

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Иркутский национальный исследовательский технический университет»

На правах рукописи



Нгуен Ты

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЛИЯНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ
И МНОГОАМПЕРНЫХ ЛЭП НА СМЕЖНЫЕ ЛИНИИ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация на соискание учёной степени кандидата
технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Крюков Андрей Васильевич

Иркутск 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ	11
1.1. Электромагнитная совместимость линий электропередачи со смежными линиями	11
1.2. Определение электромагнитных влияний одновременно с расчетом режима в фазных координатах	14
1.3. Определение наведенных напряжений при параллельных траекториях сближения	19
1.4. Определение наведенных напряжений при сближении взаимовлияющих ЛЭП по сложным траекториям	24
1.5. Учет гармонических искажений при расчете наведенных напряжений.....	32
Выводы	49
2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ, СОЗДАВАЕМЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ	51
2.1. Наведенные напряжения на провода отключенной цепи.....	51
2.2. Наведенные напряжения при пофазном ремонте ЛЭП	56
2.3. Наведенные напряжения на смежных ЛЭП, создаваемые воздушными линиями электропередачи в неполнофазном режиме	59
2.4. Учет неоднородности грунтов	66
2.5. Наведенные напряжения, создаваемые высоковольтным кабелем с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена.....	70
2.6. Электромагнитные влияния компактных ЛЭП	79
2.7. Электромагнитные влияния высокоамперного токопровода	85
2.8. Наведенные напряжения, создаваемые линиями SWER.....	89
2.9. Наведенные напряжения при сложных повреждениях в электрических сетях	95
2.10. Наведенные напряжения в режимах плавки гололеда	99
Выводы	103
3. НАВЕДЕННЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ЛИНИЙ.....	106
3.1. Тяговые сети 25 кВ, 2х25 кВ традиционной конструкции.....	106
3.2. Тяговые сети 94 кВ с симметрирующими трансформаторами.....	120
3.3. Перспективные тяговые сети повышенного напряжения	127
3.4. Сравнительный анализ электромагнитных влияний	134
3.5. Определение наведенных напряжений при непараллельных траекториях сближения	135
3.6. Определение наведенных напряжений при сложных траекториях сближения	138
Выводы	144
4. МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЛИЯНИЙ НА СМЕЖНЫЕ ЛИНИИ.....	146
4.1. Отсасывающие трансформаторы, включенные в рассечку рельсов и обратного провода ...	146
4.2. Тяговые сети с коаксиальными кабелями.....	152
4.3. Экранирующие и усиливающие провода.....	163
Выводы	174
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	176
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	177

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия электропередачи
ВЛС – воздушная линия связи
ДЗЗ – двойное замыкание на землю
ДПР – линия «два провода – рельс»
ДТ – дроссель-трансформатор
ИМ – имитационное моделирование
ИРМ – источники реактивной мощности
КЗ – короткое замыкание
КП – контактный провод
КС – контактная сеть
КУ – компенсирующая установка
ЛПЭ – линия продольного электроснабжения
ЛЭП – линия электропередачи
МПЗ – межподстанционная зона
МС – многопроводная система
МФ – медный фасонный провод
НВ – нейтральная вставка
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю
ОТ – отсасывающий трансформатор
ОТП – однофазная тяговая подстанция
ПБСМ – провод биметаллический сталемедный
ПЗ – переносное заземление
ПК – программный комплекс
ПР – линия «провод – рельс»
ПС – пост секционирования
РМ – реактивная мощность
РСЗ – решетчатая схема замещения
РЭС – район электрических сетей
РЭУП – расщепленный экранирующий и усиливающий провод
СВЭ – система внешнего электроснабжения
СМЭ – статический многопроводный элемент
СПЭ – шитого полиэтилена переменного тока
СТЭ – система тягового электроснабжения
СЦБ – устройства сигнализации, централизации, блокировки
СЭС – система электроснабжения
ТП – тяговая подстанция
ТС – тяговая сеть
ТТ – тяговый трансформатор
УУР – уравнения установившегося режима
УФК – устройство фильтрации и компенсации
ЭДС – электродвижущая сила
ЭМБ – электромагнитная безопасность
ЭМП – электромагнитное поле

ЭОП – эквивалентный обратный провод
ЭПС – электроподвижной состав
ЭСО – энергоснабжающая организация
ЭУП – экранирующий и усиливающий провод
ЭЭ – электроэнергия
ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. При проведении монтажных или ремонтных работ на воздушных линиях электропередачи персонал может быть подвержен воздействию напряжений, наведенных в проводах отключенных или строящихся ВЛ электромагнитным полем работающих ЛЭП [5, 10, 12, 18, 20, 23, 25, 43 – 55, 72 –73, 75 –81, 83 – 84, 96, 117, 120 –126]. Сближение влияющих ЛЭП и линий, подверженных влиянию, может осуществляться по параллельным, сходящимся и сложным траекториям [25, 129]. Наведенные напряжения могут возникать в проводах, подвешенных на опорах, а также лежащих на земле. Величины напряжений могут существенно превышать допустимое правилами безопасности значение 25 В и достигать десятков кВ. По физическому механизму различают электрическое и магнитное влияния. Первое возникает за счет электрического поля влияющей ЛЭП, а второе – вызывается наведением ЭДС в замкнутых контурах переменным магнитным полем.

Величины наводимых напряжений в отключенной ЛЭП зависят от следующих факторов [45, 72]:

- режима работы влияющей линии;
- траектории сближения;
- ширины сближения a для параллельных линий и размеров коридора сближения для сложных траекторий;
- схем заземления отключенной ВЛ;
- протяженности совместного прохождения влияющей ЛЭП и линии, поверженной влиянию;
- проводимости грунтов на трассе сближения.

Для расчета наведенных напряжений, вызванных магнитным влиянием, используются аппроксимирующие формулы для ближней и дальней зон, учитывающие сопротивление земли ρ и основанные на интеграле Карсона [122]. Применение этих формул ограничено наличием промежуточной зоны по ширине сближения a между параллельными или сходящимися линиями, в которой могут возникать большие погрешности при определении наведенных напряжений [78, 84]. Диапазоны a зависят от сопротивления грунта (рисунок В.1) и для параллельных линий определяются так:

- $15 \text{ м} \leq a \leq 250 \text{ м}$ при $\rho = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- для $90 \text{ м} \leq a \leq 1800 \text{ м}$ при $\rho = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- для $400 \text{ м} \leq a \leq 8000 \text{ м}$ при $\rho = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Так как наводимое напряжение магнитного влияния пропорционально частоте влияющего тока, возможно существенное возрастание уровня наведенных напряжений на отключенных линиях из-за наличия гармонических искажений во влияющей ЛЭП.

Таким образом, создание адекватных методов определения электромагнитных влияний высоковольтных и сильноточных ЛЭП на смежные линии имеет несомненную актуальность. Эти методы должны учитывать перечисленные выше факторы и обеспечивать приемлемую точность в ближней, промежуточной и

дальней зонах интеграла Карсона. В условиях перехода электроэнергетики к цифровым технологиям управления [11, 13, 17, 97] необходимо обеспечить доведение указанных методов до стадии компьютерных моделей, реализованных в программном продукте.

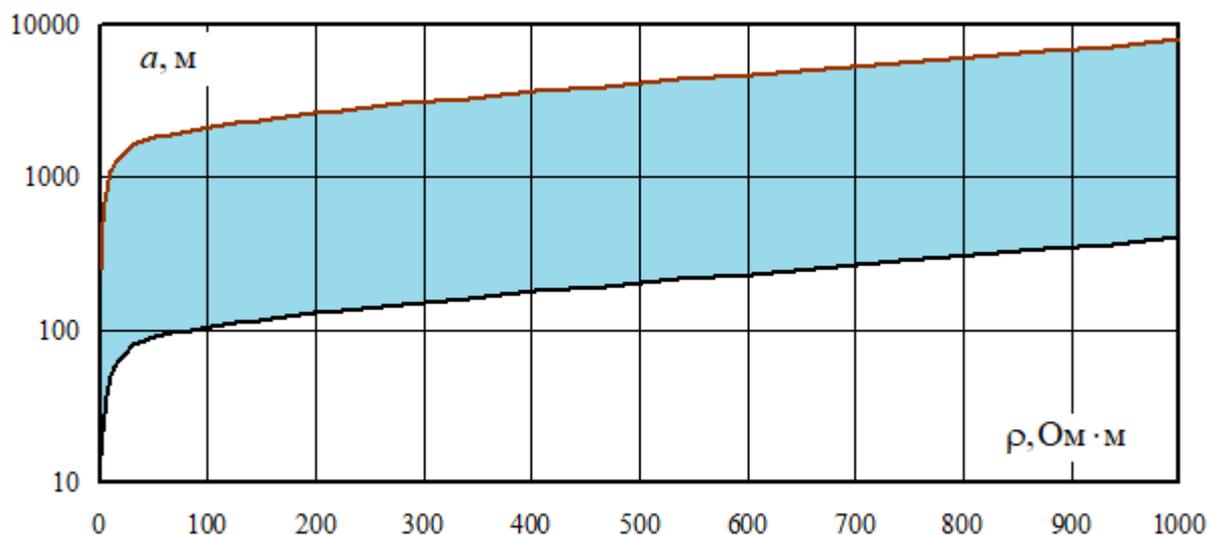


Рисунок В.1. Диапазоны ширины сближения, отвечающие промежуточной зоне интеграла Карсона

Существенный вклад в решение проблемы моделирования режимов ЭЭС и СТЭ, а также анализа электромагнитной совместимости внесли Аржанников Б. А., Бадер М. П., Берман А. П., Бочев А. С., Быкадоров А. Л., Веников В. А., Висящев А. Н., Войтов О. Н., Воропай Н. И., Гамм А. З., Герман Л. А., Груздев И. А., Дынькин Б. Е., Жарков Ю. И., Залесова О. В., Идельчик В. И., Карякин Р. Н., Конторович А. М., Котельников А. В., Косарев А. Б., Косарев Б. И., Крумм Л. А., Курбацкий В. Г., Лосев С. Б., Мамошин Р. Р., Марквардт Г. Г., Марквардт К. Г., Марский В. Е., Мельников Н. А., Мирошниченко Р. И., Мисриханов М. Ш., Михайлов М. И., Попов Н. М., Пупынин В. Н., Разумов Л. Д., Сидоров А. И., Совалов С. А., Соколов С. А., Солдатов В. А., Строев В. А., Суворов И. Ф., Тарасов В. И., Тер-Оганов Э. В., Фигурнов Е. П., Цицикян Г. Н., Черемисин В. Т., Чернин А. Б., Шалимов М. Г., Щербачев О. В., Якубович М. В., Abdel-Rahman M H., Badran E. A., Brameller A., Flavius Dan Surianu, H. W. Dommel, Hongchun Wang, Hongxin Ren, Huiqi Li, J. Szymenderski, K. Budnik, Laughton M.A., Lehtonen M., Mahmood F. Qingjiang Han, Quan Zhou, Rao N.D., Rizk M. E. M., Roy L., Stott B., W. Machczyński, Xin Guo, Yihua Luo их коллеги [3, 6, 44 – 54, 76 – 81, 105–107, 110, 111, 114, 116, 118, 120 – 126].

Работы перечисленных авторов создают методологический базис для проведения исследований, направленных на разработку методов и средств для определения электромагнитных влияний высоковольтных и сильноточных ЛЭП на смежные линии.

Цель диссертационной работы заключается в развитии и уточнении методов моделирования режимов электроэнергетических систем, позволяющих определять электромагнитные влияния ЛЭП на смежные линии, адекватно работающих в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона, а также кор-

ректно учитывающих все значимые факторы, влияющие на уровни наведенных напряжений.

Для реализации сформулированной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести исследования по развитию и уточнению технологии моделирования режимов ЭЭС, обеспечивающей определение наведенных напряжений на смежные ЛЭП в рамках единого алгоритма и позволяющей определять электромагнитные влияния в нормальных и аварийных режимах влияющих ЛЭП;

- разработать компьютерные модели для расчета наведенных напряжений, создаваемых высоковольтными кабелями с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена, компактными ЛЭП повышенной пропускной способности и высокоамперными токопроводами;

- предложить методику определения наведенных напряжений в процессе имитационного моделирования режимов тяговых сетей, включая перспективные ТС повышенного напряжения, при параллельных, сходящихся и сложных траекториях сближения;

- разработать методику учета неоднородности электрических параметров грунтов на трассах сближения при определении наведенных напряжений;

- получить количественные данные, характеризующие техническую эффективность методов уменьшения наведенных напряжений.

Объект исследования: электроэнергетические системы и системы электропитания железных дорог переменного тока.

Предмет исследования: электромагнитные влияния высоковольтных и сильноточных ЛЭП на смежные линии.

Научная новизна результатов, представленных в диссертации, состоит в разработке нового подхода к определению электромагнитных влияний ЛЭП на смежные линии и включает следующие положения:

- получены новые результаты по развитию и уточнению методик определения наведенных напряжений на смежные ЛЭП, обеспечивающих приемлемую точность расчетов для ближней, промежуточной и дальней зон интеграла Карсона; разработанные методики применимы в нормальных и аварийных режимах влияющих ЛЭП, а также в режимах плавки гололеда на проводах ВЛ;

- разработаны оригинальные компьютерные модели для расчета наведенных напряжений, создаваемых высоковольтными кабелями с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена, компактными ЛЭП повышенной пропускной способности и высокоамперными токопроводами;

- предложена методика определения наведенных напряжений на смежных ЛЭП в процессе имитационного моделирования режимов тяговых сетей, работающих в составе сложной ЭЭС, отличающаяся от известных возможностью использования при параллельных, сходящихся и сложных траекториях сближения;

- разработана оригинальная методика учета неоднородности электрических параметров грунтов на трассах сближения при определении наведенных напряжений;

- на основе компьютерного моделирования по разработанным автором мо-

делям впервые получены количественные данные, характеризующие техническую эффективность методов уменьшения наведенных напряжений.

Методы исследования рассмотренных в диссертации задач базировались на анализе математических моделей ЭЭС и систем тягового электроснабжения 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 использованием апробированных методов современной теории режимов ЭЭС, положенных в основу предлагаемых в работе алгоритмов определения электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии. 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 значимость результатов диссертационных исследований состоит в разработке положений, обеспечивающих реализацию методов и алгоритмов адекватного определения наведенных напряжений.

Практическая значимость полученных результатов состоит в том, что они могут применяться для обеспечения электробезопасности при работе персонала в зонах повышенного электромагнитного влияния высоковольтных и многоамперных ЛЭП. С помощью предложенных в работе методов и алгоритмов определения наведенных напряжений можно решать следующие задачи, возникающие при проектировании и эксплуатации ЭЭС:

- рациональный выбор комплекса средств защиты персонала от наведенных напряжений;
- управление электробезопасностью в электроэнергетических системах.

Реализация результатов работы. Цифровые модели и результаты моделирования электромагнитных влияний а также практические рекомендации по применению предложенных алгоритмов использованы в научно-исследовательской и проектной деятельности ООО «Транс-Атом» при решении задач по анализу режимов систем электроснабжения и выработке рекомендаций по повышению электробезопасности.

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

Апробация работы. Научные результаты, полученные в процессе диссертационных исследований, обсуждались на следующих научных конференциях: международные научно-практические конференции «Транспортная инфраструктура Сибирского региона» (Иркутск, 2016, 2017, 2018 гг.); всероссийские научно-практические конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования электроэнергии в условиях Сибири» (Иркутск, 2017, 2018, 2019 и 2020 гг.); XVI Всероссийской научно-технической кон-

ференции студентов и магистрантов «Молодая мысль –развитию энергетики» (Братск, 2016, 2018); научно-практической конференции с международным участием «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность» (Севастополь, 2017); международном научном семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (Иркутск, 2018); II Всероссийской научной конференции с международным участием «Информационные технологии в моделировании и управлении: подходы, методы, решения» (Тольятти, 2019); всероссийской научно-практической конференции «Энергетика в современном мире» (Чита, 2017); всероссийских научно-практических конференциях «Наука и образование: Актуальные исследования и разработки» (Чита, 2019); V Всероссийской студенческой конференции «Безопасность жизнедеятельности глазами молодежи» (Челябинск, 2019); международной конференции «Фундаментальные проблемы управления производственными процессами в условиях перехода к индустрии 4.0» (Челябинск, 2020); International Russian Automation Conference (RusAutoCon) (Челябинск, 2020).

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. 7 «Разработка методов расчета установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем»; п. 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Публикации. Результаты исследований опубликованы в 28 работах [29 –37, 40, 41, 69 –71, 82, 85, 88, 90–95, 101, 118, 119, 127, 128], из них 2 статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ по специальности 05.14.02; 4 статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ по смежным специальностям, две статьи, проиндексированные Scopus. В работах, которые опубликованы с соавторами, автору настоящей работы принадлежит от 25 до 33 % результатов. Положения, которые определяют научную новизну и выносятся на защиту, получены автором диссертации лично.

Объём и структура диссертации. Диссертация включает следующие разделы: введение, четыре главы основного текста, заключение, библиографический список из 129 наименований. Объем диссертации 188 страниц, в тексте содержится 226 рисунков и 52 таблицы.

Во введении приведено обоснование актуальности темы работы, сформулированы цель и задачи диссертационных исследований, обозначены объект, предмет, методы и средства исследования, представлена новизна, а также теоретическая и практическая значимость основных научных положений.

В первой главе дана постановка задачи, описаны методы определения наведенных напряжений при параллельных, сходящихся и сложных траекториях сближения. Показана актуальность учета гармонических искажений при расчете электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии.

Во второй главе представлены результаты моделирования электромагнитных влияний воздушных линий электропередачи традиционной

конструкции. Описана методика определения наведенных напряжений, создаваемых высоковольтным кабелем с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена. Рассмотрены вопросы электромагнитных влияний компактных ЛЭП и высокоамперных токопроводов, а также приведена методика определения наведенных напряжений в режимах плавки гололеда. Представлены результаты исследований, направленных на изучение влияния неоднородности электрических параметров грунтов на уровни наведенных напряжений.

Третья глава посвящена исследованиям вопросов определения наведенных напряжений, создаваемых на отключенных линиях многоамперными ЛЭП, в качестве которых рассматривались тяговые сети железных дорог. Рассматривались ТС различного конструктивного исполнения, включая перспективные ТС повышенного напряжения. Приведены результаты компьютерных исследований электромагнитных влияний ТС при сложных траекториях сближения.

В четвертой главе представлены результаты моделирования, направленного на определение технической эффективности мероприятий по снижению наведенных напряжений. Рассматривались мероприятия, основанные на применение следующих устройств: отсасывающих трансформаторов; коаксиальных усиливающих кабелей; экранирующих проводов.

В заключении сформулированы основные результаты, полученные в ходе диссертационных исследований.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В ФАЗНЫХ КООРДИНАТАХ

1.1. Электромагнитная совместимость линий электропередачи со смежными линиями

Работающая линия электропередачи создает в окружающем пространстве электрическое и магнитное поля [1, 2, 9, 60–63]. На рисунке 1.1 представлены объемные диаграммы, иллюстрирующие распределения напряженностей ЭМП в пространстве, окружающем провода трехфазной линии 220 кВ. На рисунке 1.2 показаны зависимости амплитуд напряженностей на высоте 8 м от координаты оси, расположенной перпендикулярно трассе ЛЭП.

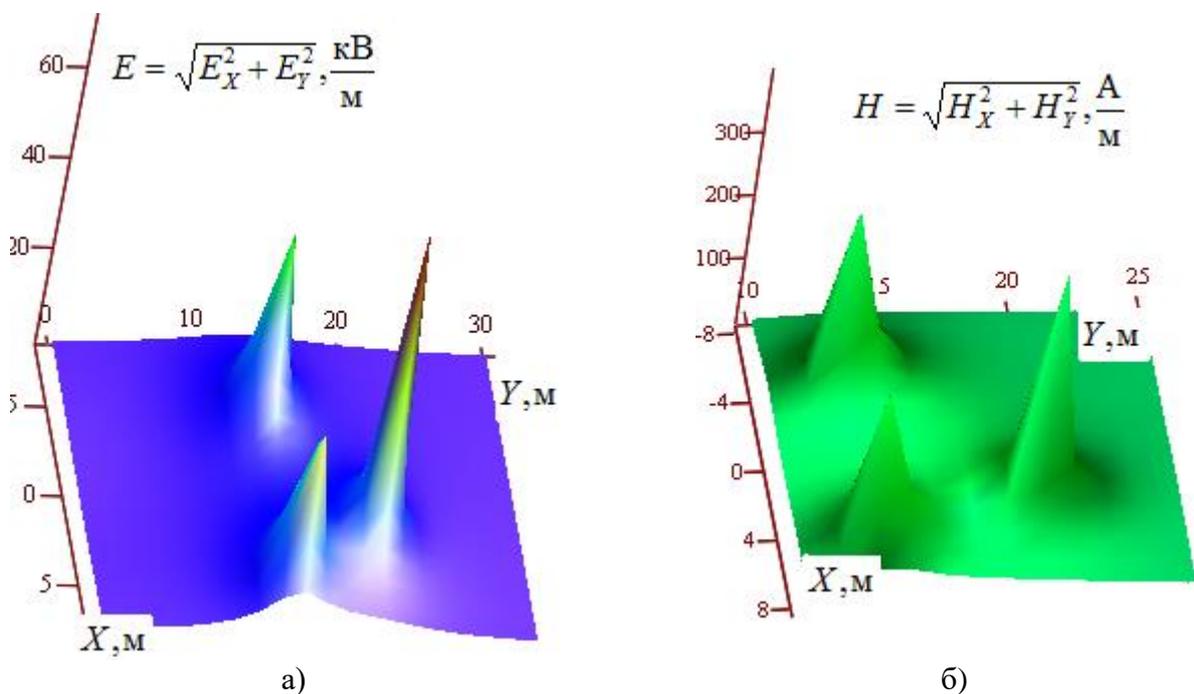


Рисунок 1.1. Объемные диаграммы распределения напряженностей ЭМП:
а – электрическое поле; б – магнитное поле

Хотя трехфазная ЛЭП при симметричной нагрузке является электромагнитно уравновешенной, создаваемые ей ЭМП, распространяются в пространстве на значительные расстояния (рисунок 1.2). В несимметричных режимах, вызванных, например, обрывом провода ЛЭП, линия становится электромагнитно неуравновешенной, что приводит к существенному росту напряженностей ЭМП. Поэтому в таких режимах провода смежной ЛЭП 10 кВ, подвешенные на высоте 8 м и расположенные на расстоянии десятков метров от оси ВЛ 220 кВ будут находиться в зонах заметного электромагнитного влияния.

Значительные напряженности магнитного поля могут возникать в режимах плавки гололеда, а также при несимметричных коротких замыканиях в трехфазных ЛЭП. Широко применяются электромагнитно неуравновешенные линии, ярким примером которых являются тяговые сети железных дорог переменного тока.

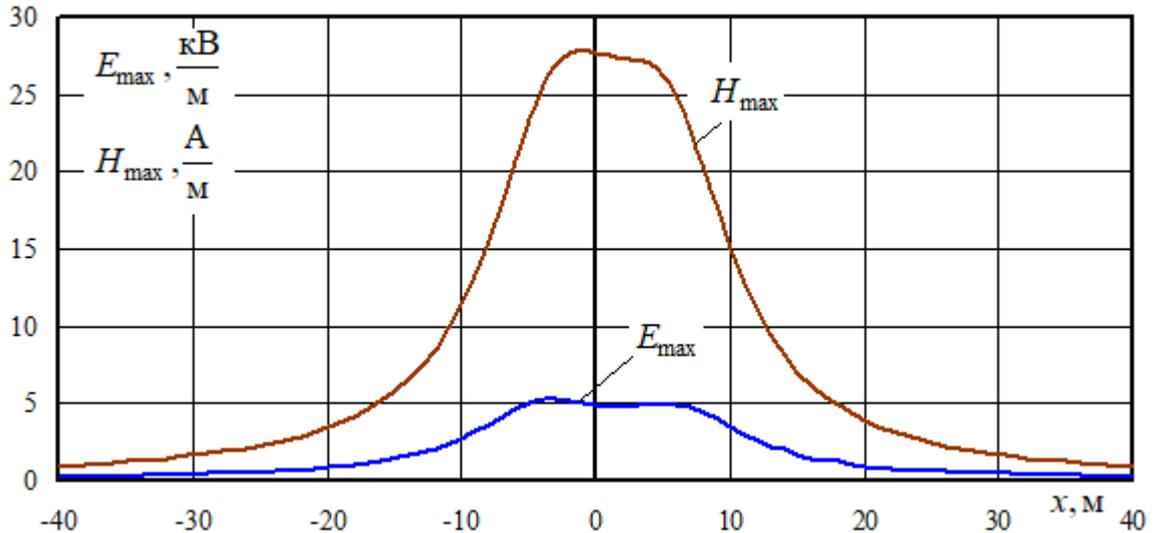


Рисунок 1.2. Зависимости напряженностей ЭМП на высоте 8 м от координаты x

ЭМП ЛЭП создают электромагнитную среду, в которой могут размещаться другие электротехнические устройства, в частности, воздушные линии электропередачи и связи. Трассы сближения линий должны проектироваться так, чтобы была обеспечена электромагнитная совместимость, под которой понимается способность электротехнического оборудования удовлетворительно работать в среде, созданной другим оборудованием. Источниками опасных влияний являются трехфазные линии электропередачи и тяговые сети электрифицированных железных дорог, подробно рассмотренные ниже.

По физическому механизму различают три вида влияний [6, 80, 96]: электрическое, магнитное и гальваническое. Электрическое влияние, появляется за счет электрического поля влияющей линии; при этом последнюю и смежный провод, подверженный влиянию, можно рассматривать как конденсатор C_1 , который вместе со вторым конденсатором C_2 с обкладками смежная линия – земля образует емкостной делитель, определяющий напряжение электрического влияния (рисунок 1.3).

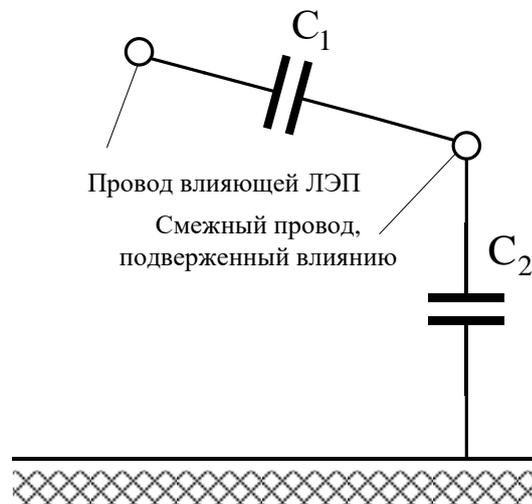


Рисунок 1.3. Схема, поясняющая электрическое влияние

Магнитное или индуктивное влияние вызвано наведением ЭДС в замкнутых контурах переменным магнитным полем. Токи, протекающие во влияющей линии, создают магнитное поле, которое наводит ЭДС в контуре смежной провод – земля (рисунок 1.4); при этом, можно рассматривать воздушный трансформатор, первичная обмотка которого образована влияющей линией и землей, а вторичная – смежной линией и землей.

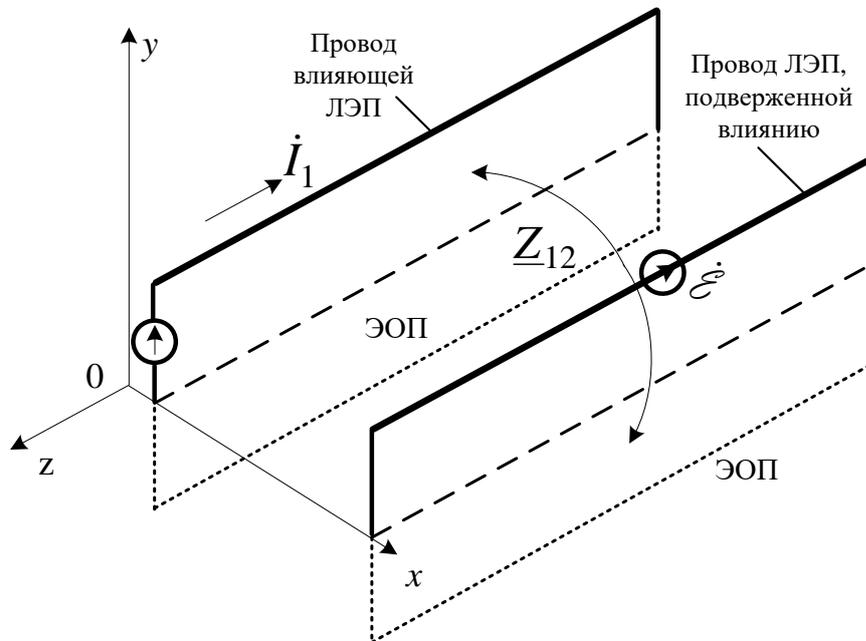


Рисунок 1.4. Схема, поясняющая магнитное влияние

Гальваническое влияние возникает на объектах, имеющих заземления, за счет токов, протекающих в земле.

Электромагнитное влияние ЛЭП на смежные линии электропередачи и связи создает целый ряд эксплуатационных проблем, наиболее значимая из которых состоит в возможности поражения персонала электрическим током из-за воздействия наведенных напряжений. При ширине сближения примерно до 100 м существенную роль играет емкостная связь между проводами смежных линий. Оно зависит от напряжений влияющей линии и заметно проявляется при незаземленных проводах, подверженных влиянию. На больших расстояниях определяющим становится индуктивное влияние, определяемое токами влияющей линии.

В электроэнергетике задачи определения влияний ЛЭП на смежные линии рассматриваются в более общей постановке, как проблема электромагнитной совместимости. Отдельные аспекты этой проблемы рассмотрены в работах [77–79, 106], в которых представлены методики расчетов наведенных напряжений на смежных линиях со стороны работающих ЛЭП. Часто задача определения наведенных напряжений решается обособленно от расчета режимов. В качестве примера такого подхода можно привести исследования влияний тяговой сети на смежные линии, описанные в работе [6].

Реальное геометрическое расположение проводов и грозозащитных тросов и режимы заземления последних используется при расчете наведенных напряже-

ний в работе [81], в которой для однородных участков составляются матрицы продольных индуктивных сопротивлений и поперечных емкостных проводимостей. На их основе формируется матрица узловых проводимостей и с помощью эквивалентов ЭЭС рассчитывается установившийся режим.

В наиболее общей постановке вопросы определения электромагнитных влияний могут решаться путем использования разработанной в ИрГУПСе [26] методики моделирования элементов ЭЭС решетчатыми схемами замещения, реализованной в программном комплексе Fazonord [103]. Она позволяет провести определение наведенных напряжений одновременно с расчетом режима. Для использования такой возможности элемент многопроводной линии должен включать провода влияющей ЛЭП и провода, подверженные влиянию.

Данная методика имеет следующие особенности:

1. Отличается от известных универсальностью, так как позволяет определять электромагнитные влияния в любых, технически реализуемых ситуациях; так, например, в качестве влияющих элементов могут выступать воздушные и кабельные линии различных конструкций, токопроводы и шинопроводы с массивными шинами, контактные сети железных дорог и др.; перечисленные элементы, а также линии связи могут выступать в качестве объектов, подверженных электромагнитным влияниям.

2. На базе методики реализуется системный подход к моделированию наведенных напряжений в связи с тем, что они могут определяться на основе расчета режимов сложной ЭЭС.

3. Адекватность определения электромагнитных влияний достигается корректной работой в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона [81].

4. При расчете наведенных напряжений корректно учитываются гармонические искажения токов и напряжений влияющей ЛЭП.

5. При определении наведенных напряжений возможен учет неоднородности электрических параметров грунтов на трассе сближения влияющей ЛЭП и линии, подверженной влиянию.

6. Траектория сближения влияющей ЛЭП и линии, подверженной влиянию, может быть параллельной, сходящейся, а также иметь сложную конфигурацию.

7. Методика позволяет определять техническую эффективность устройств, применяемых для снижения наведенных напряжений, например, экранирующих проводов и отсасывающих трансформаторов.

1.2. Определение электромагнитных влияний одновременно с расчетом режима в фазных координатах

Определение режимов ЭЭС можно представить в виде функционального преобразования

$$\mathbf{A} : \mathbf{D} \Rightarrow \mathbf{X}, \quad (1.1)$$

где \mathbf{A} – оператор, в общем случае нелинейный; $\mathbf{D} = \mathbf{S} \cup \mathbf{Y}$ – набор исходных данных; \mathbf{X} – искомый вектор параметров режима, компонентами которого являются

модули и фазы напряжений в узлах сети¹; \mathbf{S} – набор данных, описывающих структуру и параметры элементов СЭС; \mathbf{Y} – параметры, которые характеризуют генераторы и нагрузки.

Преобразованиям (1.1) отвечает система уравнений установившегося режима, в общем случае являющаяся нелинейной

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \mathbf{0}, \quad (1.2)$$

где \mathbf{X} – вектор узловых напряжений в декартовых (U'_k, U''_k) или полярных (U_k, δ_k) координатах; \mathbf{Y} – вектор, включающий активные P_k и реактивные Q_k мощности генераторов и нагрузок.

В основу предлагаемых в настоящей работе моделей ЭЭС и методов определения электромагнитных влияний положен подход, базирующийся на использовании фазных координат [26]; при этом применяются решетчатые схемы замещения, обладающие полносвязной топологией, т. е.

$$TEC : hub \cup con, \forall i, j \subset hub \rightarrow con_{i,j} \subset con,$$

где TEC – обозначение РСЗ; hub – множество узлов РСЗ; con – множество ветвей РСЗ.

Множество силовых элементов ЭЭС можно представить как объединение двух подмножеств

$$\mathbf{EPS} = \mathbf{Power} \cup \mathbf{Conv Power} \cup \mathbf{Conv}.$$

В первое подмножество входят элементы для транспорта электроэнергии: воздушные и кабельные линии электропередачи, токопроводы [104, 115], тяговые сети. Второе подмножество образуют преобразовательные элементы, к которым относятся трансформаторы различных конструкций.

Несмотря на значительные конструктивные отличия устройств, входящих в \mathbf{EPS} , их можно обобщенно рассматривать как статические многопроводные элементы, состоящие из набора проводов или обмоток с электромагнитными связями (рисунок 1.5). Особенности моделирования источников электроэнергии, нагрузок, а также автоматических комплексов, применяемых для регулирования режимов ЭЭС, рассмотрены в работах [4, 8, 42, 58, 59].

В начале прошлого века для расчетов стационарных режимов ЭЭС были предложены однолинейные модели ЭЭС, базирующиеся на целом ряде упрощающих допущений. Введение этих допущений было оправдано, так как в тот период не было адекватных средств для численного решения задач большой размерности. В современных условиях использование однолинейных моделей становится нецелесообразным и магистральным путем развития технологий моделирования режимов ЭЭС, должен базироваться на мультифазном представлении ЭЭС.

¹ Вместо модулей и фаз могут использоваться действительные и мнимые составляющие узловых напряжений.

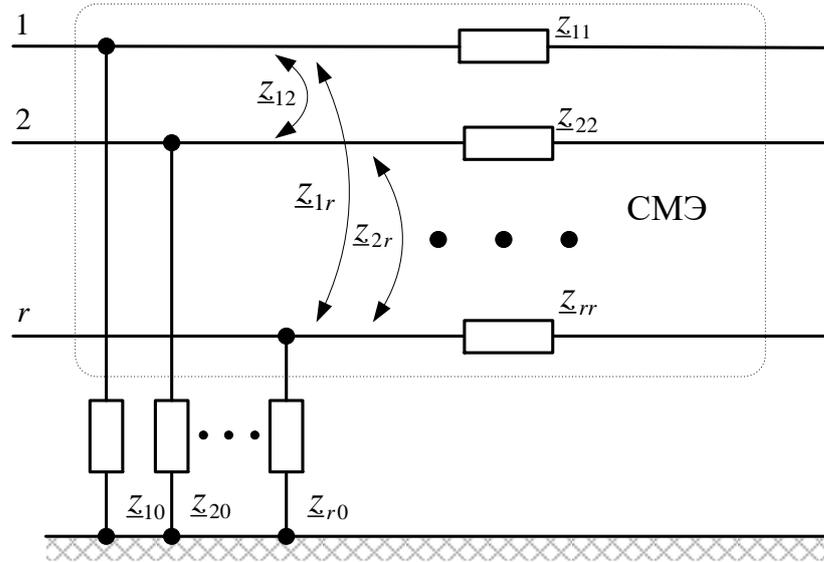


Рисунок 1.5. Статический многопроводный элемент

В частности, на основе фазных координат можно реализовать модели, позволяющие адекватно определять электромагнитные влияния высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии. Ниже приведено краткое описание методики моделирования режимов ЭЭС в фазных координатах.

Получение РСЗ, лежащих в основе описываемой технологии моделирования, применительно к ЛЭП можно проиллюстрировать на примере схемы, показанной на рисунке 1.6.

Получение РСЗ включает следующие этапы:

- формирование матрицы проводимостей без учета емкостных связей между проводами;
- добавление емкостных связей.

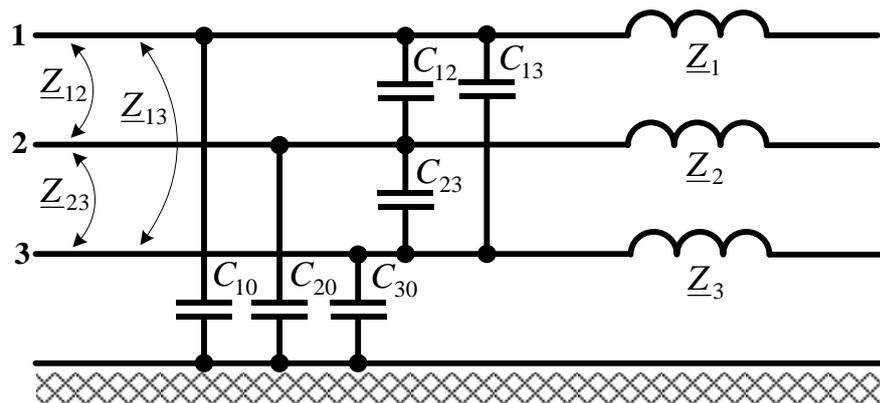


Рисунок 1.6. Исходная схема ЛЭП

На первом этапе формируется матрица проводимостей РСЗ [26] размерностью $n = 2r$, в которой не учтены емкостные связи между отдельными проводами, а также между проводами и землей (рисунок 1.7)

$$\underline{\mathbf{Y}}_{PC} = -\underline{\mathbf{M}}\underline{\mathbf{Z}}^{-1}\underline{\mathbf{M}}^T = \begin{bmatrix} -\underline{\mathbf{D}} & \underline{\mathbf{D}} \\ \underline{\mathbf{D}} & -\underline{\mathbf{D}} \end{bmatrix},$$

где $\underline{\mathbf{D}} = \underline{\mathbf{Z}}^{-1}$; $\underline{\mathbf{Z}}$ – матрица сопротивлений, имеющая размерность $r \times r$; $z_{ik} = z_{ki}$; r – число проводов ЛЭП; \mathbf{E}_r – единичная матрица с размерностью $r \times r$.

Матрица \mathbf{M} формируется так

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} \mathbf{E}_r \\ -\mathbf{E}_r \end{bmatrix}.$$

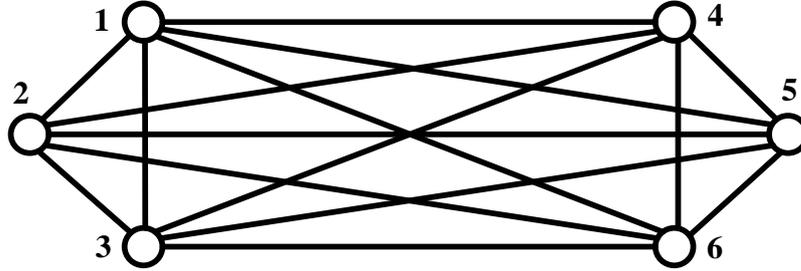


Рисунок 1.7. Решетчатая схема трехпроводной ЛЭП без учета емкостных проводимостей

Учет емкостных связей (рисунок 1.8) осуществляется на основе соотношения [26]

$$\underline{\mathbf{Y}}_C = \underline{\mathbf{Y}}_{PC} + j\omega \mathbf{C}_Y,$$

где $\mathbf{C}_Y = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{B} \end{bmatrix}$; $\omega = 314$ рад/с; $\mathbf{B} = \mathbf{A}^{-1}$; \mathbf{A} – матрица потенциальных коэффициентов, имеющая размерность $r \times r$.

Компоненты матрицы \mathbf{A} рассчитываются по следующим формулам:

$$\alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi \varepsilon_0} \ln \frac{2h}{r_w}; \quad \alpha_{ij} = \frac{1}{2\pi \varepsilon_0} \ln \frac{D_{ij}}{d_{ij}},$$

где ε_0 – электрическая постоянная; h – эквивалентная высота подвеса провода, учитывающая стрелу провеса; D_{ij} – расстояние между проводом i и зеркальным изображением провода j ; d_{ij} – расстояние между проводами i и j ; r_w – радиус провода.

Сопротивления шунтов, которые добавляются в узлы РСЗ, можно найти с помощью емкостных коэффициентов, содержащихся в матрице \mathbf{B} .

Из матриц $\underline{\mathbf{Y}}_{Ck}$, $k = 1..n$, отвечающих отдельным элементам ЭЭС, формируется модель сети, которой соответствует матрица проводимостей $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma$.

Эту матрицу можно получить на основе следующего преобразования:

$$\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma = \mathbf{M}_0 \underline{\mathbf{Y}}_V \mathbf{M}_0^T,$$

где $\mathbf{M}_0 = \begin{bmatrix} -\mathbf{P} & -\mathbf{P} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{P} & -\mathbf{P} \\ \mathbf{P} & \mathbf{0} & \mathbf{P} \end{bmatrix}$ – обобщенная матрица инцидентий, включающая подматрицы \mathbf{P} .

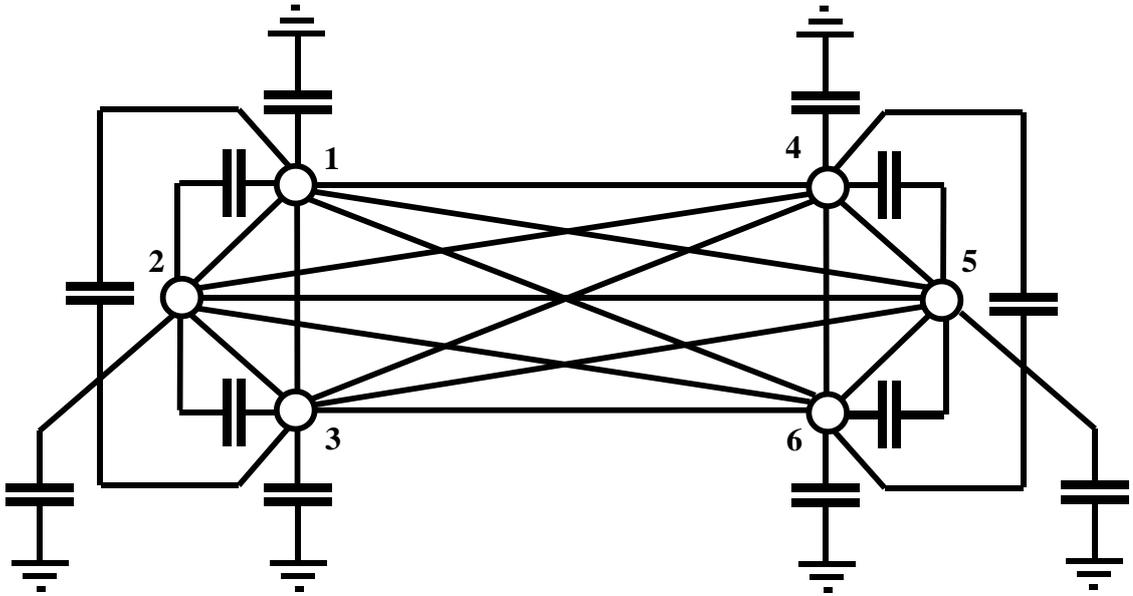


Рисунок 1.8. Решетчатая схема ЛЭП, учитывающая емкостные проводимости

Строковые блоки подматриц \mathbf{P} , соответствуют узлам сети в однолинейной постановке. Однолинейным ветвям соответствуют столбцовые блоки. Матрица проводимостей ветвей $\underline{\mathbf{Y}}_V$ является блочно-диагональной:

$$\underline{\mathbf{Y}}_V = \text{diag} \underline{\mathbf{Y}}_{sk}.$$

Система уравнений установившегося режима формируется на базе полученной матрицы $\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma$. Эту систему можно представить так [26]

$$\underline{\mathbf{Y}}_\Sigma \dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{I}}, \quad (1.3)$$

где $\dot{\mathbf{U}}$ – вектор фазных напряжений; $\dot{\mathbf{I}}$ – вектор задающих токов.

После задания фиксированных значений напряжений в балансирующих узлах уравнения (1.3) могут быть представлены так

$$\begin{bmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_1 & \underline{\mathbf{Y}}_{1B} \\ \underline{\mathbf{Y}}_{B1} & \underline{\mathbf{Y}}_B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{U}} \\ \dot{\mathbf{U}}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{I}} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix},$$

где $\dot{\mathbf{U}}_B$ – вектор напряжений БУ; $\underline{\mathbf{Y}}_{1B} = \underline{\mathbf{Y}}_{B1}^T$, $\underline{\mathbf{Y}}_B$ – блоки, отвечающие ветвям, связанным с БУ.

После исключения уравнений, отвечающих БУ, можно записать

$$\underline{\mathbf{Y}}_1 \dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{I}} - \underline{\mathbf{Y}}_{1B} \dot{\mathbf{U}}_B.$$

Путем замены токов мощностями может быть сформирована система нелинейных УУР [26]

$$\underline{\mathbf{Y}}_1 \dot{\mathbf{U}} = \frac{\tilde{\mathbf{S}}}{\tilde{\mathbf{U}}} - \underline{\mathbf{Y}}_{1B} \dot{\mathbf{U}}_B \quad (1.4)$$

где $\tilde{\mathbf{S}}$ – вектор узловых мощностей; $\tilde{\mathbf{U}}$ – вектор узловых напряжений; знак \sim над символом означает операцию комплексного сопряжения.

Путем разделения вещественных и мнимых величин уравнения (1.4) могут быть представлены в общем виде

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \mathbf{0} \quad (1.5)$$

где \mathbf{X} , \mathbf{Y} – соответственно векторы нерегулируемых и регулируемых параметров.

Если в состав отдельных РСЗ включены линии, подверженные влияниям, то в результате решения уравнений будут определены наведенные напряжения.

1.3. Определение наведенных напряжений при параллельных траекториях сближения

Описанная ниже уточненная методика расчета режимов сложных ЭЭС в фазных координатах [26] позволяет корректно определять взаимные электромагнитные влияния в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона.

Взаимная индуктивность M_{ik} является центральным понятием, на основе которого определяются индуктивные влияния. Оно предполагает мгновенную передачу изменений режима отдельных проводов по всей многопроводной системе. При определении M_{ik} рассматриваются контуры провод – земля. Для синусоидальных процессов в системе с неподвижными объектами взаимная индуктивность дает пропорциональную зависимость тока в контуре, создающем магнитное поле, и наводимой в другом контуре ЭДС

$$\dot{\mathcal{E}} = -j\omega M_{ik} \dot{I} l = -\underline{Z}_{ik} \dot{I} l,$$

где \underline{Z}_{ik} – сопротивление взаимоиндуктивной связи между контурами i и k , отнесенное к 1 км протяженности взаимодействующих проводов длиной l ; ω – круговая частота.

Формулы Карсона [122] базируются на корректном решении уравнений Максвелла и позволяют определять собственные и взаимные индуктивности проводов, не создавая трудностей цепной постановки задачи. С их помощью можно найти собственное внешнее сопротивление прямолинейного провода над плоской поверхностью однородной земли, а также взаимное сопротивление двух проводов с учетом возврата токов через землю. В статье [122] приведены аппроксимирующие выражения для ближней и дальней зон, определяемых параметром r ; при этом для ближней зоны выполняется условие $r \leq 0,25$, а для дальней $r \geq 5$, которые не применимы для промежуточной зоны, отвечающей диапазону

$$0,25 < r < 5.$$

Для этой зоны можно использовать номограммы, приведенные в [122], либо применять прямое вычисление рядов, к которым сводится интеграл. В работе [99] указано, что для достижения высокой точности вычислений достаточно рассматривать 14 членов ряда. Учет запаздывания в распространении ЭМП усложняется при расчетах влияний на гармониках; при этом возникает необходимость применять решения Карсона для промежуточной и дальней зон, а в качестве уравнений установившегося режима использовать уравнения длинной линии.

Затруднения, связанные со сложностью учета взаимовлияний проводов, могут быть преодолены на основе применения фазных координат. Такой возможностью обладает программный комплекс Fazonord [103], который позволяет эквивалентировать длинную многопроводную линию цепочечной схемой, состоящей из электрически коротких участков.

В ПК Fazonord формируется РСЗ многопроводной системы на основе выражений для собственных и взаимных сопротивлений отдельных проводов. Поэтому необходим описанный ниже алгоритм реализации формул Карсона, обеспечивающий достаточную для практических целей точность в ближней, промежуточной и дальней зонах и обладающий высоким быстродействием.

