрического поля по сравнению с традиционной ЛЭП, что отображено на рисунках 3.63, 3.65. Напряженность магнитного поля ввиду компактности структуры КВЛ снижено более чем вдвое по сравнению с ТВЛ (рисунок 3.64, 3.66). Такое соотношение напряженностей приводит к тому, что величина вектора Пойнтинга КВЛ почти такая же, как и у ТВЛ (рисунок 3.67).

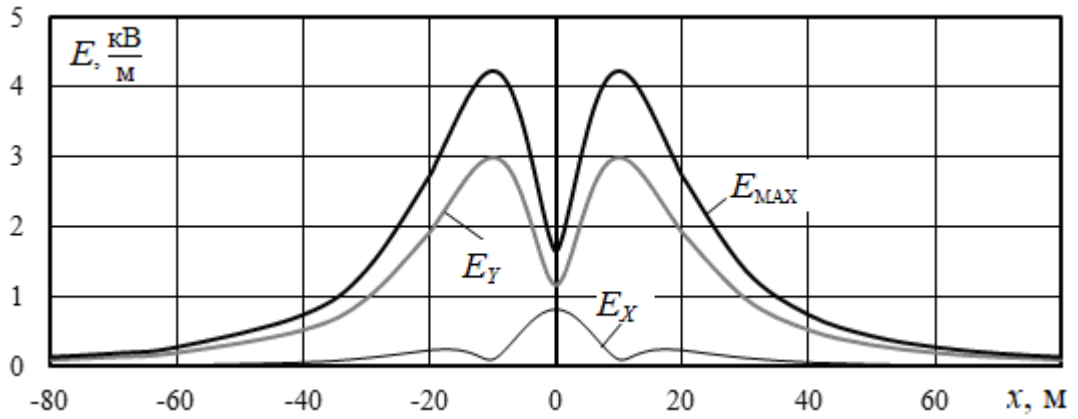


Рисунок 3.63 – Напряженность электрического поля КВЛ на высоте 1.8 м

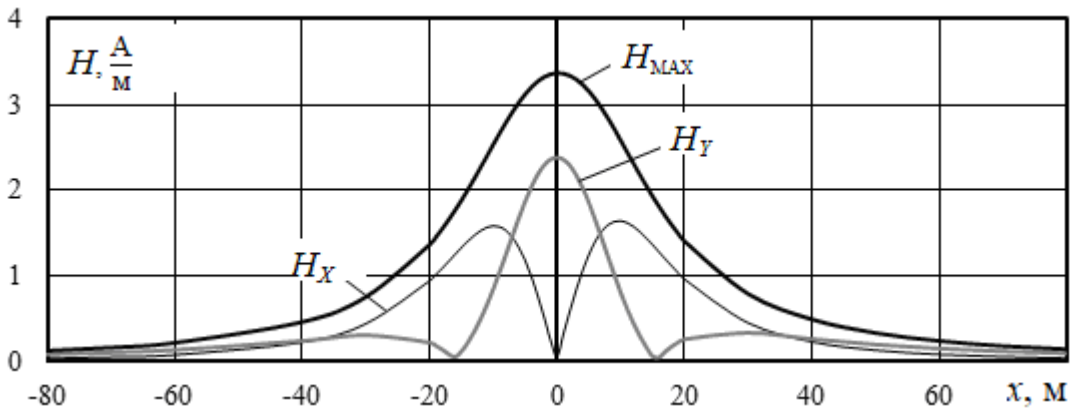


Рисунок 3.64 – Напряженность магнитного поля КВЛ на высоте 1.8 м

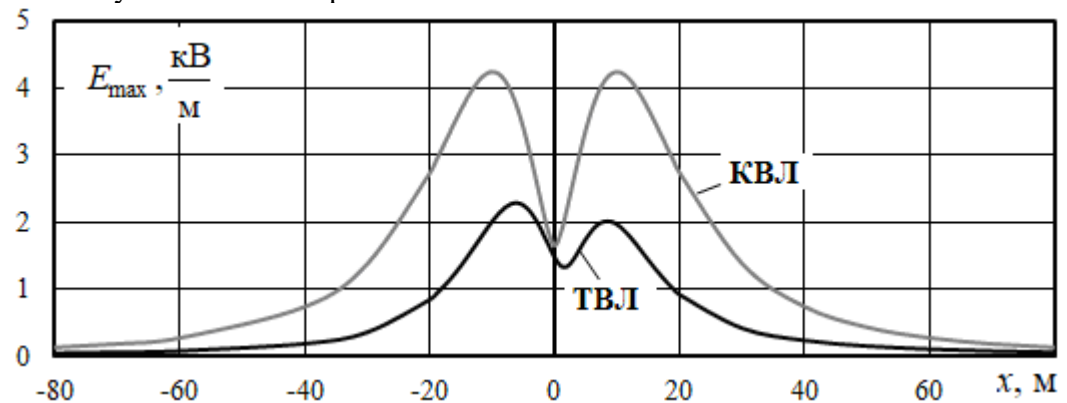


Рисунок 3.65 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

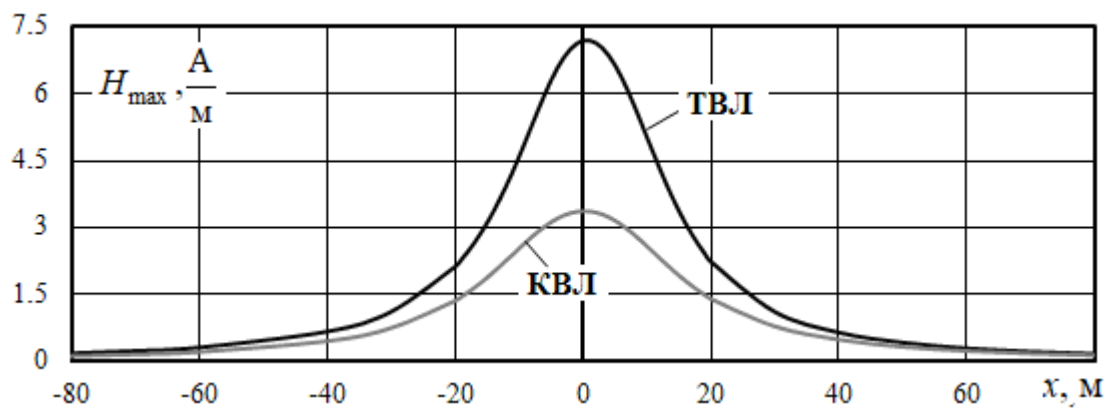


Рисунок 3.66 – Амплитуды напряженностей магнитного поля ТВЛ и КВЛ

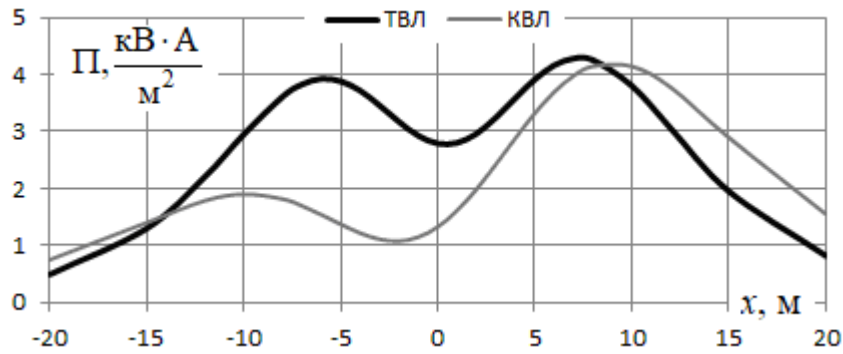


Рисунок 3.67 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

Пространственная структура поля показана на рисунке 3.68. При приближении к точкам расположения проводов напряженности ЭМП резко растут.

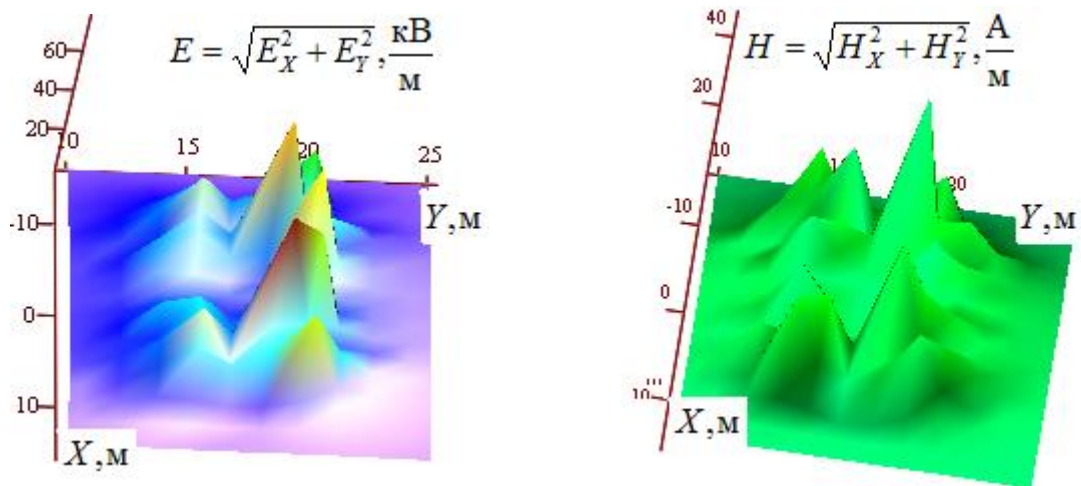
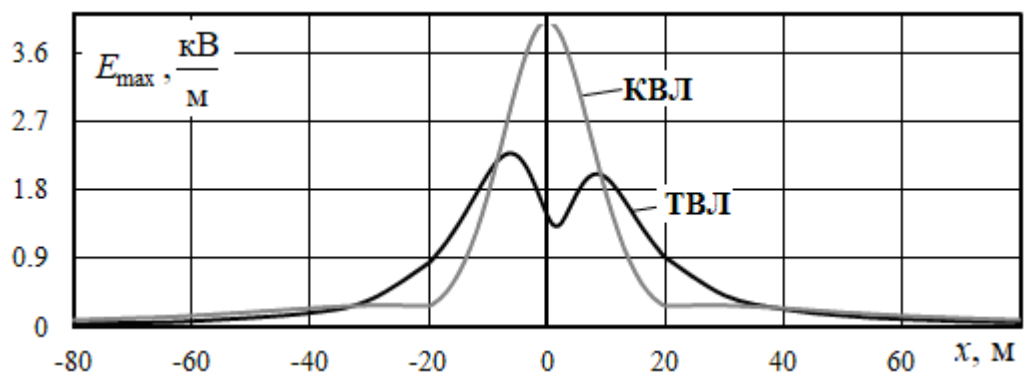
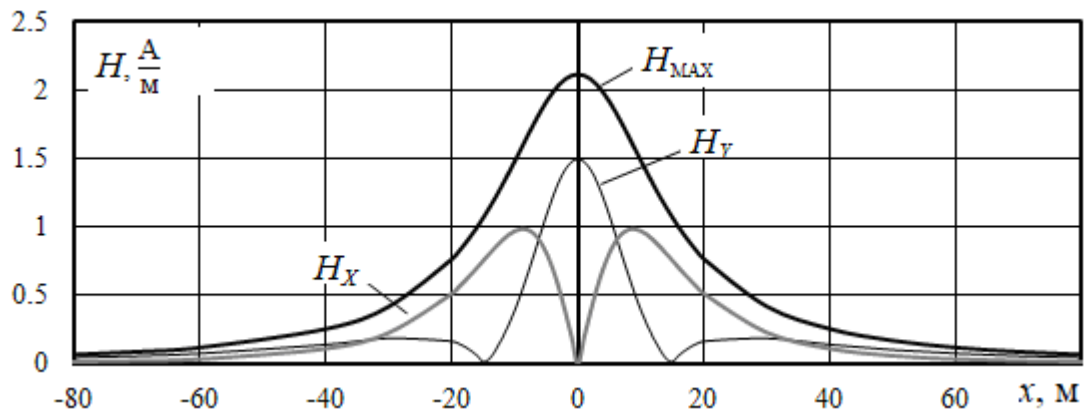
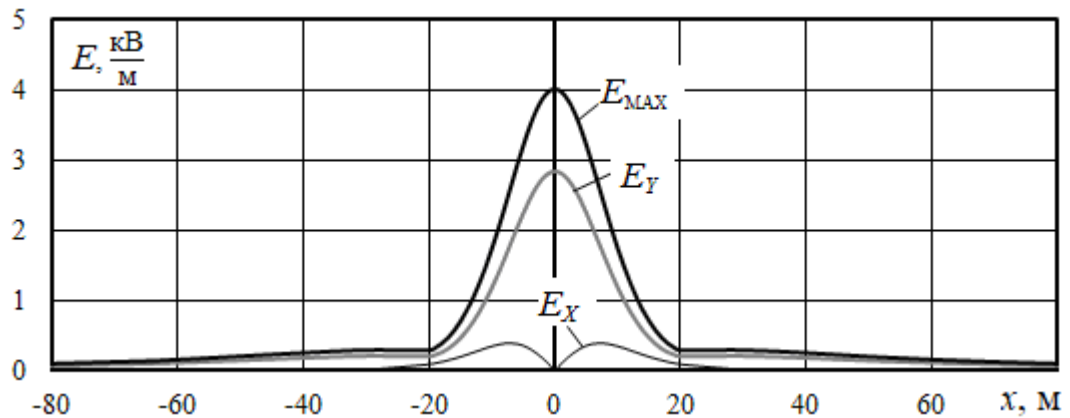


Рисунок 3.68 – Пространственная структура напряженностей ЭМП КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

КВЛ с параболическим расположением проводов. Зависимости напряженностей ЭМП от координаты x представлено на рисунках 3.69, 3.70, и на рисунках 3.71, 3.72 в сопоставлении с полем традиционной ЛЭП. Расположение проводов по параболе, как и в случае треугольной формы, приводит к экранированию нижней фазой расположенных выше проводов и к увеличению вдвое максимума напряженности электрического поля по сравнению с ТВЛ. Однако же близость проводов фаз друг к другу снижает магнитное поле почти в пять раз по сравнению с полем традиционной ЛЭП. Тем не менее, вектор Пойнтинга на высо-

те 1,8 м преобладает у ТВЛ (рисунок 3.73). На рисунке 3.74 представлена структура ЭМП КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии в форме объемной диаграммы, где выделяются пики напряженности вблизи проводов. Модули напряженности определялись приближенно суммированием в квадратурах.



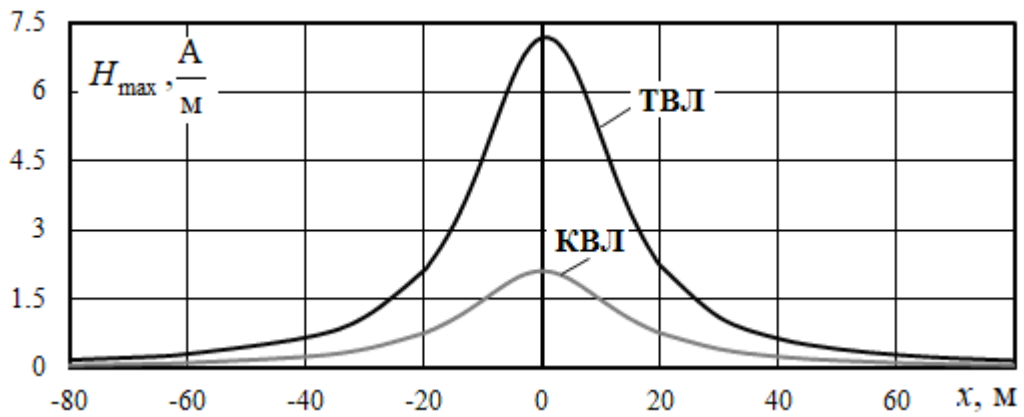


Рисунок 3.72 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

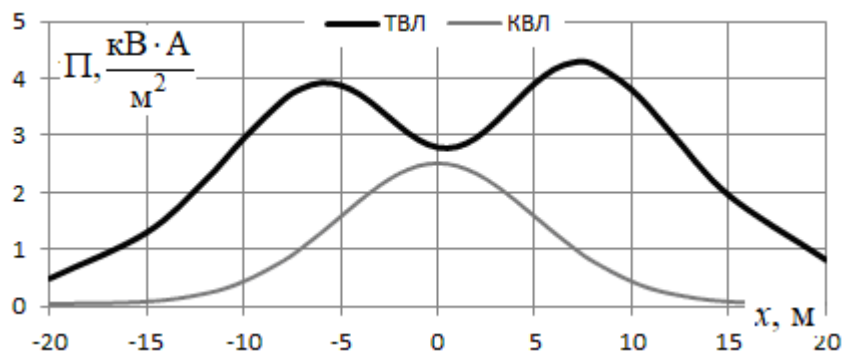


Рисунок 3.73 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

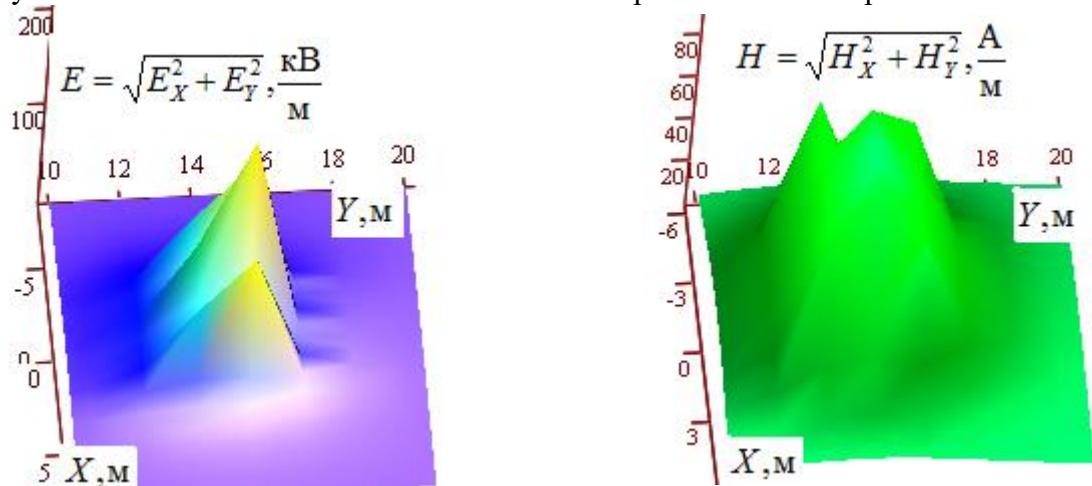


Рисунок 3.74 – Пространственная структура напряженностей ЭМП КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

КВЛ с трехсегментным расположением проводов. Схожесть конструкций трехсегментной и треугольной компактных линий при одинаковых режимах приводит к похожести параметров ЭМП. Ввиду наличия трех дополнительных проводов трехсегментной КВЛ максимум напряженности электрического поля по рисунку 3.75 несколько больше, чем у треугольной КВЛ, то же наблюдается и для магнитного поля (рисунок 3.76). Соответственно несколько больше разница с электрическим полем ТВЛ и меньше разница в магнитном поле.

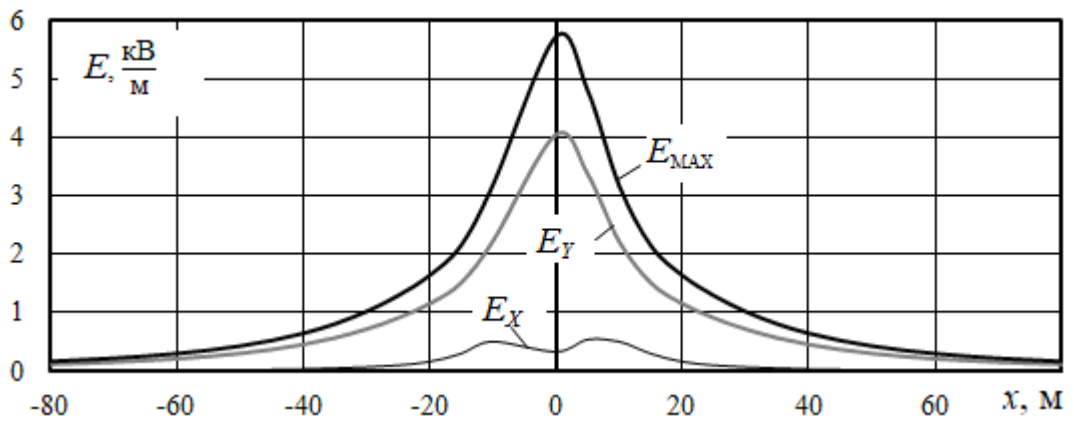


Рисунок 3.75 – Напряженность электрического поля КВЛ на высоте 1.8 м

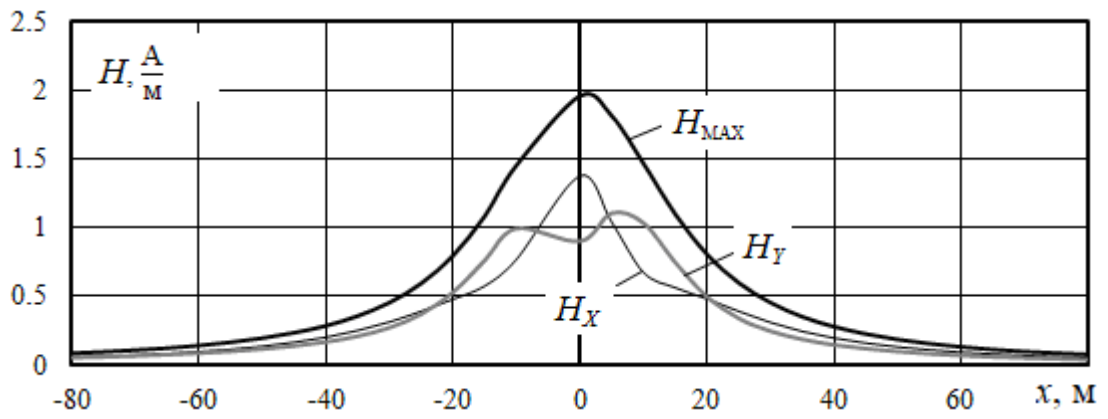


Рисунок 3.76 – Напряженность магнитного поля КВЛ на высоте 1.8 м

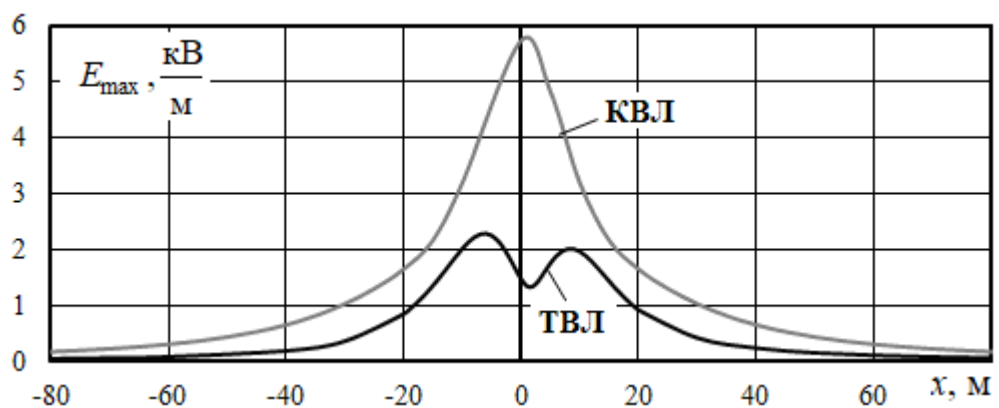


Рисунок 3.77 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

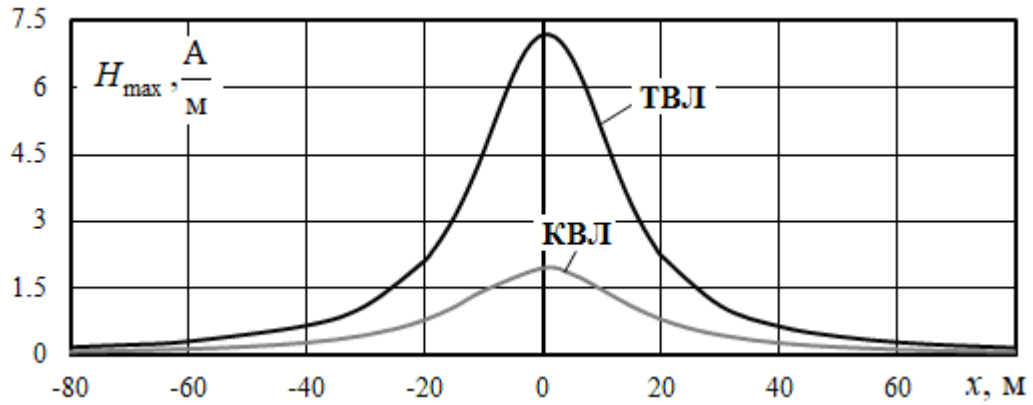


Рисунок 3.78 – Амплитуды напряженностей магнитного поля ТВЛ и KVЛ

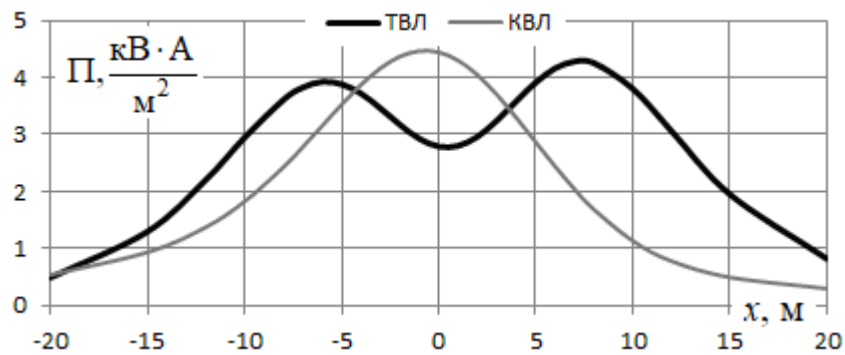


Рисунок 3.79 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

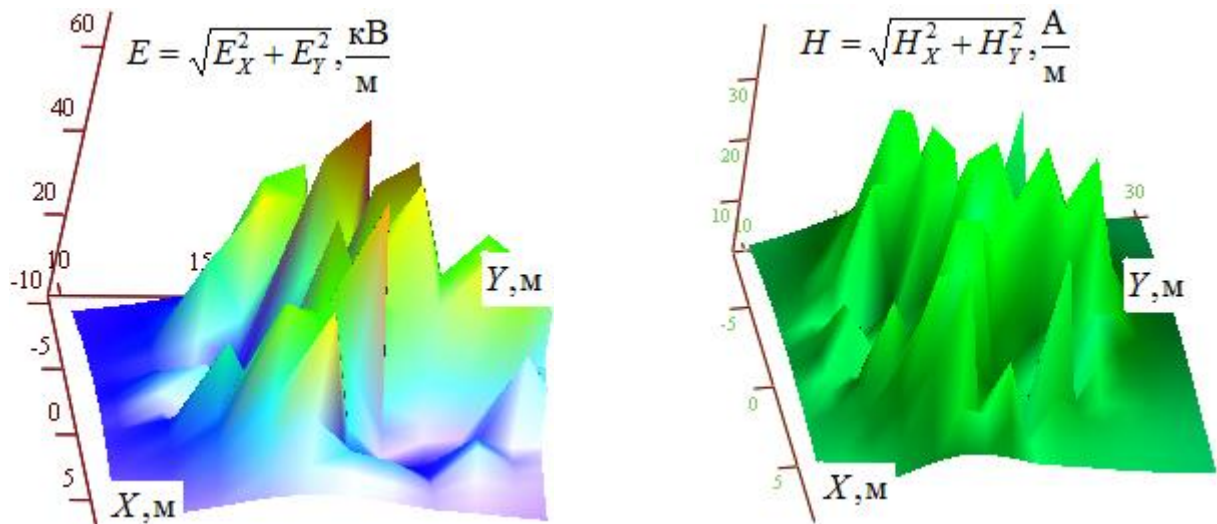


Рисунок 3.80 – Пространственная структура напряженностей ЭМП KVЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

На рисунке 3.80 представлена структура напряженностей электрического и магнитного полей в плоскости, перпендикулярной оси KVЛ. Рисунки демонстрируют вытеснение электрического и магнитного полей у троек внешних проводов фаз (провода с номерами 6, 7, 8, 14, 15, 16, 22, 23, 24 по рисунку 3.29), что говорит

в пользу некоторого излишества этих проводов и предпочтения треугольной конструкции.

КВЛ с concentрическим расположением проводов. Концентрическая конструкция проводов КВЛ определяет сравнительно большую напряженность электрического поля (рисунки 3.81, 3.83) и совсем небольшую напряженность магнитного поля на высоте 1,8 м (рисунки 3.82, 3.84), а также соответствующую величину вектора Пойнтинга (рисунок 3.85), которая существенно меньше, чем у традиционной ЛЭП.

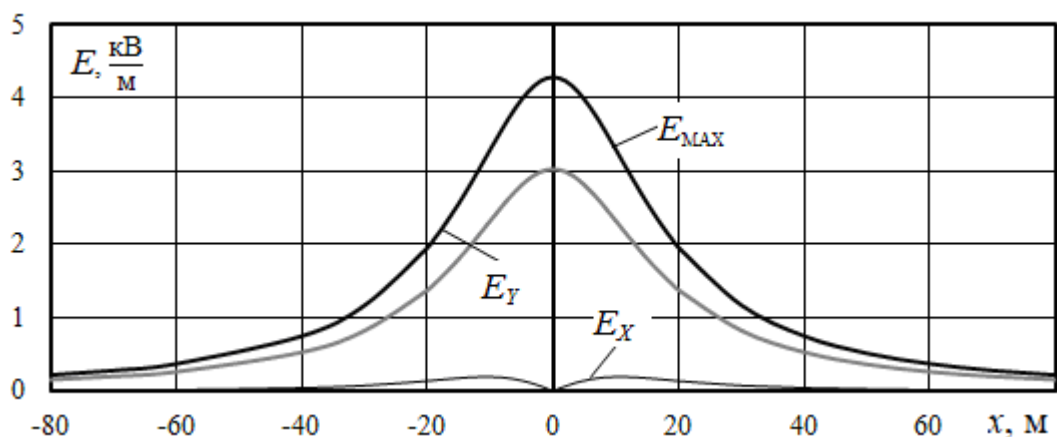


Рисунок 3.81 – Напряженность электрического поля КВЛ на высоте 1,8 м

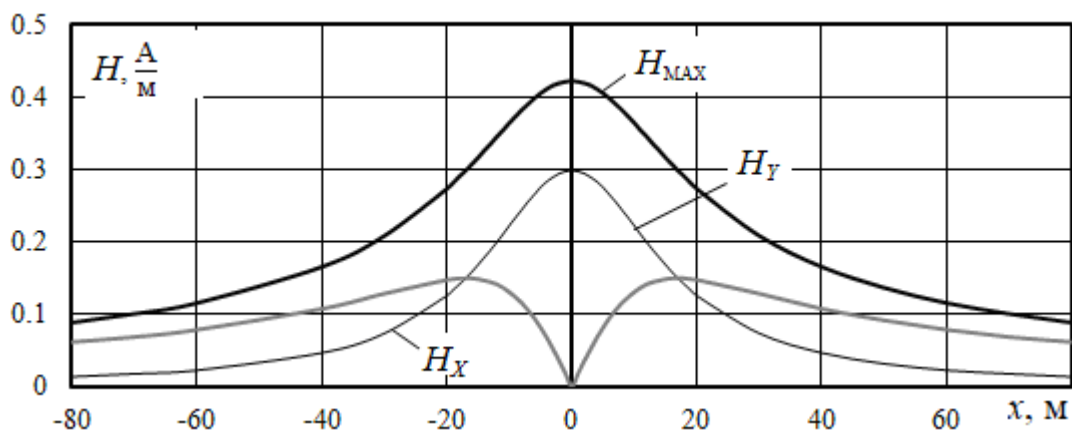


Рисунок 3.82 – Напряженность магнитного поля КВЛ на высоте 1,8 м

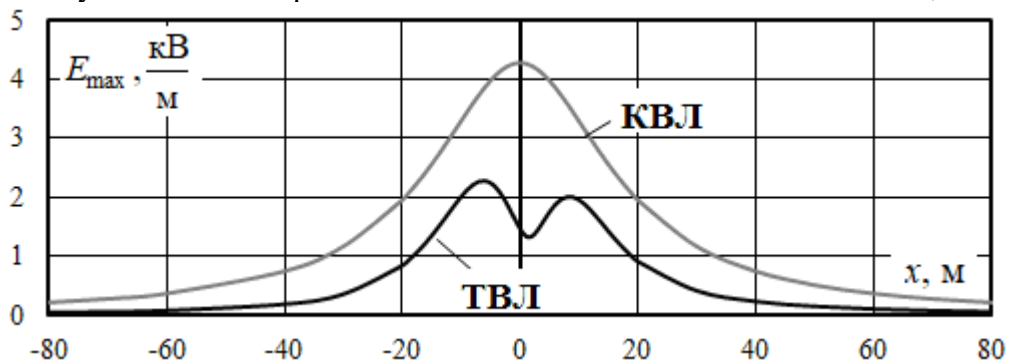


Рисунок 3.83 – Амплитуды напряженностей электрического поля ТВЛ и КВЛ

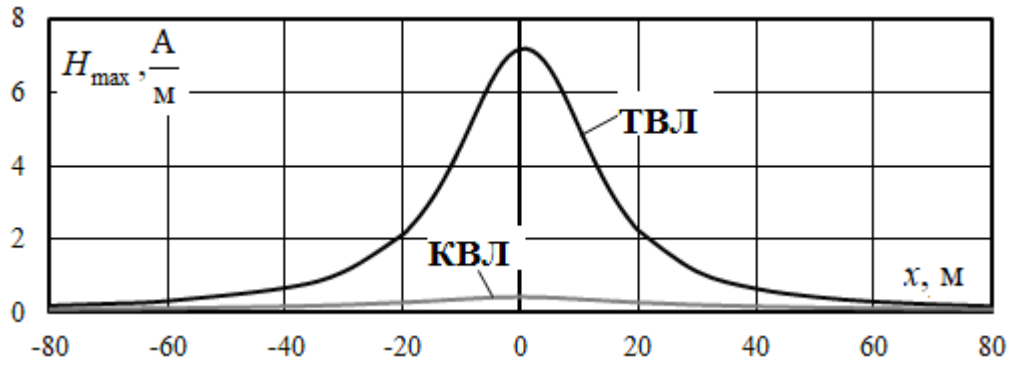


Рисунок 3.84 – Амплитуды напряженностей магнитного поля ТВЛ и КВЛ

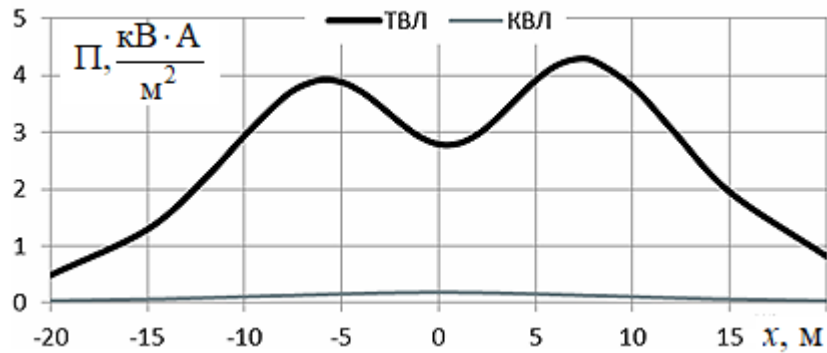


Рисунок 3.85 – Плотность потока активной электромагнитной энергии на высоте 1,8 м

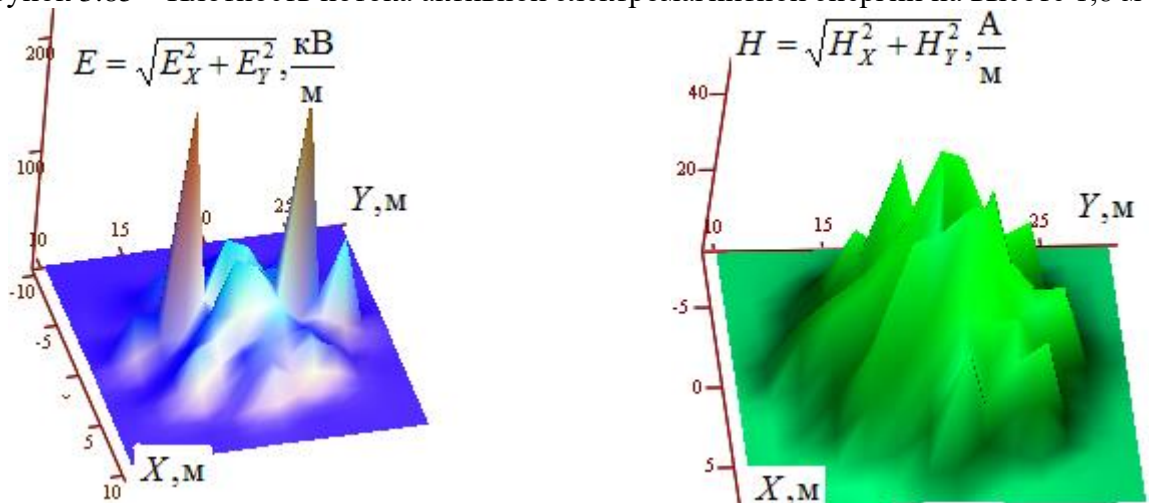


Рисунок 3.86 – Пространственная структура напряженностей ЭМП КВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам линии

Структура напряженности ЭМП в плоскости, перпендикулярной оси КВЛ, приведена на рисунке 3.86. Этот рисунок свидетельствует о том, что большая часть энергетики поля сосредоточена внутри коаксиальной КВЛ.

Сопоставление ЭМП компактных линий. На рисунках 3.87 – 3.88 приведены сводные зависимости от координаты X амплитуд напряженностей ЭМП для традиционной ЛЭП и разных типов КВЛ при нагрузке на приемном конце линий $50 + j50$ МВ·А и длине в 50 км. На рисунках обозначено: 1 – трехфазная ЛЭП АС-

600; 2 – коаксиальная двухсегментная КВЛ; 3 – коаксиальная четырехсегментная КВЛ; 4 – двойная коаксиальная КВЛ; 5 – КВЛ с концентрическим расположением проводов; 6 – КВЛ с параболическим расположением проводов; 7 – КВЛ с вертикальным расположением проводов; 8 – КВЛ с треугольным расположением проводов; 9 – трехсегментная КВЛ.

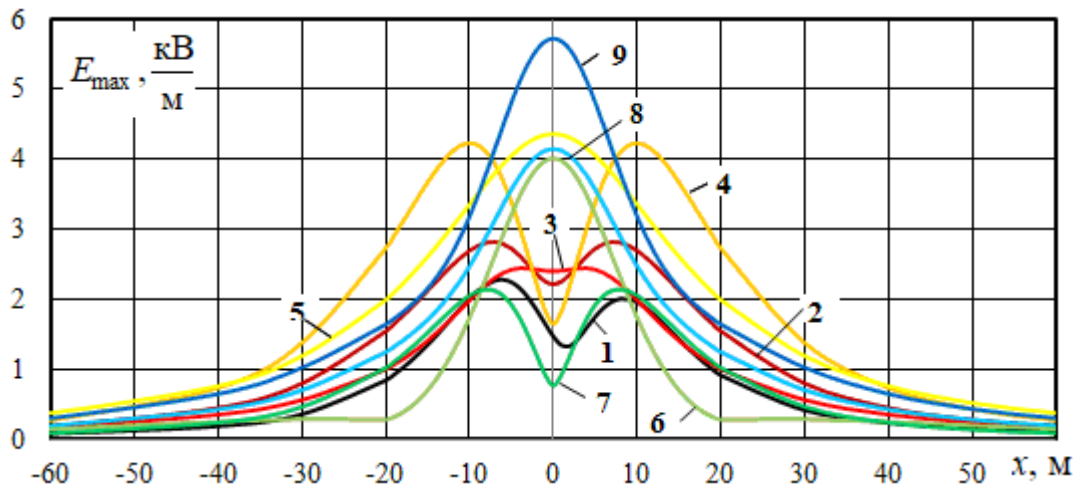


Рисунок 3.87 – Сводная зависимость от координаты X амплитуды напряженности электрического поля КВЛ на высоте 1.8 м

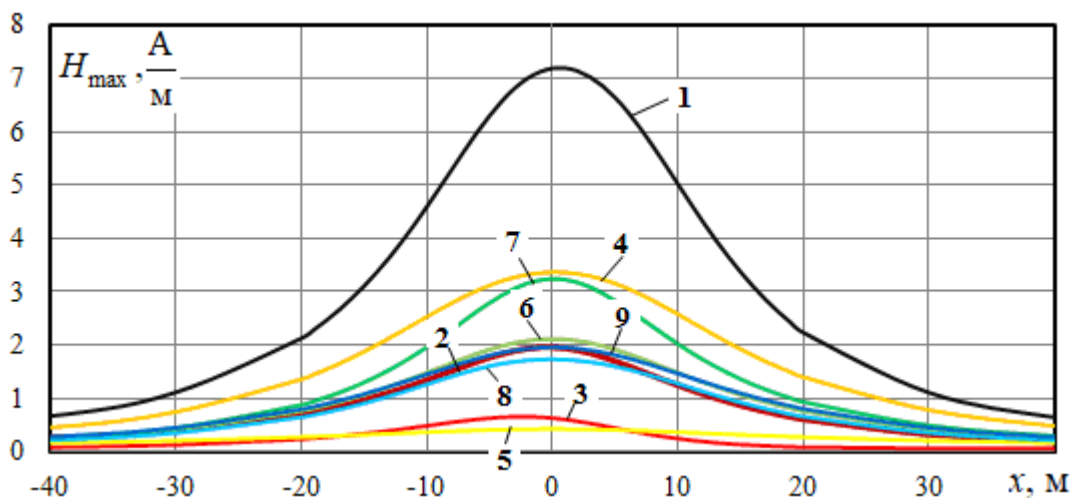


Рисунок 3.88 – Сводная зависимость от координаты X амплитуды напряженности магнитного поля КВЛ на высоте 1.8 м

Полученные результаты показывают, что амплитуда напряженности электрического поля на высоте 1,8 м КВЛ почти всех типов превышают напряженности поля традиционной ЛЭП, и только КВЛ с вертикальным расположением проводов создает электрическое поле, сопоставимое с полем ТВЛ. Напряженность магнитного поля для всех типов КВЛ значительно ниже напряженности поля ТВЛ, максимальное различие имеет место для КВЛ с концентрическим расположением проводов.