В подходе Карсона для плоской однородной земли метод зеркальных отображений скорректирован для условий ее конечной проводимости; при этом собственное внешнее сопротивление прямолинейного провода небольшого диаметра и взаимное сопротивление двух параллельных проводов вычисляются по формуле [122]

$$\underline{Z}_{ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right) = j1.2566 \cdot 10^{-6} f \left(\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right), \text{ Ом/м} \quad (1.6)$$

где ω – круговая частота, с^{-1} ; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м; r_{ik}' – расстояние между проводом k и зеркальным изображением провода i , м; r_{ik} – расстояние между проводами i и k , м.

Если не учитывать токи смещения в земле, то слагаемое \underline{F}_{ik} , определяющее добавку из-за конечной проводимости земли, можно найти так

$$\begin{aligned} \underline{F}_{ik} = & 0,5 - \ln(\lambda r) - j \frac{\pi}{4} - \\ & - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n} e^{jn\pi/2}}{n!(n+1)!} \times \left[\left(\ln(\lambda r) - m_n + j \frac{\pi}{4} \right) \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) \right] - \\ & - 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{r^{2n-1} e^{j(2n-1)\pi/4} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \cdot 5^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)}; \end{aligned} \quad (1.7)$$

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; $\lambda = 0,890536209$; $\theta = \arctg \frac{|x_i - x_k|}{y_i + y_k}$; (x_i, y_i) , (x_k, y_k) – координаты проводов,

м.

При выводе выражений (1.6) и (1.7) направление оси y выбрано вертикально вверх, ось x перпендикулярна осям проводов, ось z направлена противоположно положительному направлению тока. Начало координат лежит на поверхности земли (рисунок 1.9).

В ближней зоне при $r \leq 0,25$ для формулы (1.7) можно использовать аппроксимирующее выражение следующего вида:

$$\underline{F}_{ik} = -0,077216 - \ln \frac{r}{2} + \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta - j \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta \right).$$

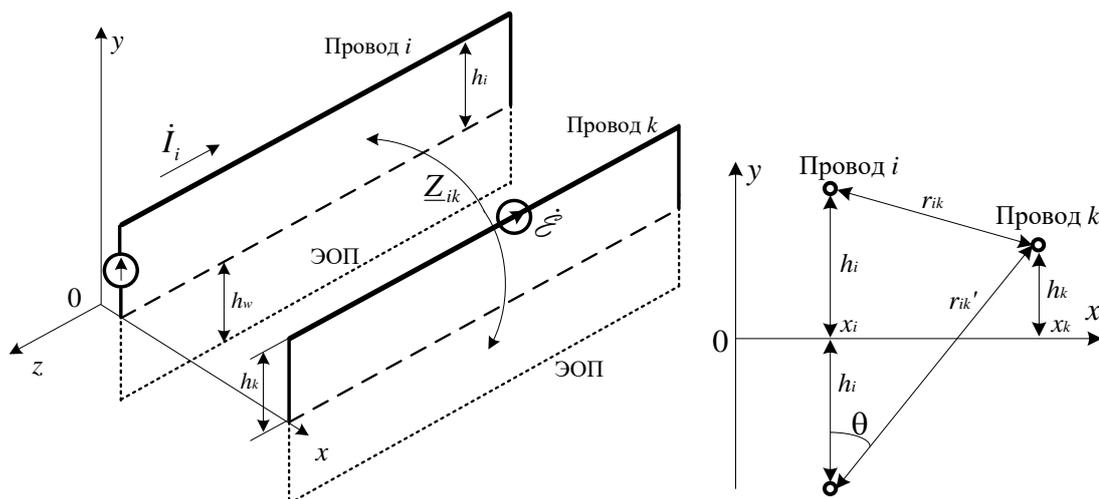


Рисунок 1.9. Схема взаимного расположения влияющего и смежного проводов

В статье [122] для этой зоны применяется более усложненный вариант:

$$\underline{E}_{ik} = -0,077216 - \ln \frac{r}{2} + \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta - j \left[\frac{\pi}{4} - \frac{\sqrt{2}}{3} r \cos \theta + \frac{r^2}{8} \left[\left(0,6728 - \ln \frac{r}{2} \right) \cos 2\theta + \theta \sin 2\theta \right] \right]. \quad (1.8)$$

В терминах составляющих P и Q статьи [122] формула (1.6) может быть представлена так

$$\underline{Z}_{ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left[\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} - 2jP(p, q) + 2Q(p, q) \right];$$

$$\underline{E}_{ik} = -2jP(p, q) + 2Q(p, q).$$

Для дальней зоны, отвечающей условию $r \geq 5$, используется следующие формулы [56, 100]:

$$\underline{E}_{ik} = \frac{2}{r} \left(\cos \theta e^{-j\pi/4} + j \frac{\cos 2\theta}{r} + \frac{\cos 3\theta}{r^2} e^{-j3\pi/4} - \frac{3\cos 5\theta}{r^4} e^{-j5\pi/4} \right);$$

$$\underline{E}_{ik} = \frac{\sqrt{2}}{r} \left[(1-j) \cos \theta + j \frac{\sqrt{2} \cos 2\theta}{r} - (1+j) \frac{\cos 3\theta}{r^2} + (1-j) \frac{3\cos 5\theta}{r^4} \right]. \quad (1.9)$$

При $i=k$ и $r \leq 0,2$ выражение (1.6) отвечает собственному внешнему сопротивлению провода [56]

$$\underline{Z}_{внеш} = \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1}{r_{ii}} \frac{2}{\gamma} \sqrt{\frac{e\rho}{\omega\mu_0}} \right) =$$

$$= \frac{\omega\mu_0}{8} + j \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1,8514}{r_{ii}} \sqrt{\frac{\rho}{\omega\mu_0}} \right), \text{ Ом/м}, \quad (1.10)$$

где r_{ii} – радиус провода, м; $\gamma = 1,78107242$ – постоянная Эйлера; $\ln \gamma = 0,577215665$; $e = 2,718281828$ – основание натурального логарифма.

Величину

$$\sqrt{\frac{\rho}{\omega \mu_0}}$$

под знаком логарифма можно трактовать как глубину расположения обратного провода.

При низких частотах она значительно больше высоты подвески провода над землей

$$h_{эке} = 660 \sqrt{\frac{\rho}{f}}, \text{ м.}$$

Выражение (1.10) учитывает переменное магнитное поле тока и отвечающее ему распределение обратного тока в земле.

Аналогичное формуле (1.10) выражение для расчета взаимного сопротивления в ближней зоне следует из выражения (1.6) при $i \neq k$ и $r \leq 0,2$

$$\underline{Z}_{ik} = \frac{\omega \mu_0}{8} + j \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{1.85}{r_{ik}} \sqrt{\frac{\rho}{\omega \mu_0}} \right), \text{ Ом/м,} \quad (1.11)$$

где $r_{ik} = \sqrt{(x_i - x_k)^2 + (y_i - y_k)^2}$ – определяет расстояние между проводами i и k , м.

Для расчетов в промежуточной зоне целесообразно преобразовать формулу (1.7)

$$\begin{aligned} \underline{E}_{ik} = & 0,5 - \ln(\lambda r) - j \frac{\pi}{4} - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{(r/2)^{2n}}{n!(n+1)!} \left[\cos\left(\frac{n\pi}{2}\right) + j \sin\left(\frac{n\pi}{2}\right) \right] \times \\ & \times \left[[\ln(\lambda r) - m_n] \cos(2n\theta) - \theta \sin(2n\theta) + j \frac{\pi}{4} \cos(2n\theta) \right] - \\ & - 2 \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{r^{2n-1} \cos[(2n-1)\theta]}{1^2 \cdot 3^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)} \left\{ \cos\left[\frac{(2n-1)\pi}{4}\right] + j \sin\left[\frac{(2n-1)\pi}{4}\right] \right\}. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Следующие рекуррентные соотношения можно применять для сокращения вычислений

$$\sin(k+1)\theta = C_1 \sin k\theta + S_1 \cos k\theta;$$

$$\cos(k+1)\theta = C_1 \cos k\theta - S_1 \sin k\theta;$$

$$S_1 = \sin \theta, \quad C_1 = \cos \theta;$$

$$R_n = \frac{(r/2)^{2n}}{n!(n+1)!} = R_{n-1} \frac{(r/2)^2}{n(n+1)};$$

$$m_n = m_{n-1} + \frac{1}{2(n+1)} + \frac{1}{2n}; \quad m_1 = 1,25;$$

$$T_n = \frac{r^{2n-1}}{1^2 \cdot 3^2 \cdot \dots \cdot (2n-1)^2 \cdot (2n+1)} = T_{n-1} \frac{r^2}{(2n-1) \cdot (2n+1)}.$$

Для собственного внешнего сопротивления

$$r = 5,61985 \cdot 10^{-3} h_i \sqrt{\frac{\omega \mu_0}{\rho}}, \quad \theta = 0.$$

Формулы (1.6–1.12) реализованы в ПК Fazonord [103] и обеспечивают корректную работу в ближней, промежуточной и дальней зонах.

Для проверки адекватности в качестве эталона взяты таблицы из статьи [99]. В таблице 1.1 и на рисунке 1.10 приведены результаты сопоставления результатов расчетов ряда (1.12) и данных статьи Перельмана для частоты 50 Гц, удельной проводимости земли 100 Ом·м и количества членов ряда (1.12), равного 14. В последней строке этой таблицы для стабилизации сходимости ряда потребовалось 55 членов. В таблице 1.1 представлено 4 характерных значений параметра r .

Таблица 1.1

Сопоставление расчетов интеграла Карсона с табличными данными

№	Расчет		По статье Перельмана [99]		Различие, %	
	$\text{Re}(F_{ik})$	$\text{Im}(F_{ik})$	$\text{Re}(F_{ik})$	$\text{Im}(F_{ik})$	$\text{Re}(F_{ik})$	$\text{Im}(F_{ik})$
1	3,14601	-0,75016	3,14738	-0,75014	0,043	-0,003
2	2,72013	-0,74747	2,72086	-0,74744	0,027	-0,004
3	0,79383	-0,61159	0,79389	-0,61156	0,007	-0,006
4	0,00198	-0,06039	0,00198	-0,06024	-0,020	-0,242

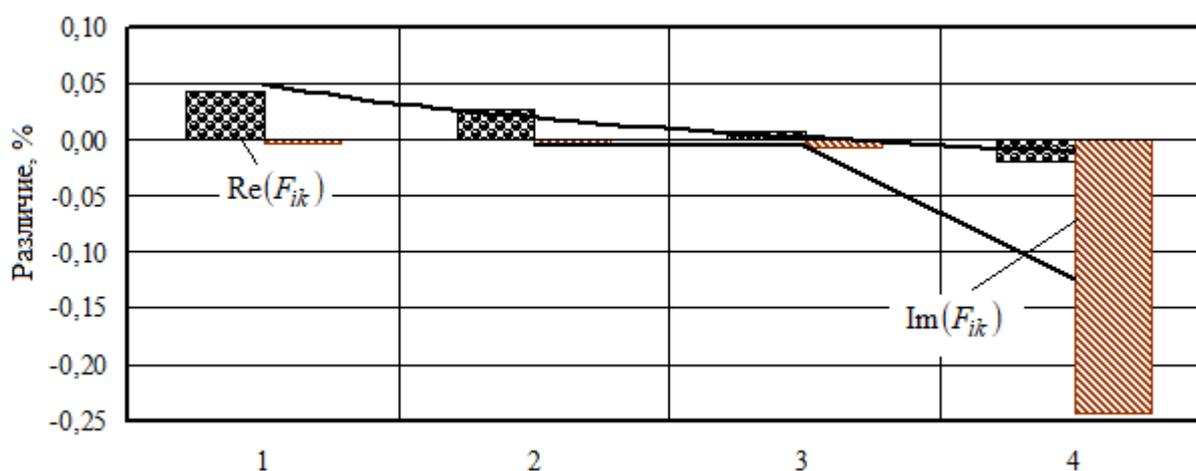


Рисунок 1.10. Сопоставление расчетов интеграла Карсона с табличными данными

Различия расчетов и данных таблицы 1.1 не превышает сотых долей процента, что согласуется с точностью представления данных в [99]. В последней строке таблицы различие в 0,2 % связано с точностью данных [99], где для этого случая представлены две-три значащих цифры. Таким образом, расчеты ряда (1.12), реализованные в комплексе Fazonord, согласуются с известными результатами.

Уточненная методика расчета режимов сложных электроэнергетических систем в фазных координатах позволяет корректно определять взаимные электромагнитные влияния в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона; при этом для ближней и дальней зон используются аппроксимирующие выражения, а для промежуточной – прямое вычисление рядов, к которым сводится интеграл.

1.4. Определение наведенных напряжений при сближении взаимодействующих ЛЭП по сложным траекториям

В работе [28] рассмотрены вопросы, связанные с определением наведенных напряжений при параллельном сближении влияющей ЛЭП и линии, подверженной влиянию. На практике часто имеет место ситуация непараллельного сближения линий. Решение этой задачи путем рассмотрения пакета линий как единой многопроводной системы рассмотрено ниже.

В основу положены формулы Карсона [107], позволяющие определять собственные и взаимные сопротивления проводов с учетом возврата токов через землю [25]. Учет емкостных связей выполнен на базе потенциальных коэффициентов для непараллельных проводов.

Наведенное напряжение определяется магнитным потоком, который пропорционален длине смежного провода k и косинусу угла β между влияющим и смежным проводами (рисунок 1.11).

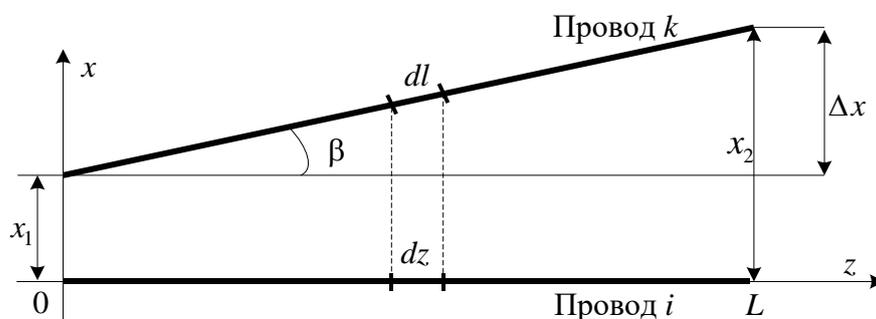


Рисунок 1.11. Взаимное расположение проводов при непараллельном сближении

При условии, что малый отрезок dz влияющего провода создает магнитный поток под отрезком dl смежного провода, взаимное сопротивление определяется формулой Карсона [107]

$$dZ_{ik} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} + F_{ik} \right) dz, \quad (1.13)$$

где от координаты положения элемента z зависят переменные r_{ik} , r_{ik}' , θ ; $\frac{\omega\mu_0}{2\pi} = 12,566 \cdot 10^{-7} f$; $\text{tg}\beta = \frac{x_2 - x_1}{L}$; f – циклическая частота, с^{-1} ; ω – круговая частота.

Текущее расстояние между проводами i и k находится по выражению

$$r_{ik} = \sqrt{(x_1 + z \text{tg}\beta)^2 + h_{ik}^2},$$

где $h_{ik} = h_i - h_k$.

Текущее расстояние от провода i до зеркального изображения в земле провода k определяется так

$$r_{ik}' = \sqrt{(x_1 + z \text{tg}\beta)^2 + h_{ik}'^2},$$

где $h_{ik}' = h_i + h_k$.

Направление оси y декартовой системы координат выбрано вертикально вверх, ось x перпендикулярна осям проводов, ось z направлена противоположно положительному направлению токов проводов. Начало координат располагается на поверхности земли.

Слагаемое \underline{F}_{ik} , которое дает добавку за счет конечной проводимости земли, определяется формулой (1.7).

Применение формул предполагает выполнение условий

$$L \gg x_1, x_2; \lambda = 0,890536209. \quad (1.14)$$

Для интегрирования формулу (1.13) целесообразно представить так

$$\underline{Z}_L = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^L \left(\ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} + \underline{F}_{ik} \right) dz = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} (J_1 - J_2 + \underline{J}_3), \quad (1.15)$$

где $J_1 = \frac{1}{2} \int_0^L \ln [(x_1 + z \operatorname{tg}\beta)^2 + h_{ik}^2] dz$; $J_2 = \frac{1}{2} \int_0^L \ln [(x_2 + z \operatorname{tg}\beta)^2 + h_{ik}^2] dz$;

$$\underline{J}_3 = \int_0^L \underline{F}_{ik}(z) dz.$$

Первые два интеграла вычисляются аналитически:

$$\int \ln(x^2 + a^2) dx = x \ln(x^2 + a^2) - 2x + 2a \operatorname{arctg} \frac{x}{a};$$

$$\operatorname{arctg} \frac{x_2}{h_{ik}} - \operatorname{arctg} \frac{x_1}{h_{ik}} = \operatorname{arctg} \frac{(x_2 - x_1)h_{ik}}{x_1 x_2 + h_{ik}^2}.$$

При замене переменной

$$z' = x_1 + z \operatorname{tg}\beta; dz' = dz \operatorname{tg}\beta; \operatorname{tg}\beta = \frac{x_2 - x_1}{L} = \frac{\Delta x}{L}$$

можно записать

$$J_1 - J_2 = \frac{L}{\Delta x} \left[\frac{x_2}{2} \ln \frac{x_2^2 + h_{ik}^2}{x_2^2 + h_{ik}^2} - \frac{x_1}{2} \ln \frac{x_1^2 + h_{ik}^2}{x_1^2 + h_{ik}^2} + h \operatorname{arctg} \frac{\Delta x h_{ik}'}{x_1 x_2 + h_{ik}^2} - h_{ik} \operatorname{arctg} \frac{\Delta x h_{ik}}{x_1 x_2 + h_{ik}^2} \right],$$

где L – длина влияющего провода, м; $\Delta x = x_2 - x_1$.

Интеграл \underline{J}_3 , содержит произведения логарифмов, тригонометрических функций и многочленов. Его целесообразно определять численными методами. Так как зависимость $\underline{F}_{ik}(r, \theta)$ монотонная [122], то для численного интегрирования достаточно формулы Симпсона с разбиением отрезка интегрирования на $2n$ равных интервалов:

$$\int_0^L \underline{F}_{ik}(z) dz = \frac{L}{6n} [y_0 + 4(y_1 + y_3 + \dots + y_{2n-1}) + 2(y_2 + y_4 + \dots + y_{2n-2}) + y_{2n}],$$

где $z_j = \frac{jL}{2n}$ – значения аргумента в точках разбиения; $\underline{y}_j = \underline{F}_{ik}(z_j)$ – значения подынтегральной функции в точках разбиения; $j = 0, 1, \dots, 2n$.

Шаг разбиения по параметру определяется так

$$r = k_g \sqrt{(x_1 + z \operatorname{tg} \beta)^2 + h_{ik}^2},$$

где $k_g = \sqrt{\frac{\omega \mu_0}{\rho}}$ вполне можно взять из диапазона $0, 1 \dots 0, 2$.

При шаге по r , равном Δr , шаг по z зависит от значений переменной z и определяется соотношением

$$\Delta z = \frac{L}{\Delta x} \left[\sqrt{\frac{(r + \Delta r)^2}{k_g^2} - h_{ik}^2} - x_1 \right] - z \quad (1.16)$$

Для эффективности интегрирования необходимо обеспечить постоянство Δz с выбором минимального значения Δz , определяемого формулой (1.16) во всем диапазоне изменения координаты z или координаты $x = x_1 + z \operatorname{tg} \beta$.

Минимум монотонной функции лежит на одном из краев отрезка переменной x ; очевидно, при $x_2 > x_1$ это $x = x_1$, поскольку

$$\sqrt{x_2^2 + 2 \frac{\Delta r}{k_g} \sqrt{x_2^2 + h_{ik}^2} + \left(\frac{\Delta r}{k_g} \right)^2} - x_2 > \sqrt{x_1^2 + 2 \frac{\Delta r}{k_g} \sqrt{x_1^2 + h_{ik}^2} + \left(\frac{\Delta r}{k_g} \right)^2} - x_1.$$

Вычисления \underline{F}_{ik} в ближней и дальней зонах интеграла Карсона проводятся по приближенным формулам [56, 100], а для промежуточной зоны используется общая формула (1.14).

Алгоритм вычисления включает следующие этапы.

1. Вычисляется J_{12} по формуле (1.15).

2. По заданному Δr определяется шаг по координате z по формуле (1.16) при $x = x_1$ и $x = x_2$ с выбором минимального значения.

3. Определяется число разбиений по координате z

$$n_1 = \frac{L}{\Delta z}.$$

При получении нечетной величины число разбиений берется равным

$$n_1 = \frac{L}{\Delta z} + 1$$

и уточняется интервал разбиений

$$\Delta z = \frac{L}{n_1}.$$

4. Вычисляется значение $\underline{y}_0 = \underline{F}_{ik}|_{z=0}$ при $r = r_1$ по формуле (1.14) или приближенным соотношениям с учетом зависимости от z параметра θ ; $\theta_0 = \operatorname{arctg} \frac{x_1}{h}$.

5. Определяются следующие значения параметров:

$$z_{j+1} = z_j + \Delta z; \quad x_{j+1} = x_1 + z_{j+1} \operatorname{tg} \beta;$$

$$r_{j+1} = k_g \sqrt{x_{j+1}^2 + h_{ik}^{\prime 2}};$$

$$\theta_{j+1} = \operatorname{arctg} \left(\frac{x_{j+1}}{h_{ik}'} \right).$$

6. Рассчитываются значения подынтегральной функции

$$\underline{y}_{j+1} = \underline{F}_{ik}(z_{j+1})$$

с добавлением ее к сумме формулы Симпсона.

7. По достижении верхнего предела интегрирования определяется значение интеграла \underline{J}_3 и величина взаимного сопротивления

$$\underline{Z}_L = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} (J_{12} + \underline{J}_3).$$

Частичные емкости проводов при непараллельном сближении зависят от выбора точки наблюдения. Ниже предполагается, что частичные емкости небольших отрезков непараллельных проводов такие же, как и у отрезков проводов, параллельных первому проводу системы и расположенных в середине каждого исходного провода. Длина замещающих отрезков равна протяженности проекции рассматриваемого провода на провод j с наименьшей координатой x в начале (рисунок 1.12). Ось Z совпадает с проекцией j -го провода на поверхность плоской земли. Не допускаются пересечения проводов. Начало координат совпадает с началом j -го провода, проекции начал и концов всех проводов на ось Z совпадают с началом и концом j -го провода, так что $x_{j2} = x_{j1} = 0$.

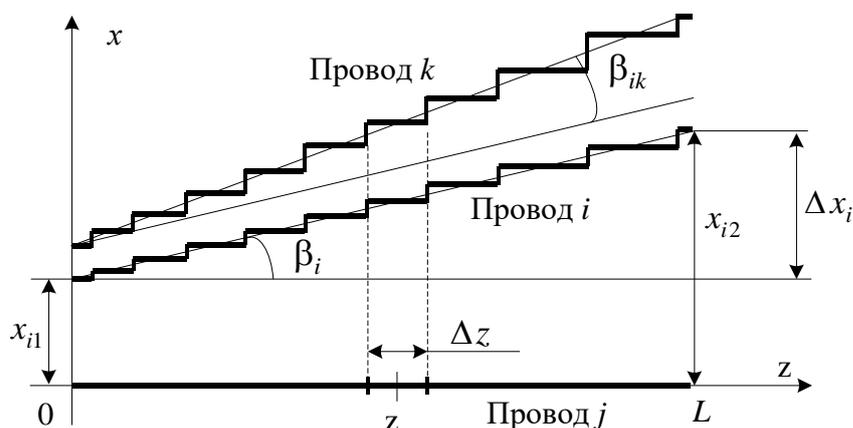


Рисунок 1.12. Схема для анализа емкостной связи

По выражениям, входящим в первую группу формул Максвелла, можно определить потенциальные коэффициенты отрезков эквивалентных проводов с одинаковыми проекциями длин Δz

$$\alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_{ii}};$$

$$\alpha_{ik} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r_{ik}'}{r_{ik}} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \ln \frac{[x_{k1} - x_{i1} + z(\operatorname{tg}\beta_k - \operatorname{tg}\beta_i)]^2 + h_{ik}'^2}{[x_{k1} - x_{i1} + z(\operatorname{tg}\beta_k - \operatorname{tg}\beta_i)]^2 + h_{ik}^2}; \quad (1.17)$$

где $\operatorname{tg}\beta_i = \frac{x_{i2} - x_{i1}}{L}$, $h_{ik} = h_i - h_k$, $h_{ik}' = h_i + h_k$, L – длина j -го провода с минимальной координатой x .

Задавшись величиной относительного различия

$$\delta = \frac{\alpha_{ik} - \alpha_{ik}'}{\alpha_{ik}}$$

можно рассчитать длину участка Δz потенциальных коэффициентов смежных участков из уравнения

$$\left| \ln \frac{\Delta x_{ik}^2 + h_{ik}'^2}{\Delta x_{ik}^2 + h_{ik}^2} - \ln \frac{(\Delta x_{ik} + \Delta z t_{ik})^2 + h_{ik}'^2}{(\Delta x_{ik} + \Delta z t_{ik})^2 + h_{ik}^2} \right| = \delta \ln \frac{\Delta x_{ik}^2 + h_{ik}'^2}{\Delta x_{ik}^2 + h_{ik}^2},$$

где $\Delta x_{ik} = \Delta x_{ik1} + z t_{ik}$; $\Delta x_{ik1} = x_{k1} - x_{i1}$; $t_{ik} = \operatorname{tg}\beta_k - \operatorname{tg}\beta_i$.

Если разность в модульных скобках положительна, что соответствует $t_{ik} > 0$, то

$$\Delta z = \frac{1}{t_{ik}} \left(\sqrt{\frac{h_{ik}'^2 - h_{ik}^2 \eta_{ik}^{1-\delta}}{\eta_{ik}^{1-\delta} - 1}} - \Delta x_{ik} \right);$$

$$\eta_{ik} = \frac{\Delta x_{ik}^2 + h_{ik}'^2}{\Delta x_{ik}^2 + h_{ik}^2}. \quad (1.18)$$

Отрицательная разность эквивалентна смене знака δ , в этом случае $t_{ik} < 0$ и

$$\Delta z = \frac{1}{t_{ik}} \left(\sqrt{\frac{h_{ik}'^2 - h_{ik}^2 \eta_{ik}^{1+\delta}}{\eta_{ik}^{1+\delta} - 1}} - \Delta x_{ik} \right). \quad (1.19)$$

Поскольку принято положение об отсутствии пересечений проводов, то при $\Delta x_{ik} > 0$

величина

$$\Delta x_{ik} + z t_{ik} > 0.$$

Наоборот, при $\Delta x_{ik} < 0$ величина

$$\Delta x_{ik} + z t_{ik} < 0.$$

Так как решение по формулам (1.18) или (1.19) возможно не при любых δ , может потребоваться корректировка этой величины в сторону уменьшения. В качестве исходного значения можно принять $\delta=0,1$.

Для ЛЭП с непараллельными проводами П-образная схема замещения провода несимметрична; при этом частичная емкость ближнего конца должна быть больше частичной емкости дальнего. При формировании П-образной схеме собственную емкость каждого провода целесообразно делить пополам. Взаимные емкости разносятся по концам схемы исходя из координаты z центра элемента длиной Δz [25]

$$\Delta C_{ik}^{(1)} = \frac{\Delta C_{ik}(L-z)}{L}; \quad \Delta C_{ik}^{(2)} = \frac{\Delta C_{ik} z}{L}, \quad (1.20)$$

где $\Delta C_{ik}^{(1)}$, $\Delta C_{ik}^{(2)}$ – емкости П-образной схемы замещения соответственно для начала и для конца проводов i и k .

Алгоритм определения собственных и взаимных частичных емкостей при непараллельных проводах включает следующие этапы.

1. Задаются величина δ порядка 0, и начальное значение $z = 0$. Элементы двух матриц $\mathbf{C}^{(1)}$ и $\mathbf{C}^{(2)}$ собственных и частичных емкостей обнуляются

$$\mathbf{C}_j^{(1)} = \mathbf{C}_0^{(1)} = [\mathbf{0}],$$

где $\mathbf{C}^{(1)}$ – матрица емкостей начала системы проводов; $\mathbf{C}^{(2)}$ – матрица емкостей конца.

2. Вычисляются очередное значение длины элемента Δz по его минимальному значению для всех пар проводов; при этом пары проводов с совпадающей x -координатой и параллельные пары игнорируются. Определяется координата z очередного элемента

$$z_{j+1} = z_j + \Delta z.$$

3. С использованием координаты середины нового участка вычисляются значения потенциальных коэффициентов:

$$\alpha_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_{ii}};$$

$$\alpha_{ik} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \ln \eta_{ik} = 8,98754 \cdot 10^6 \ln \eta_{ik}, \text{ Ф/км.}$$

4. Путем обращения матрицы потенциальных коэффициентов $\mathbf{B} = \mathbf{A}^{-1}$ определяются собственные и взаимные частичные емкости участка, рассчитываются коэффициенты (1.20) для непараллельных пар проводов и вычисляются разнесенные значения емкостей.

5. Корректируются матрицы емкостей

$$\mathbf{C}_{j+1}^{(1)} = \mathbf{C}_j^{(1)} + \Delta \mathbf{C}_1;$$

$$\mathbf{C}_{j+1}^{(2)} = \mathbf{C}_j^{(2)} + \Delta \mathbf{C}_2.$$

6. Шаги 2...5 повторяются до достижения конца многопроводной системы; на последнем шаге Δz берется равным длине оставшегося участка.

7. Определяются собственные и взаимные емкостные проводимости многопроводной системы, которые могут быть представлены в виде матрицы $\underline{\mathbf{Y}}_C$ [25]

$$\underline{\mathbf{Y}}_C = j\omega \begin{bmatrix} \mathbf{C}^{(1)} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{C}^{(2)} \end{bmatrix}, \quad \omega = 314 \text{ с}^{-1}.$$

Проверка адекватности описанных выше алгоритмов усложнена из-за отсутствия корректных эталонных значений наведенных напряжений при непараллельных траекториях сближения. Сравнение с инструментальными измерениями затруднено из-за сложностей с определением взаимных координат линий, а также

высот расположения проводов. Кроме того, имеют место значительные неопределенности электрических параметров грунтов по трассам линий.

Ниже приведены приближенные оценки, полученные при следующих условиях:

1. Оценки для индуктивной связи и емкостного влияния выполнялись раздельно.

2. Контроль для взаимоиндуктивной связи проводился в трех вариантах:

- для ближней зоны интеграла Карсона с логарифмической зависимостью сопротивления взаимоиндуктивной связи от расстояния; в этом случае возможно сравнение непараллельного сближения с параллельным, для которого расстояние между линиями определяется таким образом

$$x_m' = \sqrt{x_1 x_2},$$

где координаты x_1 и x_2 соответствуют рисунок 1.12.

- для дальней зоны с обратно пропорциональной зависимостью от расстояния возможно сравнение с параллельным сближением с расстоянием между линиями [25]

$$x_m'' = 0,5(x^{(1)} + x^{(2)}),$$

где $x^{(1)} = \frac{\sqrt{2}x_1 x_2}{\sqrt{x_1^2 + x_2^2}}$, $x^{(2)} = \frac{2x_1 x_2}{x_1 + x_2}$.

- в промежуточной зоне совпадения вычисленного значения сопротивления взаимоиндуктивной связи непараллельного и параллельного сближений можно ожидать для ширины сближения параллельных линий

$$x_m''' = 0,5(x^{(1)} + x^{(2)}).$$

3. При увеличении расстояния между проводами наблюдается быстрое снижение взаимной емкости; поэтому расчеты наведенных напряжений электрического влияния следует проводить для расстояний между линиями, не превышающих 100 м; зависимости емкостей от расстояния имеют сложный характер: при малых расстояниях, меньших, чем высота подвеса расположения провода, зависимость определяется логарифмическими формулами, при больших – происходит переход к пропорциональности обратному квадрату расстояния; поэтому сопоставить величины взаимных емкостей можно только подбором расстояния параллельного сближения. Можно ожидать, что эквивалентом косоугольного сближения будет параллельное с шириной сближения, несколько меньшей, чем [25]

$$x_m'' = 0,5(x^{(1)} + x^{(2)}).$$

В таблице 1.2 и на рисунке 1.13 приведены результаты расчетов для пары проводов АС-120 длиной 1 км, подвешенных на высоте 15 м, и удельном сопротивлении земли 100 Ом·м [25]. В первой паре строк таблицы сопоставляются непараллельное и параллельное сближение с шириной, соответствующей ближней зоне, во второй паре сопоставлены параллельное и почти параллельное сближение, в третьей – представлено сравнение для дальней зоны, а в четвертой – для промежуточной.

Таблица 1.2

Сопоставление взаимных сопротивлений параллельного и непараллельного сближений

№	Вариант сближения	x_1 , м	r_1	x_2 , м	r_2	x_m , м	$\text{Re}(\underline{Z})$, Ом/км	$\text{Im}(\underline{Z})$, Ом/км
1	Непараллельное	10	0,063	100	0,207	31,6	0,048	0,215
2	Параллельные провода	31,6	0,087	31,6	0,087	31,6	0,048	0,214
3	Непараллельное	4499	7,948	4501	9,935	4500	0,00164	0,000073
4	Параллельные провода	4500	8,941	4500	8,941	4500	0,00164	0,000070
5	Непараллельное	4000	7,948	5000	9,935	5000	0,00166	0,000071
6	Параллельные провода	4430	8,802	4430	8,802	4430	0,00169	0,000073
7	Непараллельное	500	0,995	1500	2,981	920	0,0254	0,0184
8	Параллельные провода	920	1,829	920	1,829	920	0,0267	0,0181

**Рисунок 1.13. Сопоставление взаимных сопротивлений параллельного и непараллельного сближений**

Таблица 1.3

Сопоставление емкостных проводимостей параллельного и непараллельного сближений

№	Вариант сближения	x_1 , м	x_2 , м	Y_1 , мкСм	Y_2 , мкСм	B_1 , мкСм	B_2 , мкСм	B_1+B_2 , мкСм
1	Непараллельное	39	41	1,01772	1,01772	0,0279	0,0279	0,0558
2	Параллельные провода	40	40	1,01772	1,01771	0,0279	0,0279	0,0558
3	Непараллельное	10	100	1,00147	1,00147	0,04519	0,01484	0,06003
4	Параллельные провода	38	38	1,01546	1,01546	0,03029	0,03029	0,06058
5	Непараллельное	30	100	1,02439	1,02439	0,02081	0,01035	0,03116
6	Параллельные провода	56	56	1,02935	1,02935	0,01577	0,01577	0,03154

Примечание. Y_1 , Y_2 – собственные емкостные проводимости проводов; B_1 , B_2 – взаимные емкостные проводимости в начале и в конце проводов.

Результаты таблицы 1.3 свидетельствуют о соответствии расчетов параметров непараллельного и параллельного сближений. Это обстоятельство позволяет сделать вывод о корректности разработанных методик и алгоритмов.

Путем разбивки трассы сближения на ряд участков может быть реализована траектория сближения любой сложности, включающая параллельные и сходящиеся участки.

1.5. Учет гармонических искажений при расчете наведенных напряжений

Приближенную аналитическую оценку влияния ВГ на уровень наведенных напряжений можно провести применительно к схеме, показанной на рисунке 1.14 а. На ней представлена простейшая тяговая сеть, являющаяся несимметричной линией провод-земля со схемой замещения, приведенной на рисунке 1.14 б. Сечение ТС и геометрические параметры, характеризующие расположение токоведущих частей в пространстве, представлены на рисунке 1.14 в.

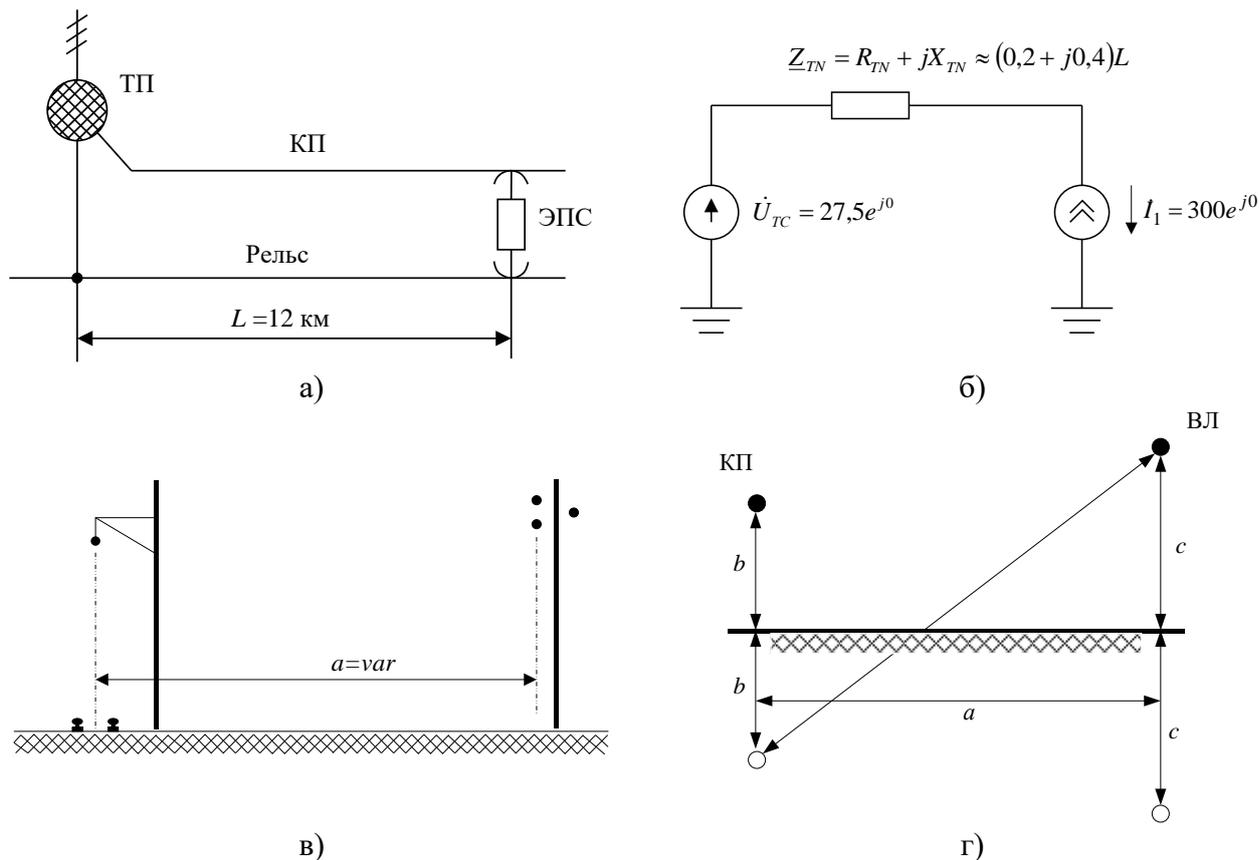


Рисунок 1.14. Схемы для анализа: а – исходная схема; б – расчетная схема; в – сечение сети; г – геометрические параметры

Для рассматриваемой ЛЭП может быть выполнен аналитический расчет наведенных напряжений с учетом влияния ВГ в следующем порядке [64–68].

Ток основной гармоники электровоза принимается равным $\dot{I}_1 = 300e^{-j37^\circ}$, а токи ВГ определяются по формуле

$$\dot{I}_v = k_v I_1 e^{-jv37^\circ},$$

где $k_3 = 0,173$; $k_5 = 0,089$; $k_7 = 0,034$; $k_9 = 0,024$.

Взаимные индуктивности можно найти по формуле [3]

$$M_v = 10^{-4} \ln \left(1 + \frac{6 \cdot 10^5}{a^2 \sigma f v} \right),$$

где $v = 1, 3, 5, 7, 9$; $\sigma = 0,01$ – удельная проводимость земли, См/м.

Наведенные напряжения можно определить так

$$\dot{U}_v^{(M)} = v\omega M_v \dot{I}_v L s_p,$$

где s_p – коэффициент экранирования рельсами, принимаемый равным 0,5.

Эффективные напряжения магнитного влияния можно определить по формулам

$$\dot{U}_1^{(M)} = \omega M_1 \dot{I}_1 L s_p;$$

$$U_{hg}^{(M)} = \sqrt{U_3^2 + U_5^2 + U_7^2 + U_9^2 + \dots},$$

где $\dot{U}_1^{(M)}$ – наведенное напряжение основной частоты; $U_{hg}^{(M)}$ – эффективное напряжение, наводимое высшими гармониками.

Для определения электрического влияния требуется среднее напряжение основной частоты, которое можно найти по выражению

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_{TS} - \frac{1}{2} \Delta \dot{U}_1,$$

где $\Delta \dot{U}_1 = \dot{I}_1 \underline{Z}_{TN}$.

Падения напряжения от токов гармоник определяются по формулам

$$\dot{U}_v = -\frac{1}{2} \Delta \dot{U}_v = -\frac{1}{2} \dot{I}_v \underline{Z}_{TN}^{(v)},$$

где $\underline{Z}_{TN}^{(v)} = R_{NN} + jv X_{TN}$.

В итоге, наведенные напряжения можно найти следующим образом:

- на основной частоте

$$\dot{U}_1^{(E)} = k \dot{U}_1 \frac{bc}{a^2 + b^2 + c^2},$$

где $k = 0,4$, а параметры a , b и c определяются по рисунку 1.14г

- на частотах ВГ

$$\dot{U}_v^{(E)} = k \dot{U}_v \frac{bc}{a^2 + b^2 + c^2},$$

где $v = 3, 5, 7, 9 \dots$

Эффективное напряжение, наводимое ВГ, определяется так

$$U_{hg}^{(E)} = \sqrt{U_3^2 + U_5^2 + U_7^2 + U_9^2 + \dots}$$

Результирующие влияния $\dot{U}_1^{(\Sigma)}, \dot{U}_{hg}^{(\Sigma)}$ находятся путем суммирования наводок от магнитного и электрического влияний. На рисунках 1.15–1.17 показаны зависимости наведенных напряжений от ширины сближения при токе в контактной сети 300 А.

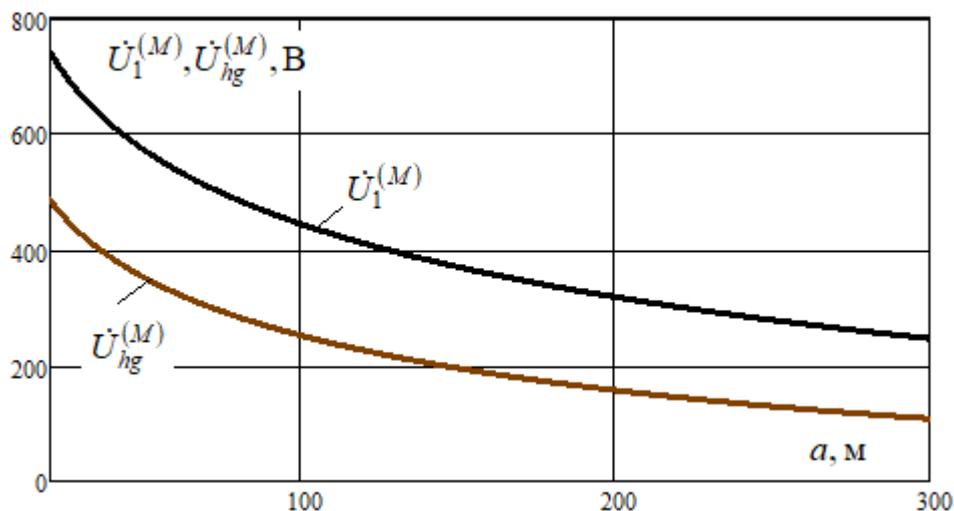


Рисунок 1.15. Зависимость напряжений магнитного влияния от ширины сближения

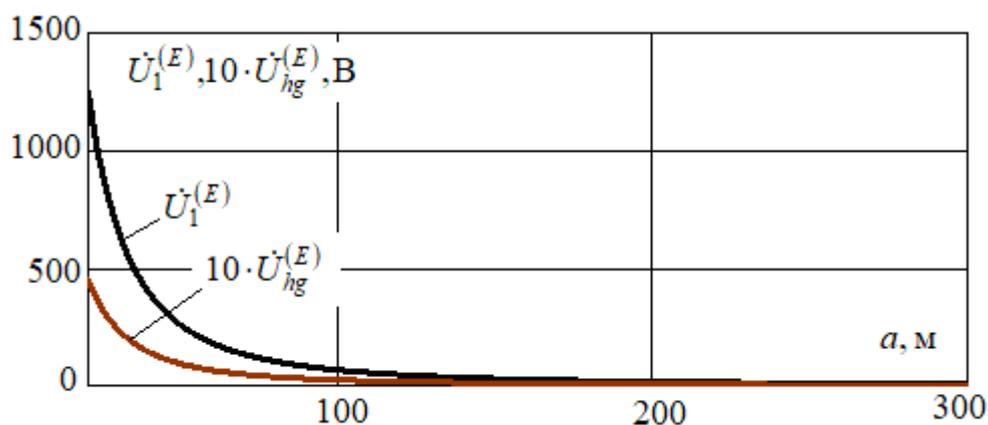


Рисунок 1.16. Зависимость напряжений электрического влияния от ширины сближения

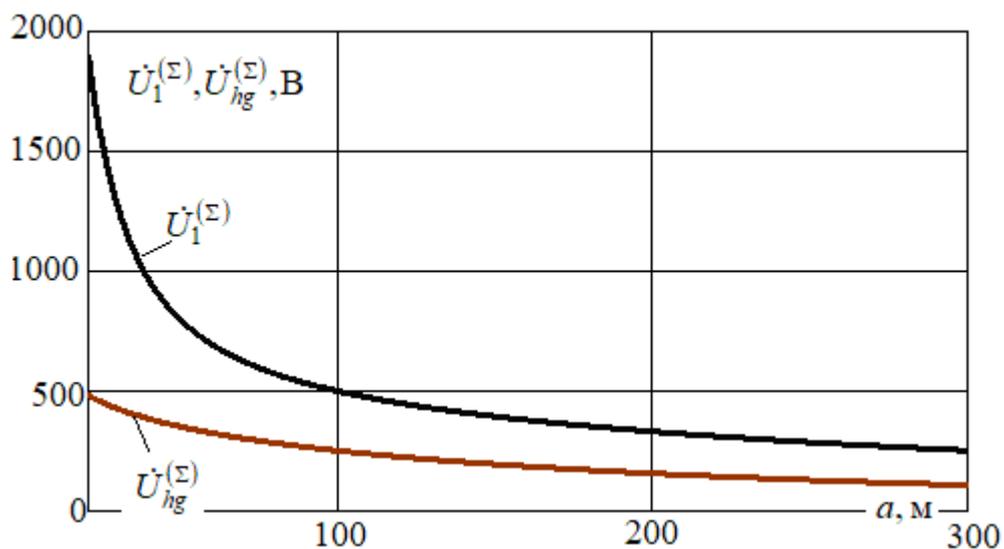


Рисунок 1.17. Зависимость результирующих наведенных напряжений от ширины сближения

Так как напряжения $\dot{U}_{hg}^{(\Sigma)}$ и $\dot{U}_1^{(\Sigma)}$ сопоставимы по величине (рисунок 1.17), то для адекватной оценки условий электромагнитной безопасности необходим учет

ВГ при определении наведенных напряжений на смежных ЛЭП.

Уточненный расчет наведенных напряжений в смежных линиях можно провести с использованием методов, разработанных в ИрГУПСе [26]. Ниже приведено краткое описание алгоритма определения несинусоидальных режимов.

В настоящее время используются две группы методов расчета режимов на частотах ВГ:

- основанные на решении дифференциальных уравнений и обеспечивающие анализ во временной области с дальнейшим определением гармонического состава;
- базирующиеся на переходе в частотную область путем замены нелинейных элементов источниками гармоник.

Недостаток методов первой группы состоит в сложности алгоритмов, которые могут давать значительные ошибки при большой размерности задачи. Основной проблемой методов второй группы является представление источников гармоник, параметры которых зависят от конкретного режима.

Решетчатые схемы замещения, применяемые в рассматриваемых в настоящее время методах, являются частотно-зависимыми. Поэтому РСЗ достаточно просто пересчитываются на частоты ВГ. Кроме того, при доминирующей основной гармонике зависимости параметров источников ВГ от текущего режима не оказывают существенного влияния на результаты расчетов.

Для РСЗ для воздушных и кабельных линий достаточно изменения частоты, которая является общим параметром для расчетной схемы в целом. Для РСЗ трансформаторов необходима более сложная корректировка параметров, описанная ниже.

Обобщенная методика расчетов, позволяющая учесть источники тока гармоник и искажения синусоидальности напряжений, включает следующие этапы [26].

1. Базовый расчет выполняется на основной частоте. Нетяговые и нетранспортные нагрузки задают величинами средних активных и реактивных мощностей при равномерном распределении их по фазам.

2. При определении режимов ВГ источники несинусоидальности моделируются источниками тока с заданием амплитуд с определением начальных фаз через фазу первой гармоники $\psi_v = v\psi$.

3. Для линий электропередачи, имеющих токоведущие части с распределенным заземлением, производится учет распределенности параметров путем формирования цепочечных схем; такой учет осуществляется также и для ЛЭП если ее протяженность превышает величину

$$CL = \frac{300}{k}, \text{ км,}$$

где k – номер гармоники.

4. Нагрузки для высших гармоник замещаются параллельно соединенными резистором и индуктивным элементом с пересчетом индуктивного сопротивления пропорционально частоте.

Представленный подход позволяет производить моделирование режимов ЭЭС на основной частоте и на частотах ВГ с учетом взаимных электромагнитных влияний проводов друг на друга.