жением проводов и достигает 18 раз.

3.5. Моделирование неполнофазного режима

При режиме с обрывом фазы линии возможно электроснабжение потребителя по двум фазам, если с двух сторон линии находятся трансформаторы с заземленной нейтралью. В таком режиме рабочие токи протекают через заземлители подстанций, и происходит искажение симметрии трехфазных напряжений, но передача электроэнергии пониженного качества вполне возможна. В этом плане компактные линии отличаются от традиционных ЛЭП; в разделе рассмотрены эти отличия на схеме, аналогичной рисунку 3.10, но с добавлением модели автотрансформатора и разрывом фазы А по расчетной схеме рисунка 3.89.

Как и в разделе 3.3, модель КВЛ соединена с моделью трансформатора 630 МВ·А 20/242 кВ при балансирующих узлах 1, 2, 3 с симметричной системой напряжений 11,55 кВ. На приемном конце ЛЭП подключена модель автотрансформатора 200 МВ·А 230/115 кВ. Расчеты проведены в простейшем варианте без учета сопротивления заземлителей подстанций. Нагрузки подключались симметрично в узлах 11, 12, 13 стороны низшего напряжения автотрансформатора. Моделирование обрыва фазы А осуществлялось по узлам 4 и 7 по рисунку 3.89. Режимы КВЛ при обрыве фазы рассмотрены в сравнении с режимами традиционной ЛЭП 220 кВ при симметричной нагрузке стороны 110 кВ автотрансформатора.

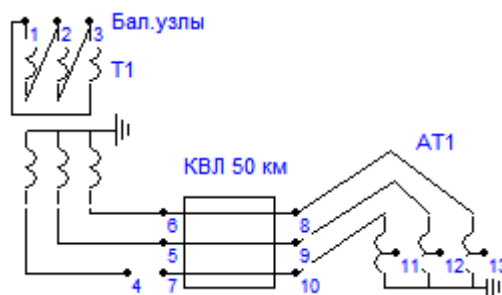


Рисунок 3.89 – Расчетная схема моделирования обрыва фазы

Результаты расчетов неполнофазного режима для разных вариантов линий сведены в таблице 3.14, в которой приведены суммарные нагрузки автотрансфор-

матора, потери в линиях и коэффициенты несимметрии по обратной последовательности в узлах нагрузки.

Таблица 3.14 – Потери и коэффициенты несимметрии ТВЛ и КВЛ

Линия	Нагрузка, МВ·А	Потери, кВт	k_{2U} , %
1. ТВЛ	12+j6	33	3,2
	18+j9	77	5,1
	30+j15	249	9,8
	45+j22,5	794	21,5
2. КВЛ коаксиальная двухсегментная	12+j6	229	8,3
	18+j9	229	8,3
	30+j15	288	9,0
	45+j22,5	502	12,1
3. КВЛ коаксиальная четырехсегментная	12+j6	317	9,2
	18+j9	301	9,0
	30+j15	322	9,0
	45+j22,5	478	10,9
4. КВЛ двойная коаксиальная	12+j6	517	11,5
	18+j9	486	11,1
	30+j15	471	10,7
	45+j22,5	575	11,3
5. Концентрическая КВЛ	12+j6	190	14,5
	18+j9	693	14,2
	30+j15	567	12,8
	45+j22,5	503	11,6
6. Параболическая КВЛ	12+j6	131	6,2
	18+j9	126	5,9
	30+j15	178	6,6
	45+j22,5	399	10,6
7. КВЛ с вертикальными фазами	12+j6	55	4,1
	18+j9	68	4,3
	30+j15	164	6,7
	45+j22,5	476	13,4
8. КВЛ с треугольными фазами	12+j6	241	8,2
	18+j9	234	8,0
	30+j15	277	8,4
	45+j22,5	473	11,0
9. Трехсегментная КВЛ	12+j6	362	10,1
	18+j9	341	9,8
	30+j15	345	9,6
	45+j22,5	467	10,9

Сопоставление линий по потерям и несимметрии. На рисунках 3.90, 3.91 представлены зависимости потерь и несимметрии по обратной последовательности в линиях с обрывом фазы от передаваемой активной мощности.

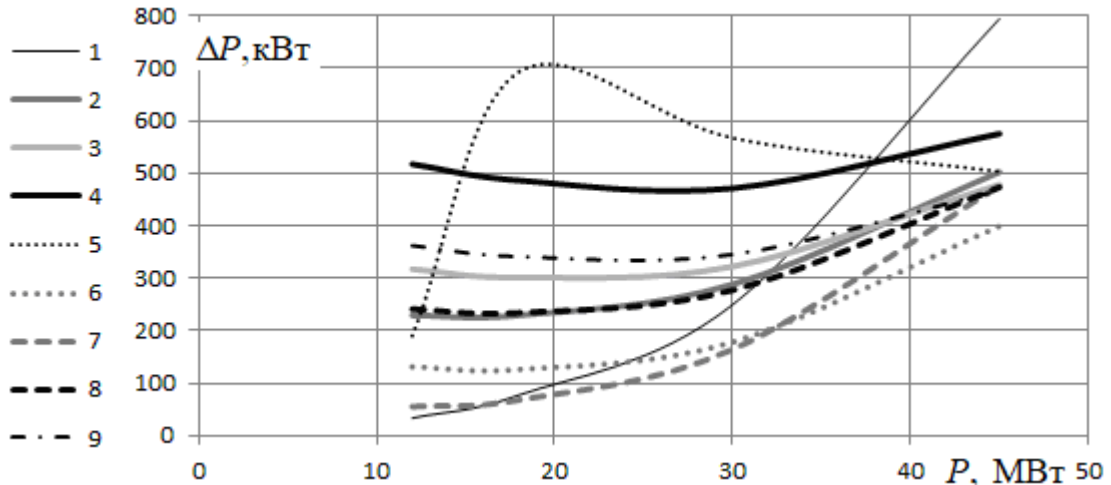


Рисунок 3.90 – Потери мощности в КВЛ и ТВЛ в зависимости от передаваемой активной мощности

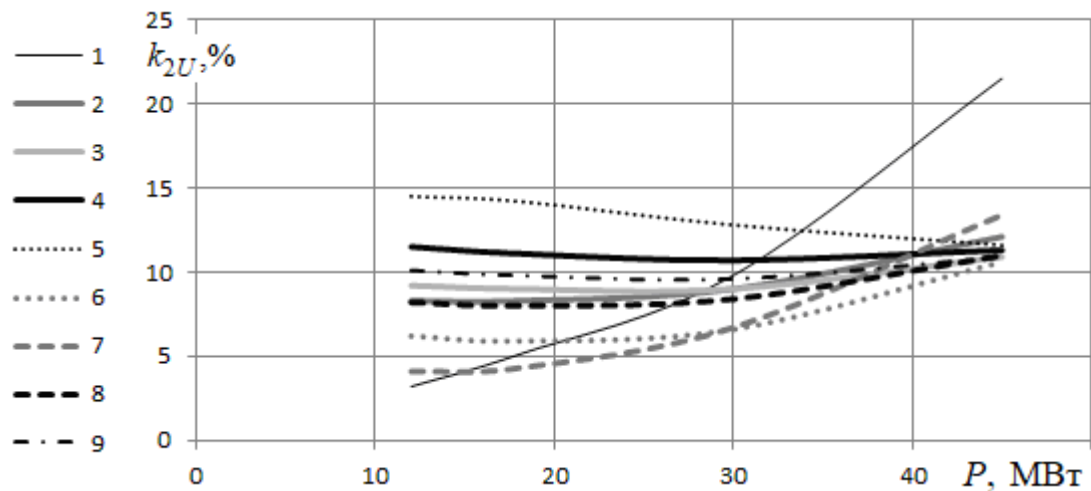


Рисунок 3.91 – Коэффициент несимметрии по обратной последовательности для разных КВЛ и ТВЛ в зависимости от передаваемой активной мощности

На рисунках обозначено: 1 – трехфазная ЛЭП АС-600; 2 – коаксиальная двухсегментная КВЛ; 3 – коаксиальная четырехсегментная КВЛ; 4 – двойная коаксиальная КВЛ; 5 – КВЛ с концентрическим расположением проводов; 6 – КВЛ с параболическим расположением проводов; 7 – КВЛ с вертикальным расположением проводов; 8 – КВЛ с треугольными фазами; 9 – трехсегментная КВЛ.

Результаты получились нетривиальными. Для компактных линий можно сказать, что и потери, и несимметрия меньше для КВЛ с меньшим количеством

проводов, к которым относятся КВЛ с вертикальным и параболическим расположением проводов. Этот фактор прямо связан с емкостными токами в многопроводных системах. Тем не менее, ТВЛ всего с тремя проводами после 40 МВт передаваемой мощности становится лидером по потерям и несимметрии, что очевидно связано с приближением к пределу передаваемой мощности неполнофазного режима. В КВЛ с концентрическим расположением проводов потери мощности растут до величины передаваемой мощности 20 МВт с абсолютным максимумом по всем КВЛ, а затем начинают падать.

Коэффициент несимметрии по обратной последовательности лежит в довольно узких пределах, мало изменяясь в зависимости от передаваемой мощности, если не считать ТВЛ при больших мощностях. Наибольшую несимметрию вносит КВЛ с концентрическим расположением проводов, причем с ростом нагрузки несимметрия снижается.

3.6. Моделирование дальних ЛЭП разомкнутого типа

Идея дальней линии электропередачи разомкнутого типа была предложена в работе достаточно давно [99], но комплексные исследования режимов разомкнутых воздушных линий проведены в последние годы в работах [118 – 120]. В РВЛ каждая фаза включает два изолированных друг от друга провода. Один из этих проводов, называемый прямым, подключается к шинам передающей подстанции, а второй, называемый встречным, подключается к шинам приемной подстанции. Положительной особенностью РВЛ является то, что при определенной длине ЛЭП емкостная проводимость между прямым и встречным проводниками может полностью скомпенсировать индуктивность линии. Преимущества и недостатки ЛЭП данной конструкции детально проанализированы в указанных работах.

Для практического применения ЛЭП разомкнутого типа необходимы методы и средства, дающие возможность осуществлять комплексное моделирование ЭЭС, включающих воздушные линии такой конструкции. Эти методы и средства должны обеспечивать решение следующих задач: определение нормальных, несимметричных, несинусоидальных и предельных режимов, а также условий

электромагнитной безопасности на трассах этих ЛЭП. Такие методы реализованы в разработках ИрГУПСа по моделированию режимов ЭЭС в фазных координатах [26].

Эти методы в основе своей имеют модели элементов ЭЭС в виде решетчатых схем замещения с полносвязной топологией. Эти модели и методы реализованы в программном комплексе Fazonord [104], обеспечивающем моделирование стационарных режимов ЭЭС, а также определение напряженностей электромагнитного поля, которое создается линиями электропередачи различного конструктивного исполнения.

Целью настоящего исследования является анализ особенностей такой нетривиальной электропередачи. Для этого были подготовлены модели элементов РВЛ и проведены расчеты режимов в достаточно простой системе с такой линией. Схема системы, включающей линию 220 кВ протяженностью 1200 км, приведена на рисунке 3.92. Координаты расположения токоведущих частей приведены на рисунке 3.93.

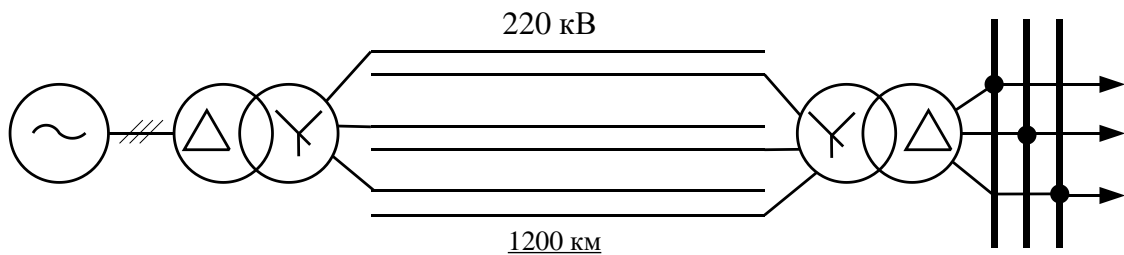


Рисунок 3.92 – Схема системы с разомкнутой линией

Внешний вид расчетной схемы ПК Fazonord представлен на рисунке 3.94. На этой схеме для контроля напряжений между прямыми и встречными проводниками установлены однофазные трансформаторы с малыми потерями. Симметричная нагрузка РВЛ $60+j60$ МВ·А указана на вторичной обмотке трансформатора приемной стороны. При моделировании корректно учитывалась распределенность параметров ЛЭП путем использования цепочечных схем замещения.

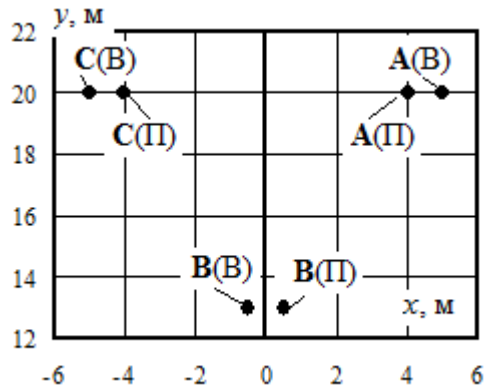


Рисунок 3.93 – Координаты проводов:
A(П), B(П), C(П) – прямые провода; A(B), B(B), C(B) – встречные провода

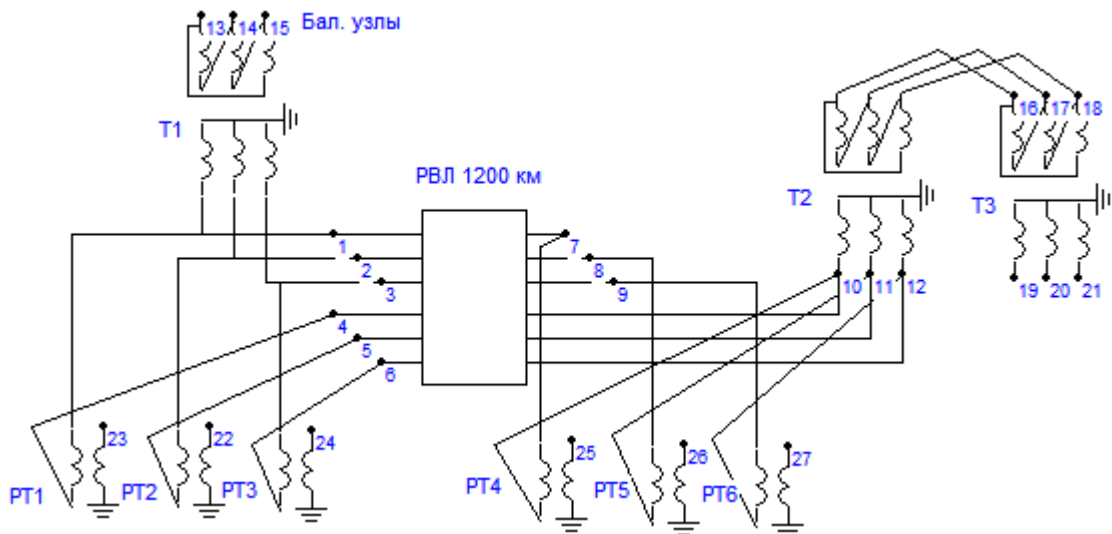


Рисунок 3.94 – Расчетная схема ПК Fazonord

Для получения приемлемых уровней напряжения потребовалось установка шунтирующих реакторов с индуктивным сопротивлением 500 Ом на разомкнутых концах прямых и встречных проводов, а также управляемого источника реактивной мощности на шинах приемной подстанции, обеспечивающего стабилизацию фазных напряжений на уровне 130 кВ. При отсутствии реакторов фазные напряжения на разомкнутых концах РВЛ повышаются до значений 242...254 кВ.

Для сравнения выполнено моделирование аналогичной ЛЭП 220 кВ в замкнутом исполнении (обозначение в таблицах ЗВЛ). Для получения модели такой линии прямые и встречные провода отдельных фаз были замкнуты на отправном и приемном концах ЛЭП через RL-элементы с активным сопротивлением в 0,01 Ом.

Результаты компьютерного моделирования приведены в таблицах 3.15 –

3.16 и проиллюстрированы на рисунках 3.95 – 3.99.

Таблица 3.15 – Результаты расчета режимов ЗВЛ

Узлы	U , кВ	U , град.	$Q_{ген}$, Мвар	$Q_{ш}$, Мвар	I , А	I , град.
1	138,6	30,0	0,0	0,0	202,6	95,8
2	138,6	- 90,0	0,0	0,0	207,8	- 21,5
3	138,6	150,0	0,0	0,0	191,2	- 144,4
4	138,6	30,0	0,0	38,4	193,6	96,9
5	138,6	- 90,0	0,0	38,4	207,6	- 24,5
6	138,6	150,0	0,0	38,4	200,5	- 143,4
7	130,0	13,7	0,0	33,8	213,1	125,2
8	130,0	- 106,3	0,0	33,8	221,2	6,3
9	130,0	133,7	0,0	33,8	206,8	- 114,7
10	130,0	13,7	3,6	0,0	204,1	126,2
11	130,0	- 106,3	0,4	0,0	221,2	3,5
12	130,0	133,7	2,7	0,0	215,6	- 113,8

Таблица 3.16 – Результаты расчета режимов РВЛ

Узлы	U , кВ	U , град.	$Q_{ген}$, Мвар	$Q_{ш}$, Мвар	I , А	I , град.
1	138,6	30,0	0,0	0,0	276,9	81,9
2	138,6	- 90,0	0,0	0,0	263,0	- 34,6
3	138,6	150,0	0,0	0,0	261,7	- 162,7
4	129,4	85,1	0,0	33,5	258,7	175,1
5	127,0	- 39,3	0,0	32,3	254,1	50,7
6	134,1	- 158,2	0,0	36,0	268,2	- 68,2
7	138,3	16,1	0,0	38,3	276,7	106,1
8	134,0	- 101,0	0,0	35,9	268,1	- 11,0
9	130,3	134,9	0,0	33,9	260,6	- 135,1
10	130,0	68,1	- 4,5	0,0	249,6	- 157,9
11	130,0	- 51,9	- 6,5	0,0	241,6	74,3
12	130,0	- 171,9	- 3,9	0,0	256,5	- 43,8

Таблица 3.17 – Напряжения между встречными и прямыми проводами РВЛ, кВ

Место контроля напряжений	Фаза	Номера узлов	Суммарная нагрузка на приемном конце, МВ·А		
			$30 + j30$	$60 + j60$	$90 + j90$
Отправной конец ЛЭП	А	1-4	70,7	124,3	204,4
	В	2-5	59,7	114,3	196,1
	С	3-6	64,2	119,1	199,6
Приемный конец ЛЭП	А	7-10	60,7	117,8	199,5
	В	8-11	51,8	109,8	193,1
	С	9-12	59,7	116,5	198,3

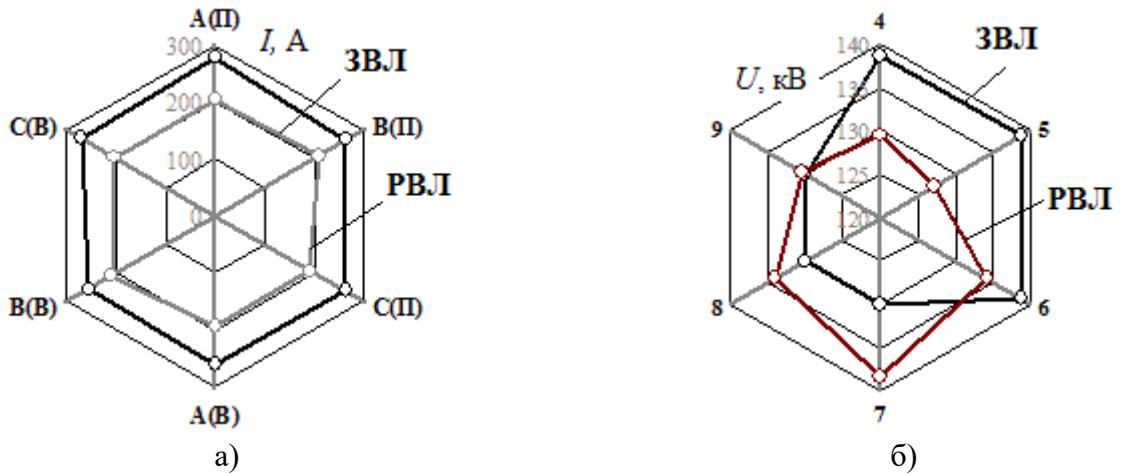


Рисунок 3.95 – Токи проводов и напряжения в узловых точках: а – токи проводов на отправном конце ЛЭП; б – напряжения в узловых точках; цифрами обозначены номера узлов по схеме, показанной на рисунке 3.94

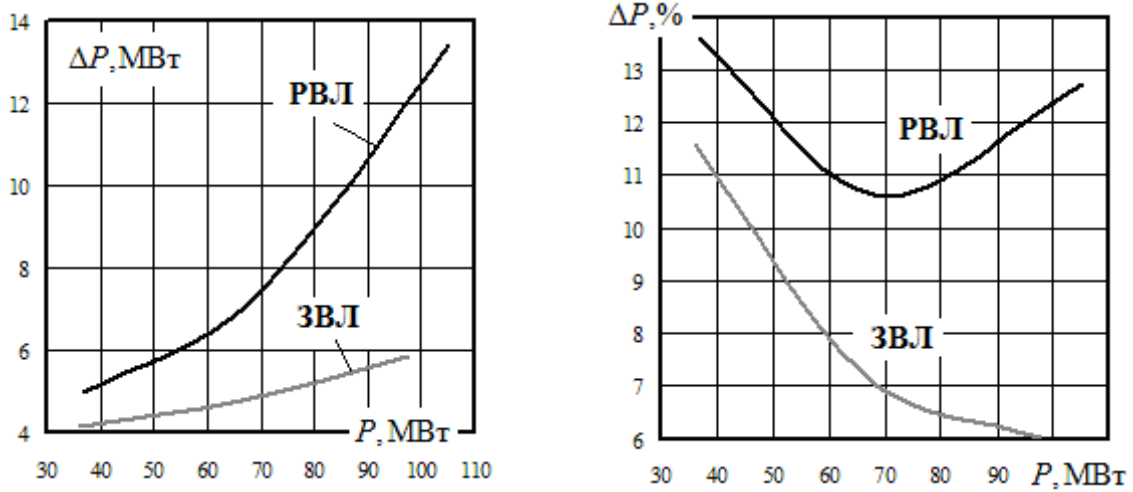


Рисунок 3.96 – Зависимости абсолютных и относительных потерь от передаваемой мощности

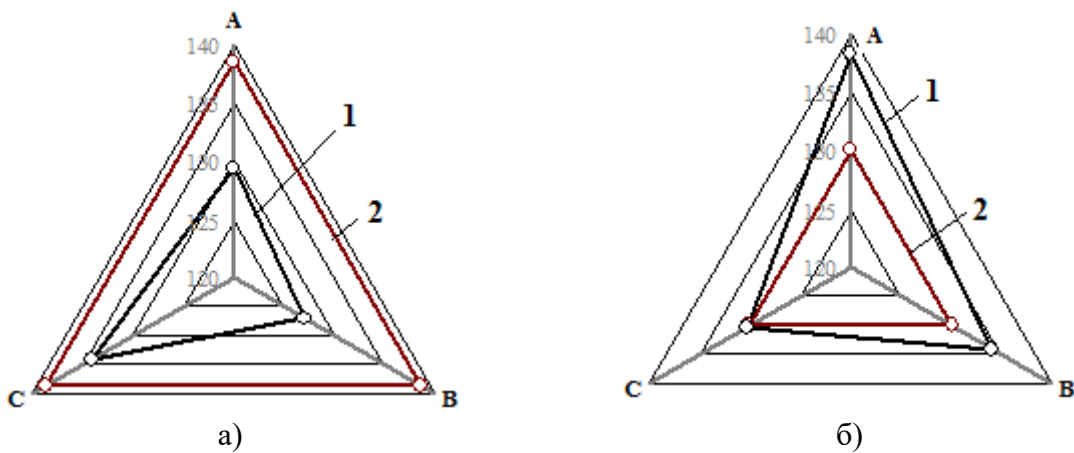


Рисунок 3.97 – Напряжения на отправных и приемных концах ЛЭП: 1 – RB.L; 2 – ZVL; суммарная нагрузка на приемном конце $60 + j60$ МВ·А

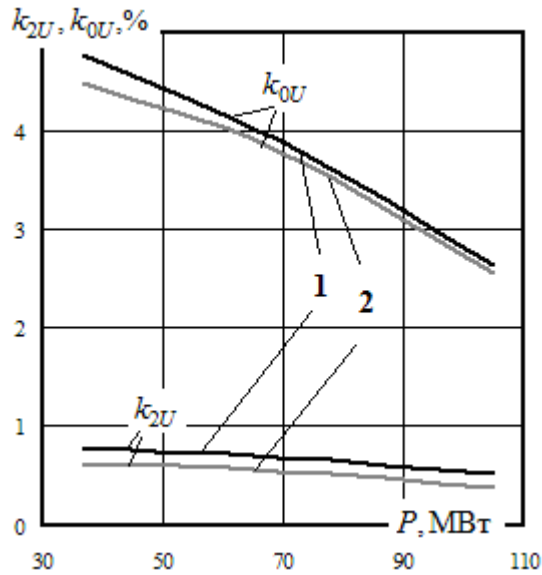


Рисунок 3.98 – Коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям на разомкнутых концах прямых и встречных проводов РВЛ: 1 – встречные провода; 2 – прямые провода

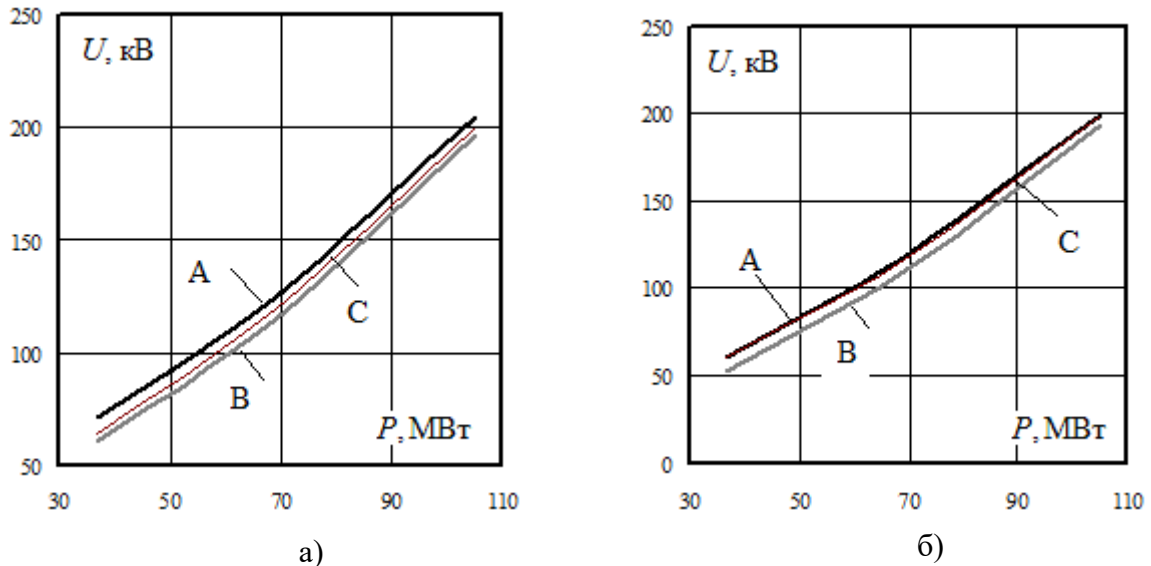


Рисунок 3.99 – Напряжения между встречными и прямыми проводами: а – отправной конец ЛЭП; б – приемный конец ЛЭП

Таблица 3.18 – Результаты расчета режима при замыкании прямого и встречного проводов фазы А на приемном конце РВЛ

Узлы	U , кВ	U , град.	$Q_{\text{ген}}$, Мвар	$Q_{\text{ш}}$, Мвар	I , А	I , град.
1	138,6	30,0	0,0	0,0	166,3	- 171,1
2	138,6	- 90,0	0,0	0,0	331,1	- 44,9
3	138,6	150,0	0,0	0,0	375,8	- 161,7
4	95,7	69,1	0,0	18,3	191,4	159,1
5	181,6	- 24,1	0,0	66,0	363,3	65,9
6	150,6	- 122,9	0,0	45,4	301,2	- 32,9
7	130,0	85,6	0,0	33,8	322,8	111,0
8	131,7	- 120,6	0,0	34,7	263,3	- 30,6

Узлы	U , кВ	U , град.	$Q_{\text{ген}}$, Мвар	$Q_{\text{ш}}$, Мвар	I , А	I , град.
9	180,6	132,1	0,0	65,2	361,3	- 137,9
10	130,0	85,6	0,4	0,0	175,1	- 155,3
11	130,0	- 34,4	4,9	0,0	362,5	86,8
12	130,0	- 154,4	- 51,5	0,0	359,2	- 17,6

Примечание: нагрузка на приемном конце $30 + j30$ МВ·А; потери 13,8 МВт, или 30 %.

При суммарной нагрузке на приемном конце $60 + j60$ МВ·А потери в РВЛ составили 7,3 МВт, или 11 % от передаваемой мощности, а потери в ЗВЛ – 4,9 МВт, или 7,5 %. Токи на разомкнутых концах проводов обусловлены наличием шунтирующих реакторов.

Результаты моделирования показали следующее:

- при одинаковой суммарной нагрузке в $60 + j60$ МВ·А по проводам РВЛ протекают токи на 9 ... 37 % больше, чем в ЗВЛ; это приводит к повышению потерь мощности по сравнению с ЗВЛ;

- различие в величинах потерь РВЛ и ЗВЛ возрастает с увеличением передаваемой мощности и достигает двукратного значения при суммарной нагрузке $90 + j90$ МВ·А;

- в режимах симметричной трехфазной нагрузки наблюдается достаточно равномерное распределение токов по отдельным проводам РВЛ и ЗВЛ;

- имеет место заметная вариация напряжений на разомкнутых концах РВЛ; при этом размах отклонений напряжений достигает 11 кВ, а коэффициенты несимметрии напряжений по нулевой последовательности превышают 4 %.

Напряжения между прямыми и встречными проводами РВЛ увеличиваются с ростом передаваемой мощности и достигают 204 кВ. Поэтому расстояния между прямыми и встречными проводами РВЛ были взяты увеличенными по сравнению с рекомендованными в работе [91].

Режим замыкания прямого и встречного проводов фазы А на приемном конце РВЛ приводит к более чем двукратному росту токов в отдельных проводах ЛЭП по сравнению с исходным режимом. Поэтому такие режимы следует относить к разряду аварийных. Следует отметить, что токи двух проводов в этом режиме уменьшаются на 16...20 %. Кроме того, в режиме замыкания прямого и

встречного проводов наблюдается повышение фазных напряжений до 180 кВ на разомкнутых концах РВЛ.

Наряду с расчетами режимов в фазных координатах методы, предложенные в работе [8], позволяют выполнять определение напряженностей электромагнитных полей, создаваемых линиями электропередачи любой конструкции, в том числе и РВЛ. На рисунках 3.100, 3.101 представлены результаты расчета ЭМП РВЛ в плоскости, перпендикулярной проводам, в зависимости координаты x , отсчитываемой от центра линии вдоль поверхности земли.

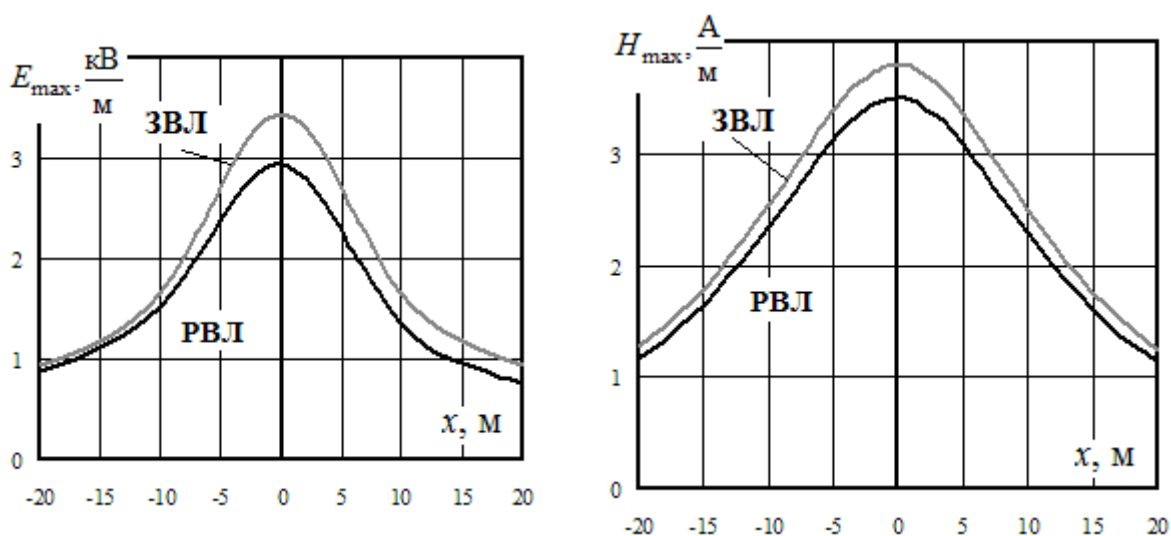


Рисунок 3.100 – Амплитуды напряженностей электрического и магнитного полей на высоте 1,8 м; суммарная нагрузка на приемном конце $60 + j60$ МВ·А

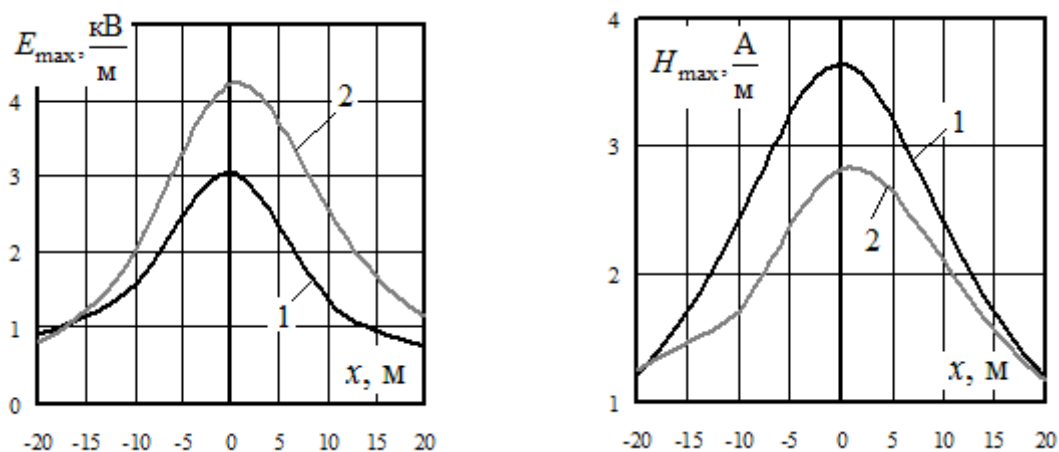


Рисунок 3.101 – Амплитуды напряженностей электрического и магнитного полей в исходном режиме и при замыкании прямого и встречного проводов:

1 – исходный режим; 2 – режим замыкания прямого и встречного проводов фазы А на приемном конце ЛЭП; суммарная нагрузка на приемном конце $30 + j30$ МВ·А; напряженности определялись на высоте 1,8 м

Из рисунка 3.100 видно, что на трассе РВЛ создаются немного меньшие напряженности электрического и магнитного полей по сравнению с линией традиционной конструкции. Средние различия достигают следующих значений: по электрическому полю 13 %, а по магнитному 8 %.

В режиме замыкания прямого и встречного проводов фазы А на приемном конце РВЛ наблюдается значительный рост напряженности электрического поля (до 90 % в отдельных точках фиксации ЭМП) и заметное снижение напряженности магнитного поля (до 25 % в отдельных точках). Последний эффект вызван тем, что наряду с ростом токов, протекающих по проводам в режиме замыкания, наблюдается изменение фаз токов, приводящее к снижению напряженности магнитного поля.

Расчеты показали принципиальную возможность использования РВЛ для передачи электроэнергии на значительные расстояния, однако имеется большое напряжение между прямыми и встречными проводами, зависящее от нагрузки линии. Прежде практического использования таких ЛЭП необходимо проведение дальнейших исследований, направленных на оптимизацию их конструкции и выбор средств управления режимами.

3.7. Моделирование ЛЭП «два провода-земля»

Для формирования сетей на территориях сельских поселений, а также для электроснабжения объектов, расположенных в районах, удаленных от развитой сетевой инфраструктуры, возможно применение ЛЭП, выполненных с использованием земли в качестве фазного или обратного проводов [5, 113]. Однако при этом возникают проблемы, связанные с обеспечением требуемых правилами уровней электробезопасности. Для их решения могут применяться сдвоенные линии «два провода – земля» (рисунок 3.103), в которых ток в земле не протекает.

Воздушная линия 2хДПЗ. Для обоснованного применения сдвоенных ДПЗ требуются адекватные компьютерные модели, которые вследствие несимметричной структуры таких линий должны быть реализованы в фазных координатах. Этот подход реализован далее для сдвоенной ДПЗ (рисунок 3.103) с напряжением

относительно земли 35 кВ, координаты токоведущих частей которой показаны на рисунке 3.102. Длина рассматриваемой ЛЭП, выполненной проводами АС-95, принята равной 5 км. Для сравнения сформирована модель трехфазной ЛЭП с проводами АС-95 с нестандартным фазным напряжением 35 кВ для сопоставления с двойной ДПЗ. Линейное напряжение такой ЛЭП 60 кВ и далее она названа ЛЭП-60.

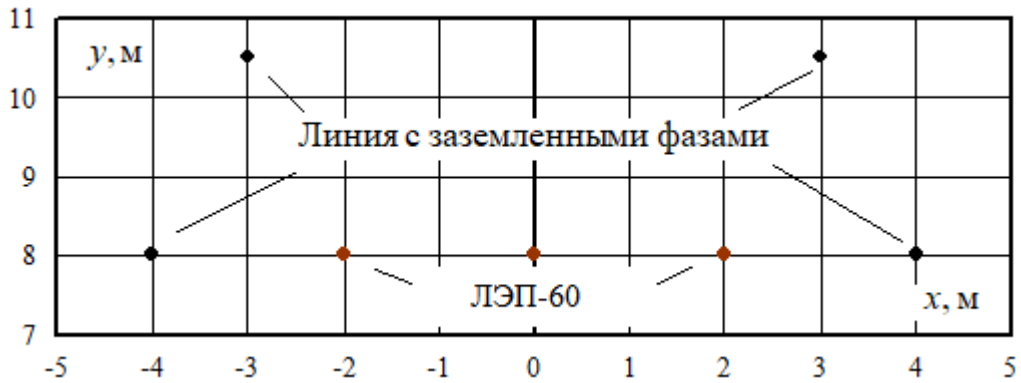


Рисунок 3.102 – Координаты токоведущих частей

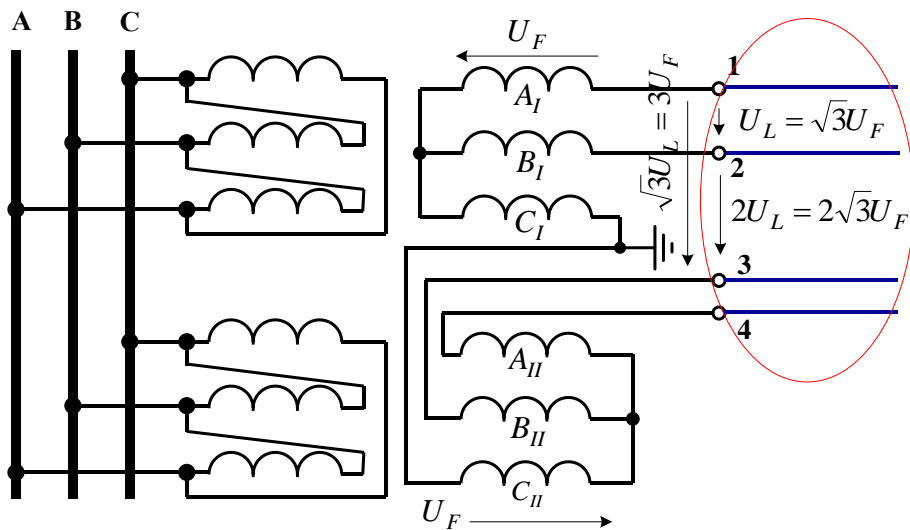


Рисунок 3.103 – Принципиальная схема подключения ВЛ 2хДПЗ

Фрагмент расчетной схемы системы со сдвоенной ДПЗ показан на рисунке 3.104. Узлы 21, 24, 39 заземлены шунтами большой проводимости.