Для определения несинусоидальных режимов необходимо решение следующих систем линейных и нелинейных уравнений:

$$\mathbf{F}[\mathbf{X}(f_1)] = \mathbf{0};$$

$$\underline{\mathbf{Y}}(f_2)\dot{\mathbf{U}}(f_2) = \dot{\mathbf{I}}(f_2)$$

$$\underline{\mathbf{Y}}(f_3)\dot{\mathbf{U}}(f_3) = \dot{\mathbf{I}}(f_3);$$

...

$$\underline{\mathbf{Y}}(f_{40})\dot{\mathbf{U}}(f_{40}) = \dot{\mathbf{I}}(f_{40}),$$

где f_i – частоты гармоник с номерами $i = 3, 5, \dots, 40$; $f_i = if$; $f = 50$ Гц; $\underline{\mathbf{Y}}(f_i)$ – рассчитанная для частоты f_i ; матрица проводимостей расчетной модели ЭЭС; $\dot{\mathbf{U}}(f_i)$ – напряжения в узлах сети, которые получаются в результате расчета режима на частоте f_i ; $\dot{\mathbf{I}}(f_i)$ – вектор, образованный токами источников ВГ.

Для нагрузок применяется параллельная схема с резистивным и индуктивным элементами, сопротивления которых определяются следующим образом:

$$R_p = \frac{U^2}{P}; X_p = \frac{\nu U^2}{Q},$$

где U – напряжение основной частоты, ν – порядковый номер гармоники.

Стационарные источники гармоник моделируются двумя способами.

1) путем приближенного вычисления амплитуд ВГ по формуле

$$I_\nu = \frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi k_T \nu},$$

где $\nu = kp \pm 1$ – номера гармоник; p – число пульсаций, определяемое типом преобразователя.

Для однофазного выпрямителя $p = 2$; $k = 1, 2, 3 \dots$ и амплитуды гармоник рассчитываются так

$$I_\nu = \frac{4I_d}{\pi k_T \nu},$$

где I_d – выпрямленный ток, величины которого определяется по основной гармонике тока.

Фазы отдельных гармоник рассчитываются по формуле

$$\psi_\nu = \nu \psi;$$

2) на основе заполнения пользователем таблицы гармоник.

Параметры короткого замыкания и холостого хода трансформаторов не могут быть напрямую использованы для получения РСЗ на частоте ВГ. Реактивные сопротивления рассеяния можно пересчитать пропорционально частоте. Корректировка потерь короткого замыкания осуществляется пропорционально частоте гармоники, а потери холостого хода не меняются, так как при росте f уменьшается индукция в магнитопроводе, что компенсирует рост потерь в сердечнике.

Расчеты проводятся до 40-й гармоники. Путем суммирования ряда Фурье производится определение форм кривых напряжения и тока

$$u(t) = \sum_{k=1}^{40} \sqrt{2} U_k \sin(k\omega t + \psi_k).$$

Для повышения эффективности расчетов используется специальный алгоритм вычисления синусов и косинусов кратных аргументов. Для периода продолжительностью 20 мс определяются 100 значений напряжения или тока. Для каждой гармоники k и каждой i -той точки временного интервала аргументы синуса и косинуса оказываются кратными исходным значениям

$$u_i = \sqrt{2} \sum_{k=1}^{40} U_k \sin(ik\omega\Delta t + \psi_k) = \sqrt{2} \sum_{k=1}^{40} U_k \sin(ik\theta + \psi_k);$$

$$u_i = \sqrt{2} \sum_{k=1}^{40} [U_k \sin(ik\theta) \cos \psi_k + \cos(ik\theta) \sin \psi_k];$$

$$\theta = 0,062832 \text{ рад.}$$

Вычисляются все значения $S_k = \sin \psi_k$ в момент времени $t=0$

$$u_0 = \sqrt{2} \sum_{k=1}^{40} U_k \sin \psi_k$$

и на первом шаге алгоритма.

На втором шаге определяется значение напряжения для первого момента времени

$$u_1 = \sqrt{2} \{ U_1 (C_1 S_\Delta + S_1 C_\Delta) + \dots + U_k [C_k \sin(k\theta) + S_k \cos(k\theta)] + \\ + U_{k+1} [C_{k+1} \sin(k+1)\theta + S_{k+1} \cos(k+1)\theta] + \dots + U_{40} [C_{40} \sin(40\theta) + S_{40} \cos(40\theta)] \}.$$

где $S_\Delta = \sin \theta = 0,062791$, $C_\Delta = \cos \theta = 0,9980267$.

Для $(i+1)$ -го момента времени используются результаты, полученные для предыдущего момента

$$u_{i+1} = \sqrt{2} \{ U_1 [C_1 \sin(i+1)\theta + S_1 \cos(i+1)\theta] + \\ \dots + U_k [C_k \sin(i+1)k\theta + S_k \cos(i+1)k\theta] + U_{41} [C_{41} \sin 41(i+1)\theta + S_{41} \cos 41(i+1)\theta] \}; \\ \sin(i+1)k\theta = \cos k\theta \sin ik\theta + \sin k\theta \cos ik\theta, \\ \cos(i+1)k\theta = \cos k\theta \cos ik\theta - \sin k\theta \sin ik\theta.$$

При экспериментальной проверке описанного метода возникают значительные трудности, вызываемые следующими факторами:

- неопределенность и вариабельность поездных ситуаций;
- зависимость амплитуд гармоник, которые генерируют электровозы, от напряжений на их токоприемниках, а также от режимов ведения поездов;
- стохастичность режимов работы стационарных источников гармоник в ЭЭС;
- наличие трансформаторов напряжения в составе измерительных систем, которые искажают частотные характеристики, что вызывает погрешности.

Уменьшить влияние перечисленных факторов можно, если сопоставлять экстремальные значения гармоник, которые наблюдаются в режимах, отвечаю-

щих максимальному использованию пропускной способности тяговых сетей. Для этого необходимо провести расчеты с тяговыми нагрузками, соответствующими минимально допустимому напряжению на токоприемнике поезда, и полученные при этом уровни гармоник сопоставить с результатами измерений. Кроме того, сравнение целесообразно проводить с результатами измерений на подстанциях, удаленных от мощных стационарных источников несинусоидальности, информация о параметрах режима которых является, как правило, труднодоступной.

В соответствии с высказанными соображениями были проведены расчеты максимальных значений гармоник для одной из тяговых подстанции магистральной железной дороги сибирского региона со сравнением с результатами проведенных измерений. Рассматриваемая подстанция относится ко второму типу по фазировке и является опорной ТП с напряжением 110 кВ и сравнительно низким значением мощности короткого замыкания 900 МВ·А. Расчетная схема включала систему внешнего и тягового электроснабжения с семью ТП, крайние из которых питаются от сети 500...110 кВ. Параметры линий 110 кВ, примыкающих к крайним ТП, были скорректированы с целью получения мощностей короткого замыкания на шинах высокого напряжения ТП, адекватных фактическим.

Устройства поперечной емкостной компенсации моделировались двумя последовательно соединенными RL -элементами, один из которых имел отрицательное реактивное сопротивление, а второй – положительное. При расчетах на гармониках сопротивления таких элементов пересчитывалось в соответствии с частотой ВГ, что обеспечивало правильный учет емкостной компенсации.

Часть расчетной схемы с анализируемой подстанцией и двумя смежными ТП показана на рисунке 1.18. Учет постов секционирования и пунктов параллельного соединения выполнен включением на МПЗ RL -элементов с малыми сопротивлениями.

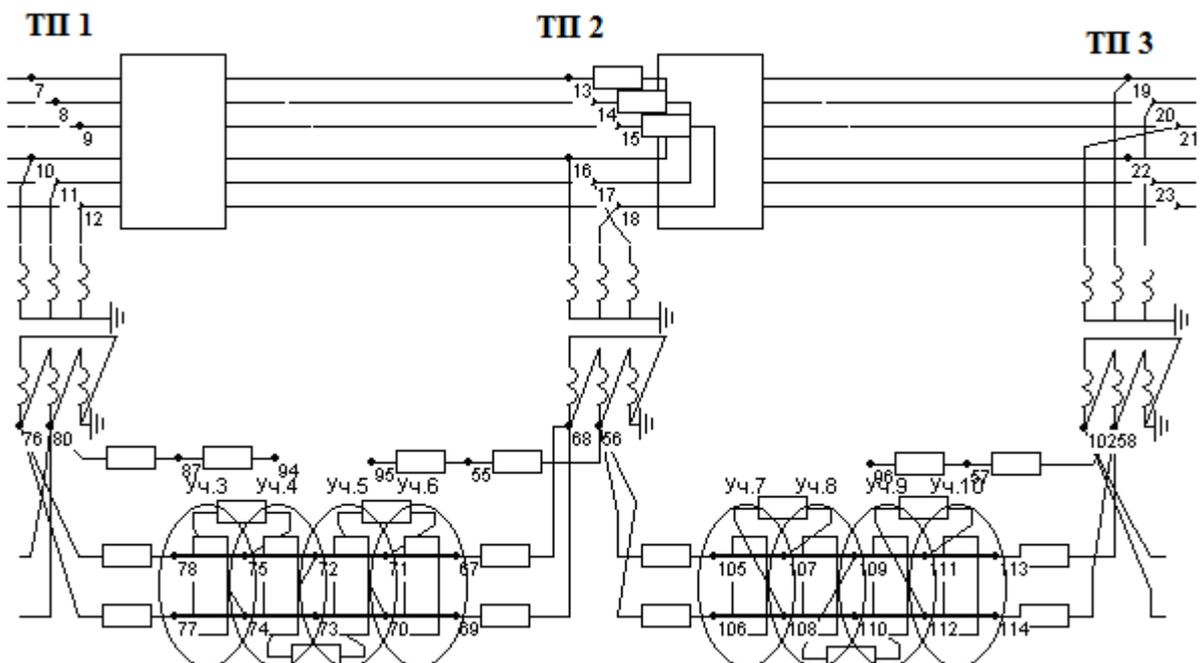


Рисунок 1.18. Часть расчетной схемы с анализируемой подстанцией

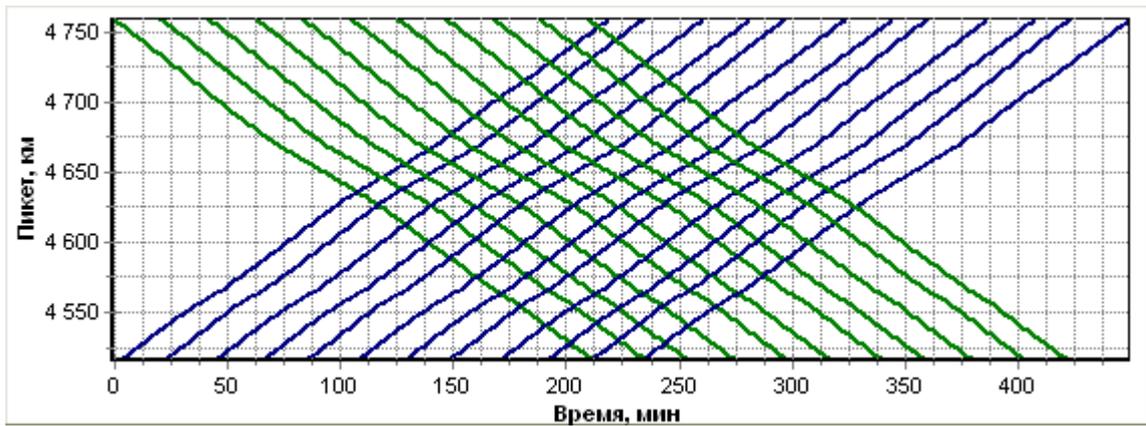


Рисунок 1.19. Расчетный график движения поездов

На рисунке 1.19 показан расчетный график движения поездов, массы которых соответствовали реальной ситуации, а межпоездные интервалы были выбраны близкими к минимальным, определяемым уровнем напряжения на токоприемниках. Токвый профиль тяжелого поезда массой 6300 т, движущегося в четном направлении, показан на рисунке 1.20.

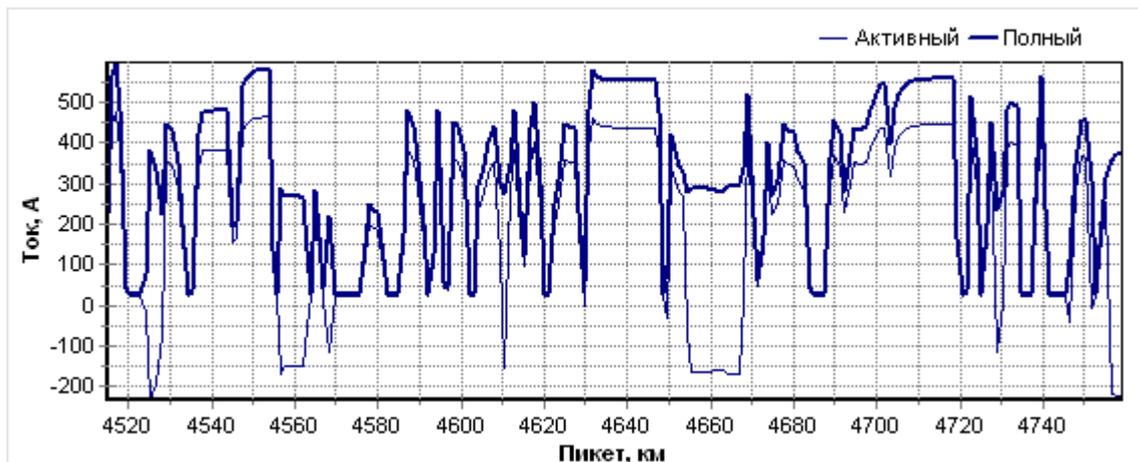


Рисунок 1.20. Профиль тока четного поезда массой 6300 т

В таблице 1.4 представлены результаты измерений и расчетов максимальных уровней гармоник напряжения по фазам 110 кВ и 27.5 кВ подстанции. Нулевой номер соответствует коэффициенту искажения кривой синусоидальности напряжения. На рисунках 1.21 – 1.25 представлены графики расчетных и экспериментальных уровней гармоник, построенные по данным таблицы 1.4. При общей близости значений коэффициентов гармоник и схожего хода кривых есть и ряд некоторых отличий; при этом наибольшие расхождения имеют место для девятой и девятнадцатой гармоник. Указанные расхождения связаны, скорее всего, с наличием расчетного резонанса на этих гармониках, который отсутствует в эксперименте.

Максимальные коэффициенты гармоник на шинах 110 и 27,5 кВ

Номер ВГ	Фаза А 110 кВ		Фаза В 110 кВ		Фаза С 110 кВ		Фаза А 27,5		Фаза В 27,5	
	Измере-но	Расчет	Измере-но	Расчет	Измере-но	Расчет	Измере-но	Расчет	Измере-но	Расчет
0	5,37	6,51	9,67	7,72	5,56	6,97	12,00	8,82	13,32	11,46
3	1,69	1,7	3,36	2,83	1,12	1,67	5,27	4,11	4,35	7,88
5	2,05	2,6	3,47	2,73	2,57	2,63	7,76	4,34	6,45	4,34
7	3,28	1,8	3,81	1,90	0,61	1,83	5,09	2,66	6,94	2,65
9	1,94	4,1	2,69	4,90	0,68	4,87	4,48	4,33	4,41	5,53
11	2,06	2,0	6,13	3,45	4,42	2,84	2,45	1,76	6,75	2,93
13	1,3	0,9	2,58	1,32	1,23	1,01	0,80	0,67	0,91	0,73
15	0,76	0,6	1,36	0,56	0,84	0,50	0,23	0,88	0,23	0,55
17	0,57	0,6	1,17	0,61	0,47	0,54	0,29	1,27	0,18	0,72
19	0,36	2,6	0,84	1,37	0,3	1,35	1,39	2,91	0,58	1,24
21	0,22	0,5	0,31	0,42	0,14	0,49	0,90	0,40	0,27	0,45
23	0,1	0,2	0,13	0,16	0,07	0,20	0,50	0,39	0,30	0,36
25	0,05	0,2	0,12	0,16	0,11	0,22	0,18	0,50	1,13	0,52
27	0,12	0,1	0,11	0,08	0,01	0,16	0,46	1,02	0,71	0,70
29	0,16	0,1	0,18	0,08	0,09	0,12	0,18	0,56	0,66	0,47

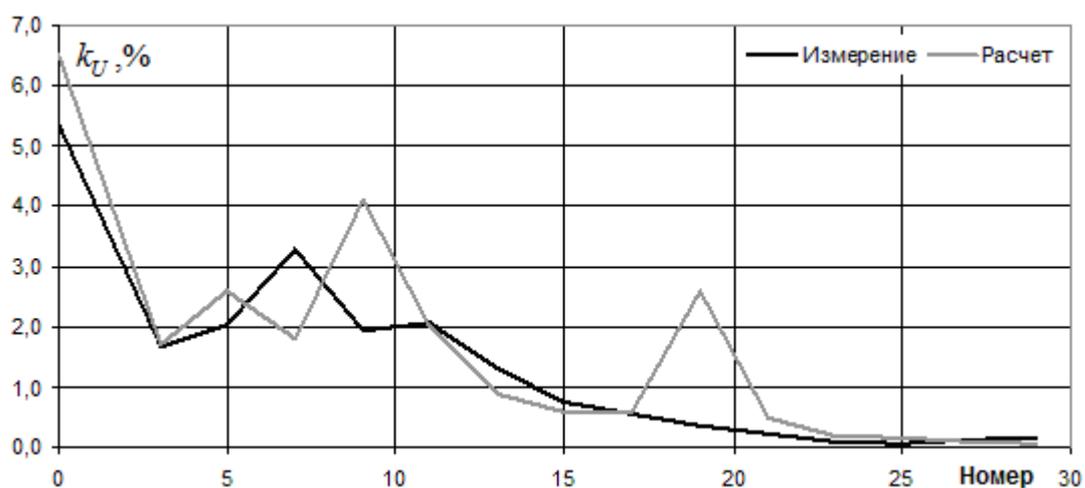


Рисунок 1.21. Максимальные расчетные и измеренные значения коэффициента гармоник на шинах 110 кВ для фазы А

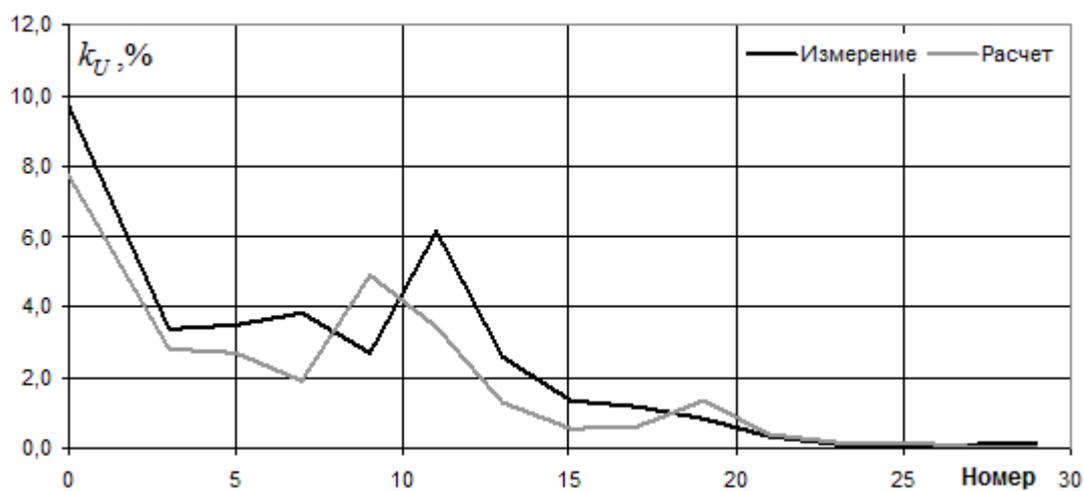


Рисунок 1.22. Максимальные расчетные и измеренные значения коэффициента гармоник на шинах 110 кВ для фазы В

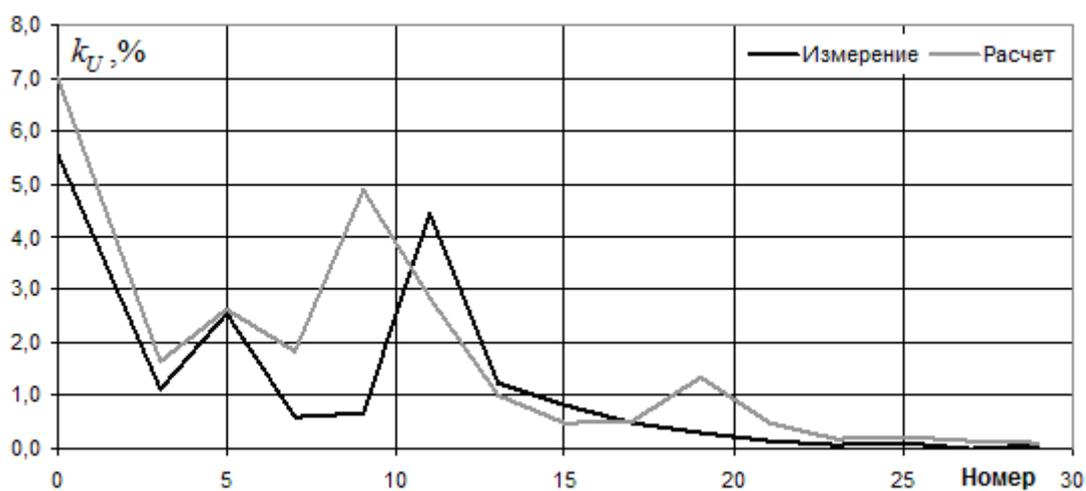


Рисунок 1.23. Максимальные расчетные и измеренные значения коэффициента гармоник на шинах 110 кВ для фазы С

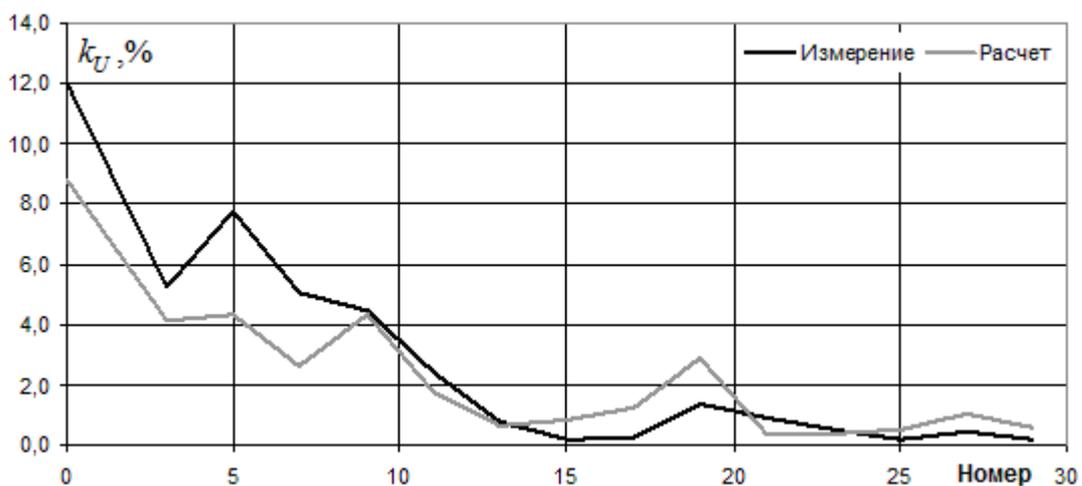


Рисунок 1.24. Максимальные расчетные и измеренные значения коэффициента гармоник на шинах 27,5 кВ для фазы А

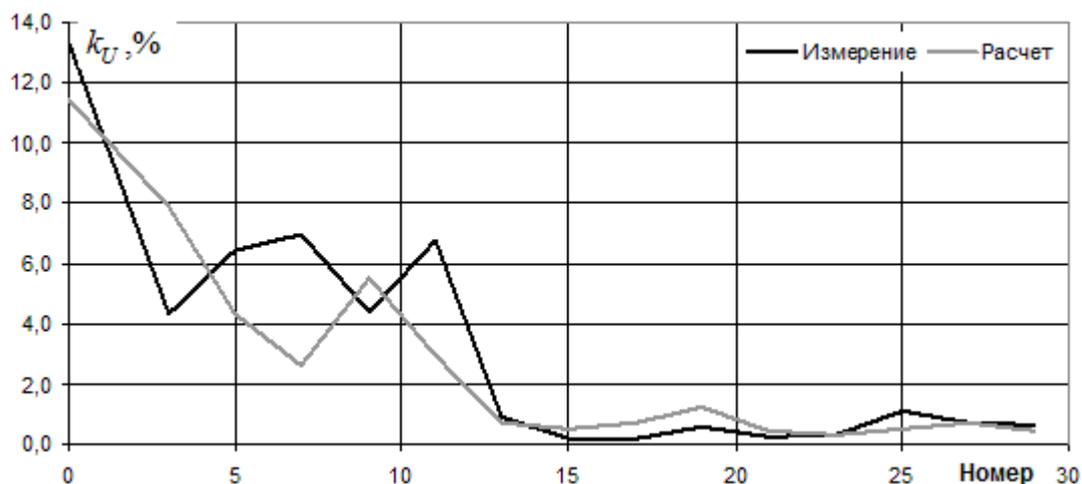


Рисунок 1.25. Максимальные расчетные и измеренные значения коэффициента гармоник на шинах 27,5 кВ для фазы В

Отличия в уровнях седьмой и одиннадцатой гармоник объясняются влиянием мощных шестипульсовых выпрямителей двух алюминиевых заводов региона, которые не учитывались в расчетах из-за сложности в получении исходной информации.

Сравнение с экспериментальными данными свидетельствует о корректности рассматриваемой методики и ее применимости для моделирования несинусоидальных режимов.

Ввиду сложности получения экспериментальной информации по несинусоидальным режимам в качестве исходных данных по токам и напряжениям ВГ использовались результаты компьютерного моделирования на основе пакета SimPowerSystem системы MatLab. Затем было выполнено определение несинусоидального режима комплексом Fazonord. Моделирование проведено для схемы рисунка 1.26, питающей нелинейную нагрузку в виде частотно-регулируемого привода [42]. Схема модели в среде MatLab представлена на рисунке 1.27. Схема для моделирования в ПК Fazonord проиллюстрирована на рисунке 1.28.

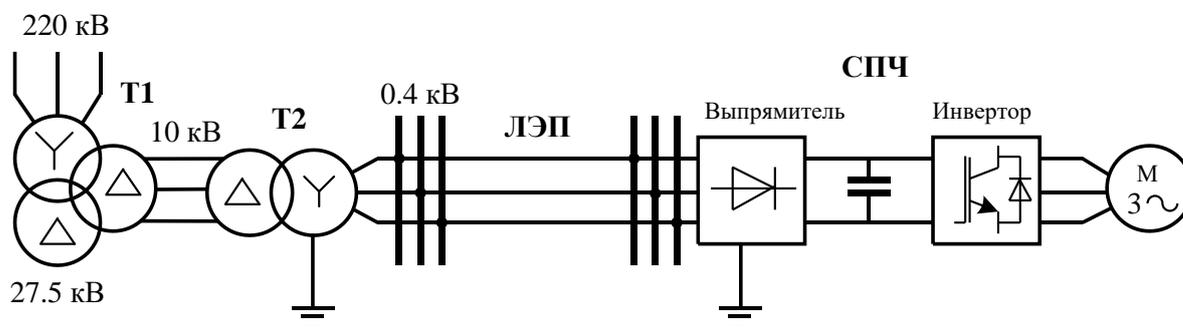


Рисунок 1.26. Схема сети: СПЧ – статический преобразователь частоты

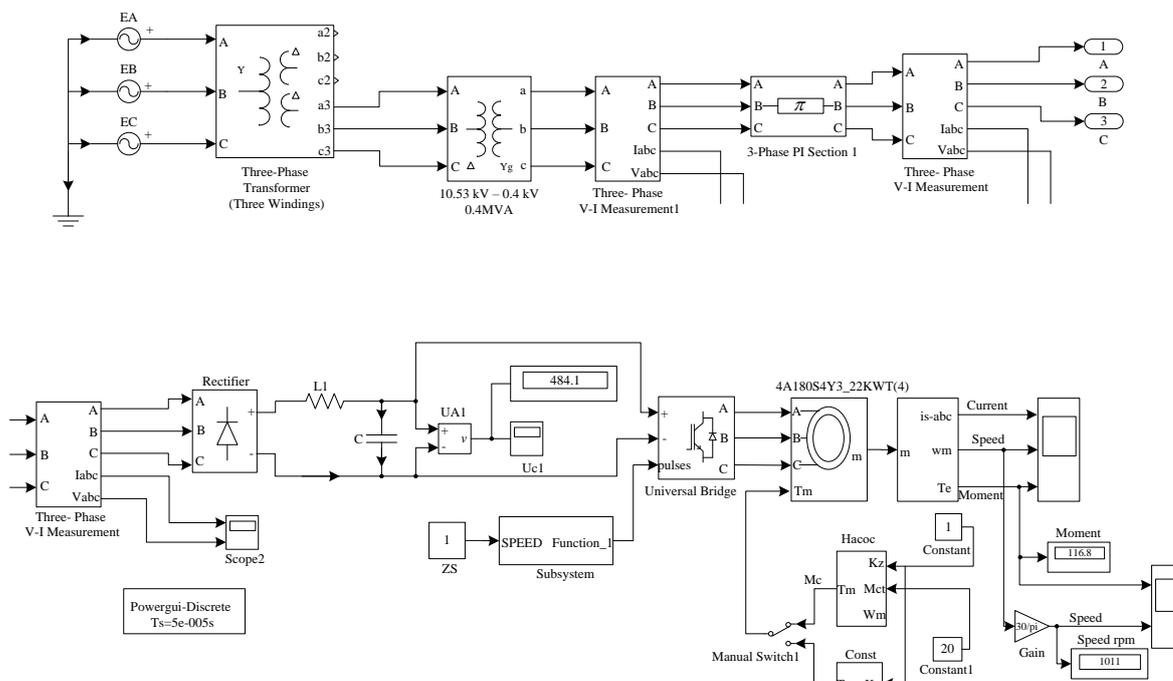


Рисунок 1.27. Модель сети, питающей СПЧ

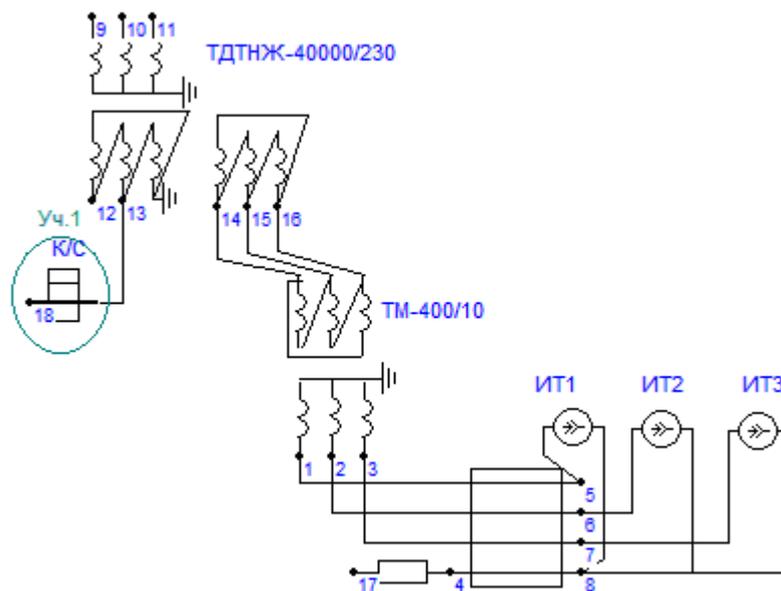


Рисунок 1.28. Схема модели в ПК Fazonord

Для элементов сети приняты следующие параметры: трансформатор Т1: ТДТНЖ-40000/230, 40 МВ·А; $I_x = 1,1 \%$; $\Delta P_x = 66$ кВт; $U_{BH} = 132,8$ кВ; $U_{CH} = 27,5$ кВ; $U_{HH} = 11$ кВ; $U_{k(BH-CH)} = 12,5 \%$; $\Delta P_{k(BH-CH)} = 220$ кВт; $U_{k(BH-HH)} = 17 \%$; $\Delta P_{k(BH-HH)} = 220$ кВт; $U_{k(CH-HH)} = 6 \%$; $\Delta P_{k(CH-HH)} = 200$ кВт; трансформатор Т2: ТМ-400/10, 0,4 МВ·А; $I_x = 2,1 \%$; $U_k = 4,5 \%$; $\Delta P_k = 5,5$ кВт; $\Delta P_x = 1,05$ кВт; $U_{BH} = 10,53$ кВ; $U_{HH} = 0,22$ кВ; ЛЭП-0,4 АС-50; $L=0.5$ км; $Z_1 = 0,65 + j0,38$ Ом/км и $Z_0 = 2,45 + j1,51$ Ом/км.

Полученные результаты представлены в таблице 1.5 и на рисунке 1.29.

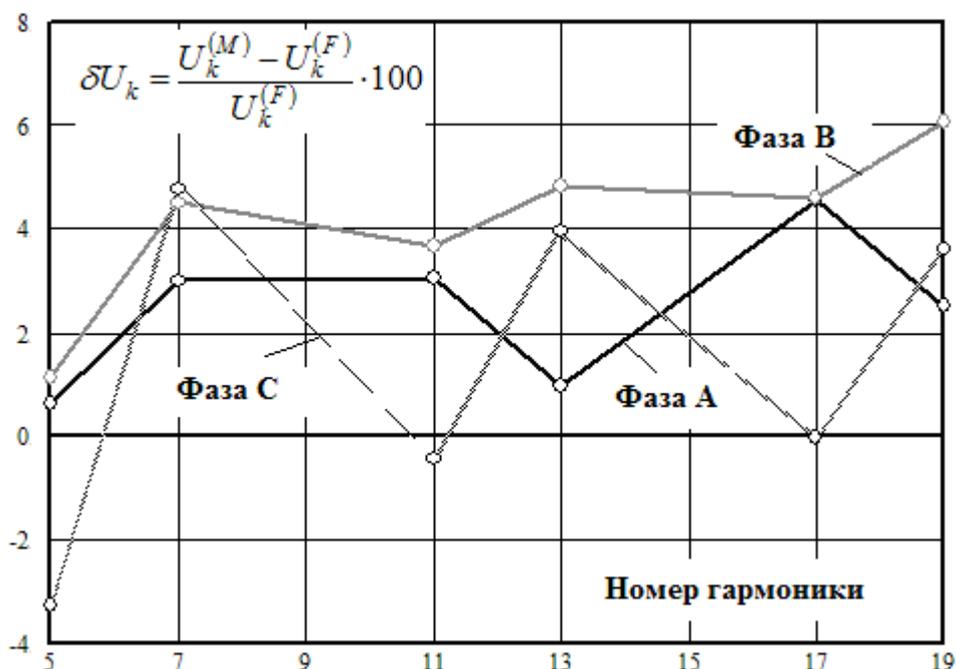


Рисунок 1.29. Различия в определении напряжений ВГ: индекс «М» отвечает результатам, полученным в MatLab; индекс «F» относится к результатам, полученным ПК Fazonord

Таблица 1.5

Сравнение суммарных коэффициентов гармоник напряжений на зажимах СПЧ, %

Метод расчета	ФАЗЫ		
	А	В	С
MatLab	7,44	7,43	7,44
Fazonord	7,33	7,19	7,47
Различие	1,52	3,19	0,50

На основе полученных результатов могут быть сделаны следующие выводы:

1. Отличия по суммарным коэффициентам гармоник напряжения двух расчетов небольшие, максимальное различие достигает 3,2 % для фазы В.
2. Максимальное различие по напряжениям отдельных гармоник выше и достигает 6 % для 19-й гармоники фазы В.

Указанные различия вызваны следующими факторами.

1. В модели линии, реализованной в среде MatLab, не учитываются взаимные индуктивности между нейтральным и фазными проводниками.
2. В моделях ЛЭП, формируемых в пакете SimPowerSystem, частотные зависимости полных сопротивлений рассчитываются по приближенному выражению [42]

$$\underline{Z}_{Lk} = R_1 + k\omega L_1,$$

где R_1 , L_1 – активное сопротивление и индуктивность прямой последовательности ЛЭП; k – номер гармоники; ω – круговая частота.

В ПК Fazonord используются уточненные зависимости собственных и взаимных сопротивлений проводов от частоты.

3. Имеются отличия в моделировании трансформаторов на высших гармониках. В системе MatLab модель трехфазного трансформатора реализована в виде трех однофазных трансформаторов, в то время как в ПК Fazonord используются более точные подходы, учитывающие структуру магнитного поля сердечника.

Для более строгого сопоставления разных вариантов расчетов проведено определение в ПК Fazonord режимов ВГ для схемы рисунка 1.30, позволяющей провести аналитические расчеты режимов на высших гармониках. Координаты расположения проводов приведены на рисунке 1.31. Модель сети в Fazonord представлена на рисунке 1.32. Элемент контактной сети (К/С) введен из-за особенностей интерфейса ПК Fazonord при расчетах режимов ВГ. Параметры провода АС-50 даны в таблице 1.6.

Параметры источников ЭДС приведены в таблице 1.7, а источников тока в таблице 1.8. Результаты расчета режимов на высших гармониках в комплексе Fazonord сведены в таблице 1.9.

Таблица 1.6

Параметры провода АС-50/8

Сечение, мм ²	Радиус, мм	Удельное сопротивление, Ом/км
56	4,8	0,6

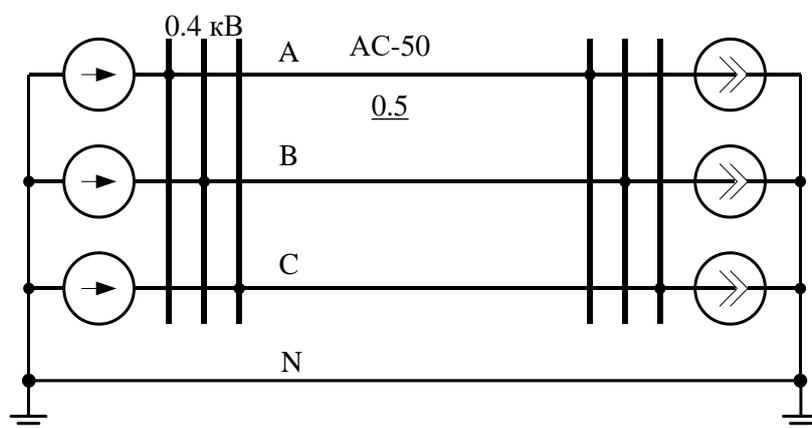


Рисунок 1.30. Схема электрических соединений

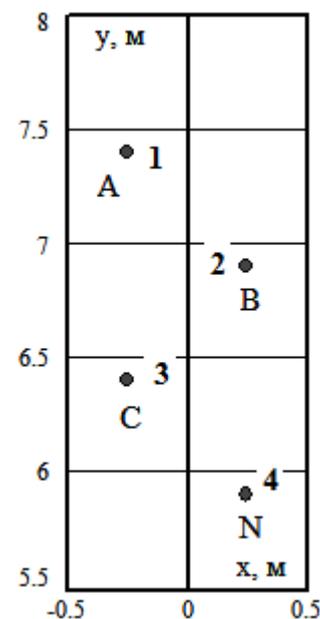


Рисунок 1.31. Координаты проводов

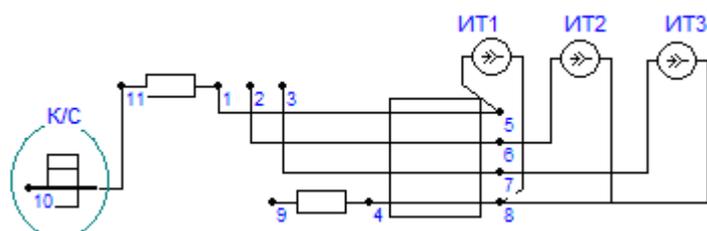


Рисунок 1.32. Расчетная схема ПК Fazonord

Таблица 1.7

Параметры источников ЭДС

Фаза А		Фаза В		Фаза С	
Модуль, В	Угол, град	Модуль, В	Угол, град	Модуль, В	Угол, град
230	27,7	230	-92,3	230	147,7

Таблица 1.8

Параметры источников гармоник

Номер	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	I, A	$\varphi, \text{град.}$	I, A	$\varphi, \text{град.}$	I, A	$\varphi, \text{град.}$
1	41,4	18,6	41,4	-101,3	41,5	138,6
5	12,75	-95,81	12,75	24,24	12,74	144,2
7	3,02	37,54	3,04	-82,32	3,04	157,4
11	2,67	-141,8	2,67	-21,57	2,65	98,29
13	1,33	-61,72	1,33	178,7	1,33	58,43
17	1,03	155,7	1,03	-83,9	1,03	35,79
19	0,8	-132,8	0,8	107,3	0,8	-12,65
23	0,45	79,25	0,45	-160,6	0,45	-40,78
25	0,45	157,9	0,45	37,56	0,45	-82,4
29	0,25	-14,17	0,25	106	0,25	-133,5
31	0,25	79,32	0,25	-41,29	0,25	-161,9
35	0,2	-102,8	0,21	18,31	0,2	138,8
37	0,16	-12,27	0,16	-132	0,16	106,4
41	0,17	-179,8	0,17	-57,89	0,16	61,74

Таблица 1.9

Результаты расчета режимов ВГ. Напряжения на приемном конце линии

Номер ВГ	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	U, B	$\varphi, \text{град.}$	U, B	$\varphi, \text{град.}$	U, B	$\varphi, \text{град.}$
5	11,75	152,2	11,68	-91,1	12,24	27
7	3,91	-74,9	3,75	167,4	3,8	50,5
11	5,11	116,5	5,02	-126,8	5,21	-9,4
13	3,07	-168	2,93	75,1	3	-41,8
17	3,01	57,5	2,94	174,4	3,07	-68,6
19	2,66	123,5	2,54	6,4	2,6	-110,2
23	1,77	-17,1	1,73	99,5	1,8	-143,4
25	1,95	55,7	1,87	-61,9	1,92	-178,5
29	1,23	-109,4	1,2	7,2	1,25	124,9
31	1,34	-21,8	1,28	-139,7	1,32	103,1
35	1,18	162,9	1,22	-79,7	1,2	37,9
37	1,02	-112,8	0,97	130,4	1	12,1
41	1,18	86,3	1,15	-155,4	1,12	-38,8

Для проверки адекватности моделирования проведены аналитические расчеты напряжений ВГ в следующем порядке.

Определены сопротивления проводов и результаты расчетов проиллюстрированы на рисунках 1.33, 1.34.

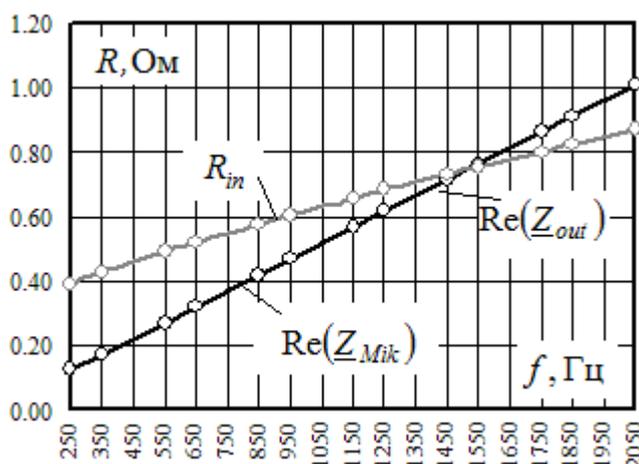


Рисунок 1.33. Зависимости активных сопротивлений от частоты

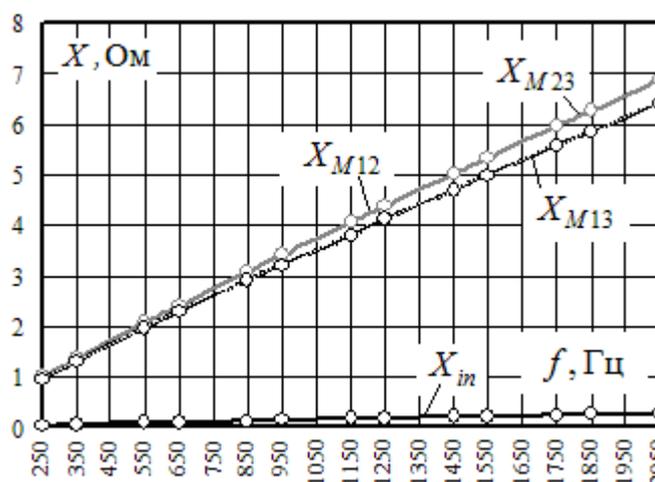


Рисунок 1.34. Зависимости реактивных сопротивлений от частоты

Напряжения ВГ определялись по следующим выражениям:

$$\dot{U}_{1k} = \underline{Z}_k \dot{I}_{1k} + \underline{Z}_{12k} \dot{I}_{2k} + \underline{Z}_{13k} \dot{I}_{3k} + \underline{Z}_{14k} \dot{I}_{4k};$$

$$\dot{U}_{2k} = \underline{Z}_{12k} \dot{I}_{1k} + \underline{Z}_k \dot{I}_{2k} + \underline{Z}_{23k} \dot{I}_{3k} + \underline{Z}_{24k} \dot{I}_{4k};$$

$$\dot{U}_{3k} = \underline{Z}_{13k} \dot{I}_{1k} + \underline{Z}_{23k} \dot{I}_{2k} + \underline{Z}_k \dot{I}_{3k} + \underline{Z}_{34k} \dot{I}_{4k};$$

$$\dot{U}_{4k} = \underline{Z}_{14k} \dot{I}_{1k} + \underline{Z}_{24k} \dot{I}_{2k} + \underline{Z}_{34k} \dot{I}_{3k} + \underline{Z}_k \dot{I}_{4k},$$

где \underline{Z}_k — полное сопротивление провода, определяемое по формуле (2.8); \underline{Z}_{ijk} — сопротивления взаимной индукции.

Результаты сравнения полученных результатов с данными, приведенными в таблице 1.8, представлены в таблице 1.9 и проиллюстрированы на рисунках 1.35 и 1.36.

Как видно, расхождение результатов между аналитическими вычислениями и моделированием в ПК Fazonord режимов ВГ не превышают долей процента по модулям и долей градуса по фазам, что подтверждает применимость предлагаемой методики для моделирования несинусоидальных режимов.

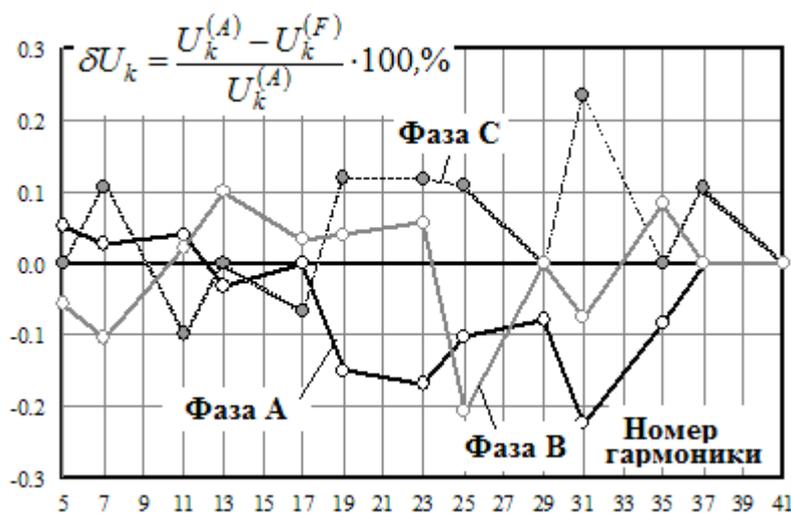


Рисунок 1.35. Различия в модулях напряжений гармоник

Таблица 1.10

Различие результатов аналитического расчета и данных таблицы 1.9

Номер	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	$\delta U_k, \%$	$\Delta \varphi_k, \text{град}$	$\delta U_k, \%$	$\Delta \varphi_k, \text{град}$	$\delta U_k, \%$	$\Delta \varphi_k, \text{град}$
5	0,05	0,06	0,00	-0,09	-0,06	0,00
7	0,03	-0,10	0,11	0,07	-0,11	0,06
11	0,04	0,03	-0,10	0,00	0,02	0,08
13	-0,03	0,11	0,00	-0,07	0,10	-0,05
17	0,00	-0,05	-0,07	0,02	0,03	0,08
19	-0,15	0,02	0,12	-0,08	0,04	0,13
23	-0,17	0,01	0,12	0,07	0,06	-0,09
25	-0,10	-0,05	0,11	0,13	-0,21	0,11
29	-0,08	-0,13	0,00	0,09	0,00	-0,05
31	-0,22	-0,16	0,23	-0,06	-0,08	0,10
35	-0,08	0,01	0,00	0,08	0,08	-0,05
37	0,00	-0,06	0,10	-0,04	0,00	-0,04
41	0,00	0,05	0,00	-0,09	0,00	0,00

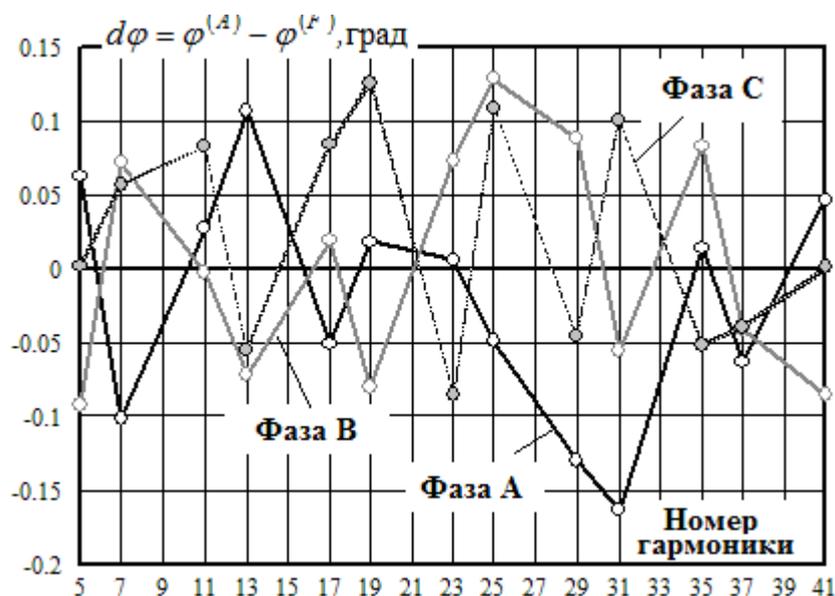


Рисунок 1.36. Различия в фазах напряжений гармоник

Возможность моделирования режимов на высших гармониках с использованием источников токов ВГ, привязанных к режиму на основной частоте, реализованная в ПК Fazonord, позволяет определять параметры несинусоидальных режимов в сетях общего назначения со стационарными источниками высших гармоник.