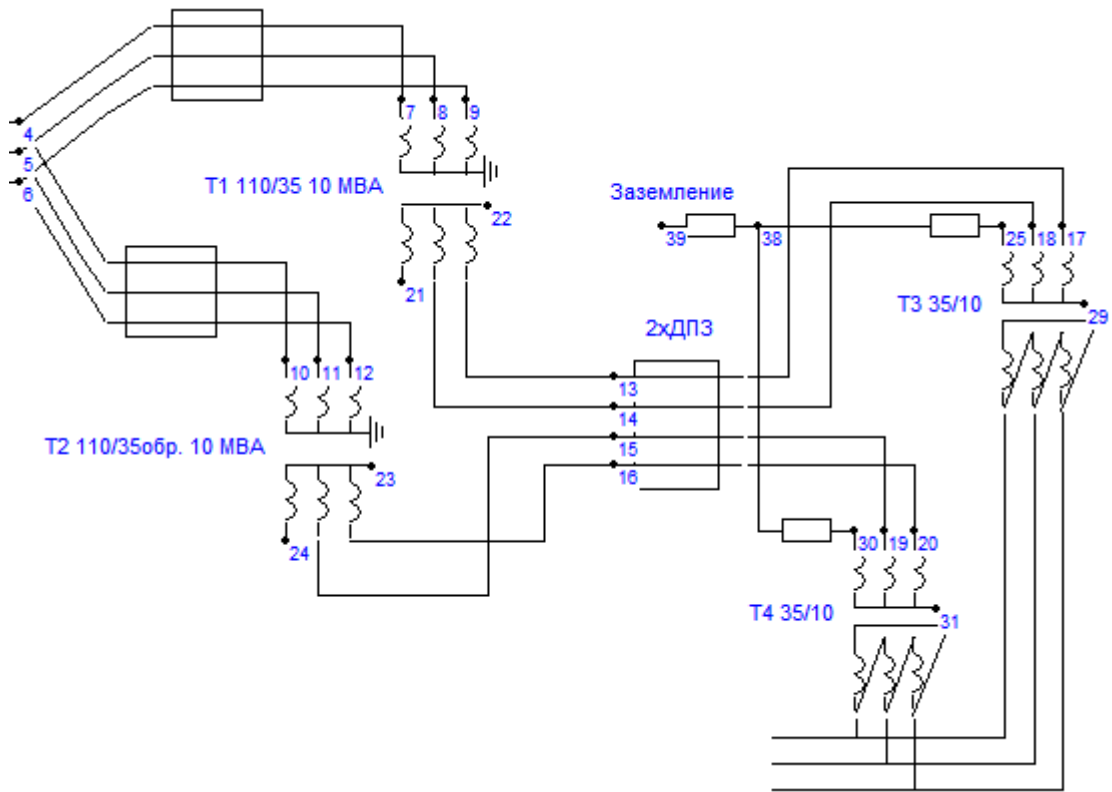


Рисунок 3.104 – Фрагмент расчетной схемы системы со двояной ДПЗ

На рисунке 3.105 показаны векторные диаграммы напряжений вторичной стороны трансформаторов при отсутствии заземления фазы С, свидетельствующие о том, что вектора напряжений заземляемых выводов трансформаторов с группами соединений 5 и 11 имеют угловой сдвиг в 180° . За счет этого достигается отсутствие тока в земле при симметричном режиме линии.

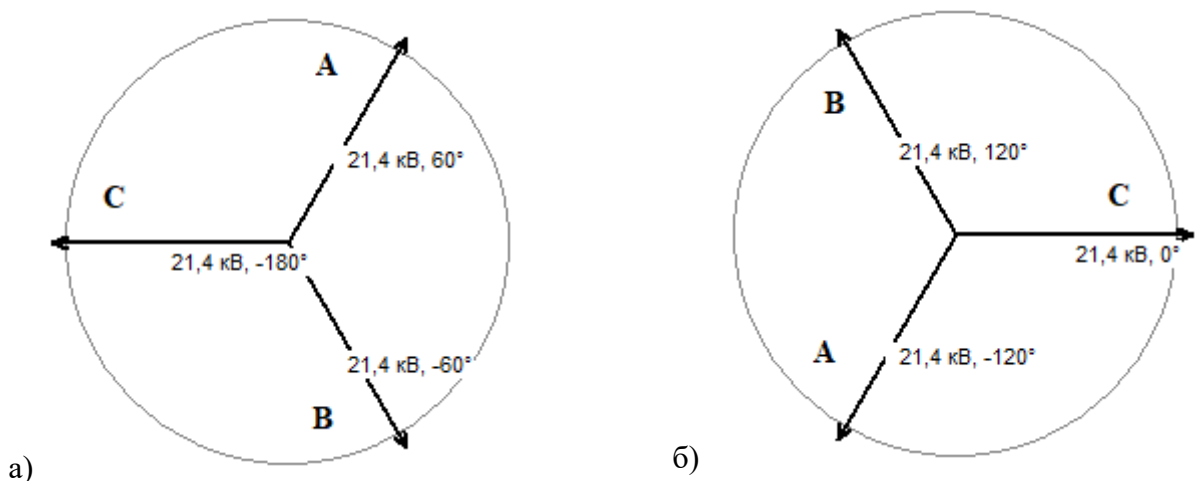


Рисунок 3.105 – Векторные диаграммы напряжений фаз вторичной обмотки трансформаторов: а – Т1, пятая группа соединений; б – Т2, одиннадцатая группа соединений

В таблице 3.19 приведены результаты расчета режима линий при нагрузках на приемном конце $4 + j3$ МВ·А на фазу. Нумерация узлов ДПЗ соответствует ри-

сунок 3.104.

Таблица 3.19 – Параметры режима нагрузочного конца линии

Линия	Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
2хДПЗ	25	0	–	135,1	–44,8
	18	34,2	–154,6	135,1	–164,6
	17	34,1	146,1	135,5	75,3
	30	0	–	135,2	135,2
	19	34,2	25,4	134,9	15,3
	20	34,1	–33,9	135,2	–104,6
ЛЭП-60	А	34,2	–0,1	144,3	37,0
	В	34,3	–120,1	144,3	–157,0
	С	34,3	119,8	144,3	83,0

На стороне 10 кВ коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности равен 0,8%, а суммарный ток, стекающий с узлов 25 и 30 в землю, равен 0,16 А. На рисунках 3.106, 3.107 показаны результаты расчета потерь и несимметрии в ЛЭП-60 и ВЛ 2хДПЗ при коэффициенте мощности 0,89.

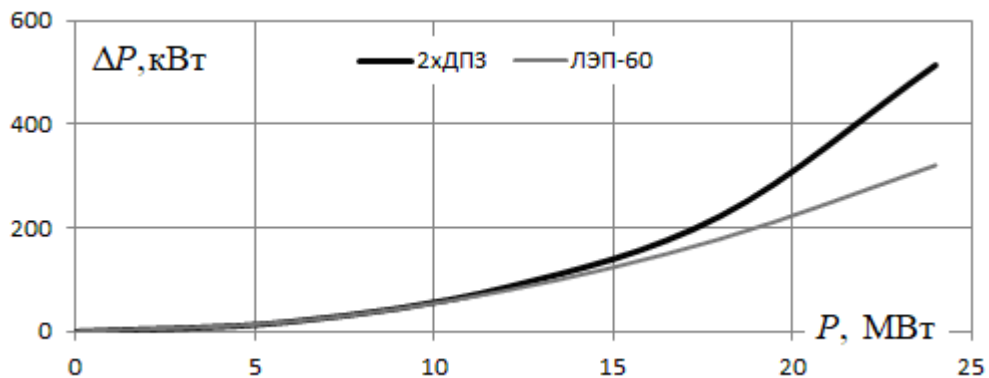


Рисунок 3.106 – Зависимости активных потерь в линии от передаваемой мощности

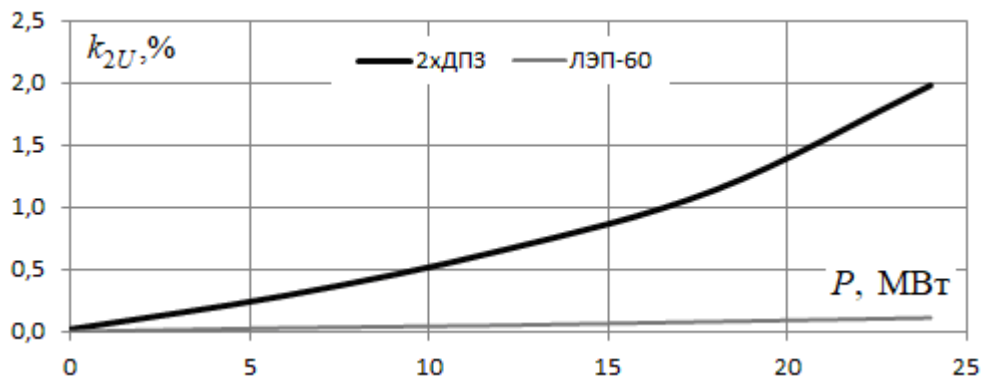


Рисунок 3.107 – Зависимости коэффициента несимметрии на шинах 10 кВ подстанции потребителя от передаваемой мощности

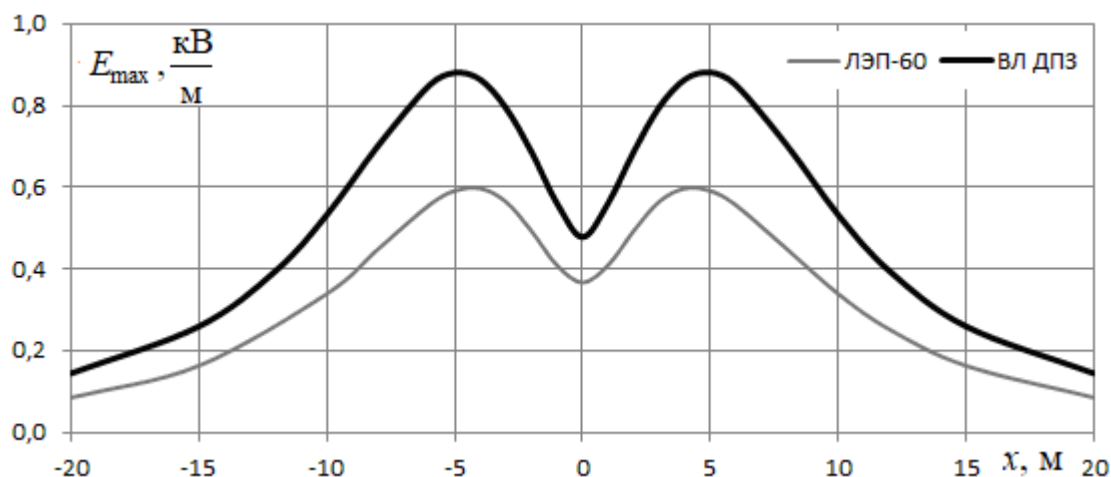


Рисунок 3.108 – Зависимости амплитуд напряженностей электрического поля на высоте 1,8 м от координаты x

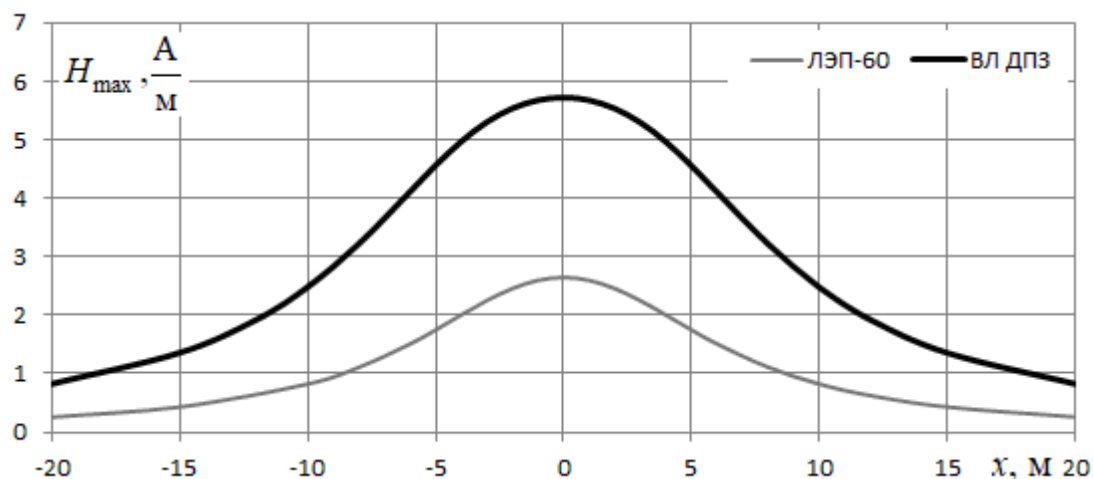


Рисунок 3.109 – Зависимости амплитуд напряженностей магнитного поля на высоте 1,8 м от координаты x

Сдвоенная ДПЗ имеет несколько более высокие потери активной мощности по сравнению с ЛЭП-60 и довольно значительную несимметрию. На рисунках 3.108 – 3.110 представлены графики напряженностей ЭМП сдвоенной ДПЗ в плоскости, перпендикулярной плоскости линии, в зависимости от координаты x , отсчитываемой от центра линии по поверхности земли. Нагрузки на приемном конце составляли $4 + j3$ МВ·А на фазу.

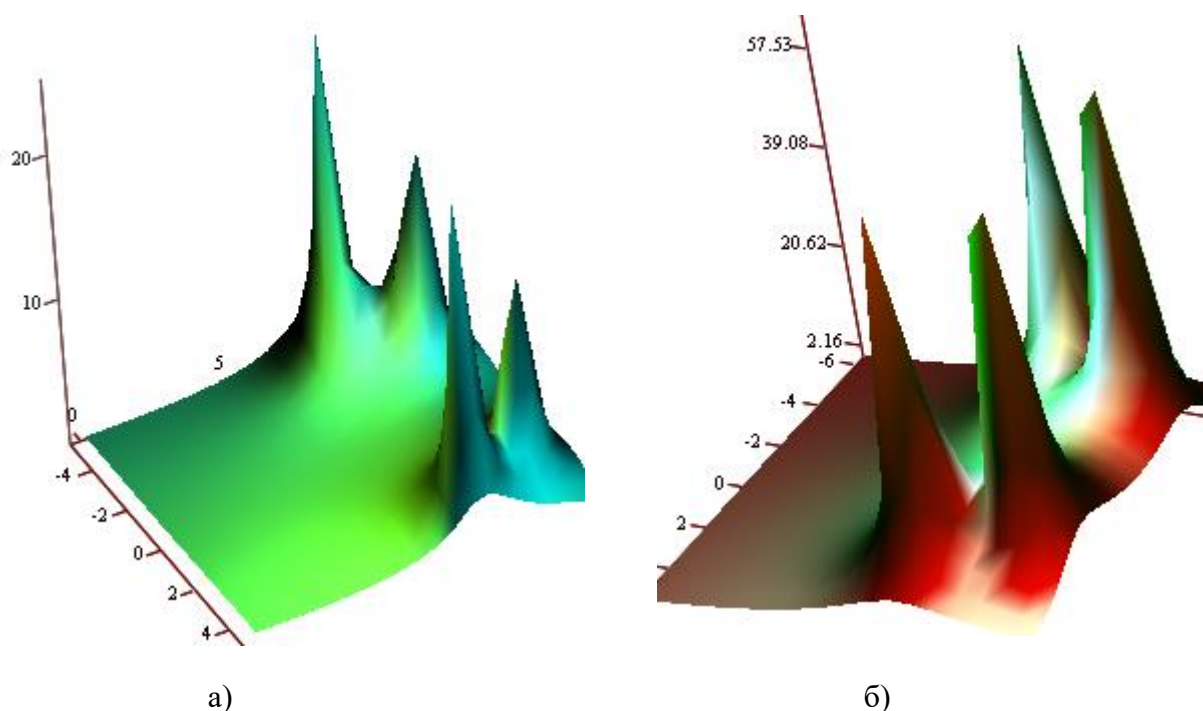


Рисунок 3.110 – Объемные диаграммы напряженностей электрического (а) и магнитного (б) полей сдвоенной ДПЗ

Полученные результаты дают возможность сделать следующие выводы:

- по сравнению с трехфазной ЛЭП рассмотренная линия ДПЗ имеет ухудшенные показатели по потерям и несимметрии напряжений на шинах подстанции потребителя;
- напряженности электрического поля под проводами ВЛ ДПЗ на высоте 1,8 м на 33 % выше аналогичного показателя трехфазной ЛЭП такого же класса напряжения;
- максимальное значение амплитуды магнитного поля ВЛ ДПЗ вдвое выше аналогичного показателя для трехфазной ЛЭП.

Двухкабельная ДПЗ. Сдвоенная линия ДПЗ может быть реализована двумя одножильными экранированными кабелями, экраны которых рассчитаны на такой же ток, как и жилы, и имеют тот же класс изоляции, так что кабели можно размещать в кабельных сооружениях или на небольшой высоте над землей.

Схема подключения кабельной линии аналогична схеме рисунка 3.102 и показана на рисунке 3.111. Роль вторых проводов в этой схеме играют экраны кабелей.

Моделирование режимов системы с кабельной линией проведено по рас-

четной схеме рисунка 3.112. Кабели предполагаются расположенными на небольшой высоте над землей в соответствии с рисунка 3.113. Параметры жил и экранов такие же, как и для рассмотренной воздушной линии 2хДПЗ.

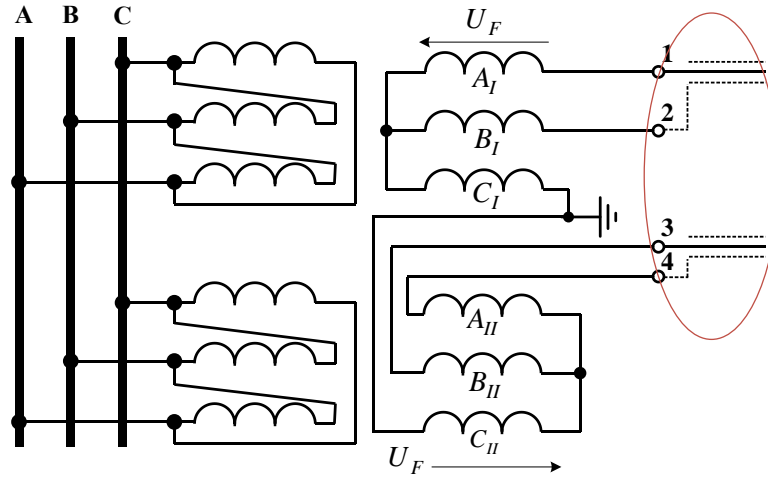


Рисунок 3.111 – Принципиальная схема подключения двухкабельной линии 2хДПЗ

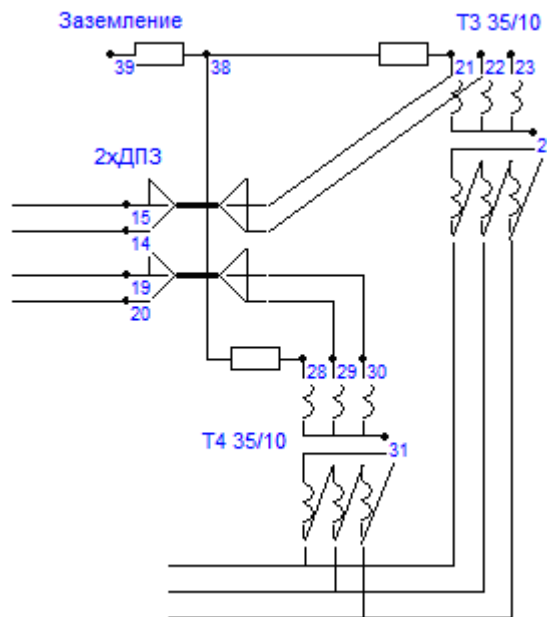


Рисунок 3.112 – Фрагмент расчетной схемы ПК Fazonord с кабельной линией

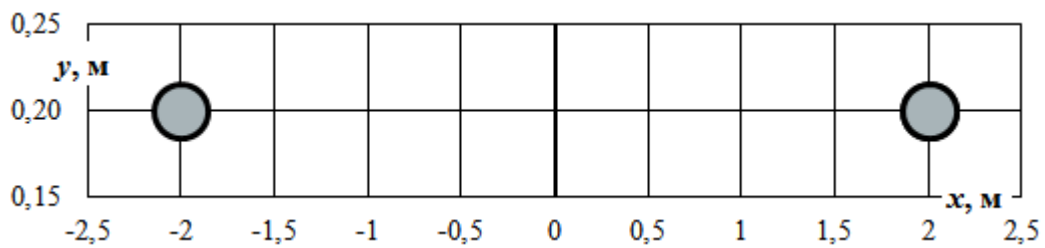


Рисунок 3.113 – Координаты расположения кабелей

В таблице 3.20 представлены результаты расчета нагрузочного режима с ве-

личинами нагрузок $4+j3$ МВ·А на фазу. Углы токов соответствуют направлению в кабельную линию, ток через заземление трансформаторов Т3 и Т4 (узел 39 по рисунку 3.112) равен 2,0 А. На рисунке 3.114 показана диаграмма, характеризующая распределение токов по проводам ВЛ и КЛ.