Выводы

1. Электромагнитные поля ЛЭП создают среду, в которой могут размещаться другие электротехнические устройства, в частности, воздушные линии электропередачи и связи. Трассы сближения линий должны проектироваться так, чтобы была обеспечена электромагнитная совместимость, под которой понимается способность электротехнического оборудования удовлетворительно работать в среде, созданной другим оборудованием. Источниками опасных влияний являются трехфазные линии электропередачи и тяговые сети электрифицированных железных дорог, подробно рассмотренные ниже.

2. По физическому механизму различают три вида влияний: электрическое, магнитное и гальваническое. Электрическое влияние, появляется за счет электрического поля влияющей линии; при этом последнюю и смежный провод, подверженный влиянию, можно рассматривать как конденсатор, который вместе со вторым конденсатором с обкладками смежная линия – земля образует емкостный делитель, определяющий напряжение электрического влияния.

Магнитное влияние вызвано наведением ЭДС в замкнутых контурах переменным магнитным полем. Токи, протекающие во влияющей линии, создают магнитное поле, которое наводит ЭДС в контуре смежный провод – земля; при этом, можно рассматривать воздушный трансформатор, первичная обмотка которого образована влияющей линией и землей, а вторичная – смежной линией и землей.

3. Применяемая в работе методика имеет следующие особенности:

- отличается от известных универсальностью, так как позволяет определять электромагнитные влияния в любых, технически реализуемых ситуациях; так, например, в качестве влияющих элементов могут выступать воздушные и кабельные линии различных конструкций, токопроводы и шинопроводы с массивными шинами, контактные сети железных дорог и др.; перечисленные элементы, а также линии связи могут выступать в качестве объектов, подверженных электромагнитным влияниям;

- на базе методики реализуется системный подход к моделированию наведенных напряжений в связи с тем, что они могут определяться на основе расчета режимов сложной ЭЭС;

- адекватность определения электромагнитных влияний достигается корректной работой в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона;

- при расчете наведенных напряжений корректно учитываются гармонические искажения токов и напряжений влияющей ЛЭП; возможен учет неоднородности электрических параметров грунтов на трассе сближения влияющей ЛЭП и линии, подверженной влиянию.

- траектория сближения влияющей ЛЭП и линии, подверженной влиянию, может быть параллельной, сходящейся, а также иметь сложную конфигурацию;

- методика позволяет определять техническую эффективность устройств, применяемых для снижения наведенных напряжений, например, экранирующих проводов и отсасывающих трансформаторов.

3. Наведенное напряжение, создаваемое за счет ВГ, сопоставимо с напряжением, наводимым током основной частоты, и для адекватной оценки условий электромагнитной безопасности необходим учет ВГ при определении электромагнитных влияний на смежные ЛЭП.

4. Проведенные расчеты максимальных значений гармоник для одной из тяговых подстанции магистральной железной дороги сибирского региона со сравнением с результатами проведенных измерений подтвердили корректность рассматриваемой методики и ее применимость для моделирования несинусоидальных режимов.

Сопоставление с результатами моделирования в среде MatLab показало, что отличия по суммарным коэффициентам гармоник напряжения небольшие, максимальное различие достигает 3,2 % для фазы В.

Расхождение результатов между аналитическими вычислениями и моделированием в ПК Fazonord режимов ВГ не превышают долей процента по модулям и долей градуса по фазам.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ, СОЗДАВАЕМЫХ ВЫСОКОВОЛЬТНЫМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

2.1. Наведенные напряжения на провода отключенной цепи

Ремонтные работы на двухцепных линиях электропередачи могут проводиться на отключенной цепи, когда параллельная цепь находится под рабочим напряжением. В соответствии с межотраслевыми правилами [74], допустимыми по условиям безопасности, являются схемы, представленные в строках 1 и 5 таблицы 2.1. Однако, как отмечается в работе [76], остальные схемы, приведенные в этой таблице, могут реализовываться в практике эксплуатации электроустановок.

Таблица 2.1

Варианты заземления линии 10 кВ

№	Способ заземления	Схема заземления
1	Заземление в распределительных устройствах и на месте работ	
2	Двустороннее заземление	
3	Одностороннее заземление слева	
4	Одностороннее заземление справа	
5	Заземление в месте работ	
6	Незаземленная линия	

Ситуация, приведенная во второй строке таблицы 2.1, может возникнуть на отключенной цепи, которая заземлена на отправном и приемном концах, когда переносное заземление на рабочем месте еще не установлено. Она может иметь место также при окончании работ после снятия ПЗ. Кроме того, она может проявляться и в процессе работ по следующим причинам:

- ошибочное снятие ПЗ;
- повреждение проводников переносного заземления;
- плохой контакт ПЗ с заземлителем;

– неисправности в заземляющем устройстве.

Схемы, приведенные в строках 3 и 4, могут иметь место в следующих случаях:

– при проведении оперативных переключений по выводу цепи ЛЭП в ремонт;

– при возникновении неисправности в заземляющем устройстве;

– при обрывах проводов отключенной цепи.

Схема, представленная в последней строке таблицы 2.1, может быть реализована при следующих ситуациях:

– на промежуточных этапах вывода цепи в ремонт;

– при ошибочном снятии ПЗ в схемах, приведенных в строках 3 и 4;

– при наличии неисправности на заземлителе, к которому присоединено ПЗ.

Задача разработки методов компьютерного моделирования наведенных напряжений является актуальной. Анализ работ [70–72], посвященных проблеме защиты от воздействия наведенных напряжений, показывает, что универсальная методика определения наведенных напряжений, реализованная в программном продукте, в этих работах не представлена.

Методы моделирования режимов ЭЭС, предложенные в Иркутском государственном университете путей сообщения [26] и реализованные в программном комплексе Fazonord, позволяют предложить универсальную методику определения наведенных напряжений, отличающуюся возможностью моделирования различных режимов, включая сложносимметричные, в частности, отличающиеся многократными продольными и поперечными несимметриями.

Проблема моделирования многопроводных линий в фазных координатах пересекается с вопросами анализа опасного электромагнитного влияния одной линии на другую. Разработанные модели элементов ЭЭС [26] напрямую применимы к решению задач определения наведенных напряжений. При этом реализуется системный подход, когда анализируемые ЛЭП рассматриваются в неразрывной связи со сложной ЭЭС.

Для адекватного расчета наведенных напряжений определение сопротивлений взаимоиндуктивной связи между проводами линий необходимо определять с корректным учетом интеграла Карсона [122] в ближней, промежуточной и дальней зонах. Именно такой подход реализован в рассматриваемой ниже методике.

Для анализа электромагнитных влияний для всех перечисленных в таблице 2.1 ситуаций была разработана компьютерная модель, реализованная в ПК Fazonord, фрагмент расчетной схемы которой представлена на рисунке 2.2. Рассматривалась двухцепная ЛЭП 220 кВ протяженностью 100 км. Для определения наведенных напряжений в узлах, обозначенных в таблице 2.1, модель ЛЭП была разбита на два участка длиной в 50 км. Предполагалось, что линия выполнена проводами АС-300, а нагрузка рабочей цепи составляла $50 + j25$ МВ·А на фазу. Координаты расположения проводов показаны на рисунке 2.3.

Результаты моделирования сведены в таблице 2.2 и проиллюстрированы на рисунках 2.4, 2.5.

Наведенные напряжения на отключенной цепи

x, км	Фаза	Способ заземления по таблице 2.1					
		1	2	3	4	5	6
0	А	32	32	2,1	1687	851	8311
50		0,6	18,6	904	835	1,9	7467
100		33,2	33,2	1783	1,7	879	6637
0	В	7,5	7,2	0,1	904	467	1321
50		0,4	17,3	481	436	0,1	1011
100		7,1	7,3	926	0,1	443	865
0	С	26,9	27	1,2	1354	681	3998
50		0,5	17,6	664	674	1,2	4154
100		27,1	27	1318	1,2	650	4360

Примечание: жирным шрифтом выделено наведенное напряжение в месте работ.

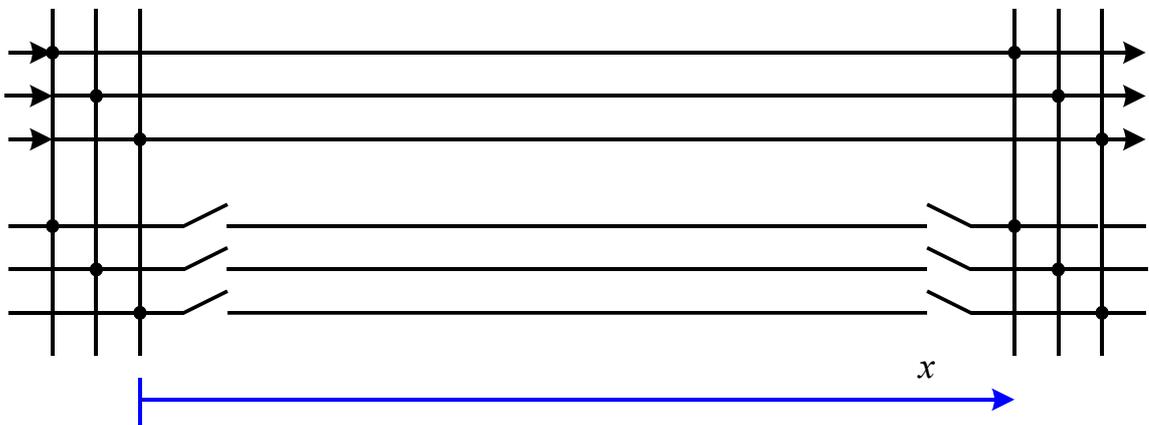


Рисунок 2.1. Схема анализируемой ЛЭП

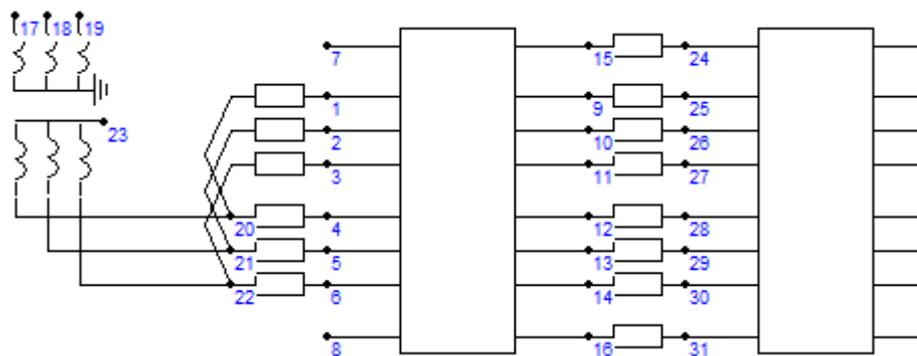


Рисунок 2.2. Фрагмент схемы расчетной модели

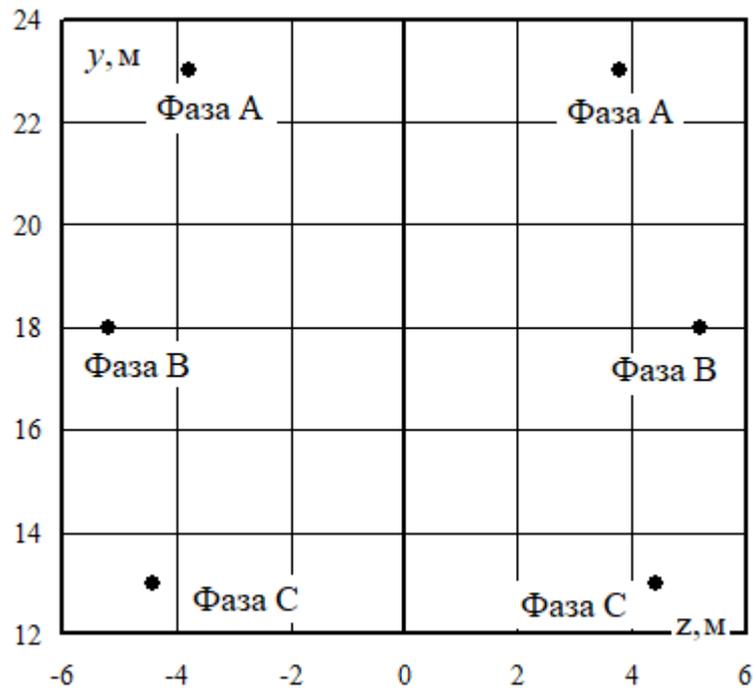
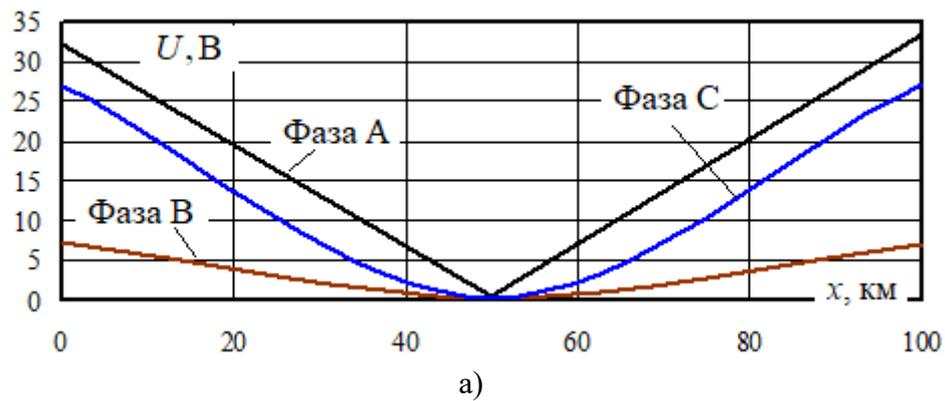
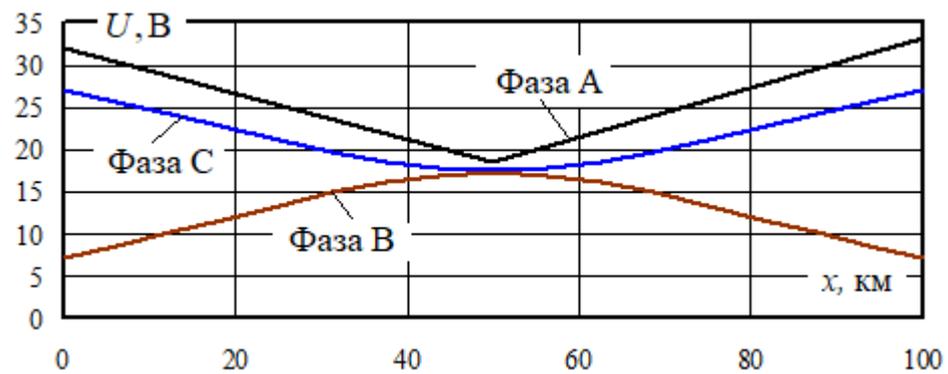


Рисунок 2.3. Координаты проводов



а)



б)

Рисунок 2.4. Зависимости наведенных напряжений от координаты x при наличии заземлений: а – заземление в распределительных устройствах и на месте работ; б – двустороннее заземление; в – одностороннее заземление слева; г – одностороннее заземление справа; д – заземление в месте работ (первый фрагмент, окончание на стр. 55)

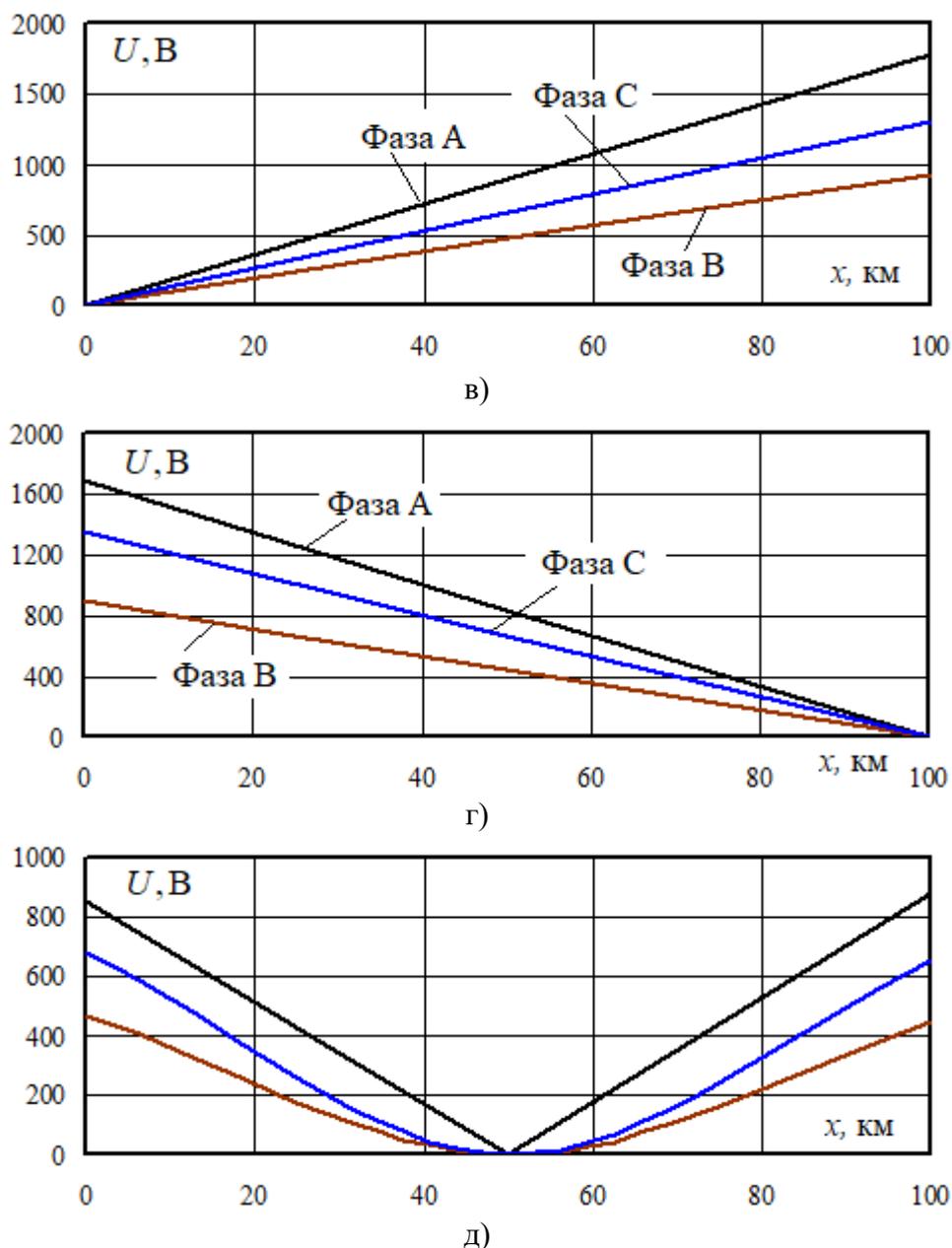


Рисунок 2.4. Зависимости наведенных напряжений от координаты x при наличии заземлений: а– заземление в распределительных устройствах и на месте работ; б – двустороннее заземление; в– одностороннее заземление слева; г – одностороннее заземление справа; д – заземление в месте работ (окончание, начало на стр. 54)

Полученные результаты дают возможность сделать следующие выводы:

1. Малые уровни наведенных напряжений, не превышающие 2 В, имеют место при следующих ситуациях: заземление в распределительных устройствах и на месте работ, а также при заземлении в месте работ.
2. Приемлемые уровни наведенных напряжений, не превышающие допустимого значения в 25 В, наблюдаются при двухстороннем заземлении в РУ.
3. При односторонних заземлениях уровни наведенных напряжений лежат в диапазоне 436...904 В.
4. Наибольшие величины наведенных напряжений имеют место при незаземленной цепи.

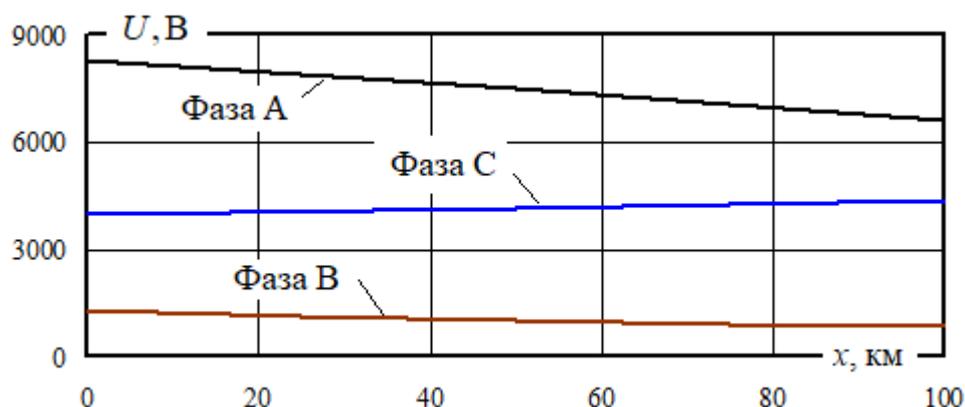


Рисунок 2.5. Зависимости наведенных напряжений от координаты x при незаземленной цепи

Численные значения характеризуют рассмотренный пример, но отражают общую тенденцию возникновения наведенных напряжений на отключенной цепи ЛЭП. Предлагаемая методика является общей и позволяет определять наведенные напряжения для любых конструкций двухцепных ЛЭП. Отличительная особенность предлагаемой методики заключается в возможности моделирования электромагнитных влияний применительно к конкретному режиму сложной ЭЭС, в составе которой работает анализируемая линия.

2.2. Наведенные напряжения при пофазном ремонте ЛЭП

В практике эксплуатации ЛЭП используется технология пофазного ремонта ЛЭП; при этом провод, на изоляторах и поддерживающих конструкциях которого выполняются работы, отключается, а передача электроэнергии потребителям осуществляется по двум фазам. Для анализа электромагнитных влияний при пофазном ремонте сформирована модель в ПК Fazonord, фрагмент которой показан на рисунке 2.7. Рассматривалась ЛЭП 220 кВ (рисунок 2.6) протяженностью 50 км, выполненная проводами АС-650.

Результаты моделирования приведены в таблицах 2.3, 2.4 и проиллюстрированы на рисунках 2.8 – 2.10.

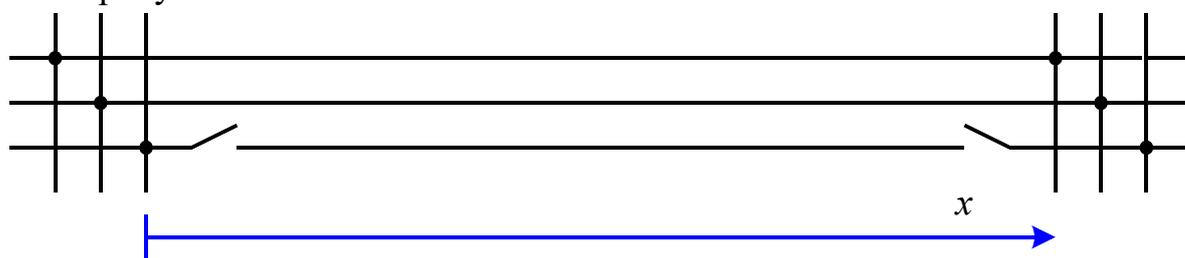


Рисунок 2.6. Схема анализируемой ЛЭП

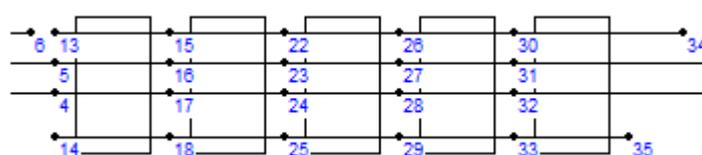


Рисунок 2.7. Фрагмент схемы расчетной модели

Наведенные напряжения на отключенной фазе

x, км	Способ заземления по таблице 2.1				
	1	2	3	4	5
0	345	347	3	12954	5170
10	177	217	2599	10370	2587
20	9,3	82,6	5202	7782	2,5
30	110	57	7806	5191	2601
40	228	201	10412	2597	5204
50	350	349	13017	1,7	7808

Примечание: жирным шрифтом выделено наведенное напряжение в месте работ.

На рисунке 2.8 показаны зависимости наведенных напряжений от координаты x (рисунок 2.6) при сопротивлениях заземлений 1 Ом. Из этих графиков видно, что приемлемые уровни напряжений имеют место при заземлении на месте работ и заземлениях, по схеме, представленной в строке 1 таблицы 2.1. Наименьшие напряжения, равные 2,5 В, наблюдаются в первой ситуации, предусмотренной правилами безопасности при пофазном ремонте.

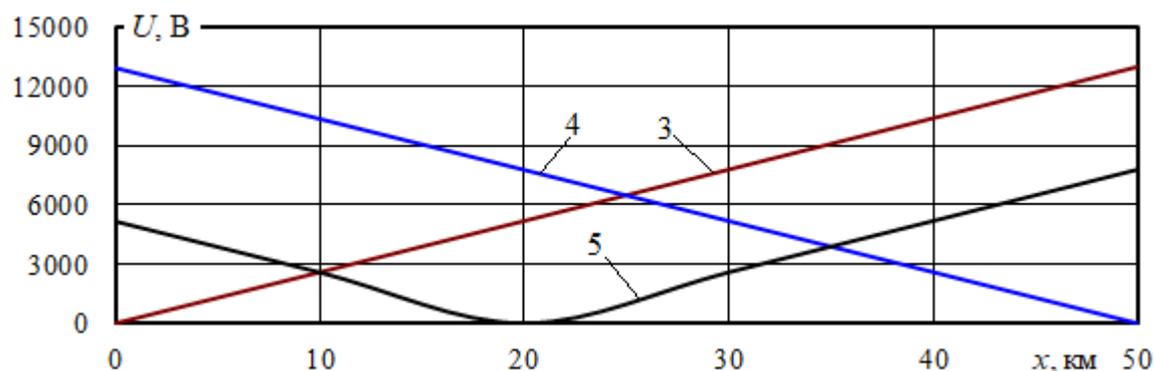
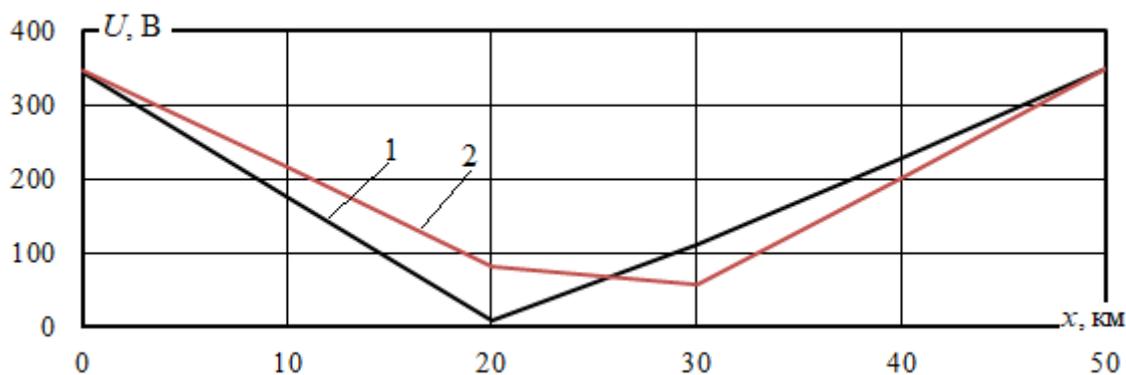


Рисунок 2.8. Зависимости наведенных напряжений от координаты x цифрами обозначены способы заземления в соответствии с таблицей 2.1

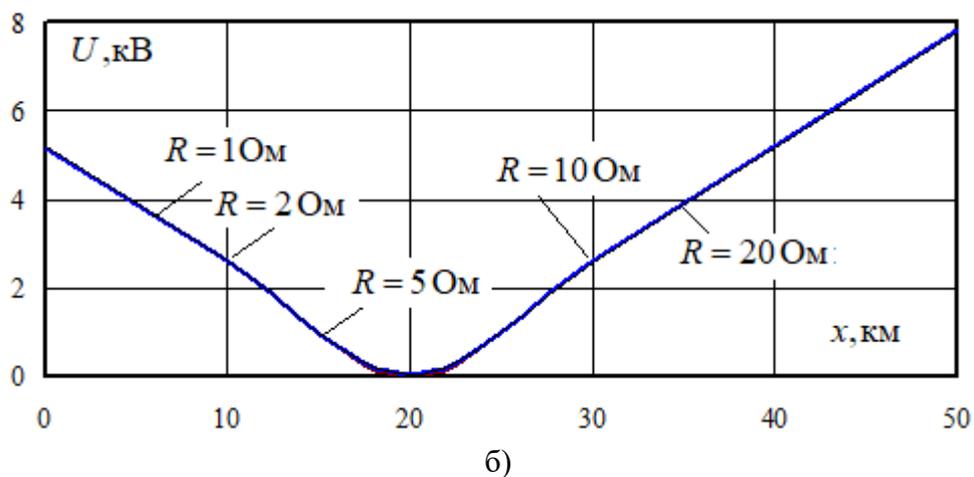
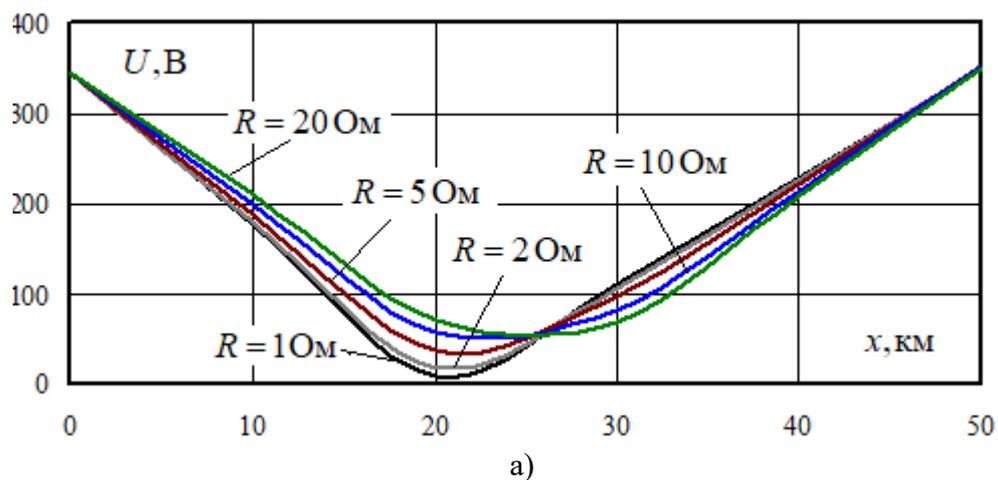


Рисунок 2.9. Зависимости наведенных напряжений от координаты x при различных значениях сопротивления заземления в месте работ: а – заземление в РУ и на месте работ; б – заземление только в месте работ

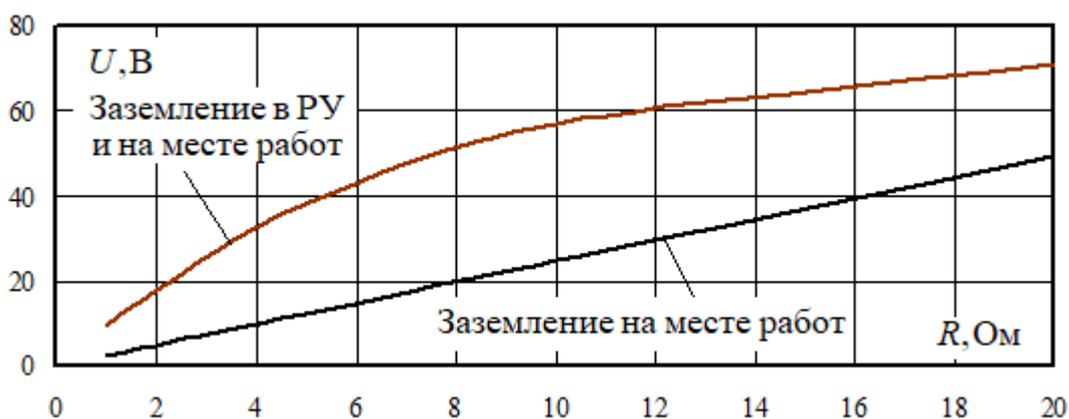


Рисунок 2.10. Зависимости наведенных напряжений от сопротивления заземления на месте работ

На рисунках 2.9 – 2.10 представлены результаты моделирования при варьировании сопротивлений заземлителя, установленного на месте работ.

Наведенные напряжения на отключенной фазе

Вид заземления	x, км	R, Ом				
		1	2	5	10	20
Заземление в РУ и на месте работ	0	345	345	344	344	345
	10	177	179	187	199	209
	20	9,3	17,8	38,2	57,1	70,9
	30	110	107	97	82,5	68,6
	40	228	226	221	213	207
	50	350	350	351	351	350
Заземление только на месте работ	0	5170	5171	5175	5181	5194
	10	2587	2588	2592	2598	2611
	20	2,5	4,9	12,4	24,7	49,5
	30	2601	2599	2596	2590	2577
	40	5204	5203	5199	5193	5181
	50	7808	7807	7803	7797	7785

Полученные результаты позволяют сформулировать следующий вывод: заземление отключенной фазы в месте работ обеспечивает приемлемый уровень наведенного напряжения. Однако, при сопротивлениях растеканию, больших 10 Ом уровни наведенных напряжений становятся выше допустимых.

Численные значения наведенных напряжений характеризуют рассмотренный пример, но хорошо отражают общие тенденции их изменения по длине ЛЭП при различных способах заземления отключенной фазы, а также при вариации сопротивления заземления.

Применение предлагаемой методики и программного обеспечения на практике позволит обоснованно подходить к выбору мероприятий по обеспечению безопасности персонала при проведении пофазных ремонтов. В, частности, при повышенных величинах сопротивлений растеканию, могут быть применены более эффективные способы заземления места работ.

2.3. Наведенные напряжения на смежных ЛЭП, создаваемые воздушными линиями электропередачи в неполнофазном режиме

Воздушные линии различного назначения, проходящие вдоль трасс высоковольтных ЛЭП переменного тока, подвержены электрическому и магнитному влияниям этих ЛЭП. Поэтому возможно появление опасных напряжений на отключенных линиях при значительной их удаленности (100 м и более) от влияющей ЛЭП. В нормальных условиях симметричного режима высоковольтной ЛЭП ее влияние на смежные линии ввиду равенства нулю сумм напряжений и токов проводов сравнительно невелико. Однако при обрыве фаз и некоторых видах несимметричных коротких замыканий возникает неуравновешенный режим ЛЭП с возвратом тока через землю, что приводит к значительному росту наведенных напряжений на смежных линиях. Такие режимы представляют серьезную опасность при обслуживании отключенных смежных линий электропередачи или связи.

В качестве объектов исследований рассмотрены две линии электропередачи: линия 220 кВ под рабочим напряжением и параллельно ей расположенная отключенная линия 10 кВ.

Для получения количественной оценки наведенных напряжений проведено численное моделирование для сравнительно простой схемы, показанной на рисунке 2.11 а. В состав исследуемой системы входили шины 220 кВ питающей энергосистемы большой мощности, участок ЛЭП 220 кВ АС-600 (с параллельно расположенной линией 10 кВ длиной 10 км) и симметричная нагрузка, включенная через трансформатор мощностью 630 МВ·А с заземленной нейтралью, с мощностями потребления $50 + j30$ МВ·А на фазу в симметричном режиме и при обрыве одной фазы. При обрыве двух фаз нагрузки снижены до $2 + j2$ МВ·А на фазу. При коротких замыканиях нагрузки принимались нулевыми. Координаты расположения проводов ЛЭП 220 кВ представлены на рисунке 2.11 б. Провода смежной линии 10 кВ расположены на расстоянии 100 м от ЛЭП 220 кВ на высоте 8 м.

Проанализированы следующие режимы работы ЛЭП 220 кВ:

- симметричный нагрузочный режим;
- трехфазное, однофазное и два вида двухфазных коротких замыканий;
- обрывы фаз, включая режимы одновременного замыкания оборванного провода на землю.

Расчеты режимов ЛЭП 220 кВ и соответствующих им наведенных напряжений на линии 10 кВ проведены программным комплексом Fazopord, в котором реализовано моделирование электроэнергетических систем в фазных координатах [26, 58]. Фрагмент расчетной схемы для симметричного режима ЛЭП 220 кВ показан на рисунке 2.11 в. Расчеты наведенных напряжений проводились по методике работы [58]. Удельная проводимость земли принята равной 0,01 См/м.

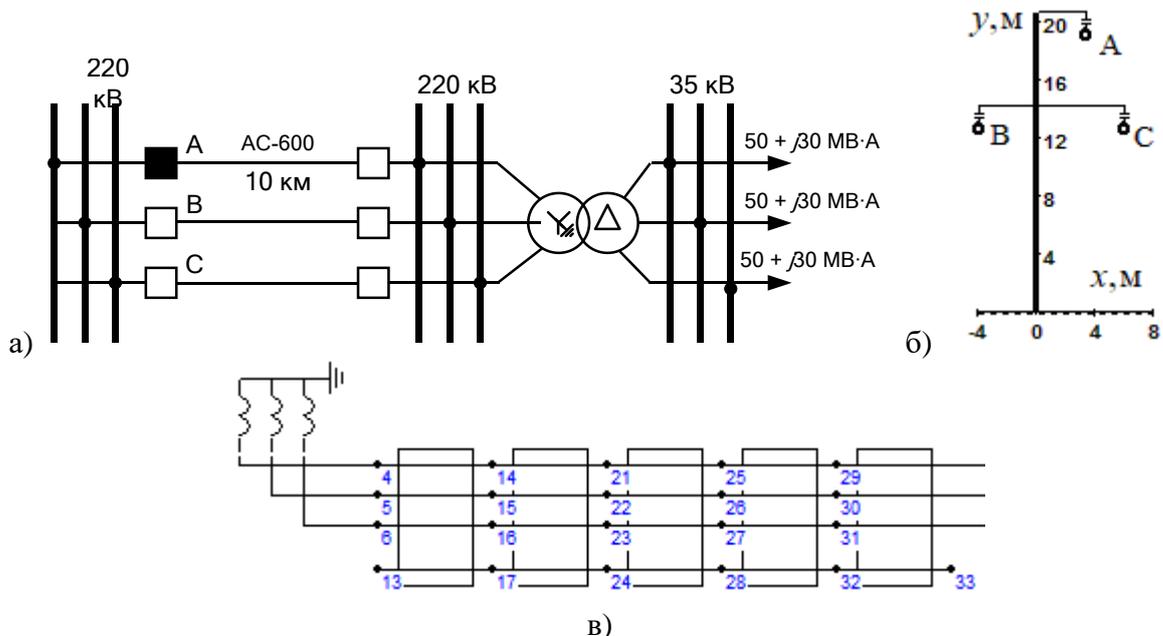


Рисунок 2.11. Схема сети (а), расположение проводов на опоре линии электропередач 220 кВ (б) и фрагмент расчетной схемы для симметричного режима сети 220 кВ (в)

В соответствии с рекомендациями статьи [76], рассматривались ситуации, связанные с заземлением отключенной линии 10 кВ (таблица 2.1), в том числе не

предусмотренные правилами, но возможные в практике эксплуатации. Сопротивление растеканию принималось равным 10 Ом.

Обрывы фаз ЛЭП 220 кВ приводят к неполнофазным режимам, сопровождающимся повышенными напряжениями, наведенными на смежной линии. Для количественной оценки таких эффектов рассмотрены неполнофазные режимы с обрывом фазы А на отпратном конце ЛЭП и с обрывом фаз В и С в той же точке.

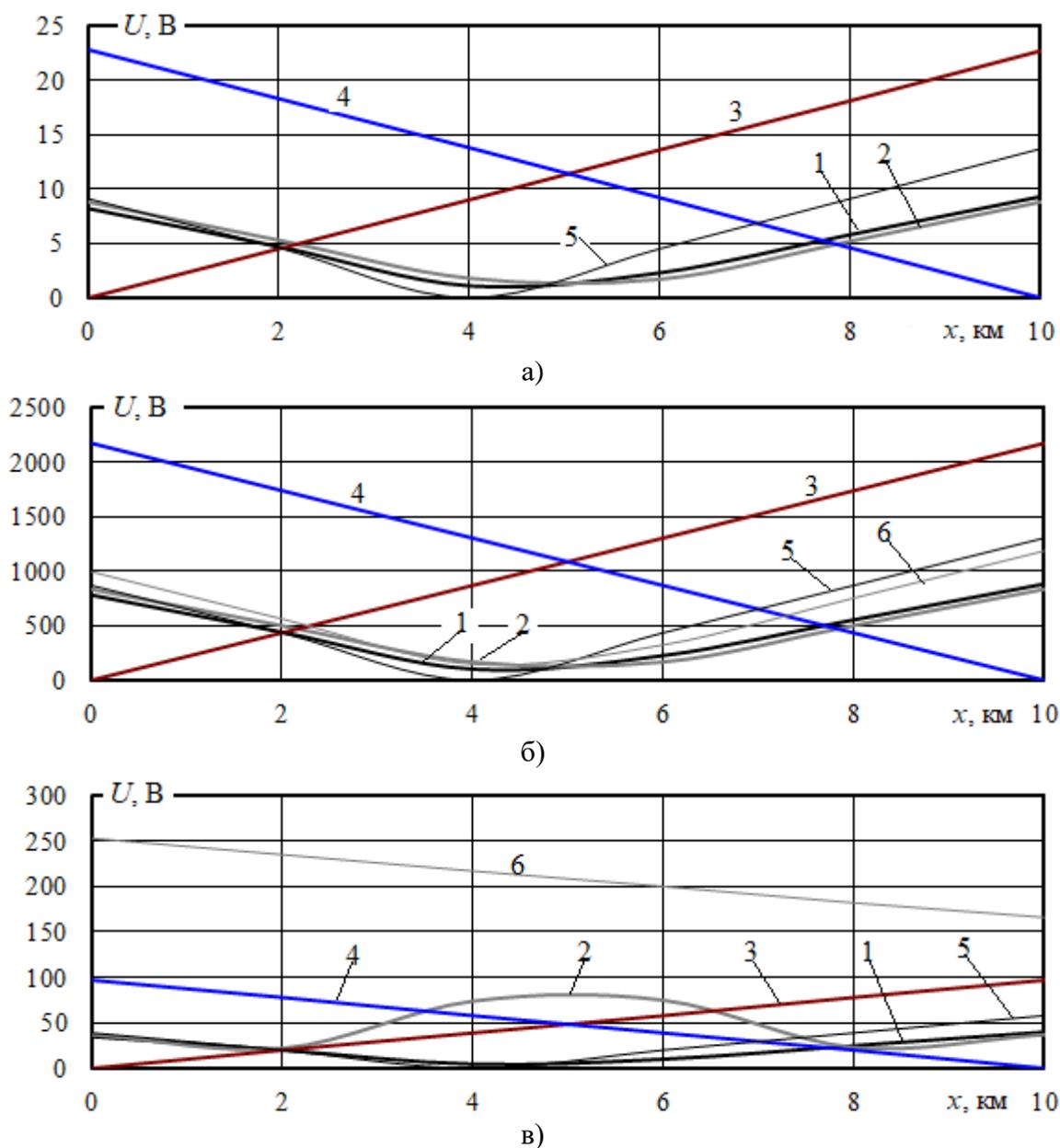


Рисунок 2.12. Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции: а – симметричный режим линии электропередач 220 кВ (в ситуации, отвечающей строке 6 таблицы 2.1, напряжения провод-земля лежат в пределах от 205 до 217 В); б – обрыв фазы А ЛЭП 220 кВ; в – обрыв фаз В и С ЛЭП 220 кВ

Зависимости наведенных на проводах линии 10 кВ напряжений от расстояния до питающей подстанции по вариантам таблицы 2.1 при сопротивлениях заземлителей 10 Ом показаны на рисунке 2.12. Цифры на графиках здесь и далее отвечают номерам строк таблицы 2.1.

Результаты расчетов показали следующее.

1. В симметричном режиме влияющей ЛЭП 220 кВ наведенные напряжения сравнительно невелики. При длине 10 км, заземленной в нескольких точках смежной линии, наведенные напряжения провод-земля не превышают 13 В; при незаземленной линии напряжение определяется емкостной связью и достигает 200 В.

2. При обрыве провода ЛЭП 220 кВ и токах здоровых фаз около 850 А наведенное напряжение при заземлении смежной линии в нескольких точках может превысить 1000 В. Такие большие напряжения определяются индуктивной связью с влияющей ЛЭП и возникающими за счет этого значительными токами в смежной линии (в рассмотренном примере около 86 А). При наличии заземления на одном из концов смежной линии напряжения на противоположном конце превышали 2 кВ.

3. При обрыве двух проводов ЛЭП 220 кВ и сравнительно небольших нагрузках наведенные напряжения при наличии заземлений смежной линии не превышают 100 В, при незаземленной смежной линии напряжения на ней доходят до 250 В.

4. Нулевой потенциал достигается в месте работ при установке там переносного заземления. При использовании дополнительных заземлений по краям ЛЭП уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 102 В при обрыве одной фазы и до 5 В при обрыве двух фаз.

Режимы обрыва фаз с одновременным коротким замыканием возникают при падении проводов на землю и характеризуются протеканием значительных токов, достигающих в расчетном примере 7,5 кА при повреждении на приемном конце ЛЭП 220 кВ. При повреждении на отправном конце токи составляют 1,5 кА. Протекание таких токов приводит к значительным уровням наведенных напряжений на смежной линии, достигающих в некоторых точках 11 кВ при обрыве фазы А на приемном конце ЛЭП и более 6 кВ при обрыве фазного провода А на отправном конце (рисунок 2.13). Сопротивление заземления провода принято равным 1 Ом, сопротивление заземлителей смежной линии равно 10 Ом.

Нулевой потенциал в месте работ достигается при установке там переносного заземления. При использовании дополнительных заземлений по краям ЛЭП уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 318 В при обрыве на отправном конце и до 535 В – при обрыве на приемном конце.

Несимметричные короткие замыкания в ЛЭП 220 кВ также относятся к режимам, при которых возникают большие наведенные напряжения в смежной линии. При моделировании рассмотрены следующие виды типичных несимметричных коротких замыканий:

- однофазное КЗ на приемном конце ЛЭП 220 кВ;
- двухфазное КЗ в той же точке;
- двухфазное КЗ на землю в этой же точке.

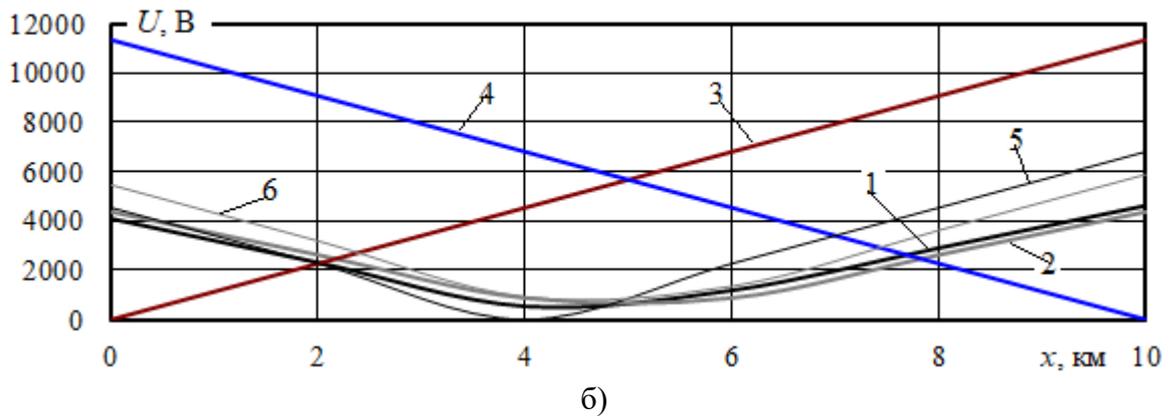
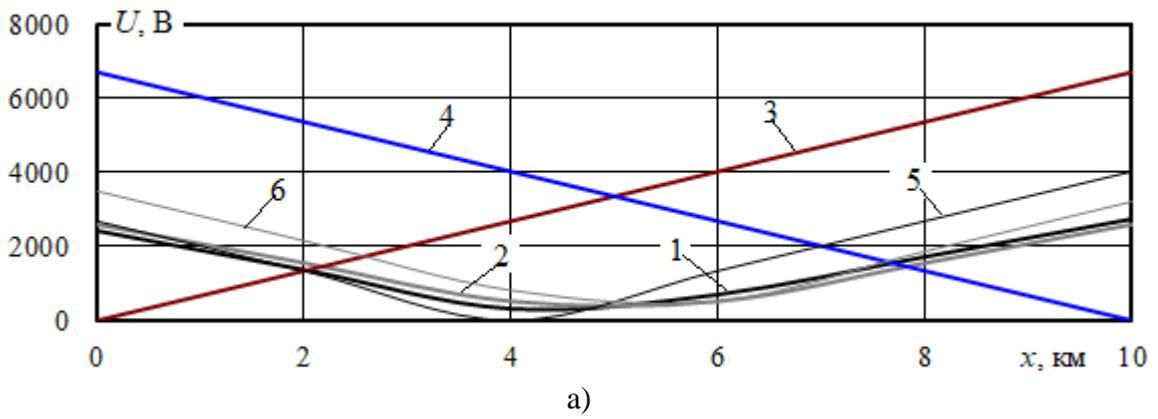


Рисунок 2.13. Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции: а – обрыв фазы А с одновременным замыканием на землю на отправном конце линии электропередачи 220 кВ; б – обрыв фазы А с одновременным замыканием на землю на приемном конце этой линии электропередачи

Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции по вариантам таблицы 2.1 при сопротивлениях заземлителей 10 Ом показаны на рисунке 2.14 и в таблице 2.5.

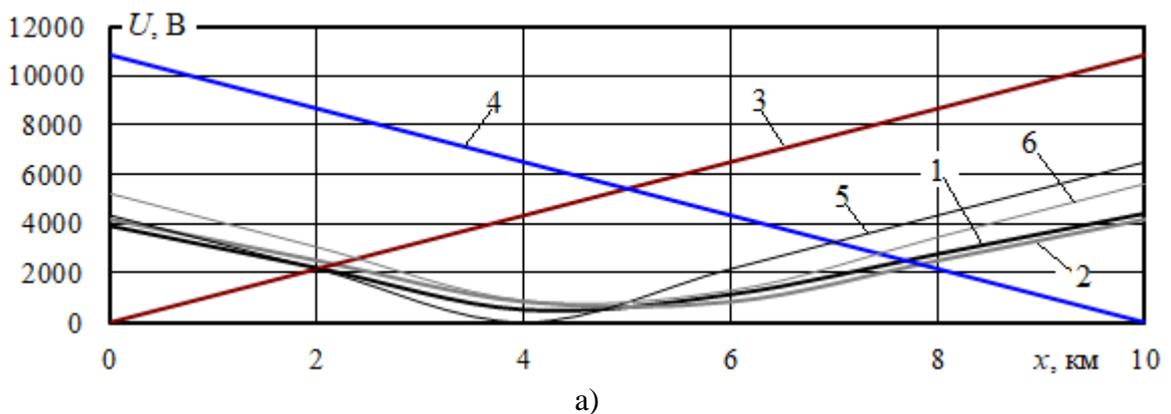


Рисунок 2.14. Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции: а – однофазное короткое замыкание на приемном конце линии электропередачи 220 кВ; б – двухфазное короткое замыкание в той же точке; в – двухфазное короткое замыкание на землю в той же точке (первый фрагмент, окончание на стр. 64)

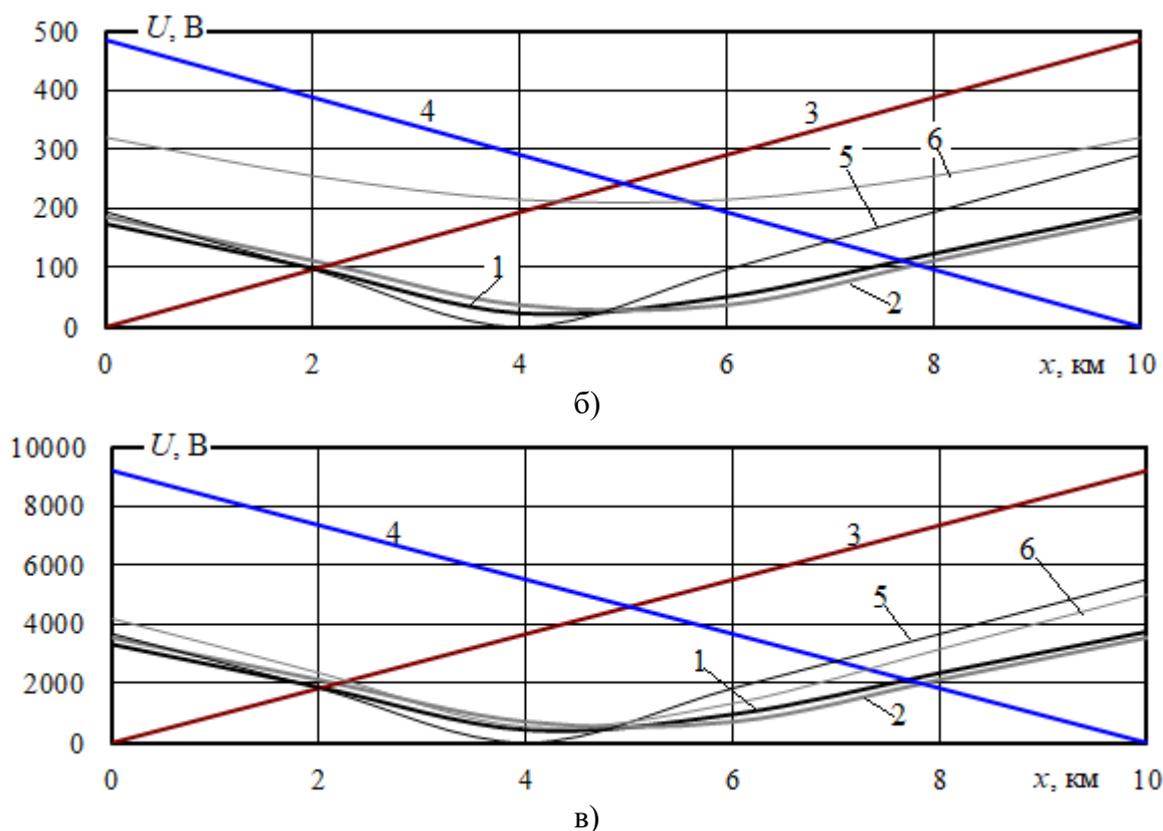


Рисунок 2.14. Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции: а – однофазное короткое замыкание на приемном конце линии электропередачи 220 кВ; б – двухфазное короткое замыкание в той же точке; в – двухфазное короткое замыкание на землю в той же точке (окончание, начало на стр. 63)

Таблица 2.5

Максимальные уровни наведенных напряжений, В

Способ заземления	Режим ЛЭП 220 кВ			
	Симметричный нагрузочный	Однофазное КЗ	Двухфазное КЗ	Двухфазное КЗ на землю
1	9,3	4420	197	3756
2	8,8	4180	186	3553
3	22,7	10848	485	9198
4	22,8	10848	485	9198
5	13,7	6508	291	5518
6	217	5625	320	5003

Результаты расчетов позволяют сформулировать следующие выводы.

1. В режимах несимметричных коротких замыканий максимальные значения наведенных напряжений лежат в пределах от 200 В почти до 11 кВ. Поэтому требуются специальные мероприятия по защите персонала и низковольтного оборудования линий связи, подверженным влиянию ЛЭП высокого напряжения.

2. Наибольшие уровни наведенных напряжений наблюдаются в режиме однофазного КЗ.

3. При наличии в месте работ переносного заземления и использовании дополнительных заземлений по краям линии уровень наведенного напряжения в

этой точке повышается до 512 В при однофазном КЗ, до 23 В – при двухфазном КЗ и до 435 В – при двухфазном КЗ на землю.

Трехфазное короткое замыкание является симметричным, токи в земле в этом режиме не протекают, поэтому уровни наведенных напряжений незначительно превышают аналогичные показатели для двухфазного КЗ (рисунок 2.15).

Нулевой потенциал достигается при установке в месте работ переносного заземления, при использовании дополнительных заземлений по краям линии уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 25 В.

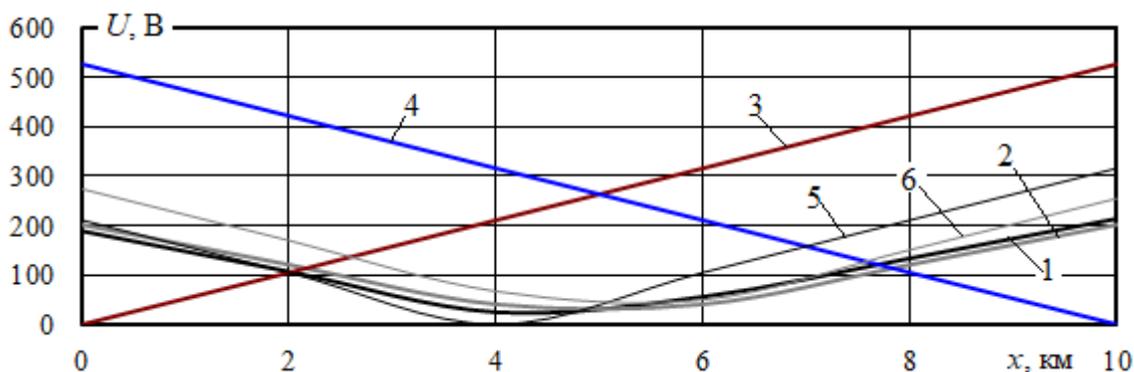


Рисунок 2.15. Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции

Представленные результаты позволяют разделить рассмотренные режимы на две группы:

- с пониженными уровнями наведенных напряжений, максимальные значения которых не превышают 600 В (рисунок 2.16 а);
- с высокими уровнями наведенных напряжений, максимумы которых лежат в пределах 4...11 кВ (рисунок 2.16 б).

К первой группе относятся следующие режимы: симметричный нагрузочный, двухфазное и трехфазное КЗ. Вторую группу образуют режимы, вызванные обрывами фаз и несимметричными короткими замыканиями на землю. Часть из этих режимов характеризуется длительным протеканием повышенных токов, что требует тщательного подбора мероприятий по обеспечению безопасности. К таким режимам относятся обрывы фаз без замыканий на землю. Режимы коротких замыканий, как правило, достаточно быстро ликвидируются релейной защитой. Однако крайне негативным может быть даже кратковременное воздействие высоких напряжений на персонал и низковольтные устройства телекоммуникаций.

Как следует из рисунки 2.16, в режимах первой группы наибольшие наведенные напряжения наблюдаются при двухфазном и трехфазном коротких замыканиях. Для второй группы наибольшими уровнями наведенных напряжений, превышающими 11 кВ, характеризуется режим обрыва и замыкания фазы на землю на отправном конце ЛЭП, а также однофазное КЗ на землю. Для остальных режимов этой группы максимумы наведенных напряжений лежат в пределах 7...9 кВ.

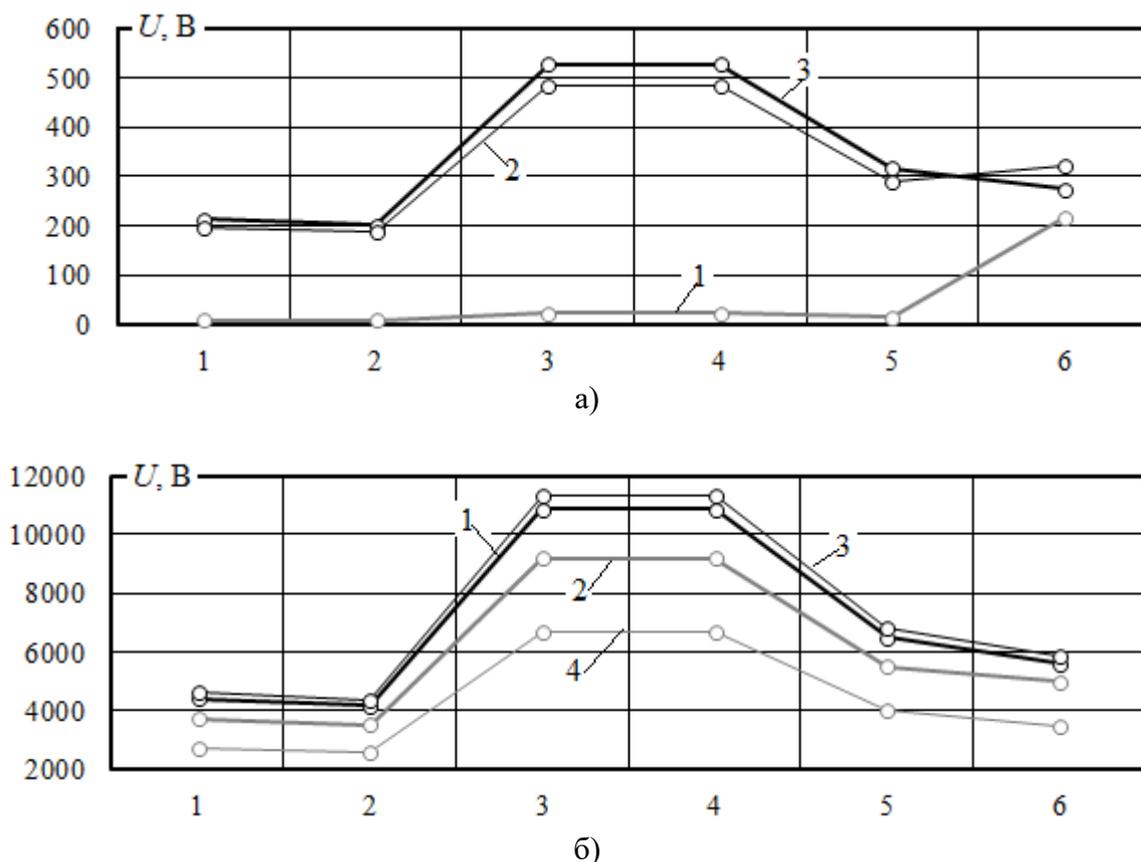


Рисунок 2.16. Максимальные значения наведенных напряжений:

а – режимы с пониженными значениями наведенных напряжений; б – режимы с высокими уровнями наведенных напряжений.

Цифрами на оси абсцисс рисунка 2.16 обозначены способы заземления по таблице 2.1, цифрами на диаграмме а обозначены: 1 – симметричный режим; 2 – двухфазное КЗ; 3 – трехфазное КЗ. Цифрами на диаграмме б обозначены: 1 – однофазное КЗ; 2 – двухфазное КЗ на землю; 3 – обрыв и замыкание фазы А на землю на отправном конце ЛЭП; 4 – обрыв и замыкание фазы А на землю на приемном конце линии электропередачи

Предложенные методы и средства моделирования позволяют рассчитывать наведенные напряжения, создаваемые высоковольтными ЛЭП в различных режимах работы, включая несимметричные, вызванные обрывами фаз с одновременными замыканиями на землю. Эта методика может использоваться в практике проектирования и эксплуатации электрических сетей и систем проводной связи для выработки мероприятий, обеспечивающих защиту персонала и оборудования от воздействия наведенных напряжений.

Методика может быть обобщена на сложные траектории сближения с непараллельными участками.

2.4. Учет неоднородности грунтов

Ниже приведены результаты анализа влияния проводимости земли γ на наведенные напряжения. Моделирование проведено применительно к схеме, показанной на рисунке 2.11 а для условий отключения фазы А и нагрузках на при-

емном конце ЛЭП $50 + j30$ МВ·А на фазу. Модель ЛЭП была разбита на пять участков протяженностью в 2 км. Предусматривалось, что параллельно ЛЭП 220 кВ на расстоянии 100 м проходила линия 10 кВ. Наведенные напряжения фиксировались на проводе, средняя высота подвеса которого над землей составляла 8 м. Сопротивления заземления принимались равными 1 Ом.

Моделирование осуществлялось для следующих вариантов:

1. Варьирование проводимости проводилось одновременно по всем участкам: задавались следующие значения проводимости грунтов: 0,1, 0,01, 0,001 См/м.
2. Задавались разные проводимости земли по участкам в соответствии с рисунком 2.17.

Результаты моделирования приведены в таблице 2.6 и проиллюстрированы на рисунке 2.18.

Таблица 2.6

Наведенные напряжения на смежной ЛЭП

γ , См/м	x , км	Способ заземления по таблице 2.1					
		1	2	3	4	5	6
$\gamma = 0,1$	0	122	126	0	1234	494	504
	2	64,3	75,6	247	987	247	261
	4	8	25,2	494	740	0	62,1
	6	38,4	25,1	740	494	247	248
	8	83,5	75,5	987	247	494	491
	10	129	126	1234	0	740	736
$\gamma = 0,01$	0	204	210	0	2172	869	993
	2	107	126	434	1738	434	562
	4	12,9	42,1	869	1303	0	147
	6	64,5	41,9	1303	869	434	324
	8	139	126	1737	434	869	752
	10	214	210	2172	0	1303	1185
$\gamma = 0,001$	0	285	293	0	3189	1276	1678
	2	149	176	638	2552	638	881
	4	17,5	58,7	1276	1914	0	256
	6	90,3	58,4	1914	1276	638	410
	8	194	176	2551	638	1276	1041
	10	298	293	3189	0	1914	1678
$\gamma = \text{var}$	0	174	204	0	2101	679	828
	2	99,3	114	434	1667	248	395
	4	52,9	172	679	1424	0	175
	6	148	239	981	1127	302	198
	8	140	170	1472	634	793	653
	10	225	204	2101	0	1424	1275

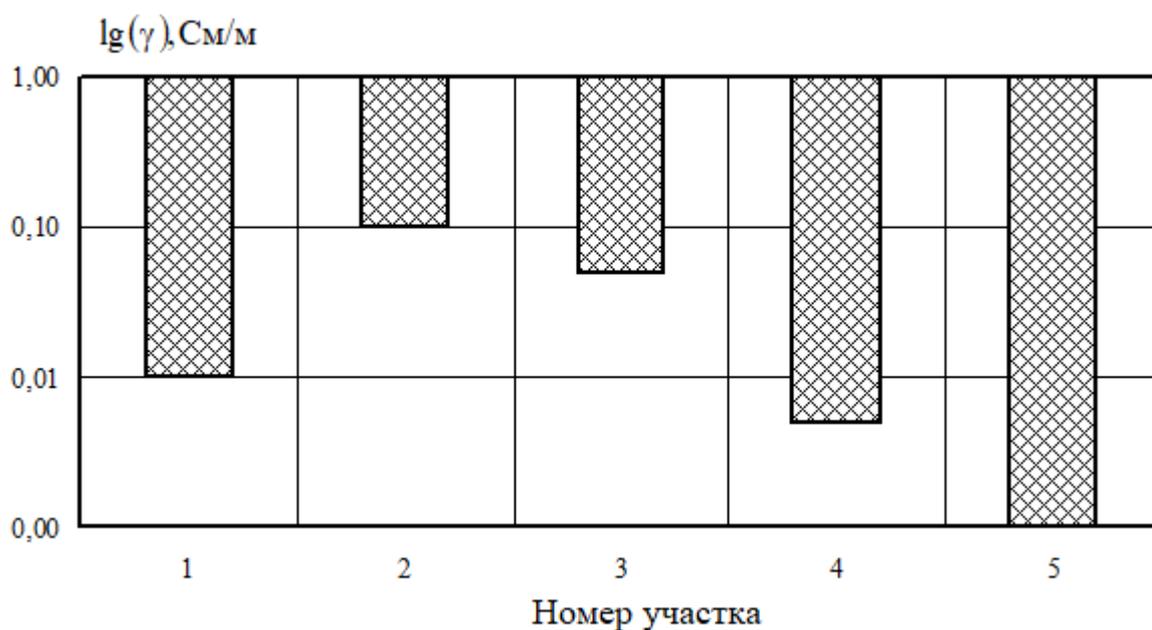
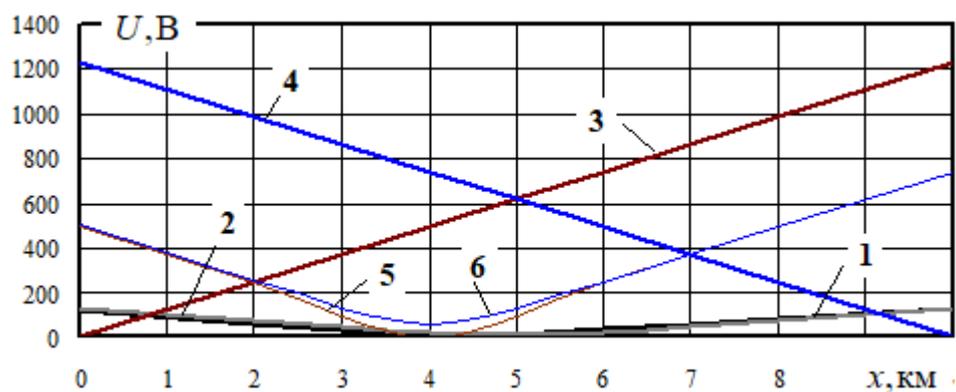
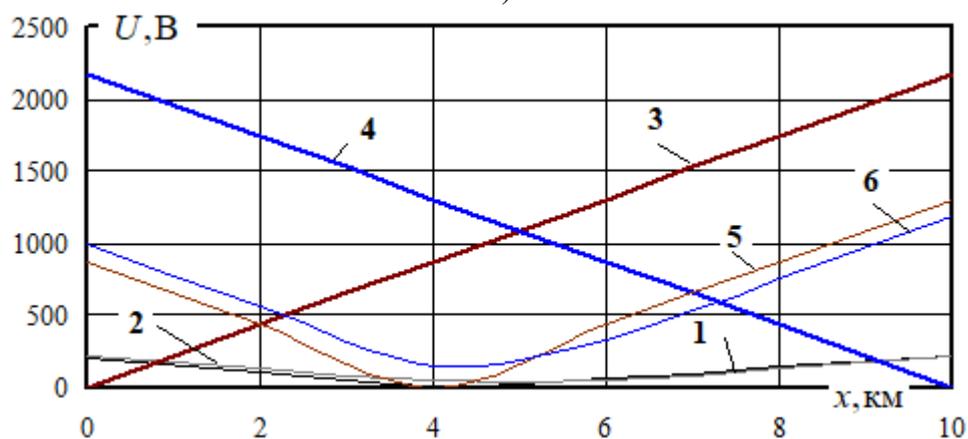


Рисунок 2.17. Проводимости земли по участкам



а)



б)

Рисунок 2.18. Зависимости наведенных напряжений от координаты x при различных значениях проводимости земли: а- $\gamma = 0,1 \text{ Cm/M}$; б- $\gamma = 0,01 \text{ Cm/M}$; в- $\gamma = 0,001 \text{ Cm/M}$; г- $\gamma = \text{var}$; цифрами обозначены способы заземления в соответствии с таблицей 2.1 (первый фрагмент, окончание на стр. 69)

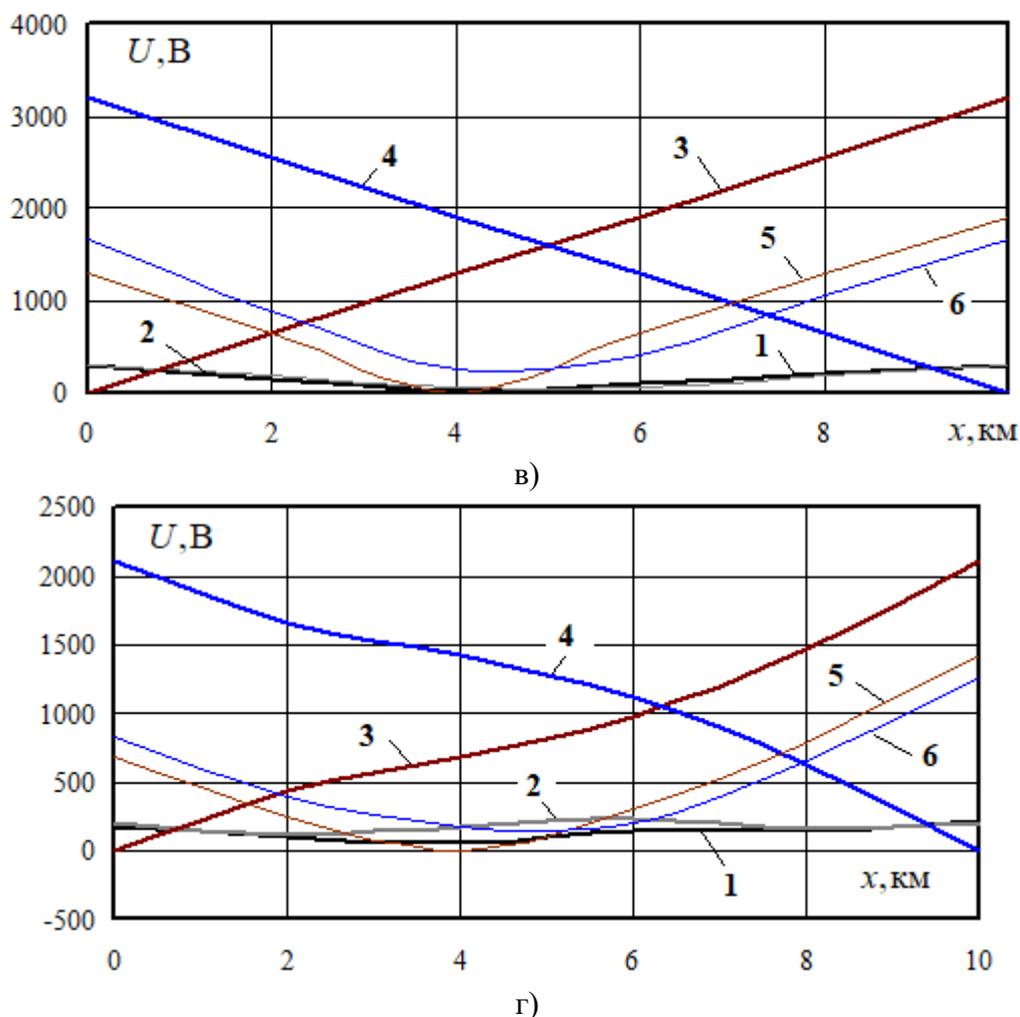


Рисунок 2.18. Зависимости наведенных напряжений от координаты x при различных значениях проводимости земли: а- $\gamma = 0,1$ См/м; б- $\gamma = 0,01$ См/м; в- $\gamma = 0,001$ См/м; г- $\gamma = \text{var}$; цифрами обозначены способы заземления в соответствии с таблицей 2.1 (окончание, начало на стр. 68)

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- 1) в неполнофазных режимах, сопровождающихся протеканием значительных токов в земле, на проводах отключенных ЛЭП могут наводиться напряжения, значительно превышающие допустимые значения в 25 В;
- 2) удельное сопротивление грунта оказывает заметное влияние на уровни наведенных напряжений;
- 3) при различии электрических характеристик грунтов на трассе сближения ее следует разбивать на отдельные участки с индивидуальным заданием параметра γ .

Представленная методика и разработанные компьютерные модели позволяют учитывать неоднородность грунтов на трассах сближения ЛЭП и смежной линии и могут использоваться на практике при планировании мероприятий по обеспечению электробезопасности. Методика легко распространяется на ситуации, когда анализируемая многопроводная система входит в состав сложной ЭЭС. Кроме того, сближение ЛЭП и смежной линии может осуществляться по сложной траектории, включающей параллельные и косые сегменты (см. раздел 3.3).

2.5. Наведенные напряжения, создаваемые высоковольтным кабелем с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена

На основе описанной выше методики может быть решена задача построения моделей любых СЭС, в том числе выполненных на основе одножильных экранированных кабелей (рисунок 2.19) с изоляцией из сшитого полиэтилена [57, 111]. Ввиду высокой электрической прочности СПЭ изоляции расстояния между токоведущими частями могут быть весьма небольшими, что приводит к резкому проявлению эффекта близости, увеличивающему активное сопротивление жил и экранов. Учет этого эффекта традиционными методами [115] связан с весьма сложными расчетами, мало приемлемыми в практике проектирования и эксплуатации СЭС. Ниже излагается подход к моделированию СПЭ-кабелей, отличающийся простотой используемых моделей, автоматическим их формированием и возможностью использования непосредственно в расчетах режимах [37, 39]. Метод основан на замене массивных проводников в плоскопараллельном электромагнитном поле набором тонких проводов, суммарный ток в которых равен току массивного проводника (рисунок 2.20). Если соединить провода набора друг с другом, то получится модель, в которой распределение токов в тонких проводах определяется и поверхностным эффектом, и эффектом близости [24].

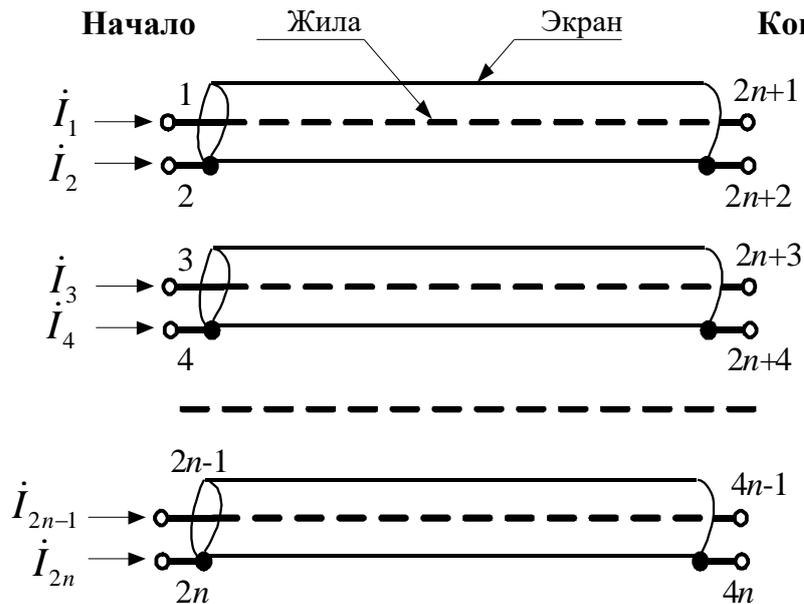


Рисунок 2.19. Система одножильных экранированных кабелей

Для облегчения рутинной, но весьма трудоемкой работы по заданию параметров отдельных проводов предложен специальный алгоритм [58].

В качестве объекта исследований принята ЛЭП 110 кВ с протяженностью в 10 км, выполненная тремя одножильными высоковольтными кабелями сечением 630 мм^2 . Параллельно ее трассе проходила отключенная воздушная линия 10 кВ (рисунок 2.21). Кроме указанных линий в состав исследуемой системы входили следующие элементы: источник питания с напряжением относительно земли 6,06

кВ и трансформаторы, установленные на отправном и приемном концах КЛ. Фрагмент схемы расчетной модели показан на рисунке 2.22.

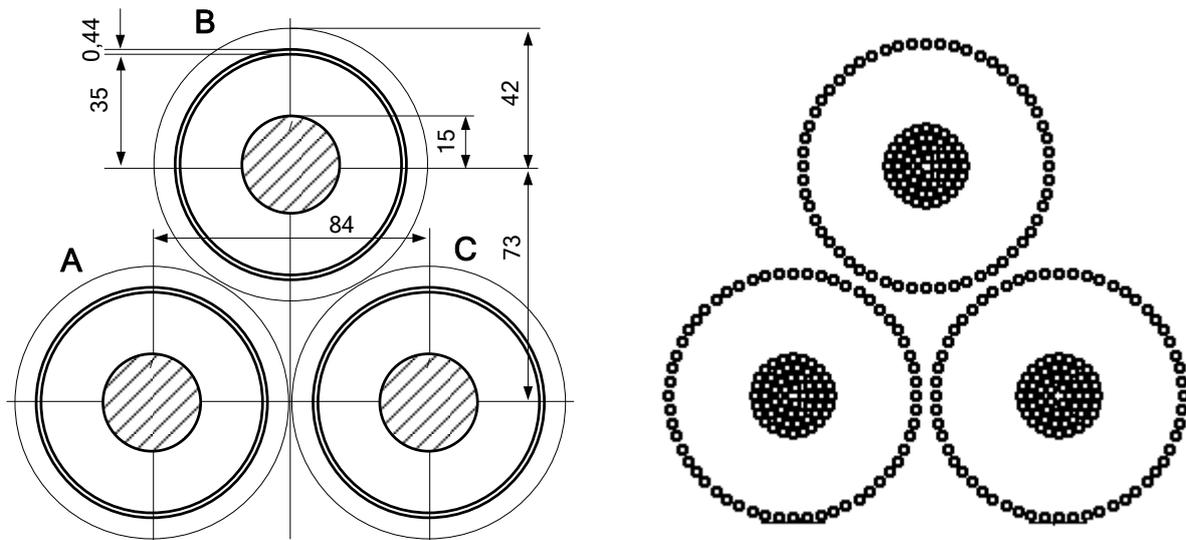


Рисунок 2.20. Пространственное расположение кабелей и модель многопроводной системы

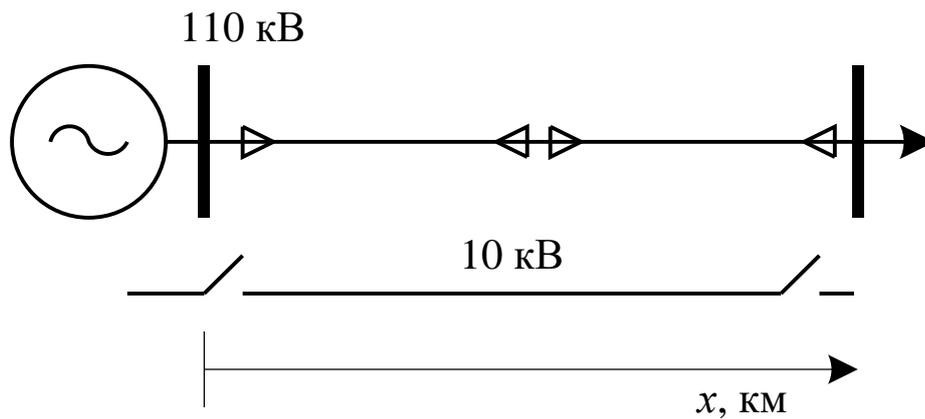


Рисунок 2.21. Схема сети

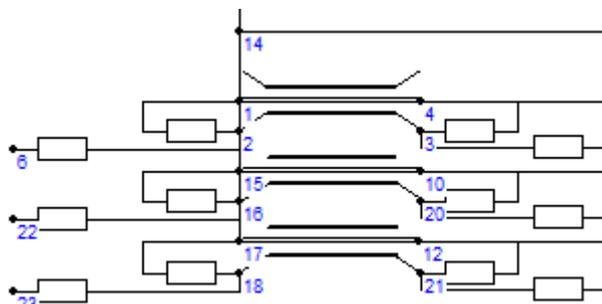


Рисунок 2.22. Фрагмент расчетной схемы

Ширина сближения a принята равной 10 м. Провод линии 10 кВ, на котором фиксировались наведенные напряжения, был подвешен на высоте 6 м (рисунок 2.23).

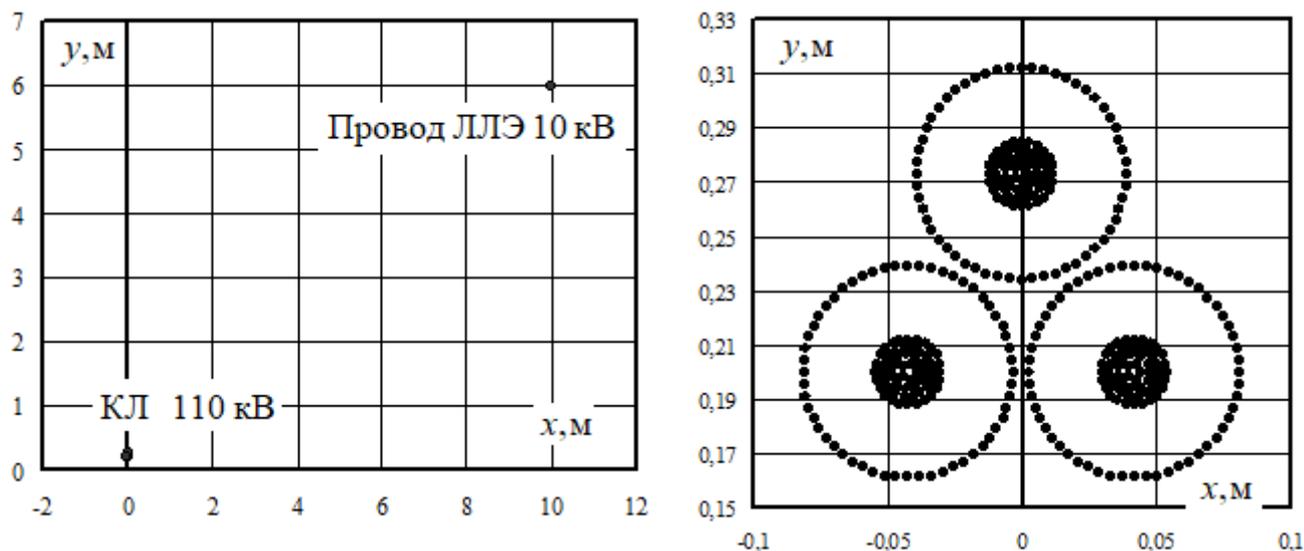


Рисунок 2.23. Координаты токоведущих частей

Рассматривались следующие режимы работы КЛ:

- симметричный с нагрузками $50+j30$ МВ·А на фазу;
- несимметричный с нагрузками $25+j15$ МВ·А (фаза А); $50+j30$ МВ·А (фаза В); $75+j45$ МВ·А (фаза С);
- неполнофазный при отключении кабеля, присоединенного к фазе А, с нагрузками неповрежденных фаз $10+j6$ МВ·А.

Кроме того, анализировались режимы следующих коротких замыканий (КЗ):

- трехфазного;
- двухфазного;
- двухфазного на землю;
- замыкания между жилой и экраном кабеля.

Расчеты режимов ЛЭП 110 кВ и соответствующих ему наведенных напряжений на линии 10 кВ проведены программным комплексом Fazonord. Удельная проводимость земли принята равной $0,01$ См/м. Уровни наведенных напряжений существенно зависят от способов заземления отключенной ЛЭП. Поэтому были рассмотрены все возможные на практике ситуации [76] заземления (таблица 2.1).

На рисунке 2.24 представлены зависимости наведенных напряжений от координаты x (рисунок 2.21) для режима симметричных нагрузок. Результаты расчета режима КЛ приведены в таблице 2.7. Из рисунка 2.24 видно, что для всех рассмотренных способов заземления наведенные напряжения лежат в допустимых пределах и не превышают 4 В. По жилам КЛ протекают токи $922\dots926$ А, а по экранам – $47\dots49$ А (таблица 2.7).

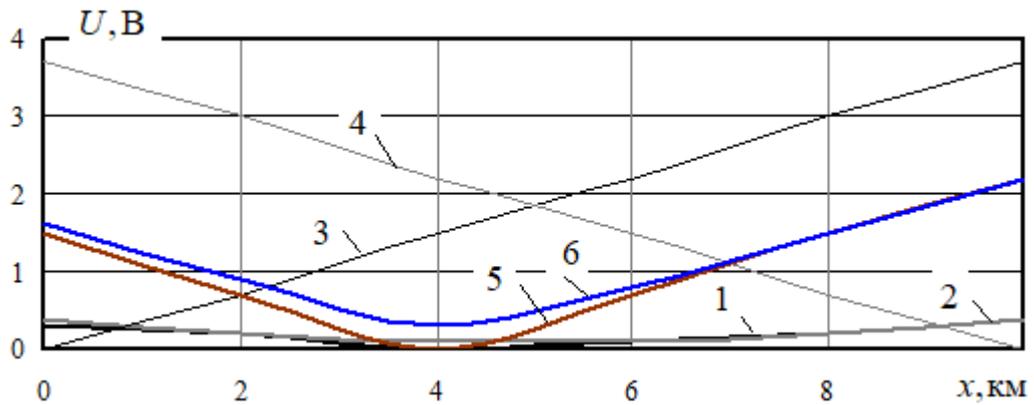


Рисунок 2.24. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в симметричном режиме:

цифрами обозначены способы заземлений по таблице 2.1

Таблица 2.7

Режим КЛ при симметричных нагрузках

Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
1	66,38	-33,79	922,52	-68,42
2	0,25	27,11	48,73	-154,30
15	66,40	-153,80	922,46	171,70
16	0,26	-92,96	48,77	85,63
17	66,38	86,19	924,38	51,65
18	0,26	146,87	48,78	-34,55
19	0,00	139,95	0,34	142,07
4	66,19	-33,92	923,72	111,47
3	0,19	33,05	46,90	24,42
10	66,21	-153,93	923,65	-8,41
20	0,19	-87,01	46,95	-95,65
12	66,19	86,06	925,58	-128,45
21	0,19	152,85	46,96	144,17

В режиме несимметричных нагрузок наведенные напряжения заметно увеличиваются (рисунок 2.25). Максимальные уровни этих напряжений достигают 340 В при односторонних заземлениях провода отключенной ЛЭП.

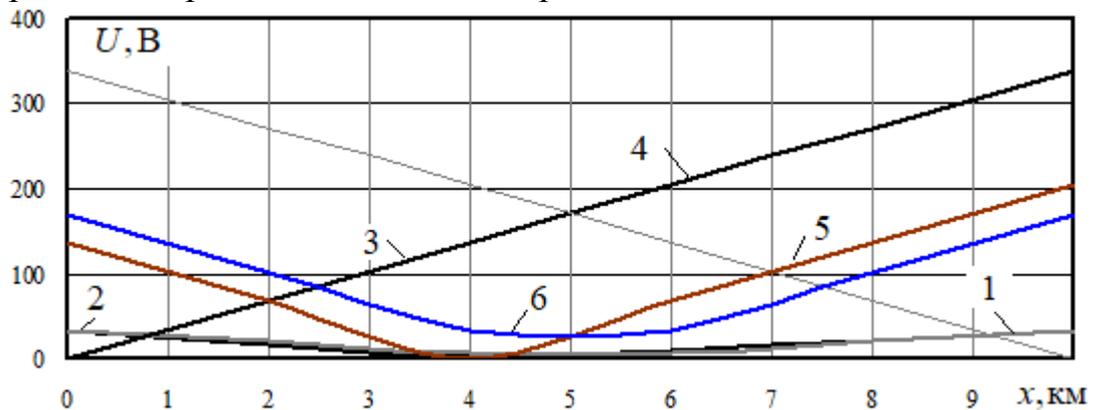


Рисунок 2.25. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в режиме несимметричных нагрузок

По жилам КЛ протекают токи 607...1284 А, а по экранам – 60...116 А (таблица 2.8).

Таблица 2.8

Режим КЛ при несимметричных нагрузках

Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
1	66,818	-31,971	607,03	-81,94
2	0,3123	86,719	60,16	-92,13
15	67,33	-154,74	1006,87	-176,13
16	0,135	-161,193	27,34	13,56
17	64,344	85,22	1282,8	44,51
18	0,5912	130,833	116,3	-49,99
19	0,0164	70,104	31,29	72,18
4	66,791	-32,077	608,66	97,93
3	0,2235	81,475	58,33	88,94
10	67,149	-154,807	1007,66	3,76
20	0,087	-132,415	27,83	-170,78
12	63,952	84,98	1284,12	-135,56
21	0,3827	134,931	114,85	129,31

При заземлении в месте работ величина наведенного напряжения в этой точке равна нулю (графики 1 и 5), а при двухстороннем заземлении в РУ подстанций не превышает 7 В.

В режиме отключения фазы наблюдается еще больший рост наведенных напряжений по сравнению с режимом несимметричных нагрузок (рисунок 2.26). Максимальные уровни этих напряжений наблюдаются при односторонних заземлениях провода отключенной ЛЭП и достигают на концах отключенной ЛЭП 813 В.

Однако по жилам и экранам КЛ протекают меньшие токи: 30...317 А, а по экранам токи увеличиваются до 120...158 А (таблица 2.9).

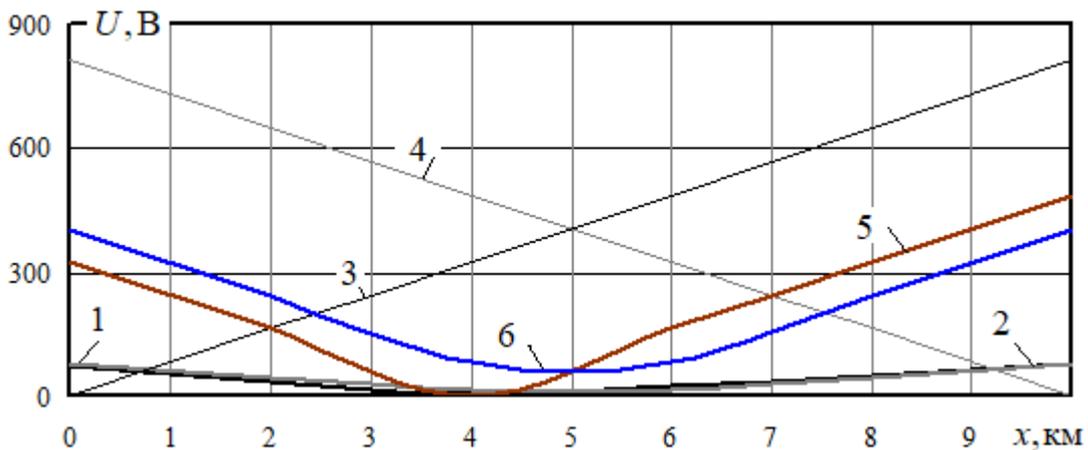


Рисунок 2.26. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в неполнофазном режиме

Неполнофазный режим КЛ

Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
1	69,887	-30,137	30,22	59,73
2	0,6781	137,417	134,81	-41,49
15	68,496	-150,651	279,92	146,66
16	0,5955	154,64	120,96	-26,05
17	69,75	88,55	317,49	90,24
18	0,8009	150,733	157,56	-29,7
19	0,0386	92,453	73,73	94,53
4	70,211	-30,16	27,96	-120,27
3	0,4152	131,578	134,4	139,46
10	68,283	-150,423	281,87	-33,54
20	0,3213	159,037	122,76	153,37
12	69,554	88,264	317,41	-90,16
21	0,5166	152,94	155,59	149,93

При трехфазном КЗ наведенные напряжения не превышают допустимый предел для всех способов заземления, кроме указанных в строках 3 и 4 таблицы 2.1 (рисунок 2.27).

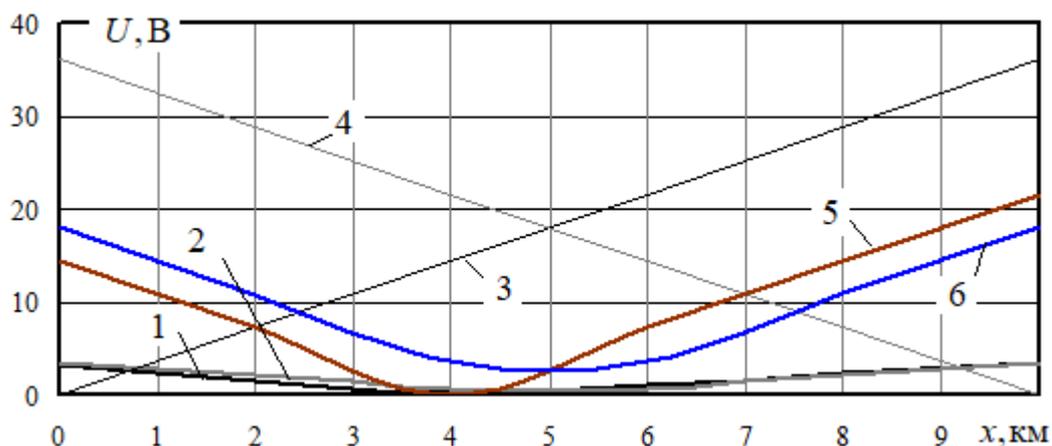


Рисунок 2.27. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в режиме трехфазного КЗ

В режиме трехфазного КЗ по жилам кабеля протекают токи, достигающие 9,4 кА. Токи экранов равны 367...368 А (таблица 2.10).

Таблица 2.10

Режим трехфазного КЗ

Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
1	12,54	12,54	9389,35	-116,11
2	1,842	1,842	367,62	146,91
15	12,558	12,558	9385,1	123,85
16	1,844	1,844	368,01	26,82
17	12,584	12,584	9382,66	3,9
18	1,838	1,838	366,81	-93,38
19	0,00174	0,00174	3,33	99,55

Узлы	U , кВ	U , град.	I , А	I , град.
4	10,055	10,055	9389,64	63,89
3	1,103	1,103	367,55	-33,11
10	10,072	10,072	9385,4	-56,15
20	1,104	1,104	367,94	-153,21
12	10,101	10,101	9382,96	-176,1
21	1,101	1,101	366,74	86,6

При двухфазном КЗ зависимости $U=U(x)$ (рисунок 2.28) имеют характер, аналогичный представленному на рисунке 2.27, но уровни наведенных напряжений немного снижаются (рисунок 2.29).