Таблица 3.20 – Результаты расчета режима

Узел	U , кВ	U , град	I , А	I , град
15	34,6	145,8	131,3	79,0
14	34,6	- 153,9	126,7	- 163,0
19	34,6	26,1	125,2	17,1
20	34,6	- 34,3	132,3	- 100,5
22	34,4	145,7	132,6	- 104,5
23	34,2	- 154,0	134,6	15,2
30	34,2	26,0	132,9	- 164,1
29	34,5	- 34,3	134,6	75,9

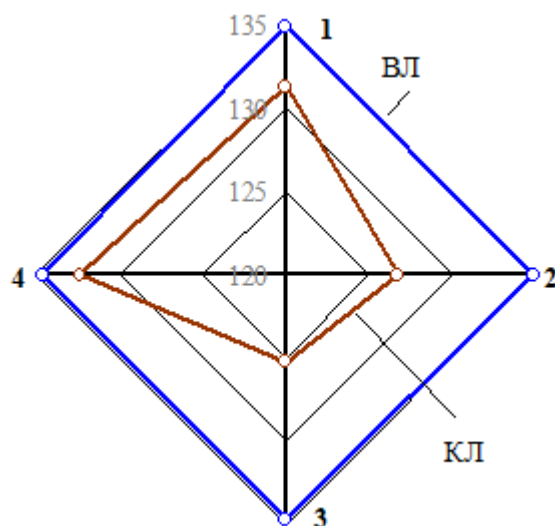


Рисунок 3.114 – Токи в проводах ВЛ и жилах кабелей со стороны источника питания

На рисунках 3.115, 3.116 приведены векторные диаграммы токов и напряжений на приемном и отправном концах кабельной ДПЗ. Входные напряжения и токи кабельной линии далеки от симметричной четырехфазной системы, но напряжения и токи нагрузки стороны 10 кВ трансформаторов Т3 и Т4 по рисунку 3.112 симметричны с коэффициентом несимметрии по обратной последовательности напряжений 0,5%.

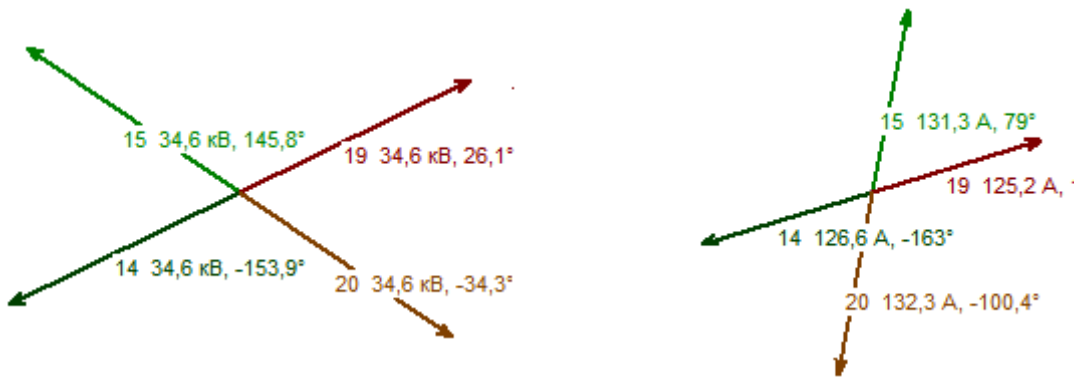


Рисунок 3.115 – Векторные диаграммы токов и напряжений в начале КЛ ДПЗ

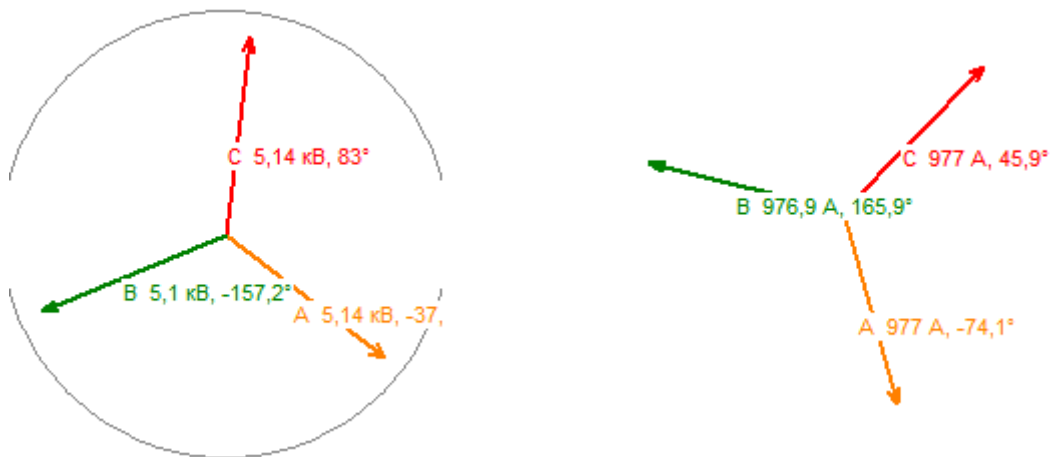


Рисунок 3.116 – Векторные диаграммы токов и напряжений нагрузки 10 кВ ТЗ и Т4

На рисунках 3.117 – 3.119 представлены сравнительные графики, характеризующие энергоэффективность, показатели качества электроэнергии по несимметрии и электромагнитную безопасность рассматриваемой конструкции кабельной линии по сравнению с четырехпроводной воздушной линией по рисунку 3.103.

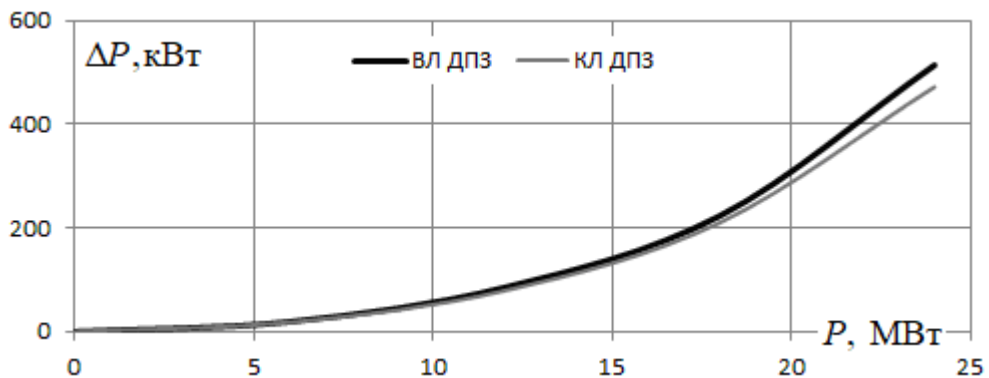


Рисунок 3.117 – Зависимости активных потерь от передаваемой мощности

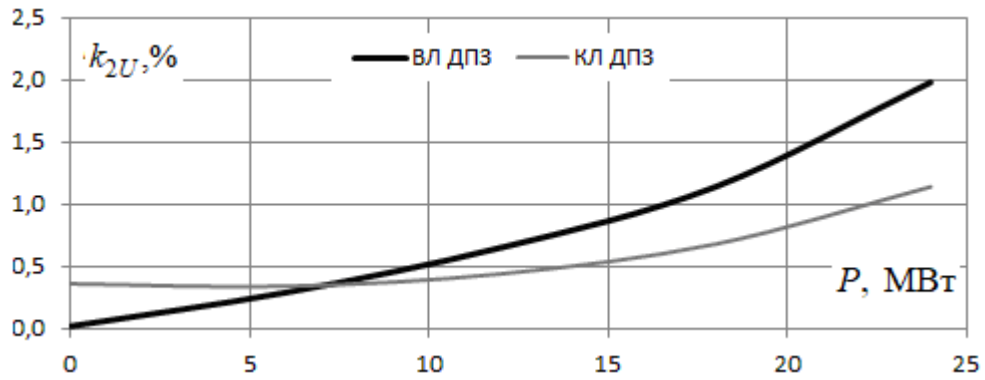


Рисунок 3.118 – Зависимости коэффициентов несимметрии от передаваемой мощности

Предлагаемая конструкция кабельной ДПЗ сдвоенного типа может применяться для формирования СЭС в ситуациях, ограничивающих применение воздушных линий. Такие ситуации возникают в городской застройке, а также при организации изолированных СЭС удаленных районов, характеризующихся значительными ветровыми нагрузками. Кроме того, ее использование может быть целесообразным для передачи электроэнергии подводными кабелями на островные территории.

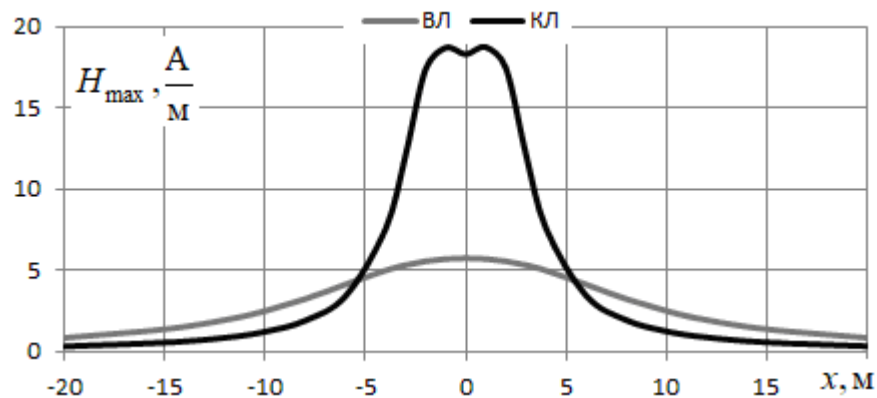


Рисунок 3.119 – Зависимости амплитуд напряженностей магнитного поля на высоте 1,8 м от координаты x в начале линий:

ВЛ – четырехпроводная воздушная ДПЗ, КЛ – двухкабельная ДПЗ

Кабельная ДПЗ сдвоенного типа характеризуется значительно меньшим уровнем несимметрии по сравнению с воздушной ДПЗ, однако создает более высокие напряженности магнитного поля в непосредственной близости от оси линии. Потери обоих типов линий при одинаковом сечении токоведущих частей практически одинаковы.

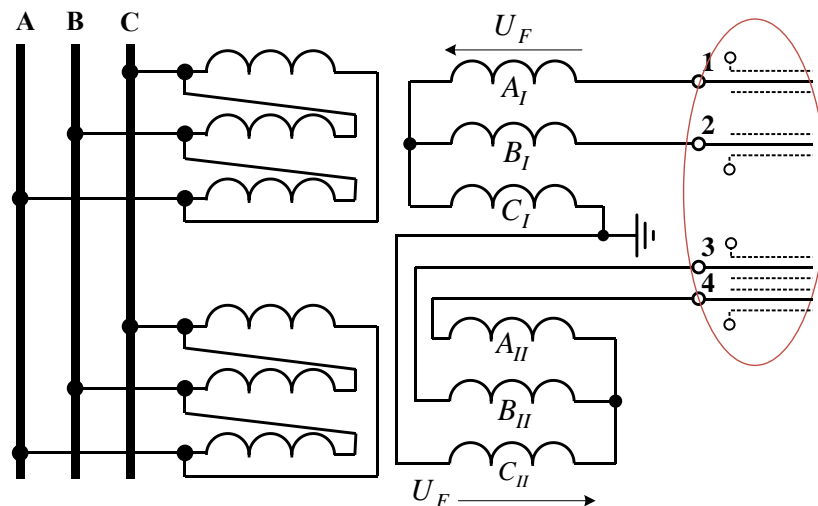


Рисунок 3.120 – Принципиальная схема подключения четырехкабельной линии

Четырехкабельная ДПЗ. Другая схема ДПЗ, требующая для своей реализации четыре типовых кабеля с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена, может быть выполнена по схеме, представленной на рисунке 3.120. Координаты токоведущих частей показаны на рисунке 3.121, а схема расчетной модели приведена на рисунке 3.122.

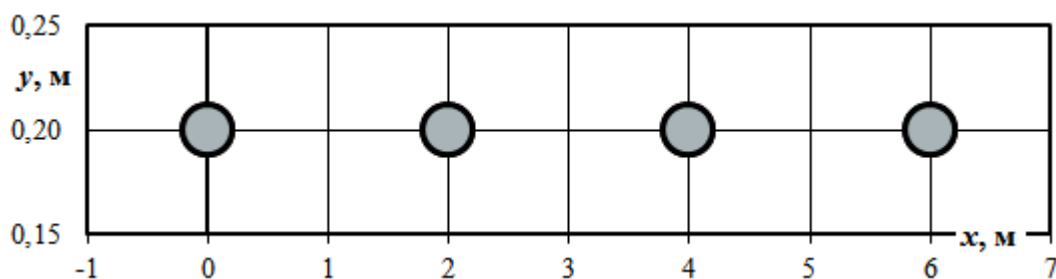


Рисунок 3.121 – Координаты расположения кабелей

На расчетной схеме экраны четырех одножильных кабелей с двух сторон объединены через RL-элементы, что позволяет без изменения схемы менять режим заземления экранов, а также контролировать суммарный ток экранов в заземлителе. Узлы 13, 37, 29, 49 и 51 заземлены шунтом большой проводимости.

В таблице 3.21 представлены результаты расчета нагрузочного режима при нагрузке стороны 10 кВ трансформаторов Т3 и Т4 мощностью $4 + j3$ МВ·А на фазу. Экраны кабелей моделировались заземленными с одной стороны на узел 51. При токах отдельных экранов кабелей 8,2 А суммарный ток через заземлитель узла 51 нулевой. Ток заземления узлов 17 и 24 трансформаторов Т3 и Т4 в узле 29

равен 0,025 А при токах, подтекающих в узел 28, величинами 134 А.

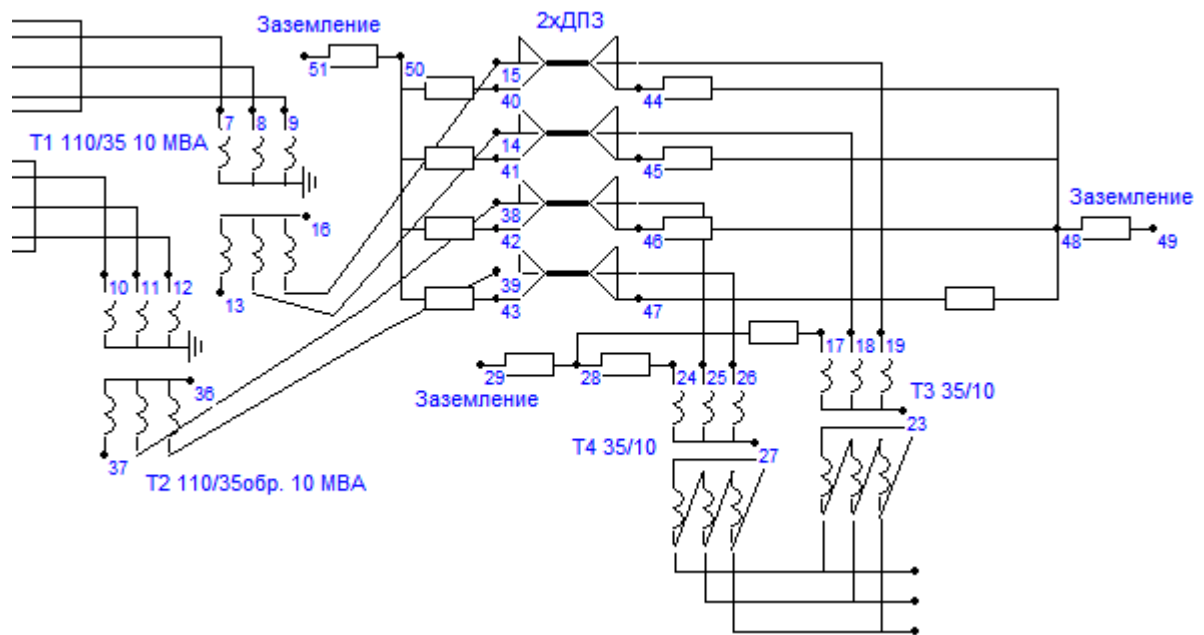


Рисунок 3.122 – Фрагмент расчетной схемы четырехкабельной линии ДПЗ

На рисунках 3.123, 3.124 показаны зависимости активных потерь в воздушной линии 2хДПЗ, двухкабельной и четырехкабельных линиях в зависимости от передаваемой активной мощности при коэффициенте мощности 0,89. Во всех трех разновидностях линий потери мощности практически одни и те же. Несимметрия при больших передаваемых мощностях преобладает у воздушной линии 2хДПЗ, однако при малых мощностях несимметрия больше у четырехкабельной линии, хотя коэффициент несимметрии при этом не превышает 0,5 %.

Таблица 3.21 – Параметры режима четырехкабельной линии

Узел	U , кВ	U , град	I , А	I , град
15	34,8	146,1	126,2	76,7
40	0,0	-123,8	8,2	56,2
14	34,8	-154,2	132,3	-161,0
41	0,0	-64,3	8,2	115,7
38	34,8	25,8	132,4	19,0
42	0,0	115,7	8,2	-64,3
39	34,8	-33,9	126,2	-103,3
43	0,0	56,2	8,2	-123,8
19	34,5	146,2	133,9	-104,5

Узел	U , кВ	U , град	I , А	I , град
44	0,2	-9,4	0,0	170,6
18	34,5	-154,6	133,5	15,5
45	0,2	96,5	0,0	-83,5
25	34,5	25,4	133,6	-164,5
46	0,2	-83,5	0,0	96,5
26	34,5	-33,8	133,9	75,5
47	0,2	170,6	0,0	-9,4

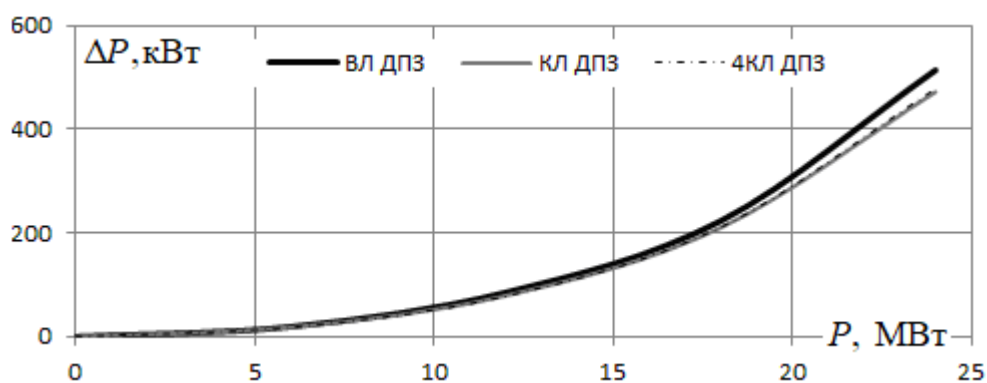


Рисунок 3.123 – Зависимости потерь (МВт) от передаваемой мощности

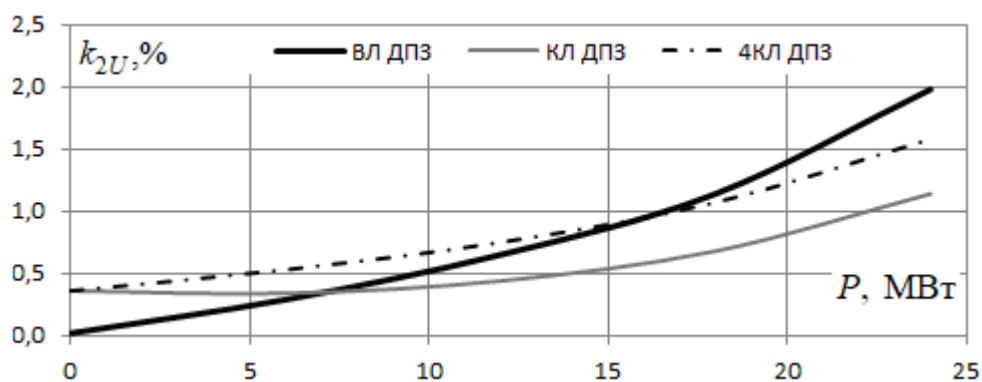


Рисунок 3.124 – Зависимость коэффициента несимметрии от передаваемой мощности

На рисунке 3.125 представлены зависимости напряженности магнитного поля в плоскости, перпендикулярной оси линии, на высоте 1,8 м от поверхности земли при нагрузках на фазу $4+j3$ МВ·А. Экраны кабелей четырехкабельной линии заземлены с одного конца.

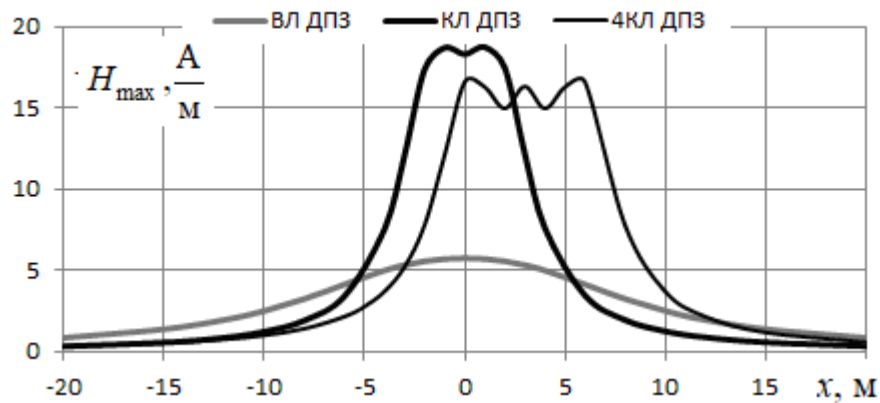


Рисунок 3.125 – Зависимость амплитуды напряженности магнитного поля от координаты x

Четырехкабельная ДПЗ по сравнению с двухкабельной характеризуется более высоким уровнем несимметрии и создает магнитное поле такого же порядка.

Выводы

1. В современных условиях особую актуальность приобретает задача сокращения землеотвода под строительство объектов электроэнергетики. Один из путей решения этой задачи состоит в использовании многоцепных ЛЭП. Кроме сокращения землеотвода трехцепные ЛЭП позволяют получить дополнительный положительный эффект, заключающийся в снижении потерь. В рассмотренном примере трехцепной линии 220+220+110 кВ при активной мощности в 340 МВт, передаваемой по всей совокупности цепей ЛЭП, многоцепная линия обеспечивает снижение потерь на 8 % по сравнению с потерями коридора из трех одноцепных линий.

2. Трехцепная ЛЭП оказывает при выборе рациональной фазировки меньшее электромагнитное воздействие на окружающую природную среду, чем коридор из двух ЛЭП 220 кВ и одной ЛЭП 110 кВ. Оптимизация фазировок цепей ЛЭП позволяет улучшить условия электромагнитной безопасности на трассах многоцепных ЛЭП.

Методика выбора фазировки применима для моделирования режимов и электромагнитных полей многоцепных ЛЭП любой конструкции.

3. При одинаковом суммарном сечении проводов компактной воздушной линии и традиционной воздушной линии потери активной мощности во всех рас-

рассмотренных конструкциях компактных ЛЭП существенно ниже, чем в линии типовой конструкции при прочих равных условиях. Так, например, при передаваемой мощности в 375 МВт потери в рассмотренных КВЛ уменьшаются в диапазоне 35 ...53 %. Несимметрия напряжений на нагрузочном конце линии самая низкая для КВЛ с треугольным расположением проводов и трехсегментной КВЛ.

Амплитуда напряженности электрического поля только для КВЛ с вертикальным расположением проводов меньше напряженности поля ТВЛ. Поэтому данный тип КВЛ следует применять на участках с повышенными требованиями по электромагнитной безопасности. В отличие от электрического поля напряженности магнитного поля для всех типов КВЛ значительно ниже, чем у ТВЛ. Максимальное различие имеет место для КВЛ с концентрическим расположением проводов и в расчетных примерах достигает 18 раз.

4. Линии разомкнутого типа принципиально могут быть применены для передачи электроэнергии на значительные расстояния, однако между прямыми и встречными проводами отмечено большое напряжение, зависящее от нагрузки линии. Для практического использования таких ЛЭП необходимо проведение дальнейших исследований, направленных на оптимизацию их конструкции и выбор средств управления режимами.

5. Сдвоенная линия «два провода – земля» по сравнению с двухцепной трехфазной ЛЭП обеспечивает заметную экономию цветного металла, однако линия ДПЗ имеет ухудшенные показатели по потерям и несимметрии напряжений на шинах подстанции потребителя. Напряженности электрического поля под проводами ДПЗ на высоте 1,8 м на 33 % выше аналогичного показателя трехфазной ЛЭП такого же класса напряжения. Максимальное значение амплитуды магнитного поля ДПЗ вдвое выше напряженности поля трехфазной ЛЭП.

Для организации двойной линии ДПЗ может применяться конструкция с двумя однофазными экранированными кабелями в ситуациях, ограничивающих применение воздушных линий. Кабельная ДПЗ сдвоенного типа характеризуется пониженными потерями и значительно меньшим уровнем несимметрии по сравнению с воздушной ДПЗ, однако создает более высокие напряженности магнит-

ного поля в непосредственной близости от оси линии, требует изолирующих покровов, рассчитанных на рабочие напряжения линии, и повышенного поперечного сечения экрана, используемого в качестве токоведущей части.

Рассмотренная конструкция четырехкабельной ДПЗ сдвоенного типа по своим режимным свойствам мало отличается от двухкабельной ДПЗ, но не требует применения специализированных одножильных кабелей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных диссертационных исследований получены новые научные результаты, направленные на реализацию математических моделей мультифазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП, а также методов моделирования режимов электроэнергетических систем, имеющих в своем составе такие линии.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы состоят в следующем:

1. Разработаны модели электроэнергетических систем, включающих в свой состав многофазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП, а также линии ДПЗ; в отличие от известных указанные модели и методы определения нормальных, аварийных и неполнофазных режимов ЭЭС реализованы на основе фазных координат и решетчатых схем замещения.

2. Предложены методы анализа электромагнитной обстановки на трассах многофазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП, а также линий ДПЗ, отличающиеся от известных способами определения электромагнитных полей, использующих результаты расчета режимов в фазных координатах.

3. Разработаны конструктивные схемы четырехфазной и шестифазной ЛЭП, отличающиеся от известных использованием кабелей специального исполнения с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена.

4. Предложены оригинальные конструктивные схемы двухкабельной и четырехкабельной линий «два провода-земля» сдвоенного типа.

5. С помощью предложенных в работе методов и алгоритмов можно решать следующие задачи, возникающие при проектировании и эксплуатации: определение режимов интеллектуальных ЭЭС с активно-адаптивными сетями, имеющие в своем составе мультифазные, многоцепные, компактные и разомкнутые ЛЭП; определение условий электромагнитной безопасности на трассах многофазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП, а также сдвоенных линий ДПЗ; повышение энергоэффективности и качества электроэнергии в ИЭЭС ААС.

6. Цифровые модели и результаты моделирования режимов, а также практические рекомендации по применению предложенных алгоритмов использованы в разработках ООО «НТЦ Параметр». Материалы диссертации применяются в учебном процессе на кафедрах «Электроэнергетика транспорта» ИрГУПС и «Электроснабжение и электротехника» ИРНИТУ, «Электротехника и электроника» Военно-промышленного колледжа провинции Фу Тхо Социалистической Республики Вьетнам.

Перспектива дальнейшей разработки темы может состоять в проведении исследований, направленных на разработку методов определения электромагнитных полей в местах непараллельного сближения мультифазных, многоцепных, компактных и разомкнутых ЛЭП.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Александров Г. Н. Об эффективности применения компенсирующих устройств на линиях электропередачи // *Электричество*. № 4. 2005. С. 62 – 67.
2. Александров Г. Н. Передача электрической энергии переменным током. М.: Знак, 1998. 171 с.
3. Александров Г. Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи. СПб: ЦПКЭ, 2006. 139 с.
4. Альтернативные варианты обеспечения электромагнитной безопасности линий электропередачи / Н. Б. Рубцова, М. Ш. Мисриханов, В. Н. Седунов, А. Ю. Токарский // *Известия Самарского научного центра РАН*. Т. 14. № 5(3). 2012. С. 839-845.
5. Андреев В. В. Четырехфазная схема электропередачи с трехфазными трансформаторами // *Электричество*. 1952. № 1. С. 15-17.
6. Булатов Ю. Н., Крюков А. В., Чан Зюй Хынг. Сетевые кластеры в системах электроснабжения железных дорог. Иркутск: ИрГУПС, 2015. 208 с.
7. Бушуев В. В., Красильникова Т. Г., Самородов Г. И. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока и их сравнительный анализ. // *Электро*. № 2. 2012. С. 2-7.
8. Буюкова Н. В., Закарюкин В. П., Крюков А. В. Электромагнитная безопасность в системах электроснабжения железных дорог: моделирование и управление. Ангарск: АНГТУ, 2018. 382 с.
9. Буюкова Н. В., Крюков А.В., Лэ Ван Тхао. Моделирование компактных линий электропередачи с вертикальным расположением проводов // *Вестник ИрГТУ*. Т. 22. № 11. 2018. С. 159-169.
10. Вариводов В. Н. Компактные линии электропередачи. *Электро*. № 2. 2006. С. 2–6.
11. Василенко Я. В. Цифровизация российской электроэнергетики: современное состояние и перспективы развития // *Проблемы российской экономики на современном этапе*. М., 2020. С. 105-111.
12. Веселов Ф. В., Дорофеев В. В. Интеллектуальная энергосистема России как новый этап развития электроэнергетики в условиях цифровой экономики // *Энергетическая политика*. № 5. 2018. С. 43-52.
13. Волкова И. О. Интеллектуальная энергетика в России: оценка существующего потенциала развития // *ЭКО*. № 12. 2016. С. 90-100.
14. Воротницкий В. Э. Цифровизация в экономике и электроэнергетике // *Энергетик*. № 12. 2019. С. 6-14.
15. Ворфоломеев Г. Н. Методы и средства преобразования числа фаз для улучшения электромагнитной совместимости в электрических системах. Автореферат дисс... доктора техн. наук. Новосибирск, 1996. 42 с.
16. Гершенгорн А. И. Многофазные линии электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения // *Электрические станции*. № 8. 1994. С. 67-70.
17. Делиева А. П. Цифровизация электроэнергетики России // *Инженерная экономика и управление в современных условиях*. Донецк, 2019. С. 438-443.
18. Евдокунин Г. А. Электрические системы и сети. СПб.: Изд-во Сизова М.П., 2004. 304 с.
19. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование трехфазно-четырёхфазных электроэнергетических систем // *Вестник ИрГТУ*. № 5. 2013. С. 141-147.
20. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование многофазных линий электропередачи. Иркутск: ИрГУПС, 2014. 168 с.
21. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование многообмоточных трансформаторов в фазных координатах // *Электротехника*. № 5. 2008. С. 56-61.
22. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование многопроводных систем с одножильными экранированными кабелями // *Современные технологии. Системный анализ. Моде-*

лирование. № 4 (16). 2007. С. 63- 66

23. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование мультифазных линий электропередачи // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 1(41). 2014. С. 118-126.

24. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование энергосистем с четырёхфазной линией электропередачи // Электрические станции. № 11. 2013. С. 32-37.

25. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Мультифункциональный подход к моделированию электроэнергетических систем // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 4(40). 2013. С. 100-107.

26. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. унта. 2005. 273 с.

27. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Токораспределение в проводах линий электропередачи с расщепленными проводами // Проблемы энергетики. № 12. 2010. С. 54-61.

28. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Уточненная методика определения взаимных электромагнитных влияний смежных линий электропередачи // Известия вузов. Энергетика. № 3-4. 2015, с. 29-35.

29. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Крюков Е. А. Предельные режимы в энергосистемах с линиями новых типов // Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке. Хабаровск: ДВГУПС, 2005. С. 170-174.

30. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Крюков Е. А. Предельные режимы в энергосистемах с линиями повышенной пропускной способности // Ресурсосберегающие технологии на железнодорожном транспорте. Красноярск: Изд-во «Гротеск», 2005. С. 116-121.

31. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Крюков Е. А.. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной и поперечной несимметрии. Иркутск: ИСЭМ СО РАН – ИрГУПС, 2006. 140 с.

32. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Моделирование неполнофазных режимов четырехфазных линий электропередачи // Информационные системы контроля и управления в промышленности и на транспорте. Иркутск: Вып. 27. 2017. С. 47-53.

33. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Моделирование нормальных и аварийных режимов четырехфазных линий электропередачи // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 12. С. 136 – 145.

34. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Моделирование режимов четырехфазных линий электропередачи // Вестник Ангарского государственного технического университета. №10. 2016. С. 53-58.

35. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых многофазными линиями электропередачи // Вестник ИрГТУ. 2016. № 3(110). С. 67-75.

36. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Моделирование электромагнитной обстановки на трассах многофазных линий электропередачи // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 4(52). 2016. С. 209-218.

37. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Учет транспозиции проводов при моделировании электромагнитных полей, создаваемых высоковольтными линиями электропередачи // Информационные и математические технологии в науке и управлении. № 2. 2016. С. 71-80.

38. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Ле Конг Зань. Математические модели узлов нагрузки электроэнергетических систем, построенные на основе фазных координат. Иркутск: ИрГУПС, 2013. 176 с.

39. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Соколов В. Ю. Методология расчета токораспределения в многопроводных системах // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 3 (15) 2007. С. 36-40.

40. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Чупов В. В. Моделирование шестифазных линий электропередачи // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. Т. 2. Иркутск: ИрГУПС,

2013.

41. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Чупов В. В. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых многофазными линиями электропередачи // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Т. 2. Иркутск: ИрГТУ, 2013. – С. 106-113.
42. Зарудский Г.К., Самалюк Ю.С. О режимных особенностях компактных воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ // Электричество. № 5. 2013. С. 8-13.
43. Зильберман С. М., Красильникова Т. Г., Потапенко А. М., Самородов Г. И. Технико-экономические преимущества использования воздушной линии Итат – Экибастуз – Челябинск (в габаритах 1150 кВ) в составе полуволновой электропередачи Итат – Челябинск // Электричество. - 2017. - № 1. - С. 4-11.
44. Зуев Э.Н. Взгляд на проблемы передачи электроэнергии // Электро. № 2. 2005. С. 2-8.
45. Инновационная электроэнергетика -21 / под ред. В. М. Батенина, В. В. Бушуева, Н. И. Воропая. М.: Энергия, 2017. 584 с.
46. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции smart grid. М.: ИАЦ, 2010. 208 с.
47. Королев А.Н., Куликов К.В., Коротков В.В. Особенности построения многофазных ЛЭП // Повышение эффективности работы энергосистем. Иваново, 2001. С. 108-111.
48. Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А. Об эффективности применения управляющих устройств в электрической сети // Электрические станции. № 12. 2005. С. 30 – 38.
49. Красильникова Т. Г., Джононаев С. Г. Способы ликвидации однофазных коротких замыканий в воздушных линиях сверхвысокого напряжения // Сборник научных трудов Новосибирского государственного технического университета. № 2 (84). 2016. С. 116-130.
50. Красильникова Т. Г., Джононаев С. Г. Сравнительный анализ путей ликвидации неустойчивых однофазных коротких замыканий в нетранспонированных линиях СВН и УВН // Электричество. № 11. 2017. С. 22-29.
51. Красильникова Т. Г., Манусов В. З. Обоснование схемы транспозиции четырехфазной линии электропередачи. // Сборник научных трудов НГТУ. 2005. № 4.
52. Красильникова Т. Г., Манусов В. З. Фазопреобразующий трансформатор для четырехфазных электропередач. // Научный вестник НГТУ. 2010. № 3(40). С. 143-151.
53. Красильникова Т. Г., Потапенко А. М. Оценка возможностей повышения технико-экономической эффективности сети СВН Сибирь – Урал // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. №1-2. 2016. С. 7-10.
54. Красильникова Т. Г., Самородов Г. И. Угловая характеристика синхронного генератора, работающего через длинную линию, в паузу ОАПВ // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. Вып. № 2 (75). 2019. С. 141 – 153.
55. Кривихин И. Н., Шишков Е. М., Гольдштейн В. Г. Передача электрической энергии по разомкнутым воздушным линиям электропередачи // Электротехника. Электротехнология. Энергетика. Новосибирск, 2015. С. 145-148.
56. Крюков А. В. Предельные режимы электроэнергетических систем. Иркутск: ИрГУПС, 2012. 236 с.
57. Крюков А. В., Закарюкин В. П. Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы в фазных координатах Иркутск: Изд-во Иркут. гос. унта путей сообщения. 2009. 120 с.
58. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н. В. Управление электромагнитной обстановкой в тяговых сетях железных дорог. Ангарск: АГТА, 2014. 158 с.
59. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н. В. Электромагнитная обстановка на объектах железнодорожного транспорта. Иркутск: ИрГУПС, 2011. 130 с.
60. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Иванов А. Н. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых многопроводными линиями электропередачи // Проблемы энергетики. 2007. № 7-8. С. 37.

61. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Иванов А. Н. Расчет электромагнитных полей тяговых сетей на основе фазных координат // Транспорт: наука, техника, управление. № 4. 2008. С. 39-42.
62. Крюков А. В., Лэ Ван Тхао. Моделирование электромагнитных полей трехцепной ЛЭП // Современные технологии и научно-технический прогресс. Ангарск: АГТУ, 2019. С. 248-249.
63. Крюков А. В., Сенько В. В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. № 3. 2014. С. 21-23.
64. Крюков А.В., Лэ Ван Тхао. Электромагнитные поля на трассах многоцепных линий электропередачи // Оперативное управление в электроэнергетике. № 5. 2019. С. 14-20.
65. Кузьмич С. В., Пospelов Г. Е. Повышение эффективности электроэнергетических систем и развитие управляемости в свете применения гибких электропередач FACTS // Энергетика (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). 2007. № 6. С. 15 – 19.
66. Лэ Ван Тхао . Моделирование компактных воздушных линий с коаксиальной двойной расположением проводов.// Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Иркутск: 2019. С. 212 – 216.
67. Лэ Ван Тхао Моделирование электромагнитных полей коаксиальной трехсегментной линии электропередачи.// Молодая мысль – развитию энергетики. Братск: БрГУ, 2018. С. 104-108.
68. Лэ Ван Тхао, Буй Нгок Хунг. Моделирование четырехфазной линии электропередачи // Современные технологии и научно-технический прогресс. Ангарск. 2018. С. 161-162.
69. Лэ Ван Тхао, Ле Конг Зань . Моделирование аварийных режимов девятифазных линий электропередачи// Транспортная инфраструктура сибирского региона Иркутск. 2018. С. 655-659.
70. Лэ Ван Тхао. Моделирование компактных линий электропередачи с коаксиальным расположением проводов.// Современная техника и технологии: Проблемы, состояние и перспективы. Рубцовск: 2018. С. 351-357.
71. Лэ Ван Тхао. Моделирование неполнофазных режимов двенадцати фазных линий электропередачи// Информационные системы контроля и управления в промышленности и на транспорте. Иркутск: Вып. 27, 2017. С. 53-58.
72. Лэ Ван Тхао. Моделирование неполнофазных режимов девятифазных линий электропередачи // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. В 2-х тт. Т.2. Иркутск: ИРНТУ 2017. С. 221-225.
73. Лэ Ван Тхао. Моделирование разрывов фаз девятифазных линий электропередачи // Современные технологии и научно-технический прогресс. Ангарск: АГТУ, 2017. С. 142-143.
74. Лэ Ван Тхао. Моделирование режимов разрыва двух фаз девятифазных линий электропередачи // Энергетика в современном мире. Чита, 2017. С. 58-64.
75. Лэ Ван Тхао. Моделирование режимов с продольной несимметрией в многофазных линиях электропередачи // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. В 2-х тт. Т. 1. Иркутск: ИрГУПС, 2017. С. 721-725.
76. Лэ Ван Тхао. Моделирование электромагнитных полей многофазных линий электропередачи // Молодая мысль – развитию энергетики. Братск: БрГУ, 2016. С. 282-286.
77. Методические подходы к выбору вариантов линий электропередачи нового поколения на примере ВЛ-220 кВ / В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов, Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева // Проблемы региональной энергетики. № 2. 2010. С. 1-18.
78. Моделирование электромагнитных полей, создаваемых компактными многосегментными линиями электропередачи / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Лэ Ван Тхао // Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета. Ангарск. 2018. С. 152-161.
79. Мурзин С.Г. Анализ различных конструкций и систем линий электропередач переменного тока по оптимальной пропускной способности и минимальным потерям электроэнер-

гии // Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве. М.: ВНИИЭСХ. Т. 1. 2008. С. 206-213.

80. Новые средства передачи электроэнергии в энергосистемах / Александров Г. Н., Евдокунин Г. А., Лисочкина Т. А. и др. Л.: Изд-во Ленингр. ун-та. 1987. 232 с.

81. О рациональной конструкции фазы разомкнутой воздушной линии электропередачи / В. Г. Гольдштейн, Е. М. Шишков, А. В. Проничев, И. Н. Кривихин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. № 6. 2016. С. 82-86.

82. Основные принципы создания и характеристики управляемых самокомпенсирующихся линий электропередачи / Постолатий Е. В. Быкова, Ю. Г. Шакарян, Л. В. Тимашова // Электротехнічні та комп'ютерні системи. № 25(101). 2017. С. 216-229.