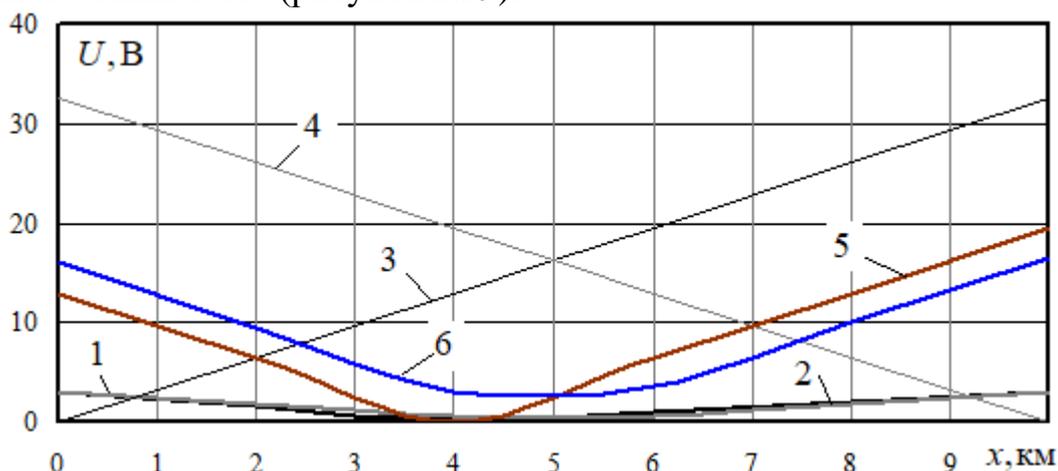


Рисунок 2.28. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в режиме двухфазного КЗ

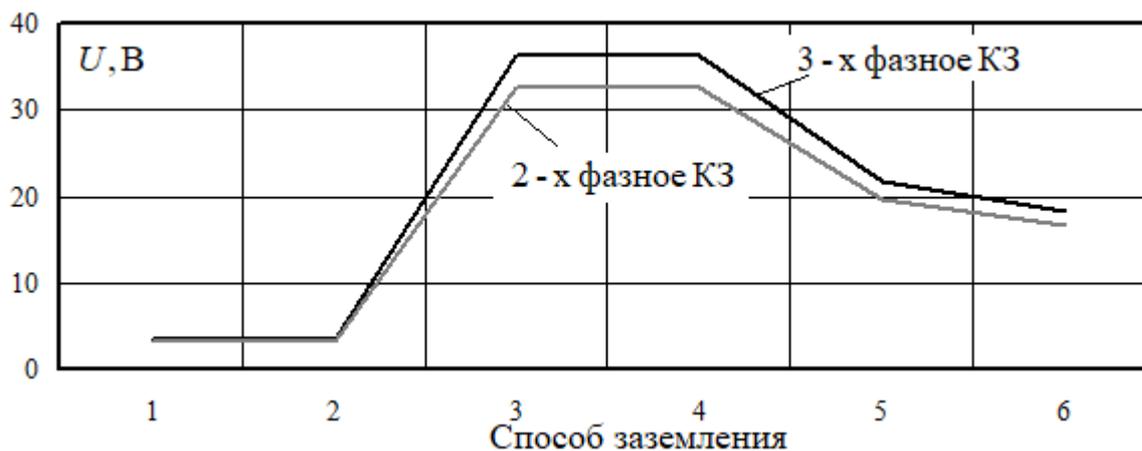


Рисунок 2.29. Максимальные значения наведенных напряжений

В режиме двухфазного КЗ на землю наблюдаются наибольшие наведенные напряжения (рисунок 2.30) из-за протекания значительных токов в земле. Максимальные значения наведенных напряжений превышают 6 кВ. Однако напряжение в месте работ при способе заземления, представленном в строке 5 таблицы 2.1 близко к нулю; при этом при заземлении в РУ и на месте работ оно составляет 34 В и превышает допустимое значение.

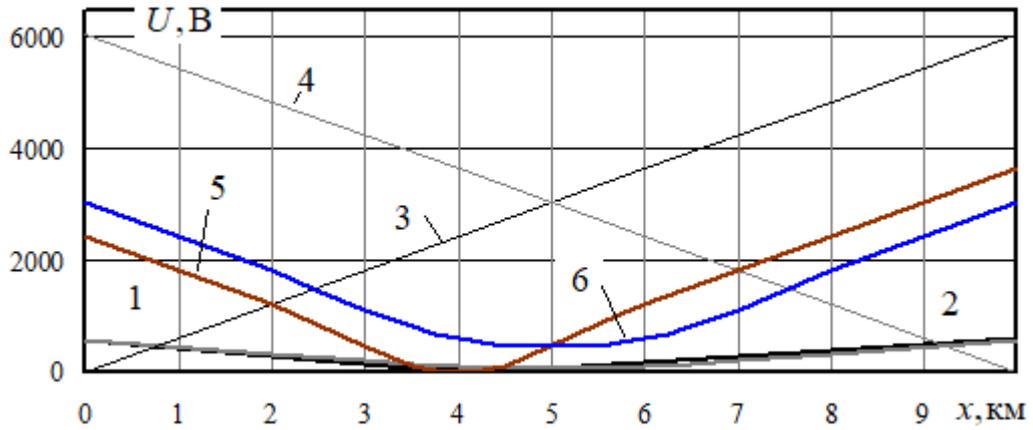


Рисунок 2.30. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в режиме двухфазного КЗ на землю между фазами А и В

В режиме замыкания жилы фазы А на экран (рисунок 2.31) максимум наведенных напряжений достигает 1,7 кВ. Однако при заземлении на месте работ наведенное напряжение близко к нулю.

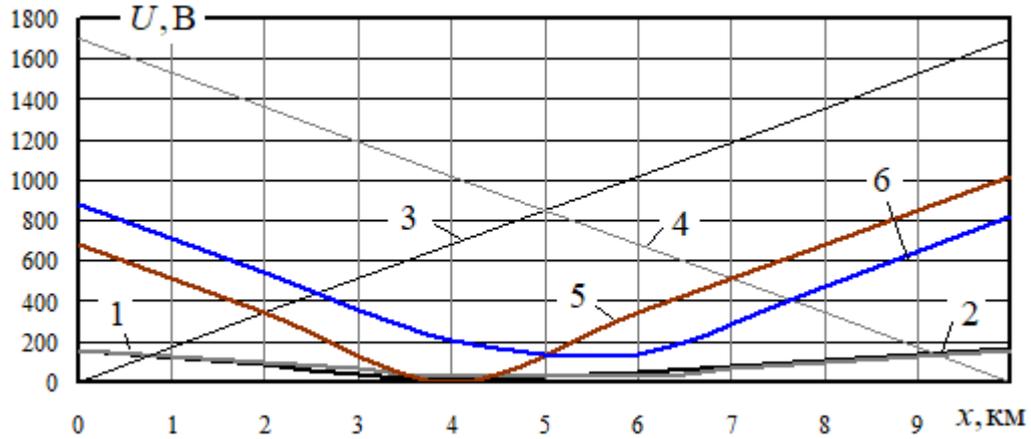


Рисунок 2.31. Зависимости наведенных напряжений от координаты x в режиме жилы фазы А на экран

Таблица 2.11

Максимумы наведенных напряжений

Режим	Способ заземления по таблице 2.1					
	1	2	3	4	5	6
Симметричный	0,4	0,4	3,7	3,7	2,2	2,2
Несимметричная нагрузка	32,8	32,2	339	339	204	170
Обрыв 1 фазы	77,2	75,8	813	813	488	407
3-х фазное КЗ	3,5	3,4	36,1	36,1	21,6	18,1
2-х фазное КЗ	3,1	3,1	32,5	32,5	19,5	16,5
2-фазное КЗ на землю между фазами АВ	593	582	6082	6082	3649	3041
2-фазное КЗ на землю между фазами ВС	594	583	6094	6094	3656	3047
2-фазное КЗ на землю между фазами СА	591	580	6060	6060	3636	3030
Замыкание жилы фазы А на экран	164	161	1701	1701	1020	882
Замыкание жилы фазы В на экран	166	163	1722	1722	1033	965
Замыкание жилы фазы С на экран	166	163	1721	1721	1033	895

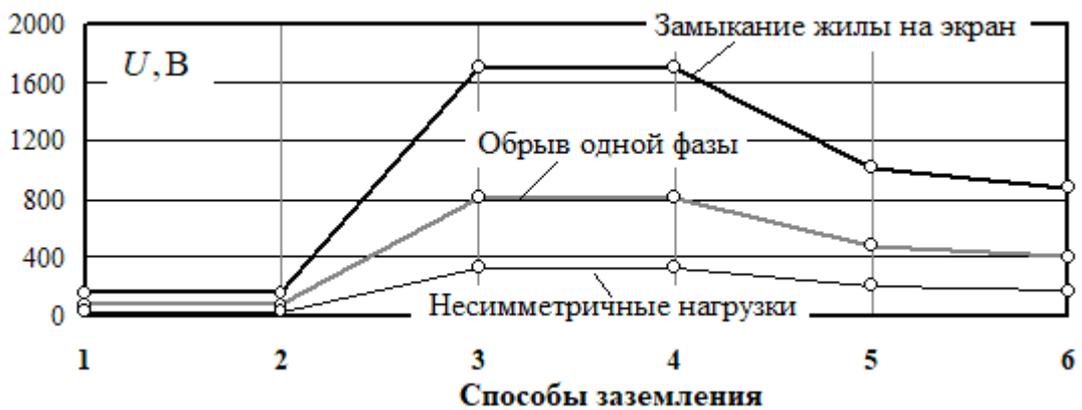
Полученные результаты позволили разделить режимы на две группы:

– с пониженными уровнями наведенных напряжений, максимальные значения которых не превышают 40 В; таблица 2.11 (выделены жирным шрифтом), рисунок 2.32 а;

– с высокими уровнями наведенных напряжений, максимумы которых лежат в пределах от 77 В до 6 кВ; таблица 2.11, рисунки 2.32 б, в.



а)



б)



в)

Рисунок 2.32. Максимумы наведенных напряжений

Первую группу составляют следующие режимы: симметричный нагрузочный, двухфазное и трехфазное КЗ. Во вторую – входят режимы, вызванные обрывами фаз и несимметричными короткими замыканиями на землю; при этом неполнофазные режимы отличаются длительным протеканием повышенных то-

ков. Поэтому требуется особо тщательный подбор мероприятий, обеспечивающих безопасность работ на отключенной ЛЭП. Короткие замыкания достаточно быстро отключаются релейной защитой. Однако даже кратковременное воздействие больших наведенных напряжений на персонал и низковольтные устройства может быть крайне негативным.

Результаты проведенных компьютерных исследований позволяют сделать следующие выводы:

1. При симметричной нагрузке, а также в режимах двухфазного и трехфазного КЗ наведенные напряжения сравнительно невелики и их максимумы не превышают 40 В.

2. Наведенные напряжения при замыкании жилы на экран для разных фаз отличаются незначительно.

3. Наведенные напряжения в режимах двухфазного КЗ на землю достигают 6 кВ.

Таким образом, разработанная методика определения наведенных напряжений, создаваемых высоковольтным кабелем на проводах отключенной воздушной линии, применима для расчетов электромагнитных влияний КЛ при несимметричных режимах, в том числе вызванных короткими замыканиями и отключениями токоведущих частей одной из фаз. Возможно моделирование различных способов заземления отключенной линии. Методика может использоваться при разработке мероприятий по защите персонала от воздействия наведенных напряжений.

2.6. Электромагнитные влияния компактных ЛЭП

Компактные линии электропередачи характеризуются нетрадиционным расположением проводов и сближением фаз до минимально допустимых расстояний с учетом технических ограничений, которые определяются следующими факторами:

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

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 основан на применении опор специального типа (рисунок 2.33). При этом ВЛ могут выполняться с горизонтальным расположением фаз, с приподнятой (рисунок 2.33 а) или опущенной (рисунок 2.33 б) средней фазой. При выборе минимально допустимых расстояний между фазами для таких ЛЭП ограничивающим фактором являются коммутационные перенапряжения. Минимальные сечения ограничиваются радиопомехами и потерями на корону.

Следующая группа компактных ВЛ отличается применением расщепленных фаз нетрадиционной конфигурации (рисунок 2.34). Они характеризуются тем, что расстояния между фазами уменьшены до предельно допустимых значений. Некоторые конструкции предполагают расщепление части фаз на два сегмента (рисунки 2.34, ж, з).

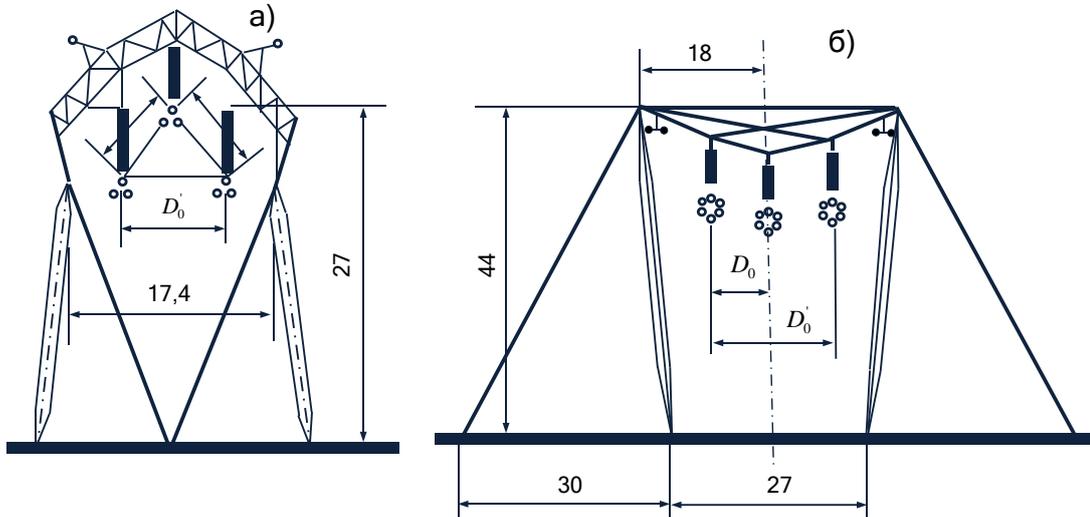


Рисунок 2.33. Варианты опор для компактных линий:
 а - с арочной траверсой для линии напряжением 500 кВ;
 б - с вантовой траверсой для линии напряжением 750 кВ

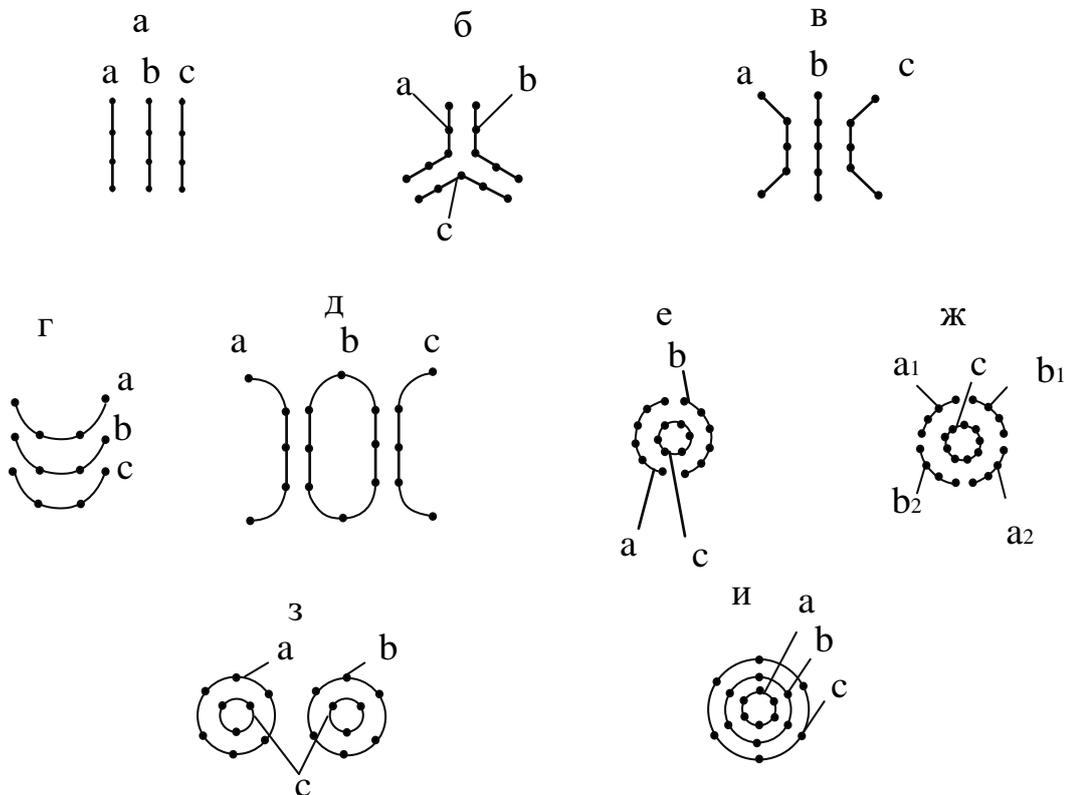


Рисунок 2. 34. Расположение проводов расщеплённых фаз компактных линий: а, б, в – плоское (б – треугольное); г – параболическое; д – эллиптическое; е – коаксиальное двухсегментное; ж – коаксиальное четырёхсегментное; з, и – коаксиальные

Для анализа электромагнитных влияний компактных ЛЭП на смежные линии рассматривались следующие виды КВЛ 220 кВ:

1. Коаксиальная двухсегментная КВЛ, рисунок 2.35.
2. Коаксиальная четырехсегментная КВЛ, рисунок 2.36.
3. Двойная коаксиальная КВЛ, рисунок 2.37.
4. КВЛ с параболическим расположением проводов, рисунок 2.38.
5. КВЛ с вертикальным расположением проводов, рисунок 2.39.
6. КВЛ с концентрическим расположением проводов, рисунок 2.40.
7. КВЛ с треугольным расположением проводов, рисунок 2.41.

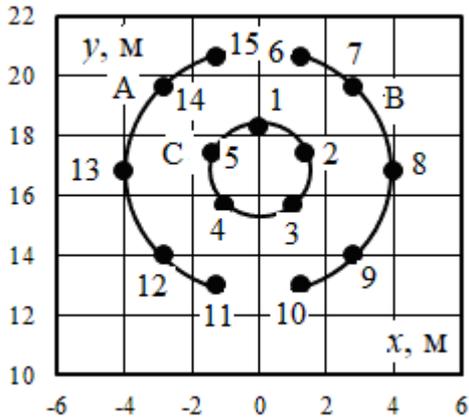


Рисунок 2.35. Коаксиальная двухсегментная КВЛ

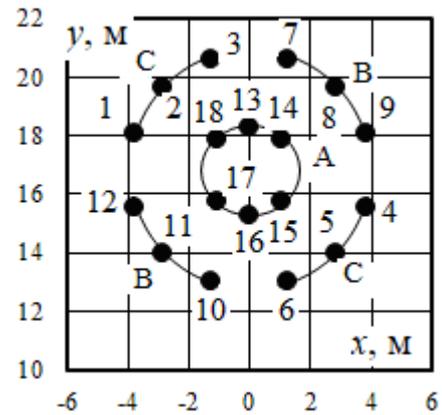


Рисунок 2.36. Коаксиальная четырехсегментная КВЛ

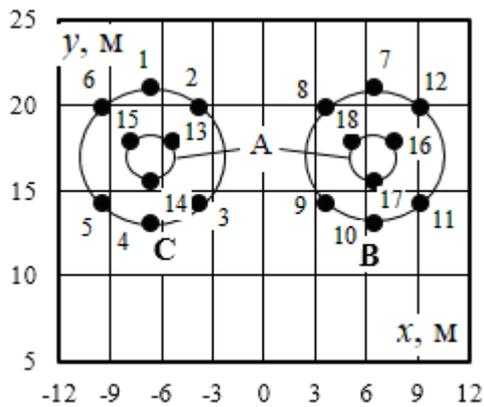


Рисунок 2.37. Двойная коаксиальная КВЛ

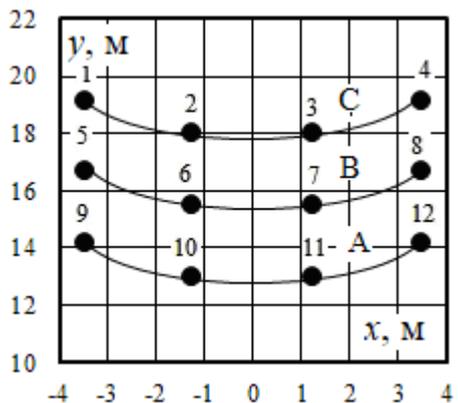


Рисунок 2.38. КВЛ с параболическим расположением проводов

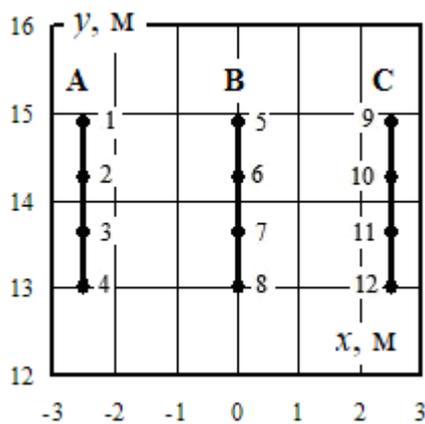


Рисунок 2.39. КВЛ с вертикальным расположением проводов

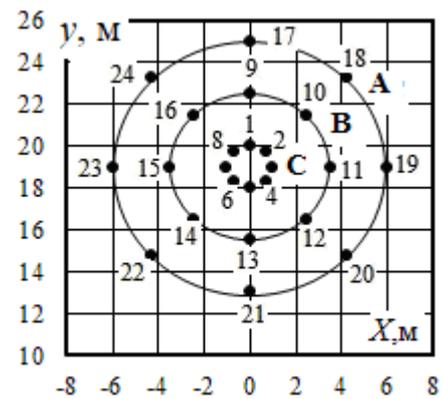


Рисунок 2.40. КВЛ с концентрическим расположением проводов

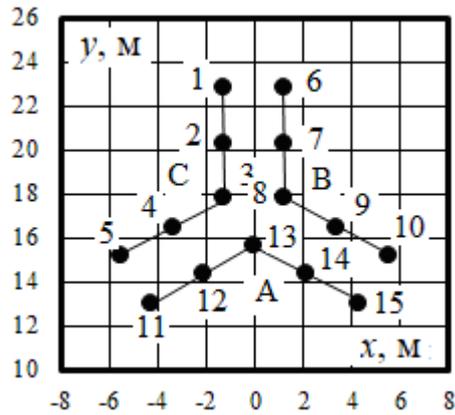


Рисунок 2.41. КВЛ с треугольным расположением проводов

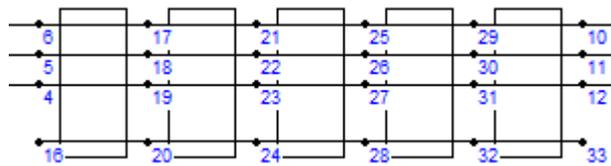
Моделирование осуществлялось применительно к участку ЛЭП протяженностью 10 км. При определении наведенных напряжений предполагалась установка заземления в месте работ. Сопротивление растеканию принималось равным 10 Ом. Рассматривались две режимных ситуации:

1) симметричный режим с нагрузками на приемном конце, равными $50 + j30$ МВ·А на фазу;

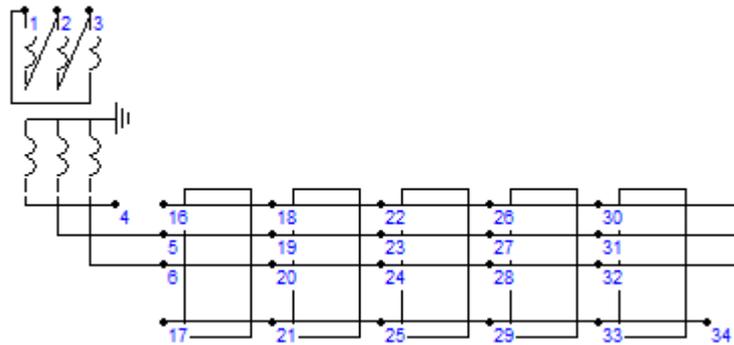
2) отключение фазы А с такими же нагрузками.

Наведенные напряжения фиксировались на проводе АС-70 отключенной ЛЭП 10 кВ с высотой подвеса 8 м. Ширина сближения была принята равной 50 м.

Фрагменты схем расчетных моделей показаны на рисунке 2.42. Переносные заземления устанавливались в узлах 24 (рисунок 2.42 а) и 25 (рисунок 2.42 б).



а)



б)

Рисунок 2.42. Фрагменты расчетных схем:

а – симметричный режим; б – отключение фазы А

Результаты моделирования представлены в таблицах 2.12, 2.13 и на рисунках 2.43, 2.43 а и 2.44. Для сравнения выполнено моделирование ЛЭП 220 кВ типовой конструкции. На рисунках 2.43 и 2.43а цифрами обозначены следующие

типы ЛЭП: 1 – линия типовой конструкции; 2 – коаксиальная двухсегментная КВЛ; 3 – коаксиальная четырех сегментная КВЛ; 4 – двойная коаксиальная КВЛ; 5 – КВЛ с параболическим расположением проводов; 6 – КВЛ с вертикальным расположением проводов; 7 – КВЛ с концентрическим расположением проводов; 8 – КВЛ с треугольным расположением проводов.

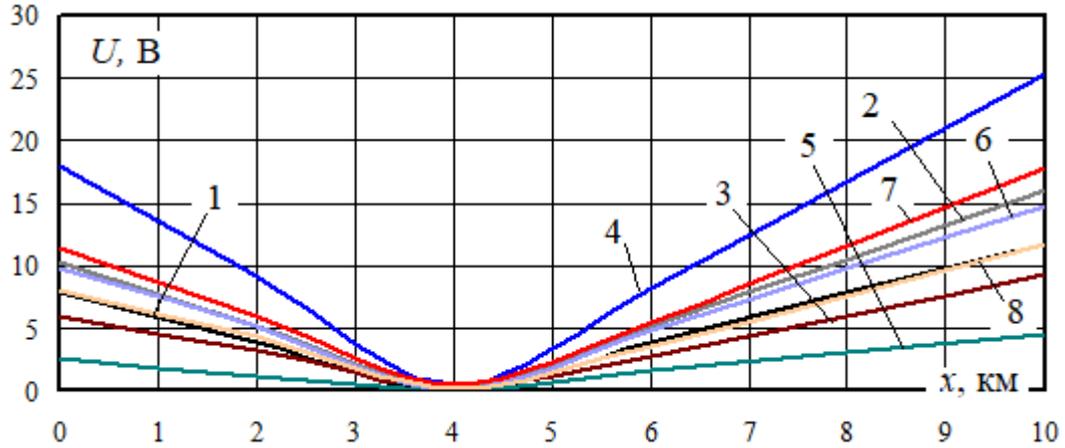


Рисунок 2.43. Зависимости наведенных напряжений в симметричном режиме от координаты x оси, расположенной вдоль трассы ЛЭП

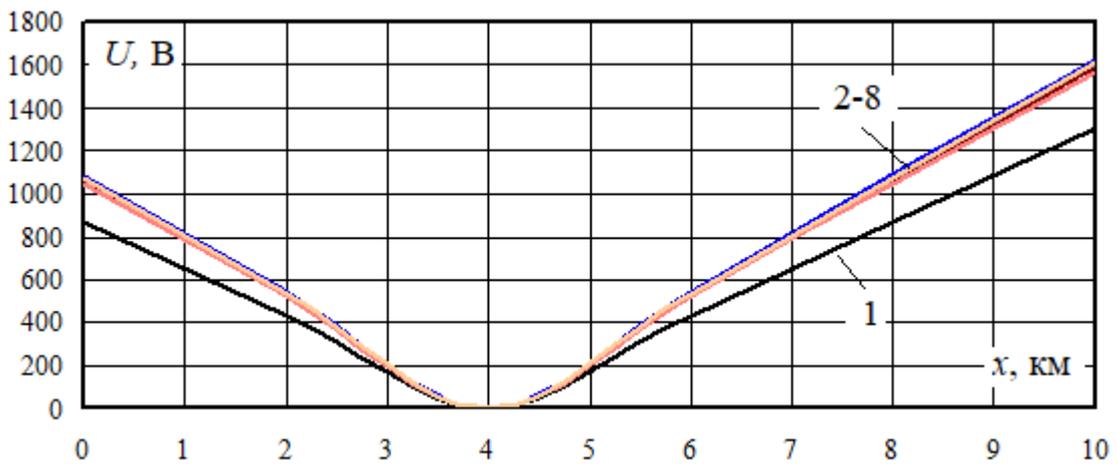


Рисунок 2.43а. Зависимости наведенных напряжений при отключении фазы А от координаты x ЛЭП

Таблица 2.12

Наведенные напряжения в симметричном режиме

x , км	Вариант ЛЭП							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0	7,9	10,3	6	18	2,6	9,9	11,4	8,1
2	3,9	5,3	3,2	9,2	1,2	5,1	6	4,3
4	0	0,3	0,3	0,5	0,2	0,2	0,6	0,3
6	3,9	5,1	2,9	8,2	1,6	4,8	5,5	3,6
8	7,9	10,5	6	16,8	3,1	9,8	11,6	7,6
10	11,8	16,1	9,3	25,3	4,6	14,9	17,9	11,8

Примечание: жирным шрифтом выделено напряжение в месте работ.

Наведенные напряжения в режиме отключения фазы А

x, км	Вариант ЛЭП							
	1	2	3	4	5	6	7	8
0	869	1062	1060	1085	1069	1073	1049	1071
2	434	531	530	542	534	537	525	535
4	0	0,4	0,4	0,6	0,2	0,2	0,6	0,4
6	434	531	531	543	535	536	524	536
8	869	1063	1061	1086	1069	1072	1048	1072
10	1303	1594	1592	1629	1604	1609	1572	1607

Примечание: жирным шрифтом выделено напряжение в месте работ.

На рисунке 2.44 показаны максимальные значения наведенных напряжений, которые наблюдаются на правом конце отключенной ЛЭП 10 кВ.

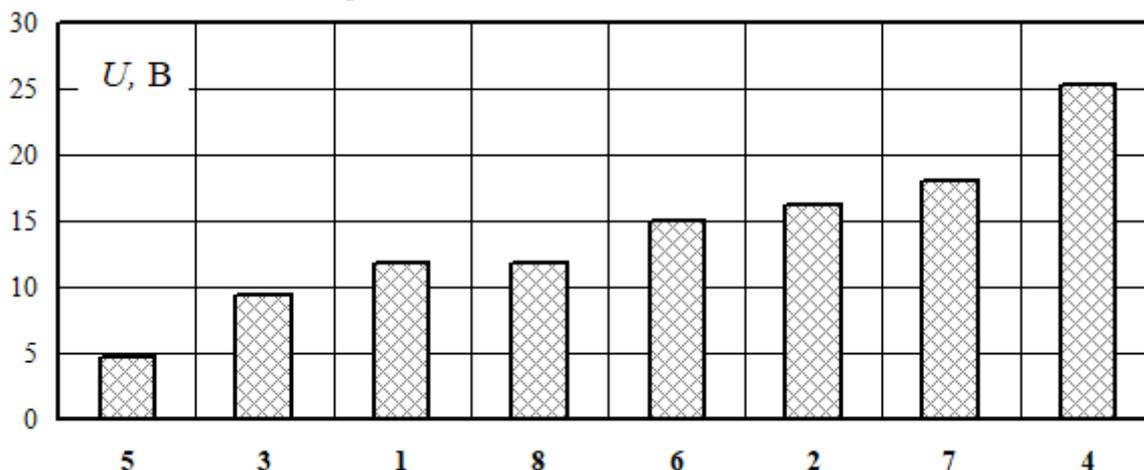


Рисунок 2.44. Максимумы наведенных напряжений

Полученные результаты дают возможность сделать следующие выводы:

1. Конструктивное исполнение ЛЭП оказывает заметное влияние на уровни наведенных напряжений (рисунок 2.44); этот фактор необходимо учитывать при проектировании КВЛ, проходящих вблизи имеющихся линий электропередачи и связи.

2. По сравнению с ЛЭП типовой конструкции КВЛ можно разделить на две группы: с пониженным и повышенным электромагнитным влиянием на смежные линии в нормальном режиме. К первой группе относятся следующие КВЛ: коаксиальная четырех сегментная и КВЛ с параболическим расположением проводов; во вторую группу входят: коаксиальная двухсегментная КВЛ; двойная коаксиальная КВЛ; КВЛ с вертикальным расположением проводов; КВЛ с концентрическим расположением проводов; КВЛ с треугольным расположением проводов.

Наименьший уровень наведенных напряжений создает КВЛ с параболическим расположением проводов, а наибольший – двойная коаксиальная КВЛ.

3. В режиме отключения фазы А все рассмотренные КВЛ создают большие уровни наведенных напряжений по сравнению с ЛЭП типовой конструкции (рисунок 2.42).

2.7. Электромагнитные влияния высокоамперного токопровода

Одно из направлений проходящей в настоящее время смены технологической платформы электроэнергетики состоит в разработке и внедрении высокоамперных линий электропередачи, таких как гибкие и жесткие токопроводы, кабели больших сечений с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена, газоизолированные и криогенные линии. Гибкие симметричные токопроводы [104] имеют двухцепное исполнение (рисунок 2.45а) и расщепленную конструкцию фаз, в которых используются провода сечением 600 мм^2 (рисунок 2.45б).

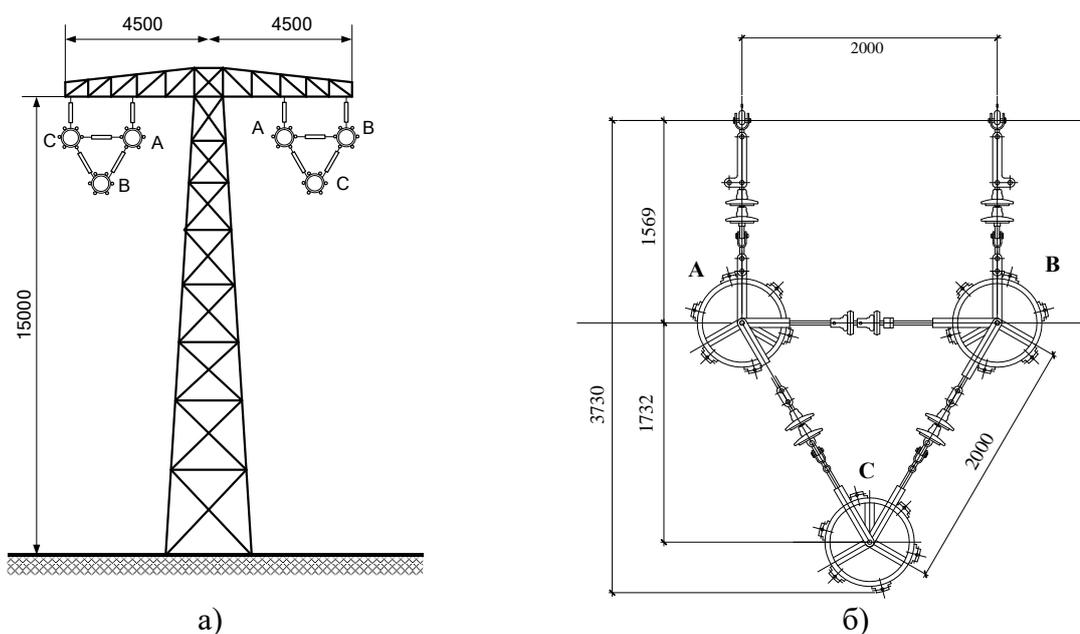


Рисунок 2.45. Опора (а) симметричного токопровода и конструктивное исполнение (б) токоведущих частей

При протекании больших токов в фазах токопровода наблюдается значительное электромагнитное влияние токоведущих частей друг на друга. Этот фактор существенно усложняет расчет режимов СЭС, включающих токопроводы данного типа. Традиционное однолинейное моделирование в этом случае может приводить к существенным погрешностям. Проблемы моделирования режимов и электромагнитных полей в СЭС с высокоамперными токопроводами могут быть решены путем применения моделей в фазных координатах. В качестве примера использования такого подхода проведено исследование условий ЭМБ на трассе двухцепного гибкого токопровода напряжением 10 кВ.

Ниже представлены результаты компьютерных исследований, направленных на определение наведенных напряжений, создаваемых токопроводом на параллельно проложенной линии 10 кВ. Рассматривались способы заземления отключенной ВЛ, представленные в таблице 2.1, и различные режимы работы токопровода:

- симметричный нагрузочный;
- трехфазное, однофазное и двухфазные короткие замыкания.

Моделирование осуществлялось применительно к типовой конструкции токопровода напряжением 10 кВ по рисунку 2.45 с проводами А-600 протяженностью 1,5 км. Нагрузка каждой фазы двух цепей токопровода взята равной $10 + j5$ МВ·А. Координаты токоведущих частей показаны на рисунке 2.47.

Расчеты режимов ЛЭП и соответствующих ему наведенных напряжений на линиях 10кВ проведены программным комплексом Fazonord. Фрагмент расчетной схемы показан на рисунке 2.46.

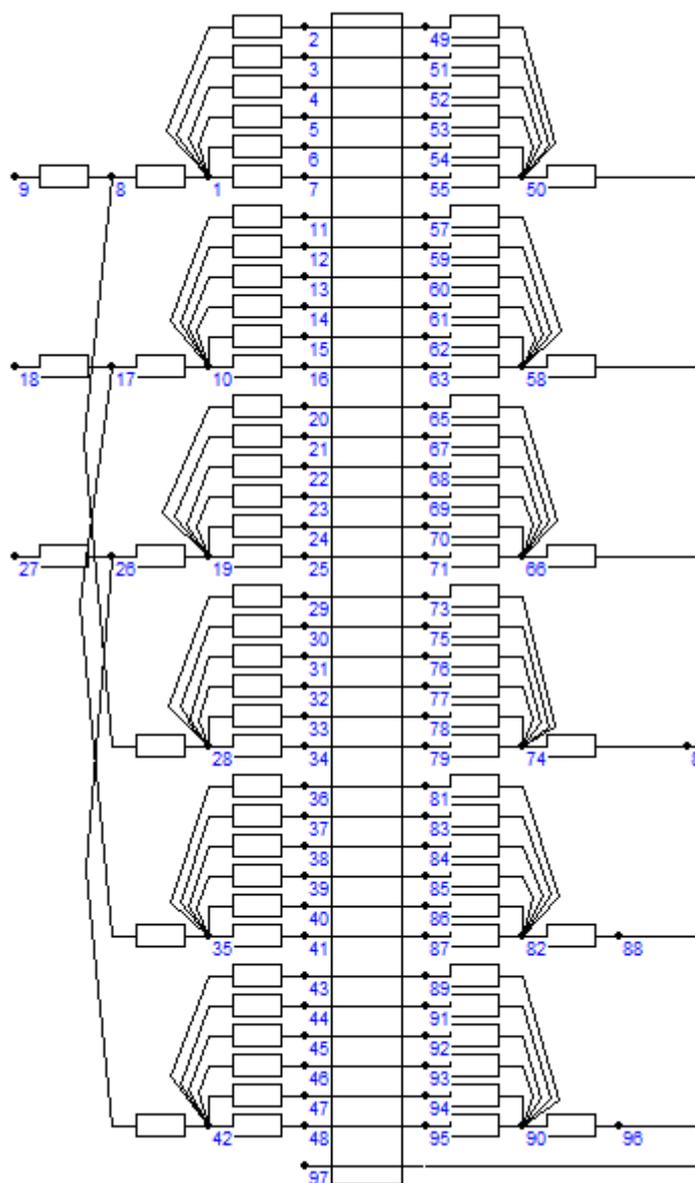


Рисунок 2.46. Фрагмент расчетной схемы ПК Fazonord

Зависимости наведенных напряжений от расстояния x до питающей подстанции по вариантам таблицы 2.1 показаны на рисунках 2.48 – 2.50. Цифры на графиках отвечают номерам строк этой таблицы.

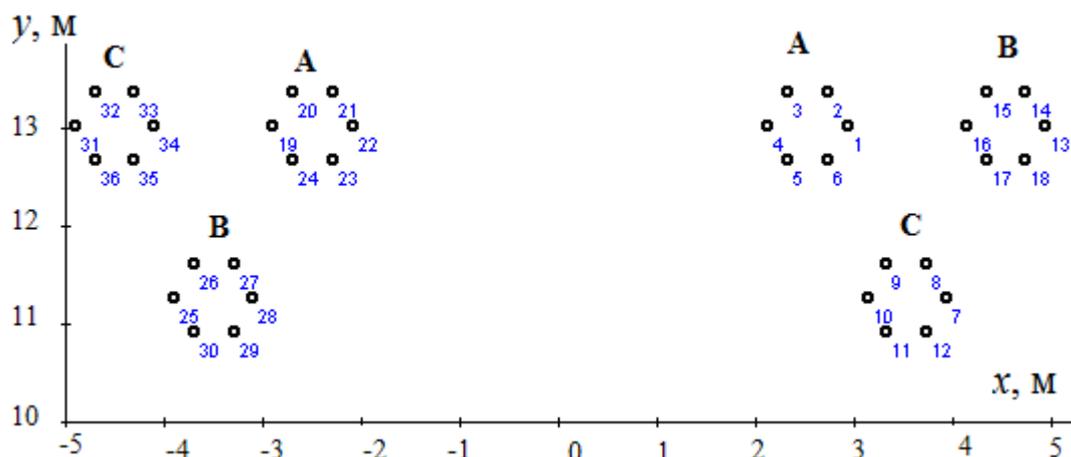
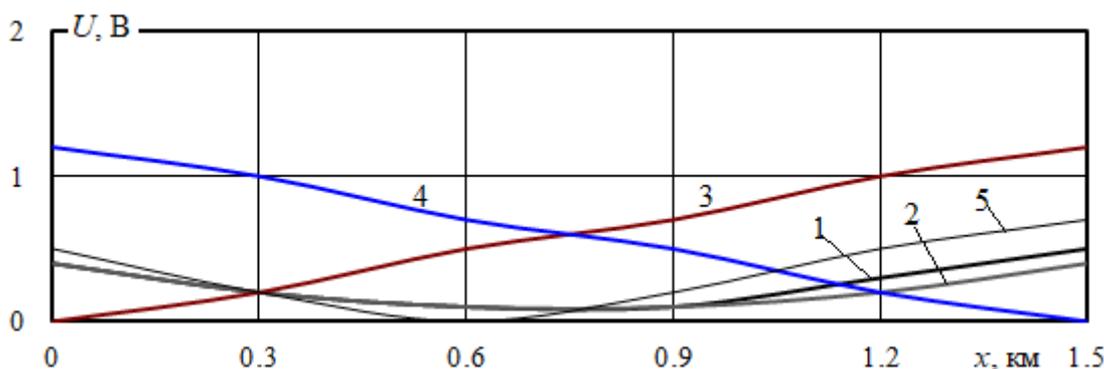
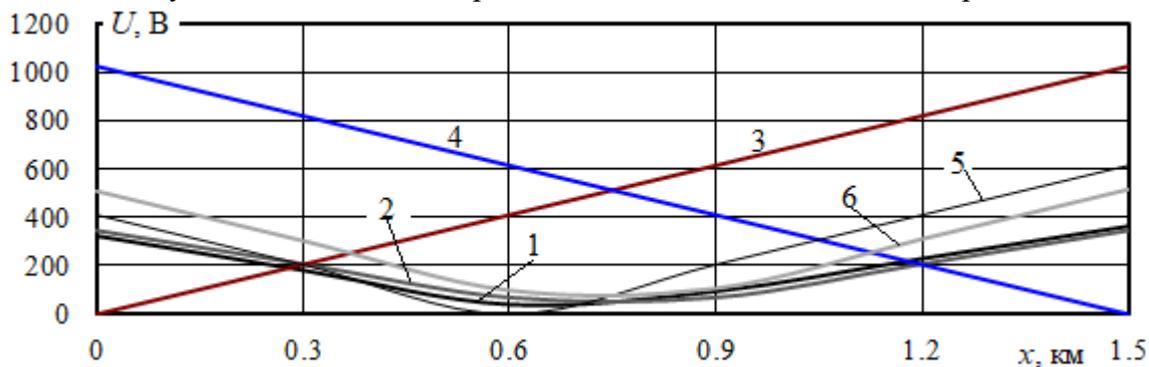


Рисунок 2.47. Координаты токоведущих частей токопровода

Таблица 2.14

Сводная таблица

Способ заземления	Режим токопроводов				
	Симметричный нагрузочный	Однофазное КЗ	Двухфазное КЗ	Двухфазное КЗ на землю	Трехфазное КЗ
1	0,5	364	19	12,9	221
2	0,4	346	18	12,2	210
3	1,2	1025	53,4	36,3	630
4	1,2	1025	53,4	36,3	630
5	0,7	615	32	21,8	378
6	10	516	34,6	24,8	325

Рисунок 2.48. Зависимости наведенных напряжений от расстояния x до питающей подстанции: в ситуации, отвечающей строке 6 таблицы 2.1, наведенное напряжение около 10 ВРисунок 2.49. Зависимости наведенных напряжений от расстояния x до питающей подстанции при однофазном КЗ

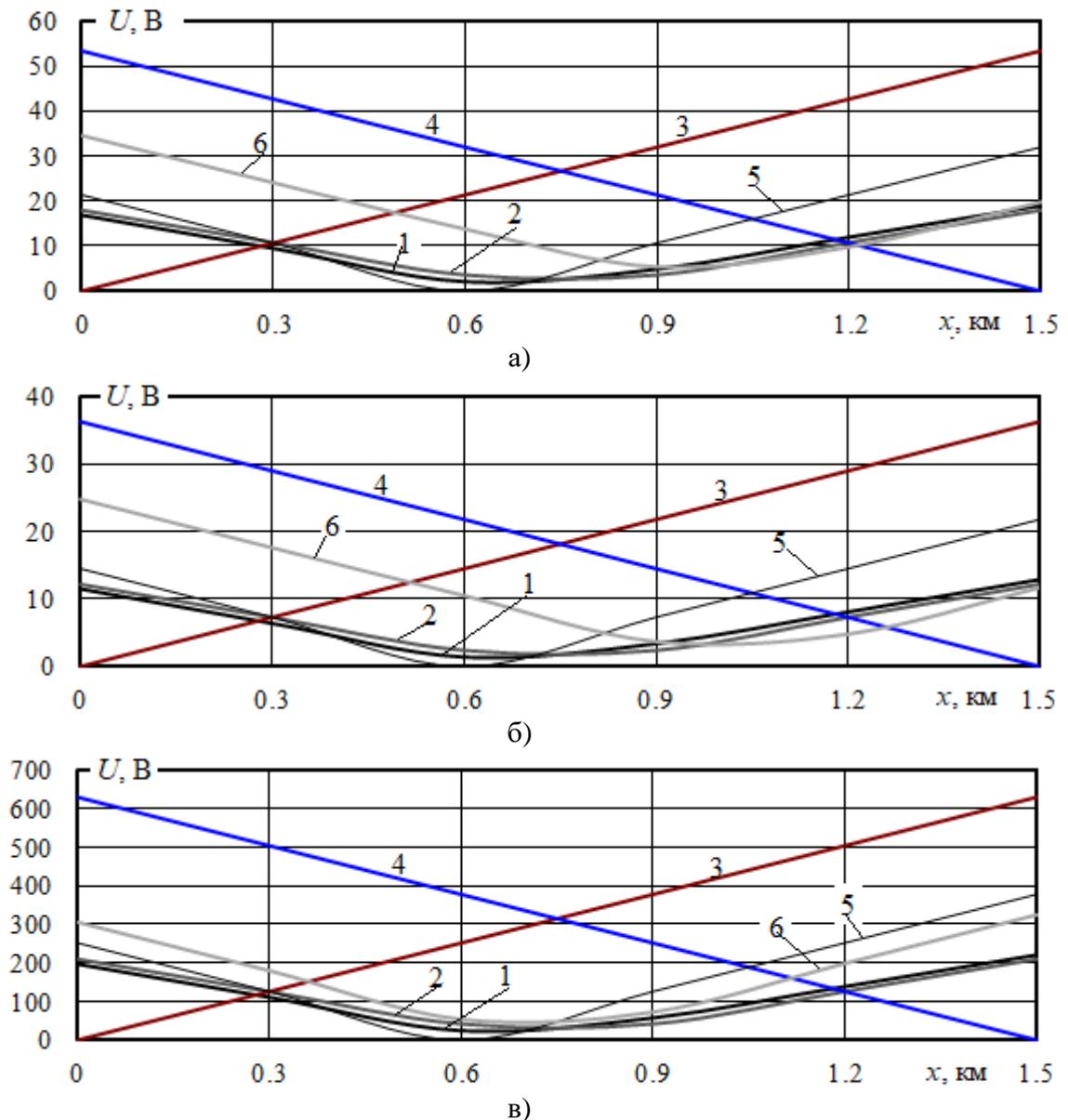


Рисунок 2.50. Зависимости наведенных напряжений от расстояния до питающей подстанции: а – двухфазное КЗ на приемном конце ЛЭП 220 кВ; б – трехфазное КЗ в той же точке; в – двухфазное КЗ на землю в той же точке

Результаты расчетов позволяют сформулировать следующие выводы.

1. В симметричном режиме влияющего токопровода наведенные напряжения сравнительно невелики. При незаземленной линии напряжения провод – земля не превышают 10 В.

2. В режимах несимметричных коротких замыканий максимальные значения наведенных напряжений лежат в пределах от 200 В до 10 кВ. Поэтому требуются специальные мероприятия по защите персонала и низковольтного оборудования линий связи, подверженных влиянию высокоамперного токопровода.

3. Наибольшие уровни наведенных напряжений наблюдаются в режиме однофазного КЗ.

4. Нулевой потенциал достигается при установке в месте работ переносного заземления. При использовании дополнительных заземлений по краям линии уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 516 В при однофазном

КЗ, до 35 В при двухфазном, до 25 В при трехфазном и до 325 В при двухфазном КЗ на землю.

2.8. Наведенные напряжения, создаваемые линиями SWER

В сельских электрических сетях иногда применяются трехфазно-однофазные ЛЭП, а для электроснабжения удаленных потребителей используются ЛЭП «провод – земля» (SWER). Эффективность систем, построенных с использованием однофазных электропередач, может быть повышена с помощью трехфазно-однофазных преобразователей по прямой и обратной схемам Штейнмеца (рисунок 2.51).

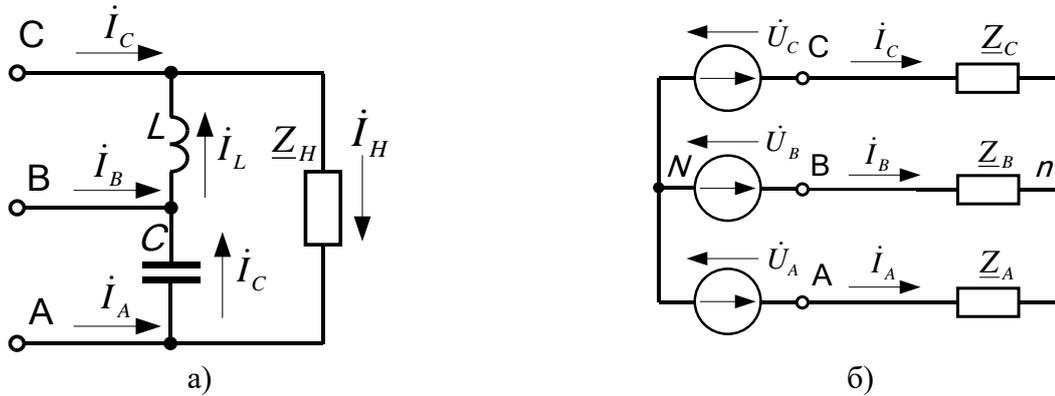


Рисунок 2.51. Схема Штейнмеца (а) и эквивалентная звезда (б)

Схема Штейнмеца позволяет симметризовать однофазную, а также двухфазную нагрузки и осуществлять компенсацию реактивной мощности. Также, она может быть применена для получения симметричной трехфазной системы напряжений от однофазного источника [27].

Если источник питания обеспечивает симметричную систему напряжений

$$\dot{U}_A = Ue^{j0^\circ}, \dot{U}_B = \underline{a}^2 U, \dot{U}_C = \underline{a} U,$$

то анализ режимов схемы Штейнмеца может быть выполнен с помощью преобразования треугольника (рисунок 2.51 а) в звезду (рисунок 2.51 б). В приведенной формуле

$$\underline{a} = e^{j120^\circ} = -0,5 + j\sqrt{3}/2.$$

Сопротивления элементов схемы, показанной на рисунке 2.51 б, могут быть найдены по следующим выражениям:

$$\underline{Z}_A = \frac{-jX_C(R_H + jX_H)}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C};$$

$$\underline{Z}_B = \frac{X_C X_L}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C};$$

$$\underline{Z}_C = \frac{jX_L(R_H + jX_H)}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C},$$

где $\underline{Z}_H = R_H + jX_H$ – сопротивление нагрузки.

С помощью второго закона Кирхгофа для схемы рисунка 2.51 б может быть записана следующая система уравнений:

$$i_A \frac{-jX_C(R_H + jX_H)}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C} - a^2 i_A \frac{X_C X_L}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C} = U - a^2 U;$$

$$a i_A \frac{X_C X_L}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C} - i_A \frac{jX_L(R_H + jX_H)}{R_H + jX_H + jX_L - jX_C} = aU - U.$$

Из решения этой системы могут быть найдены параметры преобразователя

$$\frac{X_L}{R_H} = \sqrt{3} \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi}; \quad \frac{X_C}{X_L} = \frac{1 + \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi}{1 - \sqrt{3} \operatorname{tg} \varphi}; \quad \operatorname{tg} \varphi = \frac{X_H}{R_H}.$$

Если

$$R_H = X_H \sqrt{3},$$

то использовать емкость не нужно.

При выполнении условия

$$R_H < X_H \sqrt{3},$$

емкостный элемент следует заменить индуктивным.

Схема Штейнмеца может эффективно использоваться для симметрирования активно-индуктивной нагрузки; при этом [27].

$$Q_L = P_H (0,577 + \operatorname{tg} \varphi);$$

$$Q_C = P_H (0,577 - \operatorname{tg} \varphi); \quad Q_H = P_H \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_\Sigma = Q_L - Q_C + Q_H = 3P_H \operatorname{tg} \varphi;$$

$$\operatorname{tg} \varphi_\Sigma = 3 \operatorname{tg} \varphi.$$

С помощью обращенной схемы Штейнмеца (рисунок 2.52) можно получить симметричную трехфазную систему напряжений от однофазного источника. Ниже приведены выкладки, подтверждающие эту возможность. Для анализа применительно к схеме, приведенной на рисунке 2.52 а, приняты следующие положения [27]:

- трансформатор считался идеальным и его реактансы не учитывались;
- трехфазная нагрузка симметрична;
- однофазное питающее напряжение синусоидально.

Для пересчета сопротивления нагрузки $\underline{Z}_2 = R_2 + jX_2$ использовался коэффициент трансформации k_T (рисунок 2.52 б)

$$\underline{Z}_1' = k_T^2 \underline{Z}_2 = R_1' + jX_1'.$$

Звезда, образованная сопротивлениями нагрузки, была преобразована в треугольник (рисунок 2.52 в)

$$\underline{Z}_1 = 3\underline{Z}_1' = R_1 + jX_1;$$

$$\underline{Z}_{AB} = \frac{jX_L \underline{Z}_1}{jX_L + \underline{Z}_1}; \quad \underline{Z}_{BC} = \frac{-jX_C \underline{Z}_1}{-jX_C + \underline{Z}_1}.$$

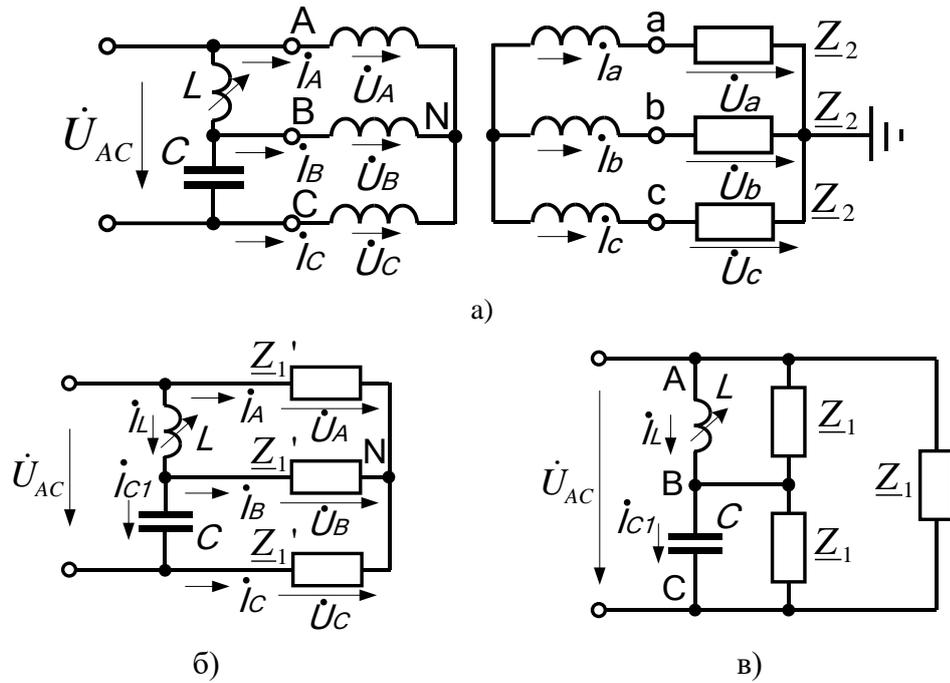


Рисунок 2.52. Обращенная схема Штейнмеца:

а) исходная схема; б) схема замещения; в) преобразованная схема замещения

Токи фаз АВ и ВС определялись так

$$\dot{I}_{AB} = \dot{I}_{BC} = \frac{-aU}{\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC}};$$

$$\dot{I}_{AB} \underline{Z}_{AB} = a \dot{I}_{BC} \underline{Z}_{BC},$$

откуда

$$\frac{jX_L}{jX_L + \underline{Z}_1} = \left(-0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \frac{-jX_C}{-jX_C + \underline{Z}_1}.$$

После разделения вещественных и мнимых частей могут быть записаны следующие соотношения [27]:

$$\frac{X_L}{R_1} = \frac{b\sqrt{3} - (b-2)\operatorname{tg}\varphi}{3b}; \quad X_C = bX_L,$$

$$\text{где } b = \frac{\sqrt{3} - \operatorname{tg}\varphi}{\sqrt{3} + \operatorname{tg}\varphi}.$$

Если выполняется условие

$$\operatorname{tg}\varphi > \sqrt{3}$$

то вместо индуктивности используется емкостный элемент.

С использованием схем Штейнмеца можно организовать электроснабжение трехфазного потребителя через линию «провод-земля» (рисунок 2.53).

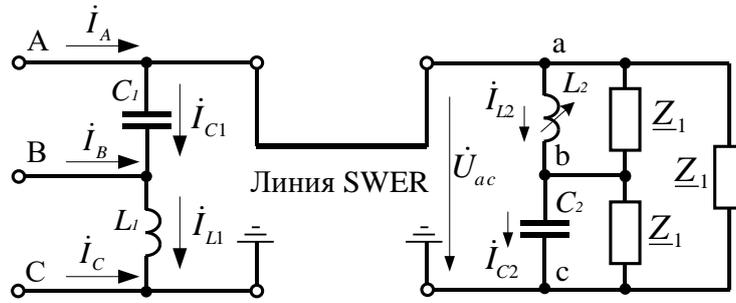


Рисунок 2.53. Схема питания через линию SWER

Правая часть схемы, приведенной на рисунке 2.53, должна отвечать следующим соотношениям:

$$\frac{X_{L2}}{R_1} = \frac{b\sqrt{3} - (b-2)\operatorname{tg}\varphi}{3b};$$

$$X_{C2} = bX_{L2}; \quad b = \frac{\sqrt{3} - \operatorname{tg}\varphi}{\sqrt{3} + \operatorname{tg}\varphi}; \quad \operatorname{tg}\varphi = \frac{X_1}{R_1}.$$

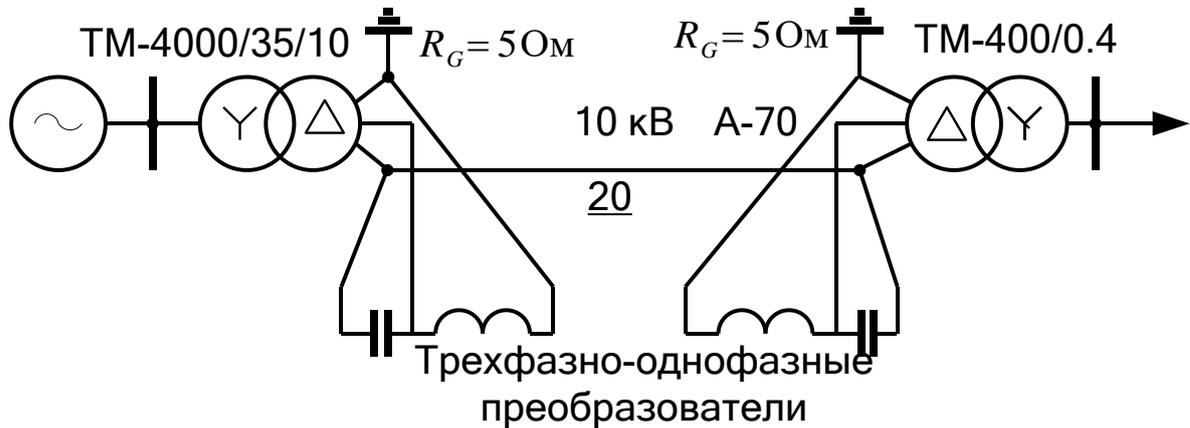
Выходное импеданс для прямой схемы Штейнмеца определяется так

$$\underline{Z}_H = R_H + jX_H = \underline{Z}_{ЛЭП} + \underline{Z}_O,$$

где $\underline{Z}_{ЛЭП}$ – сопротивление ЛЭП SWER; $\underline{Z}_O = \frac{\underline{Z}_{CA}\underline{Z}_1}{\underline{Z}_{CA} + \underline{Z}_1}$ – входное сопротивление

обращенной схемы Штейнмеца; $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$.

Ниже приведены результаты моделирования режимов применительно к схеме, показанной на рисунке 2.54.



б)

Рисунок 2.54. Схемы СЭС:

R_G – сопротивление заземляющего устройства

Фрагмент схемы расчетной модели представлен на рисунке 2.55. Координаты расположения приведены на рисунке 2.56. Векторная диаграмма, иллюстрирующая режим работы схемы показана на рисунке 2.57. Результаты проиллюстрированы на рисунках 2.58 – 2.62. Ширина сближения между ЛЭП SWER и смежным проводом принята равной 10 м. Проводимость земли задавалась величиной 0,01 См/м.

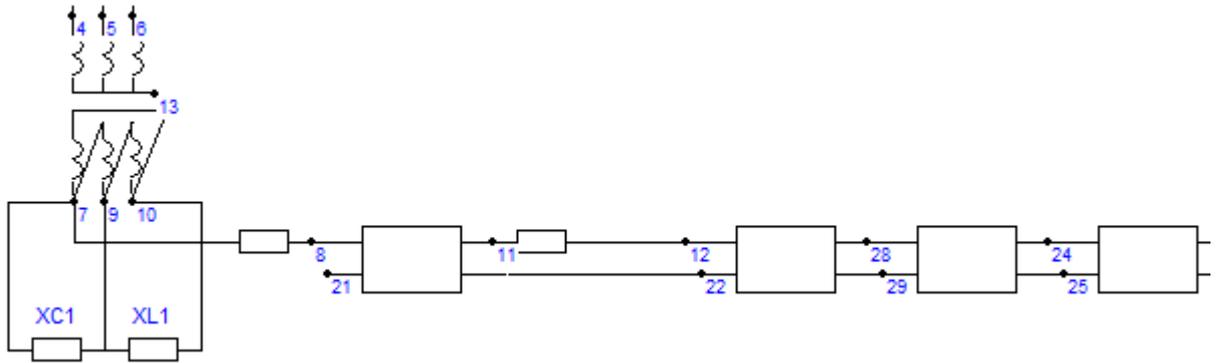


Рисунок 2.55. Фрагмент схемы расчетной модели

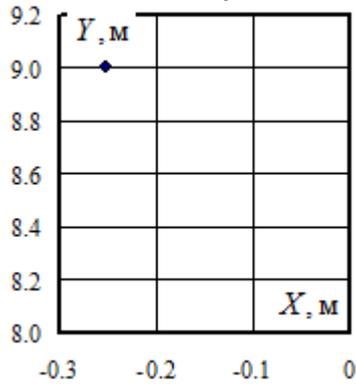


Рисунок 2.56. Координаты проводов

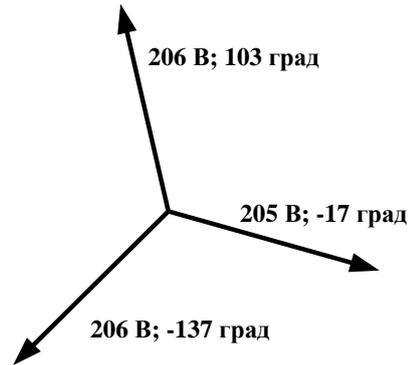


Рисунок 2.57. Векторная диаграмма напряжений на шинах 0,4 кВ

Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.43 – 2.48.

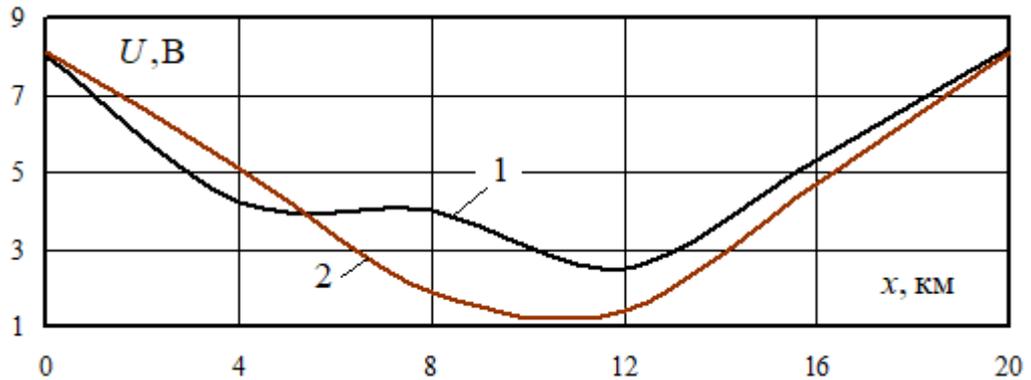


Рисунок 2.58. Зависимость наведенных напряжений от координаты x: 1 – заземление в РУ и на месте работ; 2 – заземления в РУ

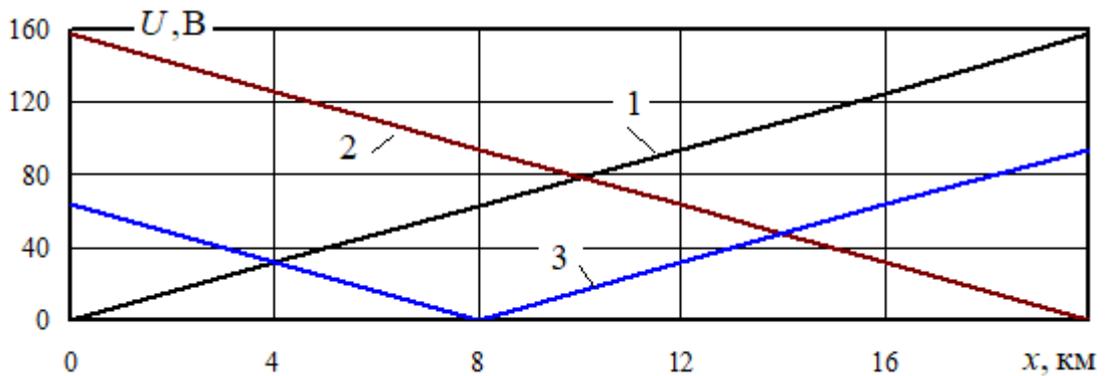


Рисунок 2.59. Зависимость наведенных напряжений от координаты x: 1 – заземление в левом РУ; 2 – заземление в правом РУ; 3 – заземление на месте работ

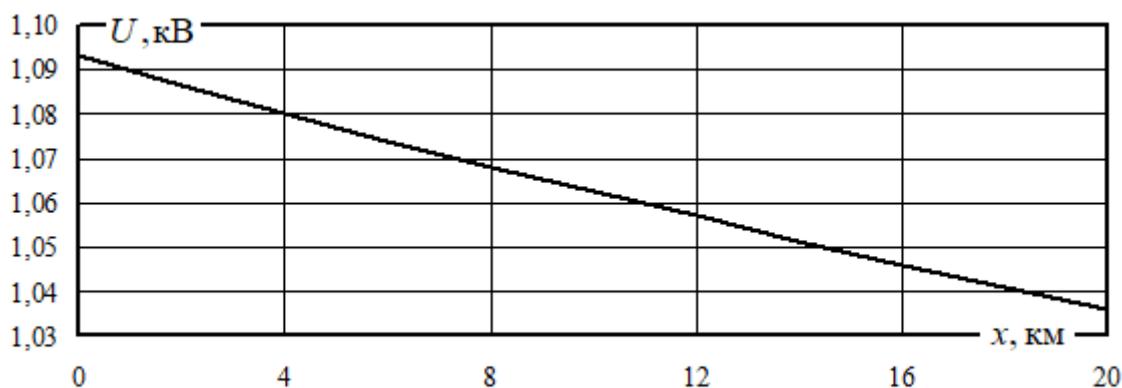


Рисунок 2.60. Зависимость наведенных напряжений от координаты x для незаземленного смежного провода

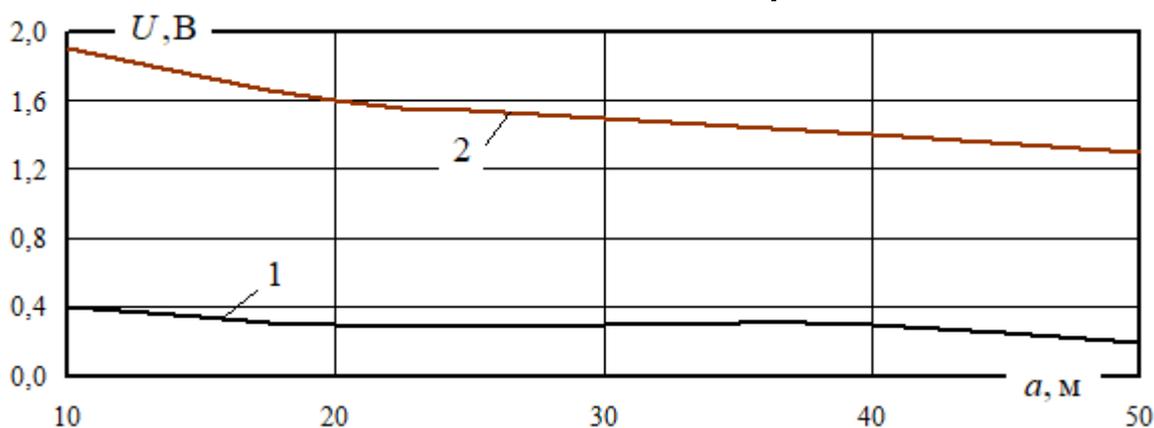


Рисунок 2.61. Зависимость наведенных напряжений от ширины сближения: 1 – заземление в РУ и на месте работ; 2 – заземления в РУ

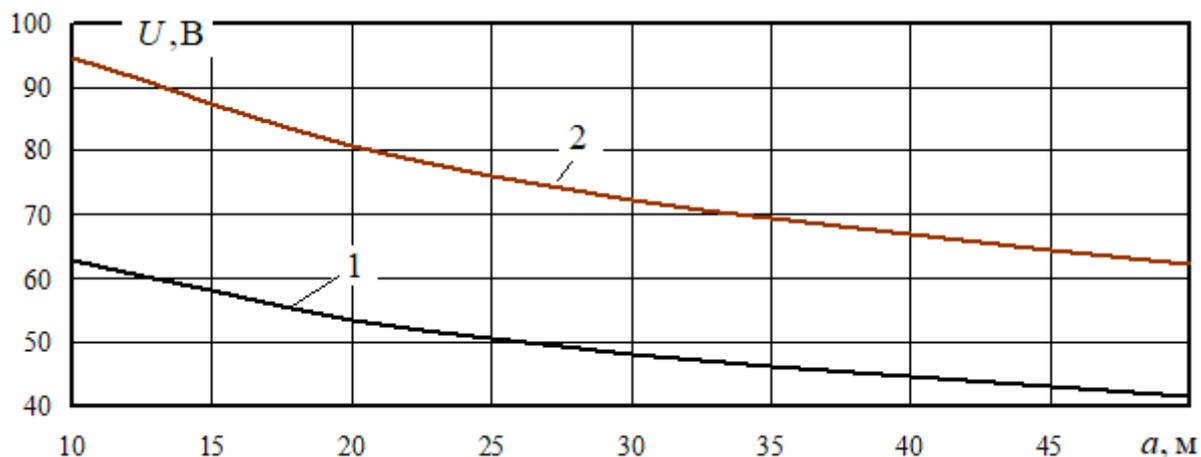


Рисунок 2.62. Зависимость наведенных напряжений от ширины сближения: 1 – заземление слева; 2 – заземление справа

Полученные результаты позволяют сформулировать следующие выводы:

1. При заземлении провода смежной ЛЭП в месте работ обеспечиваются допустимые уровни наведенных напряжений в точке подключения заземлителя (рисунок 2.58).

2. При отсутствии заземлений на проводе смежной ЛЭП фиксируются опасные напряжения, превышающие 1000 В (рисунок 2.60).

3. С увеличением ширины сближения наведенные напряжения снижаются (рисунки 2.61, 2.62). Наибольшая интенсивность снижения наблюдается в ситуа-

ции незаземленного провода.

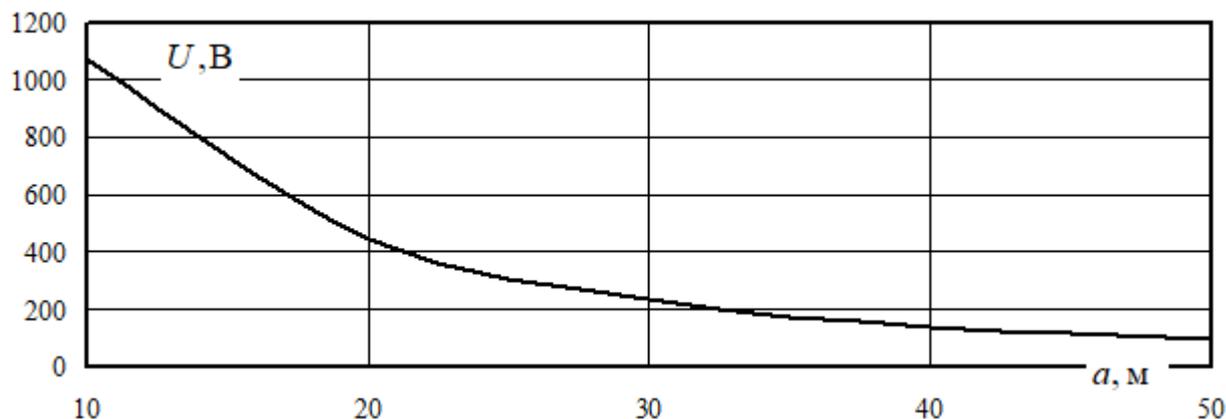


Рисунок 2.63. Зависимость наведенных напряжений от ширины сближения для незаземленного смежного провода

Таким образом, предложенная методика моделирования трехфазно-однофазных систем электроснабжения, реализованных на основе прямой и обратной схем Штейнмеца, позволяет определять электромагнитные влияния линий SWER на смежные ЛЭП.

2.9. Наведенные напряжения при сложных повреждениях в электрических сетях

В электрических сетях 6-10-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью, могут иметь место двойные замыкания на землю (рисунок 2.64), относящиеся к сложным видам повреждений [109]. Процессы при возникновении таких замыканий развиваются в следующей последовательности:

1. Происходит однофазное замыкание одной из фаз линии, в результате чего напряжение неповрежденных фаз относительно земли возрастает до линейных значений (рисунок 2.65).

2. Длительное воздействие этих напряжений приводит к замыканию другой фазы; при этом пробой изоляции может происходить в точке, удаленной от места первого замыкания.

Для получения количественной оценки наведенных напряжений при ДЗЗ проведено численное моделирование. В состав исследуемой сети входили следующие элементы: линия 35 кВ АС-120 длиной 10 км и параллельно расположенная на расстоянии 100 м ЛЭП 10 кВ. Предполагалось, что провод смежной линии 10 кВ подвешен на высоте 8 м. Координаты расположения проводов ЛЭП 35 кВ показаны на рисунке 2.66. Удельная проводимость земли принята равной 0,01 См/м. Схема расчетной модели приведена на рисунке 2.67.

Рассматривались следующие режимы:

1. ОЗЗ фазы А на приемном конце ЛЭП 35 кВ и замыкание фазы В, координата x которого варьировалась.

2. ОЗЗ фазы А на приемном конце ЛЭП 35 кВ и замыкание фазы С, координата x которого варьировалась.

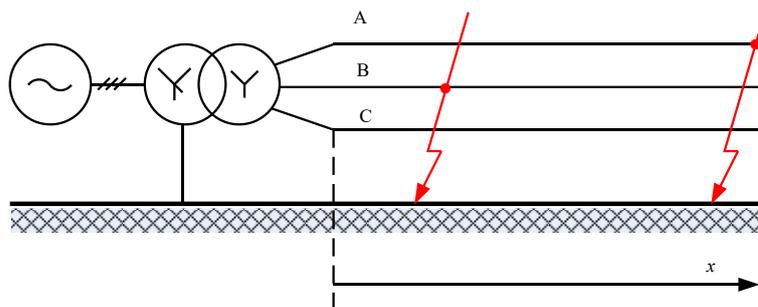


Рисунок 2.64. Двойное замыкание на землю

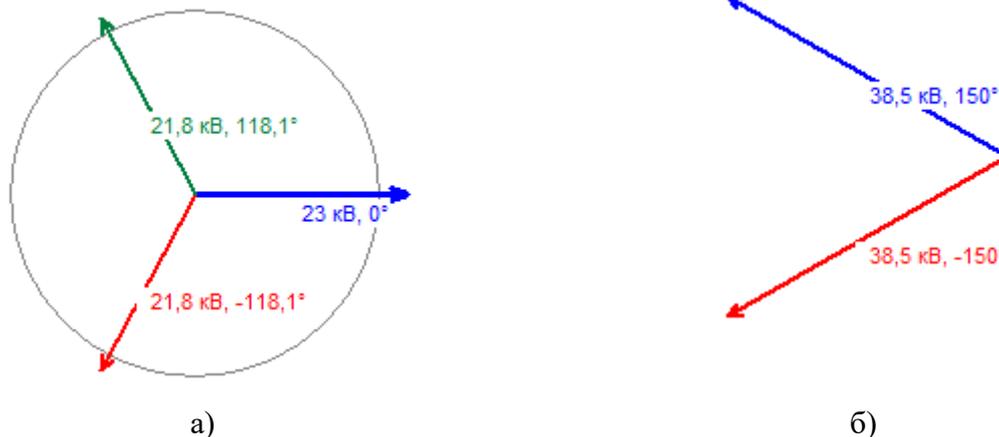
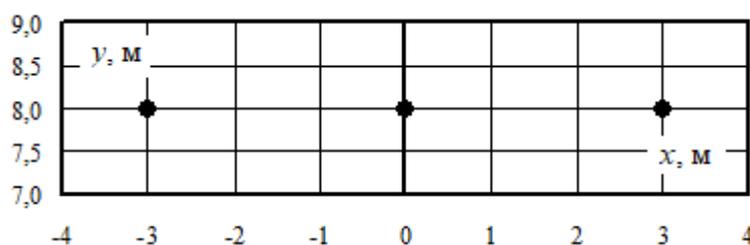
Рисунок 2.65. Векторные диаграммы напряжений сети 35 кВ:
а – нормальный режим; б – режим ОЗЗ

Рисунок 2.66. Координаты проводов ЛЭП 35 кВ

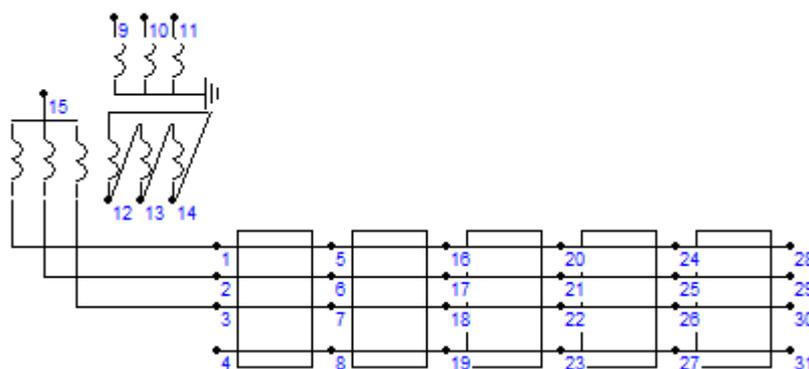


Рисунок 2.67. Расчетная схема сети 35кВ

В соответствии с рекомендациями статьи [76] рассматривалось ситуации, связанные с заземлением отключенной линии 10 кВ (таблица 2.1), в том числе, не предусмотренные правилами, но возможные в практике эксплуатации. Место работ предполагалось в точке с координатой $x = 4$ км. Сопротивление растеканию для заземлителей принято равным 1 Ом. Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунках 2.68 – 2.77

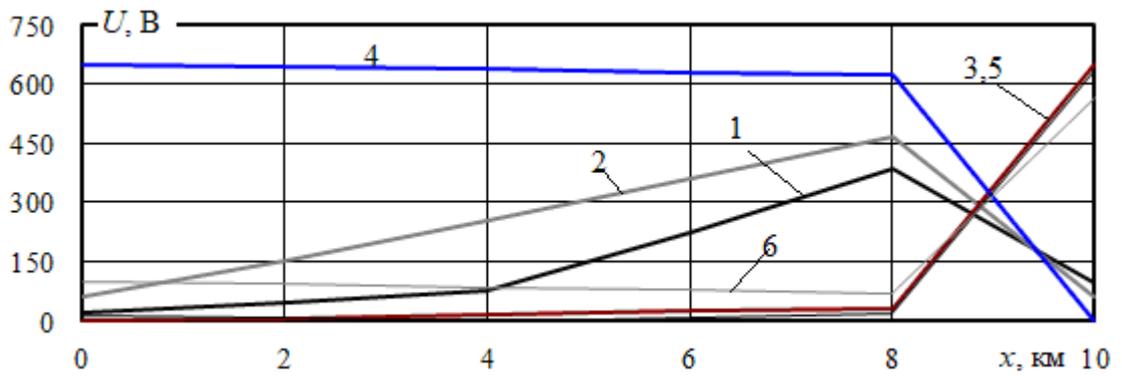


Рисунок 2.68. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы В в точке с координатой $x = 8$ км

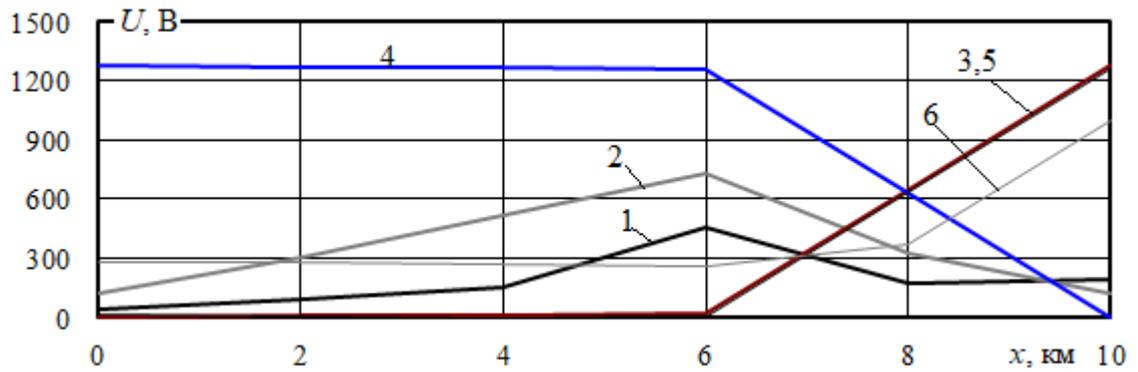


Рисунок 2.69. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы В в точке с координатой $x = 6$ км

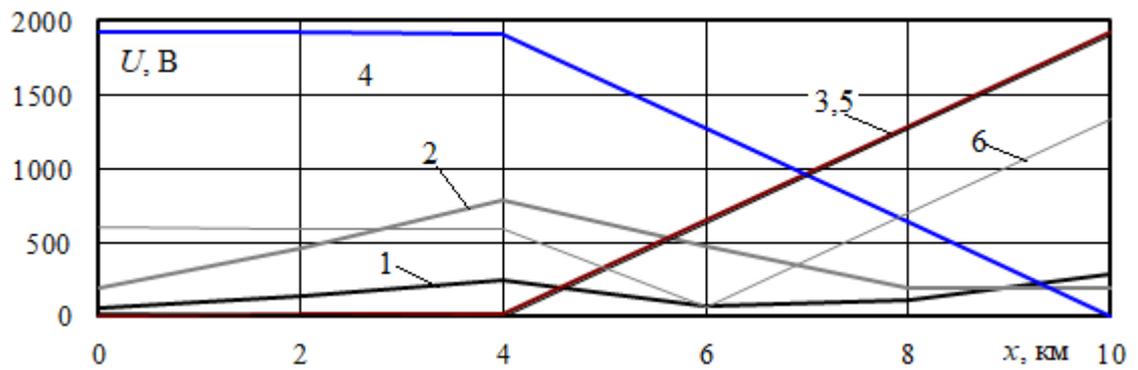


Рисунок 2.70. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы В в точке с координатой $x = 4$ км

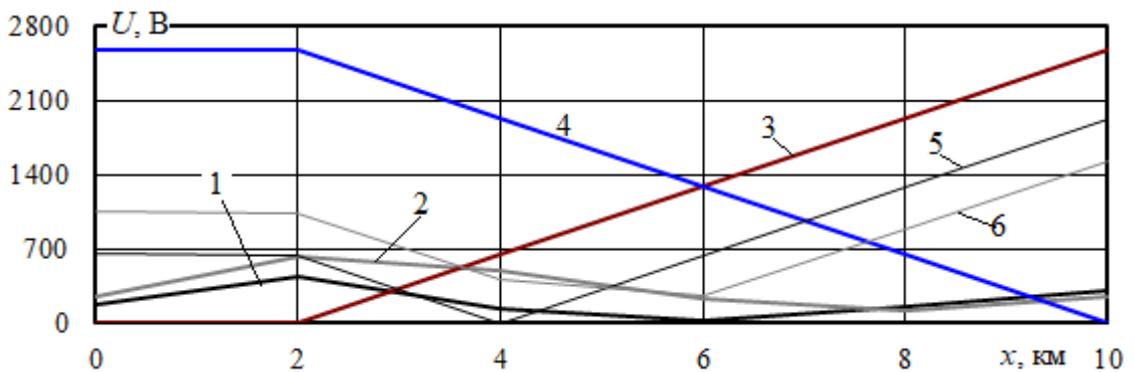


Рисунок 2.71. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы В в точке с координатой $x = 2$ км

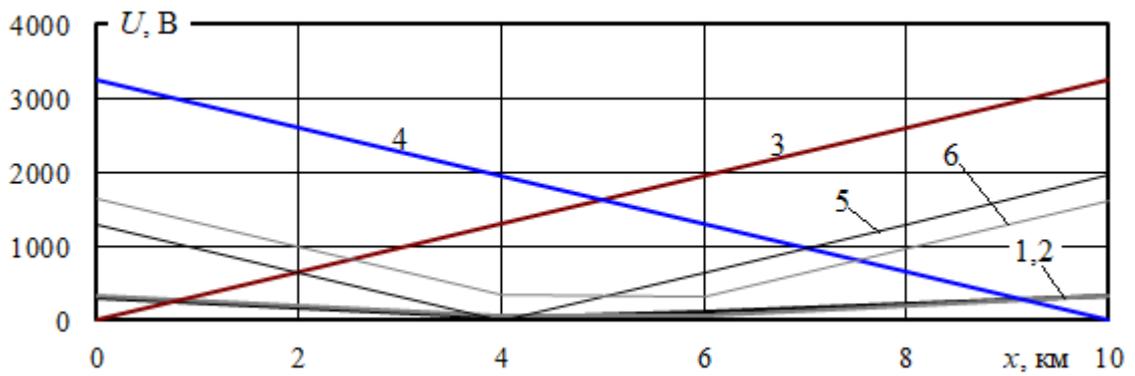


Рисунок 2.72. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы В в точке с координатой $x = 0$

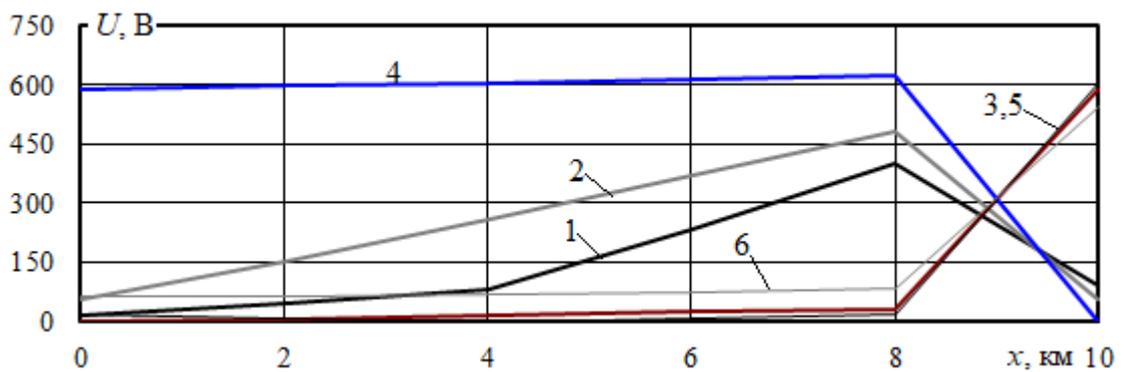


Рисунок 2.73. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы С в точке с координатой $x = 8$ км

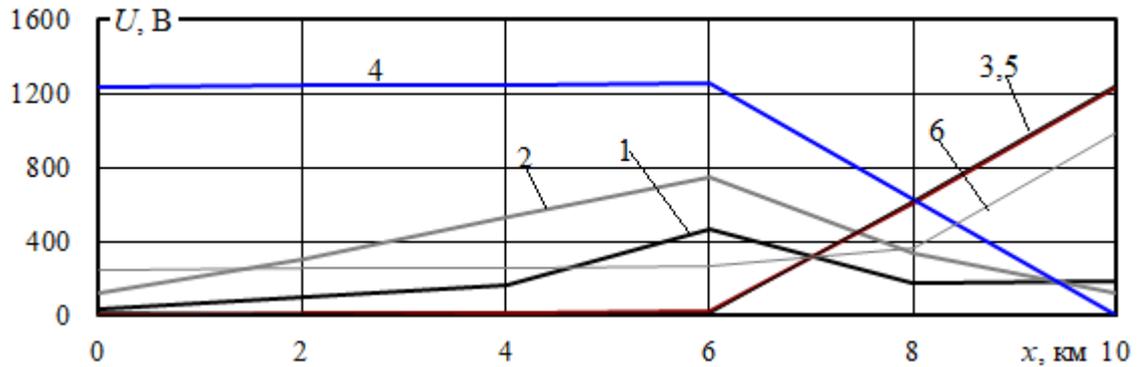


Рисунок 2.74. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы С в точке с координатой $x = 6$ км

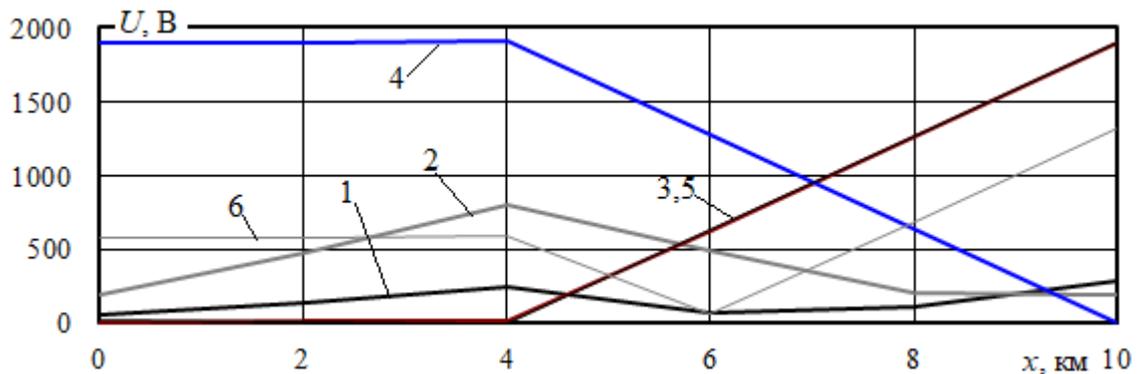


Рисунок 2.75. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы С в точке с координатой $x = 4$ км

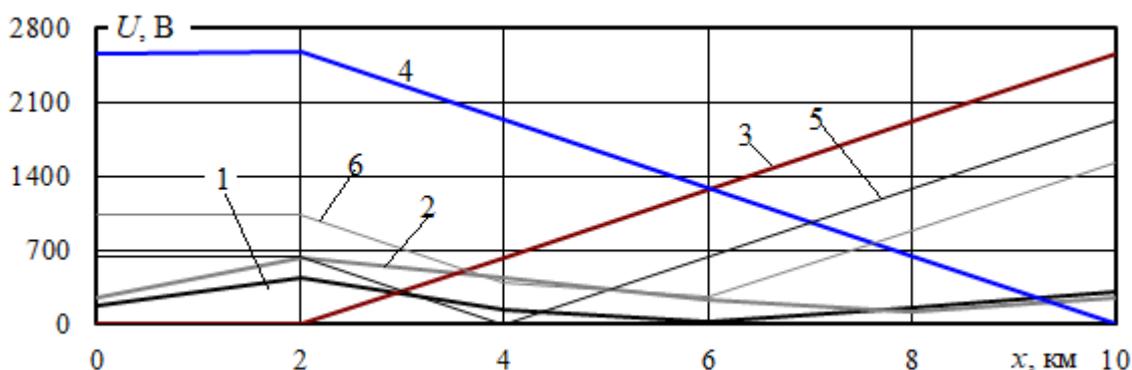


Рисунок 2.76. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы С в точке с координатой $x = 2$ км

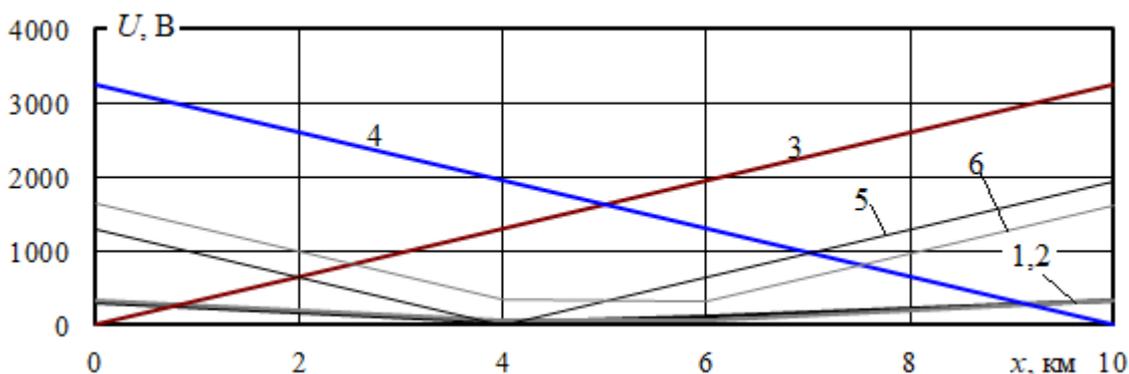


Рисунок 2.77. ОЗЗ фазы А на приемном конце и фазы С в точке с координатой $x = 0$

Полученные результаты дают возможность сделать следующие выводы

1. При заземлении в месте работ наведенное напряжение на смежном проводе в этой точке близко к нулю для всех рассмотренных режимов ДЗЗ.
2. При установке заземлений В РУ и на месте работ уровни наведенных напряжений в точке с координатой $x = 4$ км выходят за допустимые пределы.
3. Для ситуаций заземлений по вариантам 1 и 2 таблицы 2.1 зависимости наведенных напряжений от координаты x имеют максимумы в точках, отвечающих координатам ОЗЗ фаз В или С.
4. Различие наведенных напряжений между ДЗЗ фаз А, В и А, С незначительно.

2.10. Наведенные напряжения в режимах плавки гололеда

Для устранения гололедных образований на проводах воздушных ЛЭП применяют тепловые методы, получившие название плавка гололеда [19, 21, 22, 112]. При использовании этих методов по проводам ЛЭП пропускаются повышенные токи, приводящие к их интенсивному разогреву. По уровням протекающих токов схемы плавки гололеда близки к режимам коротких замыканий и могут вызывать значительные уровни наведенных напряжений на смежных линиях электропередачи и связи. Для создания повышенных токов применяют различные схемы. Одна из таких схем, называемая «змейка», показана на рисунке 2.78.

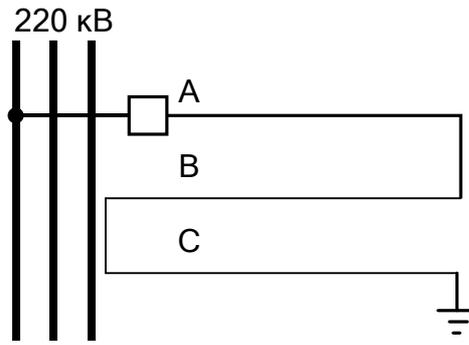


Рисунок 2.78. Плавка гололеда по схеме «змейка»

В отличие от режимов коротких замыканий, которые быстро устраняются релейной защитой, плавка гололеда занимает достаточно продолжительное время, в течение которого на персонал, обслуживающий смежные линии электропередачи и связи, могут воздействовать значительные наведенные напряжения. Поэтому задача количественной оценки величин наведенных напряжений является актуальной. Однако в работах, посвященных борьбе с гололедообразованиями, эти вопросы не рассматриваются [19, 21, 22, 112].

Ниже представлены результаты исследований, направленных на разработку методики определения наведенных напряжений при использовании схемы плавки, показанной на рисунке 2.78. Координаты проводов показаны на рисунке 2.79.