83. Петренко В. Н., Селиверстов Г. И. Физическая модель компактной электропередачи повышенной натуральной мощности // Вестник гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. № 3. 2003. С. 35-38.

84. Поспелов Г. Е. Об эффективности компенсации параметров ЛЭП и повышении их управляемости // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). № 2. 2009. С. 5 – 9.

85. Поспелов Е. Г., Поспелов Г. Е. О целесообразной степени уменьшения индуктивного сопротивления электропередачи // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). № 2. 2006. С. 20 – 28.

86. Поспелова Т. Г. Потенциальные области использования FACTS и АСМ в Белорусской энергосистеме // Энергия и менеджмент. 2006. № 4 (31). С. 37 – 43.

87. Потапенко А. М., Красильникова Т. Г. Определение пропускной способности настроенной электропередачи Итат – Челябинск при наличии в её составе ВЛ Итат – Экибастуз – Челябинск (в габаритах 1150 кВ) // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. - 2017. - № 4 (61). - С. 32-38.

88. Проничев А. В., Шишков Е. М. Расчет емкостных связей в расщепленной фазе самокомпенсированной разомкнутой воздушной линии электропередачи // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи. Томск, 2016. С. 380-384.

89. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Анализ режима внутрифазного короткого замыкания для разомкнутых линий электропередачи с продольной самокомпенсацией // Электротехнические комплексы и системы. Материалы Международной научно-практической конференции. Уфа, 2018. С. 190-194.

90. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Анализ режима внутрифазного короткого замыкания для разомкнутых воздушных линий электропередачи // Фёдоровские чтения - 2018. XLVIII Международная научно-практическая конференция с элементами научной школы. 2018. С. 200-205.

91. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Анализ электрических режимов разомкнутых воздушных линий электропередачи // Динамика систем, механизмов и машин. 2018. Т. 6. № 3. С. 72-77.

92. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Об анализе электрического режима внутрифазного короткого замыкания для разомкнутых линий электропередачи с продольной самокомпенсацией // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: материалы Всероссийской научно-практической конференции. 2019. С. 8-12.

93. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Оценка пропускной способности сверхдальних самокомпенсированных линий электропередачи // Энергосбережение - теория и практика. труды Девятой Международной школы-семинара молодых ученых и специалистов. 2018. С. 221-224.

94. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Оценка пропускной способности разомкнутых воздушных линий электропередачи // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии (ПЭЭЭ-2017). V Всероссийская научно-техническая конференция. Тольяттинский государственный университет, Институт энергетики и электротехники. 2017. С. 145-150.

95. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Расчет предельных режимов разомкнутой воздушной линии электропередачи // Актуальные проблемы электроэнергетики: сборник научно-технических статей. Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, Образовательно-научный институт электроэнергетики. 2018. С. 279-284.
96. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М. Расчет пропускной способности разомкнутых воздушных линий электропередачи с продольной самокомпенсацией // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Материалы докладов XII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции. Казань, 2017. С. 274-278.
97. Проничев А.В., Солдусова Е.О., Шишков Е.М., Гольдштейн В.Г. Анализ аварийных режимов разомкнутых воздушных линий // Электроэнергетика глазами молодежи - 2018. Материалы IX Международной молодежной научно-технической конференции. В 3-х томах. Ответственный редактор Э.В. Шамсутдинов. 2018. С. 323-326.
98. Кац Р.А., Перельман Л.С. Расчет электрического поля трехфазной линии электропередачи // Электричество. №1. 1978. С. 16-19.
99. Ракушев Н. Ф. Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. М.: Госэнергоиздат, 1957. 160 с.
100. Самородов Г. И. Четырехфазные электропередачи. // Изв. РАН «Энергетика». 1995. № 6. С.101–108.
101. Самородов Г. И., Красильникова Т. Г., Джононаев С. Г. Адаптивное ОАПВ линии в схеме с промежуточной системой // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 70: Методические и практические проблемы надежности систем энергетики : в 2 кн. Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2019. Кн. 2. С. 17 – 24.
102. Самородов Г. И., Красильникова Т. Г., Кошевой К. Э. Пропускная способность дальних электропередач с установкой продольной компенсации // Электричество. - 2020. - № 3. - С. 12-17.
103. Свешникова Е.Ю., Маколдин С.В. Техничко-экономическое сопоставление электропередач 220 кВ компактного четырехцепного исполнения и 500 кВ традиционного одноцепного исполнения // Потенциал современной науки. № 1 (32). 2018. С. 4-7.
104. Свидет. об офиц. регистр. программы для ЭВМ №2018613909 (РФ) «Fazonord-APC» / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков. Федеральная служба по интеллектуальной собственности. Зарегистр. 27.03.2018.
105. Селиверстов Г.И., Комар А.В., Петренко В.Н. Конструкции и параметры компактных одноцепных линий электропередачи с концентрическим расположением фаз // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. № 6. 2012. С. 41-45
106. Солдусова Е.О., Проничев А.В., Шишков Е.М. Проектирование кабеля для самокомпенсированной разомкнутой кабельной линии электропередачи // Энергетика, электромеханика и энергоэффективные технологии глазами молодежи: материалы IV российской молодежной научной школы-конференции. Томский политехнический университет. Т. II. Томск, 2016. С. 274-277.
107. Сотников В.В., Камаев В.В. Сравнительный анализ современных видов воздушных линий электропередачи и перспективы их развития // Электрика. № 9. 2013. С. 2-4.
108. Степанов В. М., Карницкий В. Ю. Компактные линии электропередачи // Известия ТулГУ. Технические науки. №3-5. 2010. С. 49-51.
109. Технические аспекты создания и режимные особенности работы в энергосистемах компактных управляемых ВЛ 220, 500 кВ / Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева, В.М. Постолатий / Энергия единой сети. № 4 (4). 2012. С. 36-43.
110. Технология гибких линий электропередачи и электропередач, настроенных на передаваемую мощность: дискуссия // Электричество. № 4. 2007. С. 63 – 76.
111. Уайт Д., Вудсон Г. Электромеханическое преобразование энергии. М.: Энергия, 1964. 528 с.
112. Федин В. Т. Инновационные технические решения в системах передачи электроэнергии. Минск, 2012. 222 с.

113. Фильштинский А.А. Четырехпроводная электропередача как средство повышения экономичности и надежности высоковольтных сетей // *Электричество*. 1952. № 1. С. 17-22.
114. Фишлер Я.Л., Урманов Р.Н., Пестряева Л.М. Трансформаторное оборудование для преобразовательных установок. М.: Энергоатомиздат, 1989. 320 с.
115. Хаяси С. Волны в линиях электропередачи. М.-Л.: ГЭИ, 1960, 344 с.
116. Четырехфазные линии электропередачи / Н. С. Бурянина, Ю. Ф. Королук, Е.В. Лесных А.И. [и др.] // *Новости электротехники*. № 1. 2005. С. 65-68.
117. Чипизубов Д.И., Константинов А.М. Режимно-технические ограничения многоцепных компактных воздушных линий 220 кВ // *Научно-техническое и экономическое сотрудничество стран АТР в XXI веке*. Хабаровск: ДВГУПС. Т. 1. 2018. С. 257-264.
118. Шишков Е. М., Проничев А. В., Солдусова Е. О. Оценка предела передаваемой мощности разомкнутой воздушной линии электропередачи // *Вестник Самарского государственного технического университета*. Серия: Технические науки. 2017. № 2 (54). С. 139-145.
119. Шишков Е. М., Проничев А. В., Солдусова Е. О. Передача электрической энергии по разомкнутым воздушным линиям с продольной самокомпенсацией // *Современные наукоемкие технологии*. № 12-1. 2018. С. 168-173.
120. Шишков Е.М., Проничев А.В., Солдусова Е.О. Анализ предельных режимов работы самокомпенсированных разомкнутых воздушных линий электропередачи // *Труды Кольского научного центра РАН*. Т. 9. № 3-16. 2018. С. 70-75.
121. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические основы. Т. 3. М.: НТФ «Энергопрогресс» корпорации «ЕЭЭК», 2012. 368 с.
122. Эффективность компактных управляемых высоковольтных линий электропередачи / В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов, Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева // *Проблемы региональной энергетики*. № 3 (29). 2015. С. 1-17.
123. Эффективность передачи электрической энергии при применении компактных управляемых ВЛ / Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева, В.М. Постолатий // *Энергия единой сети*. № 3 (14). 2014. С. 4-15.
124. A.L. Julian, G. Oriti. Integrated modeling of a synchronous generator and a twelve phase transformer // *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. 2010. P. 1658-1665.
125. A.P. Apostolov, R.G. Raffensperger. Relay protection operation for faults on Nyseg's six-phase transmission line // *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 11. No. 1. 1996. P. 191-196.
126. Apostolov, W. George. Protecting NYSEG's six-phase transmission line // *IEEE Trans. Computer Applications in Power*. Vol. 5. No. 4. Oct. 1992. P. 33-36.
127. Barthold L.O., Barnes H.S. High phase order power transmission, *Electra*, Vol. 24, 1972, pp. 139-153.
128. Beutel A.A., Britten A.S., T. Motloun T. Re-evaluation of high phase order transmission lines. *Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering*. Innes House: Johannesburg, 2009, paper C23. 6 pp.
129. Birt K. A., Graffy J. J., McDonald J. D., El-Abiad A. H. Three phase load flow program // *IEEE Trans. on PAS*. 1976. Vol. 95. No. 1.
130. Brameller A., Pandey B. E. General fault analysis using phase frame of reference // *Proc. IEEE*. 1974. V. 121. No. 5.
131. Buyakova N. V., Le Van Txao, Kryukov A.V. Simulation of Compact Power Lines. 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). Publisher: IEEE. Pp. 1-5.
132. Chandrasekaran, S. Elangovan, P. S. Subrahmanian. Stability aspect of a six phase transmission system // *IEEE Trans. Power Systems*. Vol. 1. No. 1. 1986. P. 108-111.
133. Fortescue C.L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of poly-phase networks (with discussion). Presented at the 34th Annual Convention of the AIEE (American Institute of Electrical Engineers), Atlantic City, NJ, USA, 28 June 1918; Volume 37, pp. 1027 – 1140.
134. Fortescue, C.L. Polyphase Power Representation by Means of Symmetrical Coordinates. *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.* 1920, 39, 1481 – 1484.

135. G. Liu, X. Zhou, C. Zhan, X. Li. Four phase power transmission and the power transformer // Transactions of China Electrotechnical Society. Vol. 0120. No. 4, 2005.
136. J.R. Stewart, D. D. Wilson. High phase order transmission – a feasibility analysis. Part I. Steady state considerations // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-97. No. 6. 1978. P. 2300-2307.
137. J.R. Stewart, D.D. Wilson. High phase order transmission – a feasibility analysis. Part II. Over voltages and insulation requirements // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-97. No 6. 1978. P. 2308-2317.
138. J.R. Stewart, I.S. Grant. High phase order – ready for application // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101. No. 6. 1982. P. 1757-1767.
139. J.R. Stewart, L.J. Oppel, G.C. Thomann, T.F. Dorazio, M.T. Brown. Insulation coordination, environmental and system analysis of existing double circuit line reconfigured to six-phase operation // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 7. No. 3. 1992. P. 1628-1633.
140. J.R. Stewart, L.J. Oppel, R.J. Richeda. Corona and field effects experience on an operating utility six-phase transmission line // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 13. No. 4. 1998. P. 1363-1369.
141. J.R. Stewart, S.J. Dale, K.W. Klein. Magnetic field reduction using high phase order lines // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 8. No. 2. 1993. P. 628-636.
142. Koshevoy K. E., research adviser Krasilnikova T. G., lang. adviser Karakchieva V. L. Parameterization of capacitive compensation devices in long-distance power transmissions // *Aspire to Science: материалы Всерос. науч.-практ. конф. студентов, магистрантов и аспирантов с международ. участием.* Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2020. – С. 103 – 111.
143. Krasil'nikova T. G., Jononae S. G., Effect of duration of the pause single-phase auto-reclosing on electro-power transmission capacitance [Electronic resource] // E3S Web of Conferences, 2017. Vol. 25. Methodological problems in reliability study of large energy systems (RSES 2017), Kyrgyzstan, Bishkek. Art. 01009 (4 p.). Mode of access: https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2017/13/e3sconf_rses2017_01009.pdf. DOI: 10.1051/e3sconf/20172501009.
144. Krasilnikova T., Samorodov G. Analysis method for transient single-phase fault removal on EHV transposed transmission lines // Actual problems of electronic instrument engineering (APEIE – 2018): тр. 14 междунар. науч.-техн. конф. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. Т. 1, ч. 5. С. 173 – 178.
145. L.A. C. Lopes, G. Joos, O. Boon-Teck. A high power PWM quadrature booster phase-shifter based on a multi-module converter // 26th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Vol. 1. 1995. P. 375-380.
146. Laughton M. A. Analysis of unbalanced polyphase networks by the method of phase coordinates. Part 1. System representation in phase frame of reference // Proc. IEEE, 1968, v. 115, № 8, pp. 1163 – 1172
147. M.T. Brown, R.V. Rebbapragada, T.F. Dorazio, J.R. Stewart. Utility system demonstration of six phase power transmission // Proceedings of IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. 1991. P. 983-990.
148. Mukhlynin N. D., Pazderin, A. V. The model of distribution grids state estimation and optimization based on the energy balances equations. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2016. Proceedings [7911423] Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. <https://doi.org/10.1109/ICIEAM.2016.7911423>
149. N.B. Bhatt, S.S. Venkata, W.C. Guyker, W.H. Booth. Six-phase (mul-ti-phase) power transmission systems: fault analysis // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. 96. No. 3. 1977. Pp. 758-767.
150. R.V. Rebbapragada, H. Panke, H.J.Jr. Pierce, J.R. Stewart, L. J. Oppel. Selection and application of relay protection for six phase demonstration project // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 7. No. 4. 1992. Pp. 1900-1911.
151. R.V. Rebbapragada, M.T. Brown, T.F. Dorazio, J.R. Stewart. Design modification and layout of utility substations for six phase transmission // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 8. No. 1.

1993. Pp. 24-30

152.S.P. Nanda, S.N. Tiwari, L.P. Singh. Fault analysis of six phase systems // IEEE Power system protection. Vol. 4. No. 3. 1981.

153.S.S. Venkata, W.C. Guyker, W.H. Booth, J. Kondragunta, N.K. Saini, E.K. Stanek. 138-kV, six-phase transmission system: fault analysis // IEEE Power Engineering Review. Vol. PER-2. No. 5. 1982. P. 40-41

154.T.F. Dorazio. High phase order transmission // Proceedings of Southern Tier Technical Conference. 1990. P. 31-36.

155.T.L. Landers, R.J. Richeda, E. Krizanskas, J.R. Stewart, R.A. Brown. High phase order economics: constructing a new transmission line // IEEE Trans. Power Delivery. Vol. 13. No. 4. 1998. Pp. 1521-1526.

156.V. Longo. High-phase what? // Transmission and Distribution world magazine. Jul. 2011. Available: http://tdworld.com/overhead_transmission/power_highphase/

157.W.C. Guyker, W.H. Booth, J.R. Kontragunta, E.K. Stanek, S.S. Venkata. Protection of 138 kV six phase transmission systems // Proceedings of the Pennsylvania Electrical Association's (PEA). Electric Relay Committee Meeting in Tamiment, Pennsylvania. Vol. PAS-101. No. 5. 1979. P. 1203-1218.

158.Smart Power Grids – Talking about Revolution. IEEE Emerging Technology Portal, 2000.

Приложение А. Акты внедрения

**Параметр**

научно-технический центр

Юридический /фактический адрес:
РФ, 664075, г. Иркутск, ул. Верхняя Набережная,
дом 167/4, офис 11,12
Для корреспонденции: РФ, 664075, г. Иркутск, ул.
Верхняя Набережная, дом 167/4, офис 11,12
ИНН 3811136664 КПП 381101001 ОКПО
64853473 Банковские реквизиты: р/с 40702-810-0-
2011-0008740
к/с 30101810450040000719 БИК 045004719
ФИЛИАЛ N 5440 банка ВТБ (ПАО) г.Новосибирск

АКТ

об использовании результатов диссертации «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной аспирантом Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – электростанции и электроэнергетические системы.

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной аспирантом Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в научно-исследовательской и проектной деятельности при решении задач по анализу режимов систем электроснабжения и выработке технических рекомендаций по повышению энергоэффективности.

Генеральный директор ООО «НТЦ Параметр»

Петраш А.С.



TỔNG CỤC CÔNG NGHIỆP QUỐC PHÒNG
TRƯỜNG CAO ĐẲNG CÔNG NGHIỆP QUỐC PHÒNG

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập – Tự do – Hạnh phúc

XÁC NHẬN

Ngày tháng 01 năm 2021

PHÓ HIỆU TRƯỞNG



Trung tá, Tiến sĩ Vũ Quang Bách

Phủ Thọ, ngày 06 tháng 01 năm 2021

CHỨNG THU

Về việc sử dụng kết quả của đề tài “Mô hình phức tạp của đường dây điện nhiều mạch và nhiều pha trong hệ tọa độ pha” của nghiên cứu sinh Lê Văn Thảo nghiên cứu để bảo vệ luận án tiến sỹ chuyên ngành 05.14.02 – Nhà máy điện và hệ thống điện.

Văn bản này chứng nhận rằng kết quả của đề tài “Mô hình phức tạp của đường dây điện nhiều mạch và nhiều pha trong hệ tọa độ pha” của nghiên cứu sinh Lê Văn Thảo nghiên cứu để bảo vệ luận án tiến sỹ được sử dụng trong quá trình giảng dạy chuyên ngành “Điện - Điện tử”, cũng như trong việc nghiên cứu khoa học ở bộ môn “Điện - Điện tử”.

Ngày 06 tháng 01 năm 2021

Trưởng bộ môn Điện - Điện tử

Nguyễn Đăng Quang

ГЛАВНЫЙ ДЕПАРТАМЕНТ ВП И П
ВОЕННО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОЛЛЕДЖ

СОЦИАЛИСТИЧЕСКАЯ РЕСПУБЛИКА ВЬЕТЬ
Независимость - свобода - счастье

УТВЕРЖДАЮ
ЗАМ. ДИРЕКТОР



Подполковник, к.т.н. Ву Куанг Бач

06 января 2021 г.

А К Т

Об использовании результатов диссертации «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 Электрические станции и электроэнергетические системы.

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в учебном процессе по специальности «Электротехника и электроника», а также при выполнении научных исследований на кафедре «Электротехника и электроника».

Заведующий кафедрой «Электротехника и электроника»

Нгуен Данг Куанг

06 января 2021 г.

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Иркутский государственный университет путей сообщения»
(ФГБОУ ВО ИрГУПС)

Чернышевского ул., д. 15, Иркутск, 664074

Тел.: (3952) 63-83-11, факс (3952)38-77-46. E-mail: mail@irgups.ru, http://www.irgups.ru
ОКПО 01115780; ОГРН 1023801748761; В ИНН/КПП 3812010086/381201001



АКТ

Утверждаю
Проректор по учебной работе ИрГУПС,
канд. техн. наук, доцент
Куценко С. М.

«12» января 2021 г.

об использовании результатов диссертации «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в учебном процессе по программе специальности 23.05.05 «Системы обеспечения движения поездов», специализация «Электропитание железных дорог».

Предложенные в диссертации методы моделирования линий электропередачи новых типов используются в разделе «Электрические сети напряжением выше 1000 В» дисциплины «Электропитание и электроснабжение нетяговых потребителей».

Заведующий кафедрой
«Электроэнергетика транспорта»,
канд. техн. наук, доцент

В. А. Тихомиров

11 января 2021 г.

Министерство науки и высшего образования РФ
 Федеральное государственное бюджетное образовательное
 учреждение высшего образования
 «Иркутский национальный исследовательский техниче-
 ский университет»
 (ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»)
 Лермонтова ул., д. 83, Иркутск, 664074
 Тел. 8 (3952)405-100, 405-009,405-000, факс: +7 (3952) 405-
 100, E-mail: info@istu.edu, http://www.istu.edu
 ОКПО: 02068249, ОГРН: 1023801756120, ИНН
 КПП: 3812014066/381201001

УТВЕРЖДАЮ
 Проректор по учебной работе
 ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»,
 канд. геол.-минерал. наук, доцент
 Кононов Александр Матвеевич



«12» января 2021 г.

А К Т

об использовании результатов диссертации «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Комплексное моделирование многоцепных и мультифазных линий электропередачи в фазных координатах», представленной Лэ Ван Тхао на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в учебном процессе по направлению 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника по программе магистратуры и профилю подготовки: оптимизация развивающихся систем электроснабжения, а также при выполнении научных исследований на кафедре «Электроснабжение и электротехника».

Предложенные в диссертации методы моделирования линий электропередачи новых типов используются в разделе «Методы моделирования сложно-несимметричных, неполнофазных и аварийных режимов в СЭС» дисциплины «Электроснабжение (спецкурс)».

Заведующий кафедрой
 электроснабжения и электротехники,
 докт. техн. наук,
 доцент


 _____ К. В. Суслов

«11» января 2021 г.