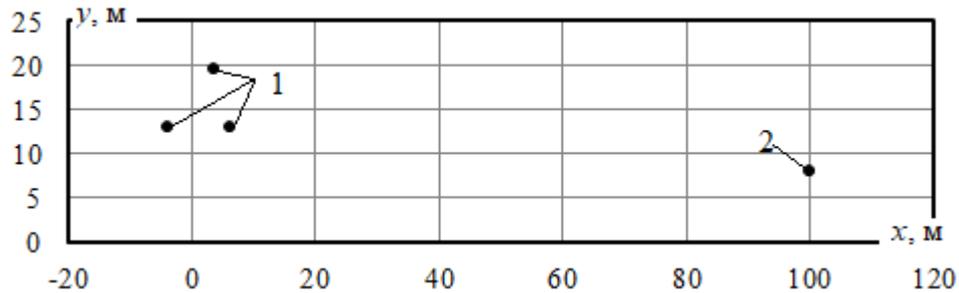


Рисунок 2.79. Расположение проводов в пространстве:

1 – провод ЛЭП 220 кВ; 2 – провод линии, подверженной влиянию

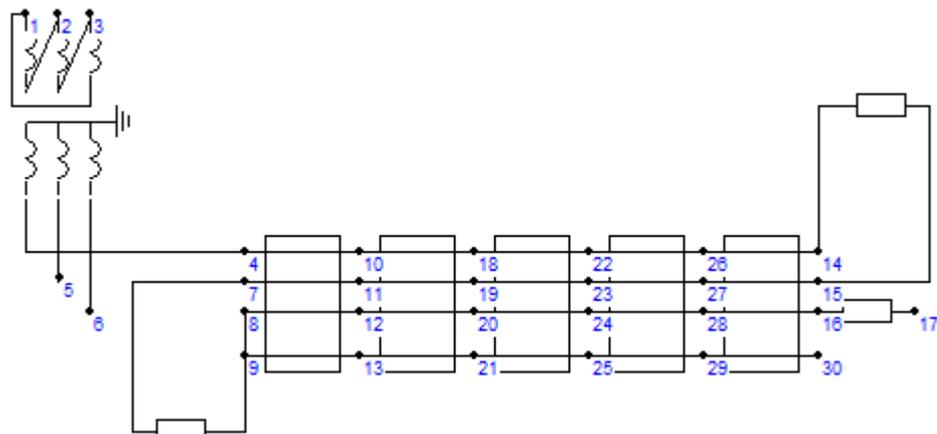


Рисунок 2.80. Схема расчетной модели

Моделирование в программном комплексе Fazonord [26, 58] проводилось применительно к многопроводной системе, образованной ЛЭП 220 кВ и линией 10 кВ, проходящей параллельно на расстоянии 100 м. Схема расчетной модели

приведена на рисунке 2.80. Результаты моделирования представлены на рисунках 2.81 и 2.82, а также в таблицах 2.15 – 2.18.

Таблица 2.15

Параметры ЛЭП

Номер про- вода	R_0 , Ом/км	Радиус про- вода, см	Координаты, м		Сечение, мм ²
			x	y	
1	0,16	1,1	3,5	19,5	185
2	0,16	1,1	-3,9	13	185
3	0,16	1,1	6,1	13	185
4	0,43	0,57	100	8	70

Примечание: R_0 – удельное активное сопротивление провода

Таблица 2.16

Параметры режима

Режим	Фаза	Напряжения		Токи	
		кВ	град.	А	град.
Симметричный, нагрузочный	А	62,56	-0,34	245,44	-49,25
	В	62,57	-120,35	245,80	-168,21
	С	62,56	119,64	246,88	71,94
Плавка гололеда	А	61,31	-0,51	770,76	-71,15
	В	27,58	1,01	776,96	108,69
	С	27,57	1,02	776,96	-71,31

Таблица 2.17

Наведенные напряжения в симметричном режиме, В

Способ заземления по таблице 2.1	x , км					
	0	10	20	30	40	45
1	5	3	0,5	1,7	3,9	5
2	4,9	2,9	1	1,5	3,7	4,9
3	0	9,4	19	29	39	44
4	45	35	25	15	5	0
5	19,3	10	0	10	20	25
6	86	89	93	98	104	107

Примечание: x – расстояние до питающей подстанции.

Таблица 2.18

Наведенные напряжения в режиме плавки гололеда, В

Способ заземления по таблице 2.1	x , км					
	0	10	20	30	40	45
1	580	307	35	218	469	596
2	589	331	71	192	456	589
3	1,5	1216	2435	3655	4876	5487
4	5486	4272	3054	1834	612	1,2
5	2431	1217	0,5	1219	2440	3051
6	2973	1759	543	677	1898	2509

В соответствии с рекомендациями статьи [76] рассматривалось ситуации,

связанные с заземлением отключенной линии 10 кВ, приведенные в таблице 2.1.

Зависимости наведенных напряжений от координаты x (расстояния до питающей подстанции) по вариантам таблицы 2.1 при сопротивлениях заземлителей 5 Ом на подстанциях и 10 Ом в месте работ показаны на рисунках 2.81, 2.82. Цифры на графиках отвечают номерам строк таблицы 2.1.

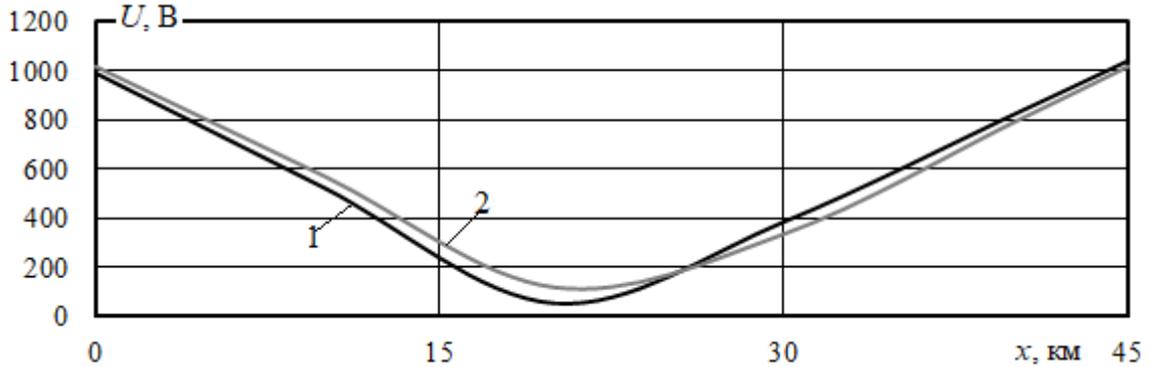


Рисунок 2.81. Зависимости наведенных напряжений от координаты x : цифрами обозначены способы заземления в соответствии с таблицей 2.1

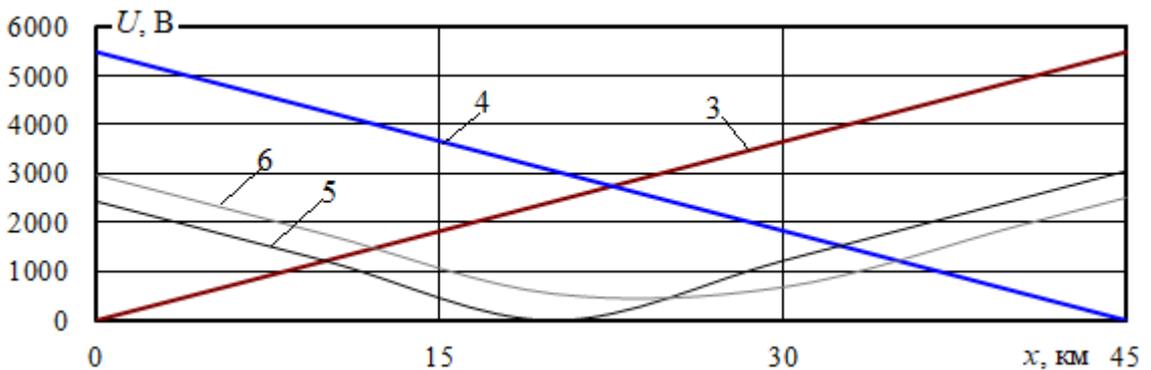


Рисунок 2.82. Зависимости наведенных напряжений от координаты x : цифрами обозначены способы заземления в соответствии с таблицей 2.1

Полученные результаты позволяют сформулировать следующие выводы:

1. В симметричном режиме влияющей ЛЭП 220 кВ наведенные напряжения сравнительно невелики. При заземленной в нескольких точках смежной линии наведенные напряжения провод – земля не превышают 5 В; при незаземленной линии напряжение определяется емкостной связью и достигает 107 В.

2. В режиме плавки гололеда на ЛЭП 220 кВ и токах фаз около 780 А наведенное напряжение при заземлении смежной линии в нескольких точках достигало 580 В. Такие большие напряжения определяются индуктивной связью с влияющей ЛЭП и возникающими за счет этого значительными токами в смежной линии (в рассмотренном примере порядка 120 А). При наличии заземления на одном из концов смежной линии напряжения на противоположном конце превышали 5 кВ. При незаземленной линии напряжение на одном из ее концов достигало почти 3 кВ. Приемлемый уровень напряжений наблюдается в месте работ при установке там переносного заземления.

Выводы

1. Результаты моделирования электромагнитных влияний рабочей цепи на отключенные провода двухцепной ЛЭП позволили сделать следующие выводы:

- малые уровни наведенных напряжений, не превышающие 2 В, имеют место при следующих ситуациях: заземление в распределительных устройствах и на месте работ, а также при заземлении в месте работ;

- приемлемые уровни наведенных напряжений, не превышающие допустимого значения в 25 В, наблюдаются при двухстороннем заземлении в РУ;

- при односторонних заземлениях уровни наведенных напряжений лежат в диапазоне 436...904 В.

- наибольшие величины наведенных напряжений имеют место при незаземленной цепи.

- численные значения характеризуют рассмотренный пример, но отражают общую тенденцию возникновения наведенных напряжений на отключенной цепи ЛЭП. Предлагаемая методика является общей и позволяет определять наведенные напряжения для любых конструкций двухцепных ЛЭП; отличительная особенность предлагаемой методики заключается в возможности моделирования электромагнитных влияний применительно к конкретному режиму сложной ЭЭС, в составе которой работает анализируемая линия.

2. Моделирование режимов при пофазном ремонте ЛЭП показало, что заземление отключенной фазы в месте работ обеспечивает приемлемый уровень наведенного напряжения. Однако, при сопротивлениях растеканию, больших 10 Ом уровни наведенных напряжений становятся выше допустимых.

Численные значения наведенных напряжений характеризуют рассмотренный пример, но хорошо отражают общие тенденции их изменения по длине ЛЭП при различных способах заземления отключенной фазы, а также при вариации сопротивления заземления.

Применение предлагаемой методики и компьютерных моделей на практике позволит обоснованно подходить к выбору мероприятий по обеспечению безопасности персонала при проведении пофазных ремонтов. В, частности, при повышенных величинах сопротивлений растеканию, могут быть применены более эффективные способы заземления места работ.

3. Расчеты симметричных и неполнофазных режимов показали, что в симметричном режиме влияющей ЛЭП 220 кВ наведенные напряжения сравнительно невелики. При длине 10 км, заземленной в нескольких точках смежной линии, наведенные напряжения провод-земля не превышают 13 В; при незаземленной линии напряжение определяется емкостной связью и достигает 200 В.

При обрыве провода ЛЭП 220 кВ и токах здоровых фаз около 850 А наведенное напряжение при заземлении смежной линии в нескольких точках может превысить 1000 В. Такие большие напряжения определяются индуктивной связью с влияющей ЛЭП и возникающими за счет этого значительными токами в смежной линии (в рассмотренном примере около 86 А). При наличии заземления на

одном из концов смежной линии напряжения на противоположном конце превышали 2 кВ.

При обрыве двух проводов ЛЭП 220 кВ и сравнительно небольших нагрузках наведенные напряжения при наличии заземлений смежной линии не превышают 100 В, при незаземленной смежной линии напряжения на ней достигают до 250 В.

Нулевой потенциал достигается в месте работ при установке там переносного заземления. При использовании дополнительных заземлений по краям ЛЭП уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 102 В при обрыве одной фазы и до 5 В при обрыве двух фаз.

В режимах несимметричных коротких замыканий максимальные значения наведенных напряжений лежат в пределах от 200 В почти до 11 кВ. Поэтому требуются специальные мероприятия по защите персонала при работе на линиях, подверженных влиянию ЛЭП высокого напряжения. Наибольшие уровни наведенных напряжений наблюдаются в режиме однофазного КЗ. При наличии в месте работ переносного заземления и использовании дополнительных заземлений по краям линии уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 512 В при однофазном КЗ, до 23 В – при двухфазном КЗ и до 435 В – при двухфазном КЗ на землю.

4. Удельное сопротивление грунта оказывает заметное влияние на уровни наведенных напряжений; при различии электрических характеристик грунтов на трассе сближения ее следует разбивать на отдельные участки с индивидуальным заданием параметра γ .

5. Результаты проведенных компьютерных исследований режимов кабельной линии 110 кВ позволили сделать следующие выводы: при симметричной нагрузке, а также в режимах двухфазного и трехфазного КЗ наведенные напряжения сравнительно невелики и их максимумы не превышают 40 В; наведенные напряжения при замыкании жилы на экран для разных фаз отличаются незначительно; наведенные напряжения в режимах двухфазного КЗ на землю достигают 6 кВ.

6. Моделирование режимов КВЛ показало, что конструктивное исполнение ЛЭП оказывает заметное влияние на уровни наведенных напряжений; этот фактор необходимо учитывать при проектировании КВЛ, проходящих вблизи линий имеющихся линий электропередачи и связи.

По сравнению с ЛЭП типовой конструкции КВЛ можно разделить на две группы: с пониженным и повышенным электромагнитным влиянием на смежные линии в нормальном режиме. К первой группе относятся следующие КВЛ: коаксиальная четырех сегментная и КВЛ с параболическим расположением проводов; во вторую группу входят: коаксиальная двухсегментная КВЛ; двойная коаксиальная КВЛ; КВЛ с вертикальным расположением проводов; КВЛ с концентрическим расположением проводов; КВЛ с треугольным расположением проводов.

7. В симметричном режиме влияющего токопровода наведенные напряжения сравнительно невелики. При незаземленной линии напряжения провод – земля не превышают 10 В. В режимах несимметричных коротких замыканий максимальные значения наведенных напряжений лежат в пределах от 200 В до 10 кВ.

Поэтому требуются специальные мероприятия по защите персонала и низковольтного оборудования линий связи, подверженных влиянию высокоамперного токопровода. Наибольшие уровни наведенных напряжений наблюдаются в режиме однофазного КЗ.

Нулевой потенциал достигается при установке в месте работ переносного заземления. При использовании дополнительных заземлений по краям линии уровень наведенного напряжения в этой точке повышается до 516 В при однофазном КЗ, до 35 В при двухфазном, до 25 В при трехфазном и до 325 В при двухфазном КЗ на землю.

8. Моделирование ЛЭП, выполненных по технологии SWER, показало, что при заземлении провода смежной ЛЭП в месте работ обеспечиваются допустимые уровни наведенных напряжений в точке подключения заземлителя. При отсутствии заземлений на проводе смежной ЛЭП фиксируются опасные напряжения, превышающие 1000 В. С увеличением ширины сближения наведенные напряжения снижаются. Наибольшая интенсивность снижения наблюдается в ситуации незаземленного провода.

9. Расчеты наведенных напряжений, создаваемых на смежной ЛЭП при ДЗЗ линии 35 кВ, позволили сделать следующие выводы: при заземлении в месте работ наведенное напряжение на смежном проводе в этой точке близко к нулю для всех рассмотренных режимов ДЗЗ. При установке заземлений в РУ и на месте работ уровни наведенных напряжений в точке с координатой $x=4$ км выходят за допустимые пределы. Для ситуаций заземлений по вариантам 1 и 2 таблицы 2.1 зависимости наведенных напряжений от координаты x имеют максимумы в точках, отвечающих координатам ОЗЗ фаз В или С. Различия наведенных напряжений между ДЗЗ фаз А, В и А, С незначительно.

10. Анализ режимов плавки гололеда показывает, что наведенное напряжение при заземлении смежной линии в нескольких точках достигало 580 В. Такие большие напряжения определяются индуктивной связью с влияющей ЛЭП и возникающими за счет этого значительными токами в смежной линии (в рассмотренном примере порядка 120 А). При наличии заземления на одном из концов смежной линии напряжения на противоположном конце превышали 5 кВ. При незаземленной линии напряжение на одном из ее концов достигало почти 3 кВ. Приемлемый уровень напряжений наблюдается в месте работ при установке там переносного заземления.

3. НАВЕДЕННЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ЛИНИЙ

3.1. Тяговые сети 25кВ, 2x25кВ традиционной конструкции

За счет электромагнитной уравновешенности трехфазные линии электропередачи в симметричном режиме создают небольшие наведенные напряжения в смежных ЛЭП. Однако, наряду с симметричными ЛЭП используются линии несимметричной конструкции, ярким примером которых являются тяговые сети железных дорог переменного тока. Такие ЛЭП могут наводить значительные напряжения в нормальных эксплуатационных режимах. Наведенные напряжения [14–16] определяют электромагнитную совместимость ТС и сетей ЭЭС.

Ниже представлены результаты компьютерных исследований широко применяемых ТС 25 , 2x25 кВ (рисунки 3.1, 3.2).

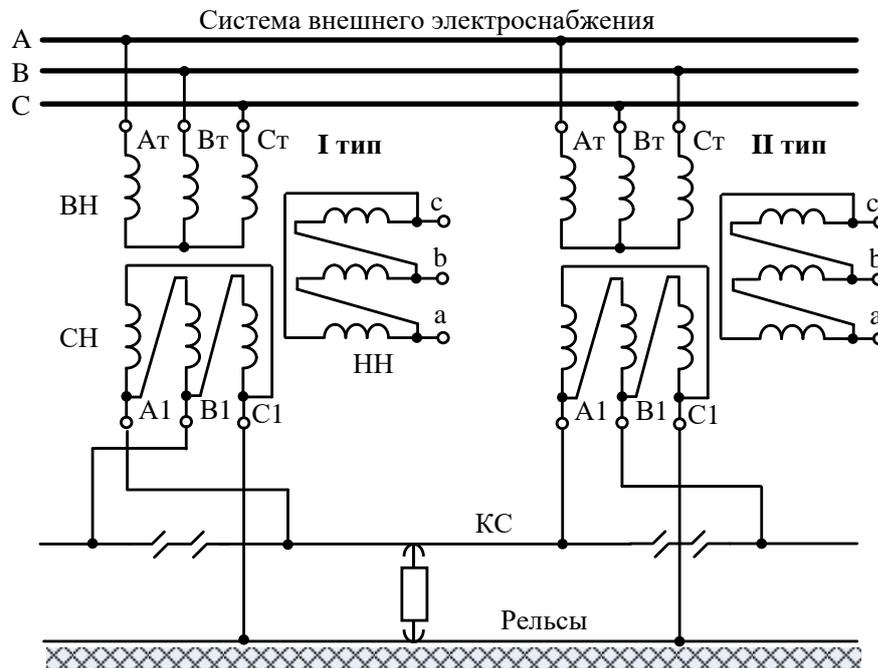


Рисунок 3.1. Схема СТЭ 25 кВ

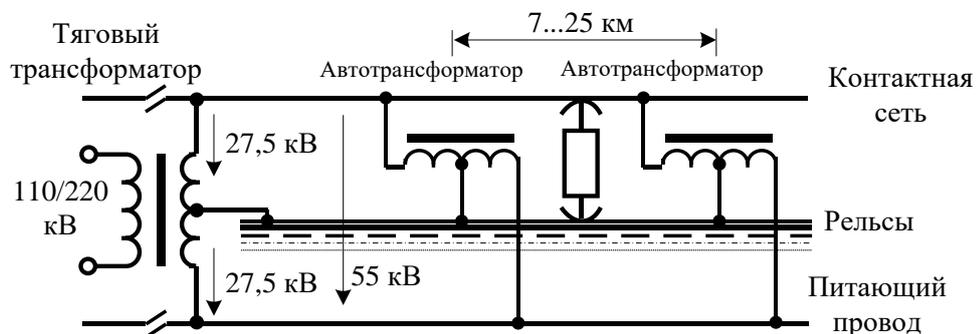


Рисунок 3.2. Схема СТЭ 2x25 кВ

По сравнению с рассмотренными выше электромагнитными влияниями трехфазных ЛЭП задачи определения наведенных напряжений, создаваемых тяговыми сетями, отличаются повышенной сложностью. Это связано со следующими факторами:

- наличием специфических токоведущих частей рельсов, что требует учета распределенности параметров;
- перемещением нагрузок в пространстве, рисунок 3.3;
- значительными уровнями гармонических искажений;
- реверсированием потоков мощности при осуществлении рекуперативного торможения (рисунок 3.3).

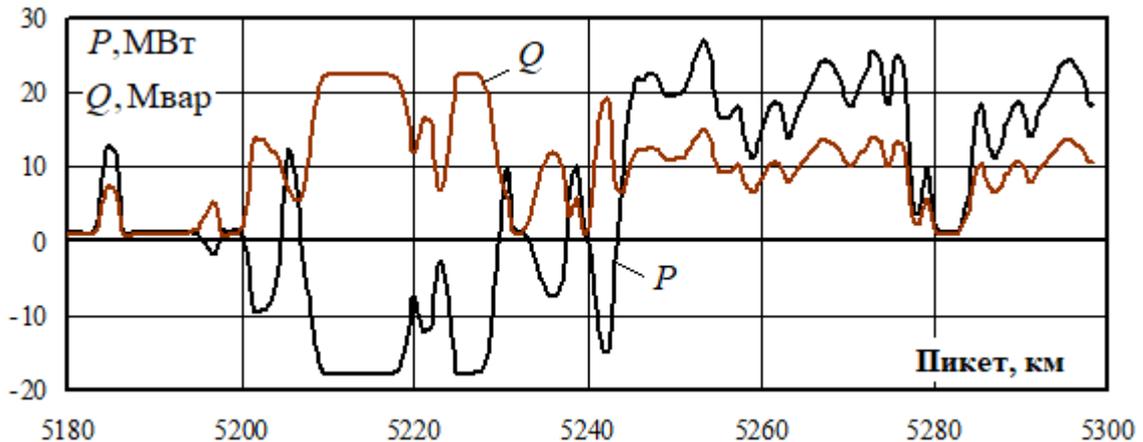


Рисунок 3.3. Зависимости мощностей, потребляемых электровозом грузового поезда массой 12000 т от пикета

Из рисунка 3.3 видно, что мощности, потребляемые ЭПС, зависят от пространственной координаты и на некоторых участках направление потоков активной мощности может меняться из-за перехода к режиму рекуперативного торможения; при этом потребление реактивной мощности заметно возрастает.

Указанные факторы требуют коренного изменения подходов к моделированию режимов и определению электромагнитных влияний. Использование традиционного подхода, основанного на задании в узлах сети постоянных отборов мощности или нагрузок, изменяемых по статическим характеристикам, не позволяет получить приемлемых результатов, отвечающих максимальным уровням наведенных напряжений. Это связано с тем, что поиск величин тяговых нагрузок и мест их приложения, отвечающих максимальным наведенным напряжениям на линии, подверженной влиянию ТС, потребует перебора огромного количества вариантов.

Так как тяговые нагрузки определяются размерами движения поездов, то наиболее эффективный способ преодоления указанных затруднений состоит в использовании имитационного моделирования такого движения. Этот подход обеспечивает высокую адекватность, так как базируется на достаточно достоверной исходной информации о профиле пути, массах поездов и графиках их движения.

Создание имитационной модели СЭЖД требует построения моделей отдельных элементов с определением алгоритма их взаимодействия и включает следующие этапы [26, 58]:

- моделирование графика движения поездов;
- формирование мгновенных схем, учитывающих положение поездов в рассматриваемый момент времени и величину нетяговых нагрузок;

- определение потокораспределения для каждой мгновенной схемы;
- расчет сводных показателей имитационного моделирования.

Имитационное моделирование дает возможность получить информацию о динамике изменения режима СЭЖД и внешней сети при движении поездов, позволяя определять отклонения напряжений, коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям, показатели несинусоидальности и расходы активной и реактивной энергии по присоединениям.

Величины тяговых нагрузок определяются тяговыми расчетами или экспериментально. Моделирование перемещающихся тяговых нагрузок базируется на задаваемом графике движения, связывающем координату положения поезда со временем (рисунок 3.4).

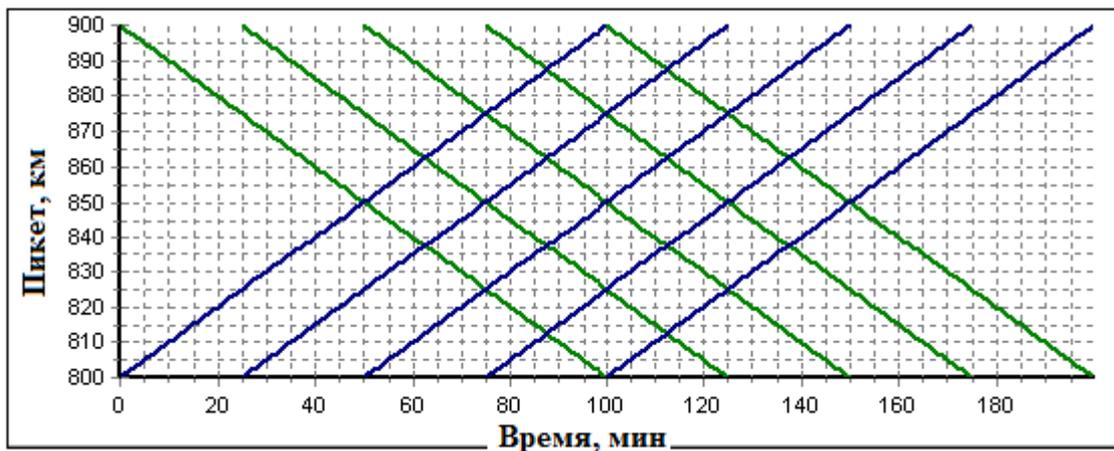


Рисунок 3.4. График движения поездов

Способы адекватного моделирования элементов СЭЖД, учитывающие электромагнитные взаимовлияния, и основные принципы имитационного моделирования приведены в работах [26, 58]. Алгоритм формирования мгновенной схемы включает следующие этапы:

- в текущий момент времени на основе графика движения определяется положение каждого поезда;
- по информации о тяговых токах, весу и пикету поезда (рисунок 3.5) рассчитываются активная и реактивная мощности нагрузки в узле, отвечающем его положению;
- в соответствии с положением поездов переопределяются длины элементов контактной сети;
- модели элементов контактной сети пересчитываются и присоединяются к стационарной части расчетной схемы; после выполнения этого шага очередная мгновенная схема подготовлена к расчету режима.

Такая методика позволяет корректно решать следующие актуальные задачи:

- определение отклонений напряжения и несимметрии на зажимах потребителей с оценкой влияния поездной ситуации на показатели качества электрической энергии и наведенные напряжения на смежные ЛЭП;
- расчет показателей несинусоидальности напряжений, возникающих за счет нелинейных тяговых нагрузок;

- определение потерь электроэнергии в элементах СЭЖД;
- оценка загрузки отдельных элементов СЭЖД с возможностью прогнозирования их состояния;
- анализ эффективности работы устройств продольной и поперечной компенсации реактивной мощности;
- расчеты токов практически любых коротких замыканий.

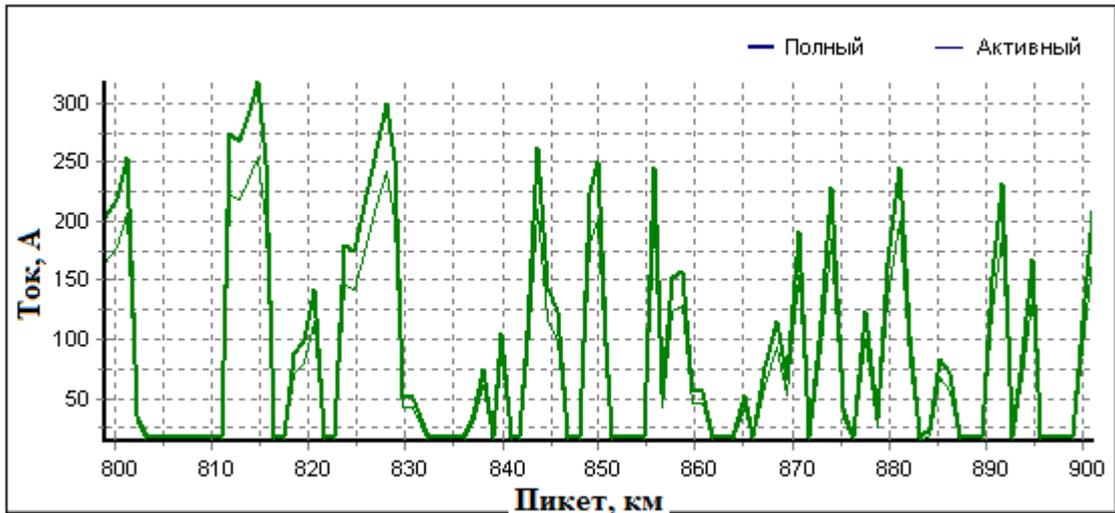


Рисунок 3.5. Токовый профиль поезда массой 3200 т

Версия ПК Fazonord-APC позволяет моделировать активные элементы электроэнергетических систем, построенных с использованием технологий smart grid [121]. К числу таких элементов можно отнести:

- установки распределенной генерации [8];
- устройства FACTS;
- многофазные линии электропередачи;
- газоизолированные и криогенные ЛЭП;
- фазоповоротные устройства;
- токоограничители;
- управляемые устройства для устранения несимметрии;
- активные кондиционеры высших гармоник;
- кабельные линии с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена.

Фрагмент расчетной схемы СТЭ 25 кВ показан на рисунке 3.6. Анализируемая система включала три тяговых подстанции 25 кВ, две межподстанционные зоны двухпутного участка с контактной сетью ПБСМ-95+МФ-100 длинами по 50 км. Система внешнего электроснабжения представлена реактансами, одинаковыми по фазам. В местах подключения фидеров контактной сети установлены RL-элементы с активным сопротивлением 0,01 Ом, с помощью которых производился контроль токов и потоков мощности.

Фрагмент схемы расчетной модели СТЭ 2×25 кВ приведен на рисунке 3.7.

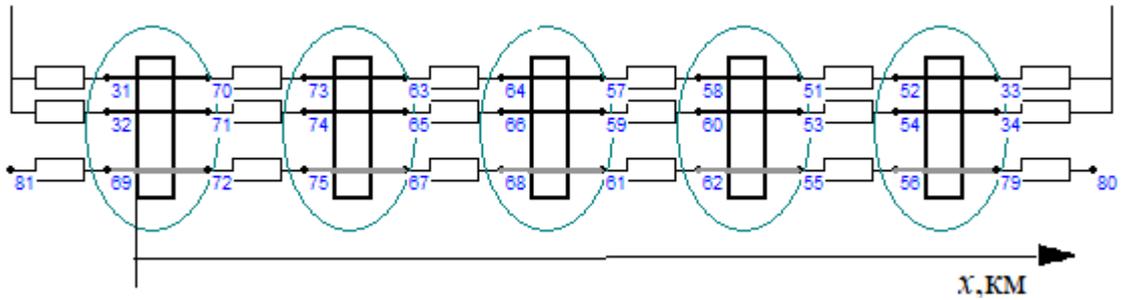


Рисунок 3.6. Фрагмент расчетной схемы СТЭ 25кВ

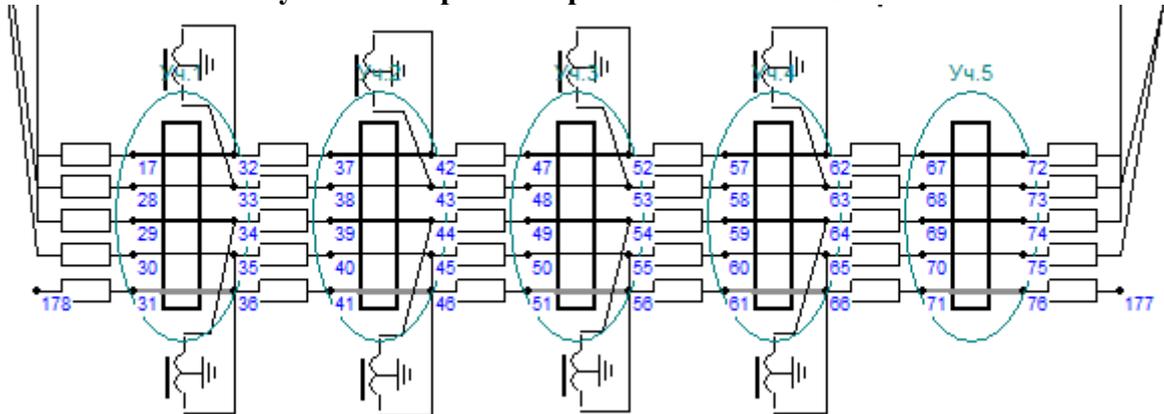


Рисунок 3.7. Фрагмент расчетной схемы СТЭ 2x25кВ

Для определения наведенных напряжений, создаваемых на смежной ЛЭП тяговыми сетями 25 и 2x25 кВ, моделировалось движение 7 поездов массой 6300 тонн в нечетном направлении и 7 поездов массой 6000 тонн в четном (рисунок 3.8). Токовые профили показаны на рисунке 3.9.

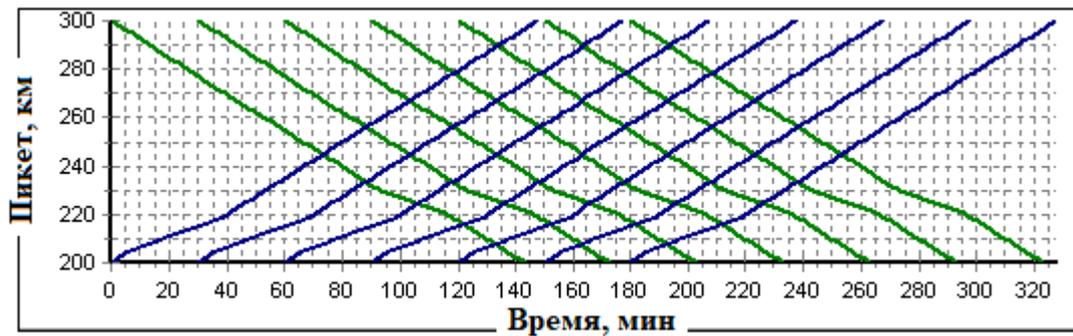


Рисунок 3.8. График движения поездов

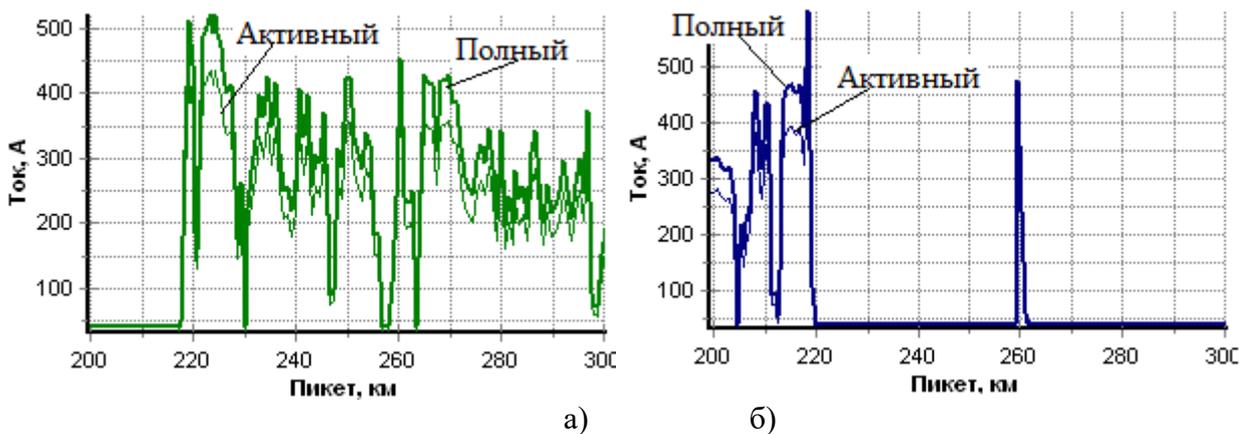


Рисунок 3.9. Полные и активные токи поездов
а) нечетное направление; б) четное направление

Расчеты режимов проводились на основной частоте и частотах высших гармоник. Координаты токоведущих частей для ТС 25 кВ показаны на рисунке 3.10.

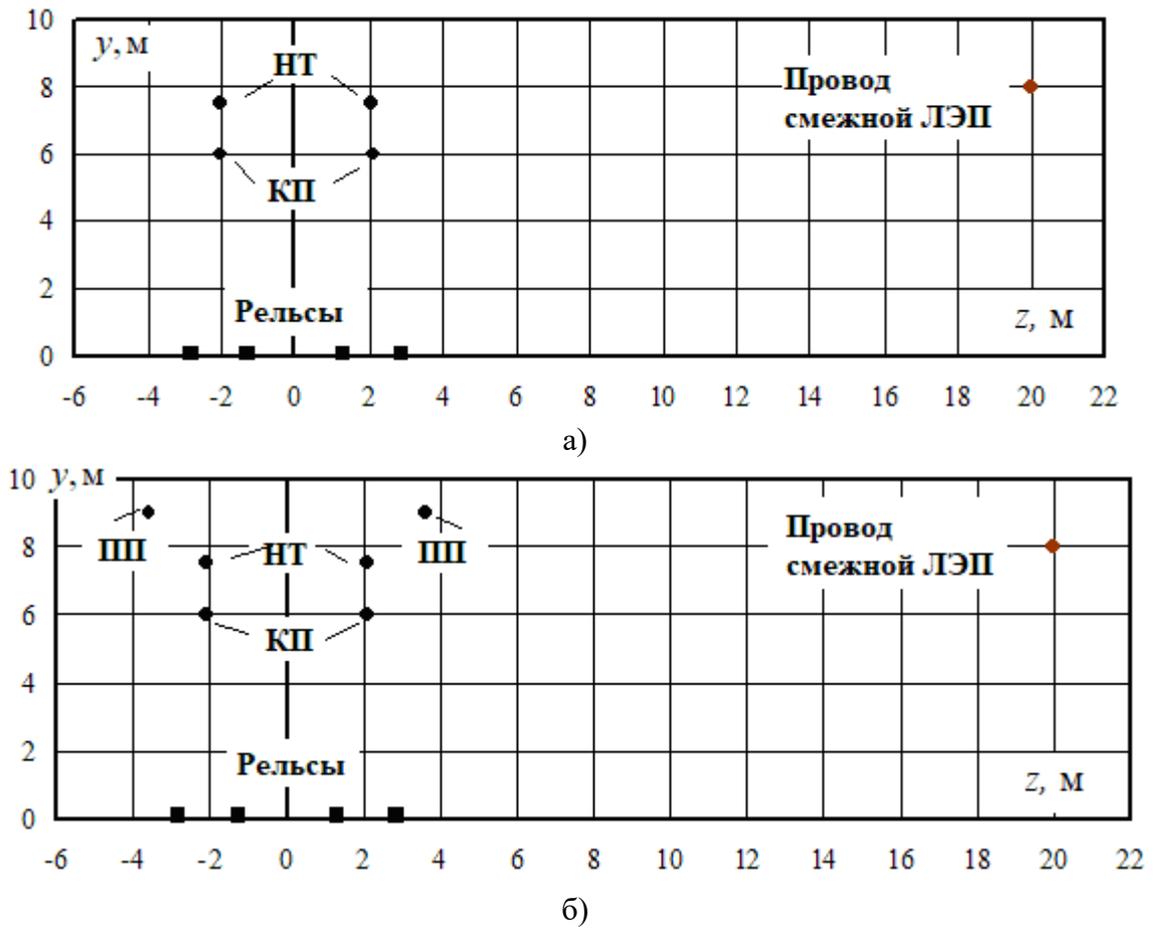


Рисунок 3.10. Координаты токоведущих частей:
а – ТС 25 кВ; б – ТС 2x25 кВ



Рисунок 3.11. Гармонический состав тока электровозов

Ниже представлены результаты моделирования электромагнитных влияний при различных ситуациях заземления отключенной линии 10 кВ (рисунок 3.12). Сопротивление заземлителей принималось равным 1 Ом, а ширина сближения 100 м.

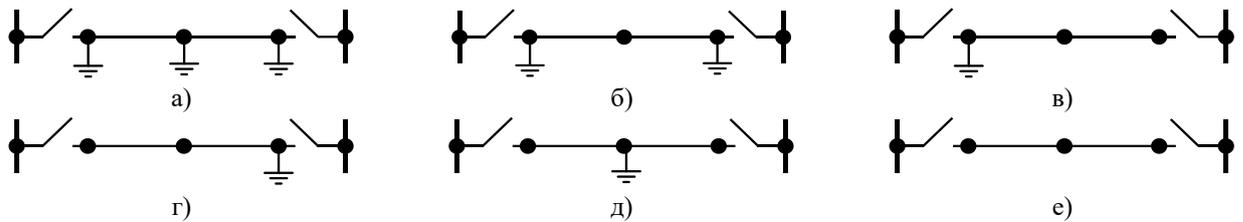


Рисунок 3.12. Ситуации заземления: а – заземление в распределительных устройствах и на месте работ; б – двустороннее заземление; в, г – односторонние заземления слева и справа; д – заземление в месте работ; е – незаземленная линия; месту работ соответствуют средние точки на схемах

Результаты моделирования СТЭ 25 кВ представлены в таблицах 3.1 и 3.2 и проиллюстрированы на рисунках 3.13 – 3.17. На рисунке 3.13 показаны зависимости составляющих наведенных напряжений от времени для узла, соответствующего месту работ ($x = 20$ км) на отключенной линии электропередачи 10 кВ. Приведенные на этом рисунке результаты отвечают варианту заземления отключенной линии, представленному на рисунке 3.12 а, то есть подверженная влиянию ЛЭП заземлена в трех точках: в распределительных устройствах и на месте работ. Из рисунка видно, что уровни наведенных напряжений значительно превышают допустимое значение в 25 В.

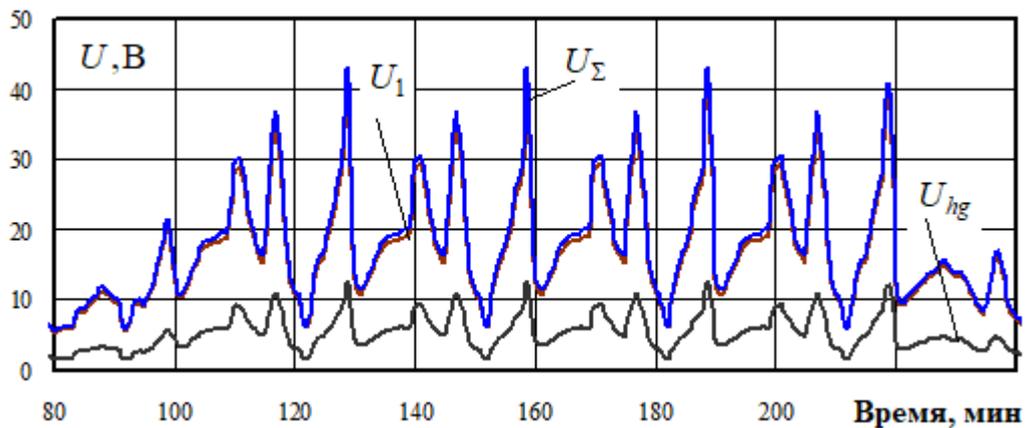


Рисунок 3.13. Зависимости составляющих наведенных напряжений от времени

СТЭ 25 кВ: U_1 – напряжение первой гармоники; $U_{hg} = \frac{k_U U_1}{100}$; $U_{\Sigma} = U_1 \sqrt{1 + \left(\frac{k_U}{100}\right)^2}$

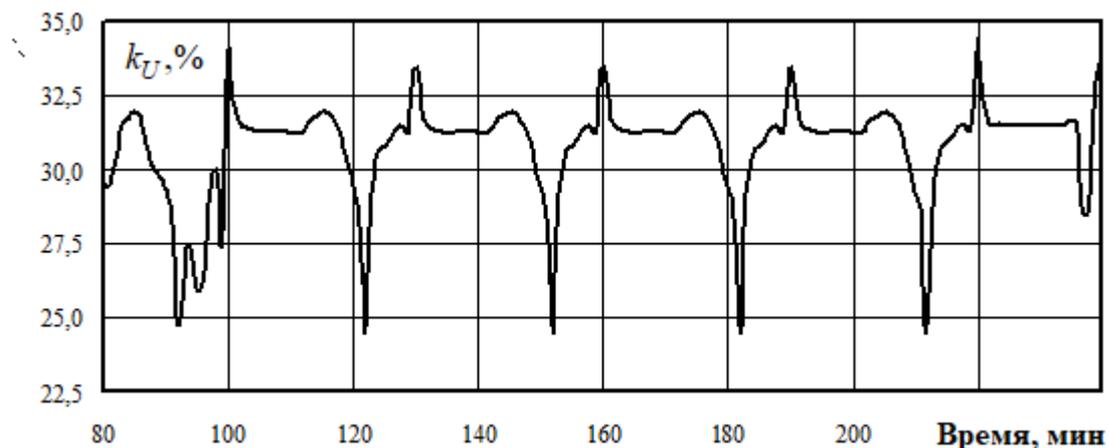


Рисунок 3.14. Зависимость суммарного коэффициента высших гармоник от времени СТЭ 25 кВ

Цифрами на рисунках 3.15–3.17 обозначены следующие ситуации заземлений: 1 – заземление в распределительных устройствах и на месте работ, рисунок 3.12 а; 2 – двустороннее заземление, рисунок 3.12 б; 3 – одностороннее заземление слева, рисунок 3.12 в; 4 – одностороннее заземление справа, рисунок 3.12 г; 5 – заземление в месте работ, рисунок 3.12 д; 6 – незаземленная линия, рисунок 3.12 е.

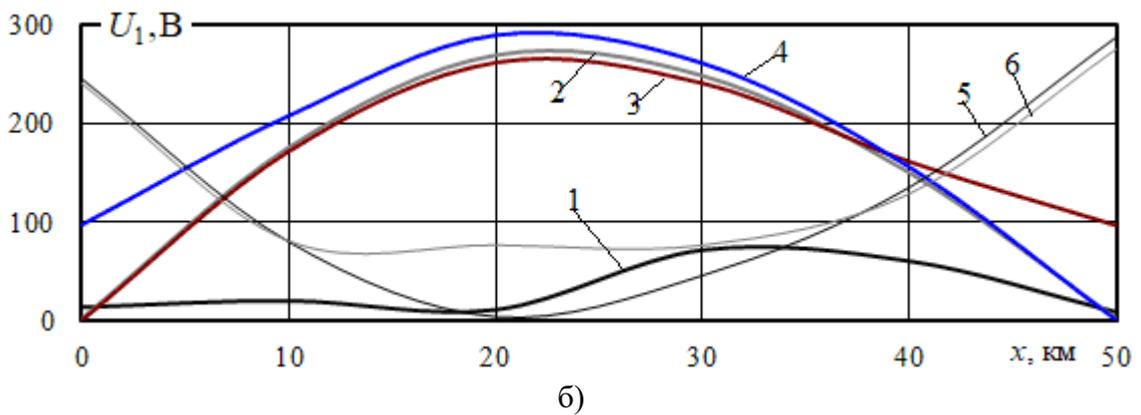
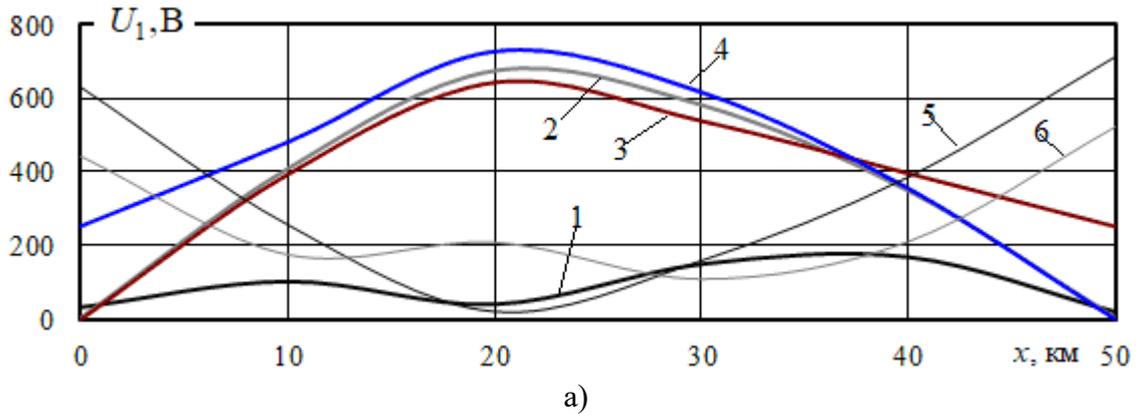


Рисунок 3.15. Зависимости максимальных и средних значений наведенных напряжений основной частоты от координаты x для СТЭ 25 кВ: а – максимумы; б – средние значения

Приемлемые уровни наведенных напряжений в месте работ наблюдаются только при заземлении в этой точке, таблица 3.2, рисунок 3.17.

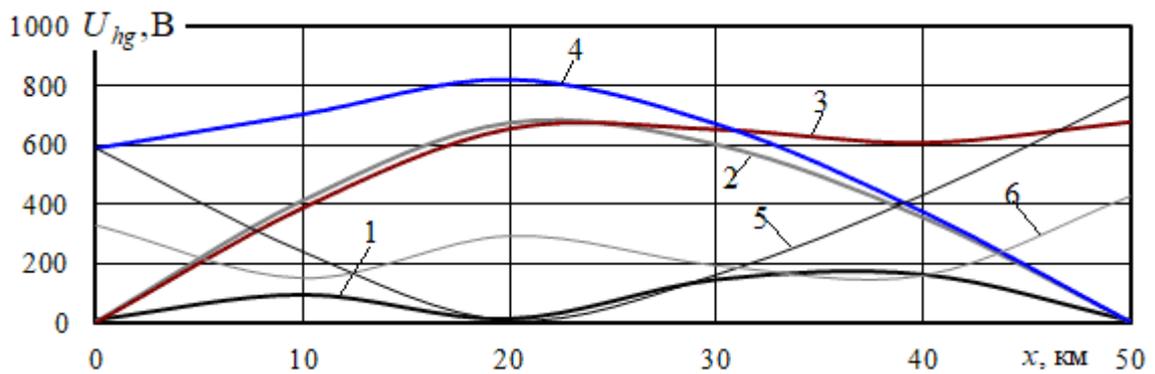
Таблица 3.1

Среднее значение k_U СТЭ 25 кВ

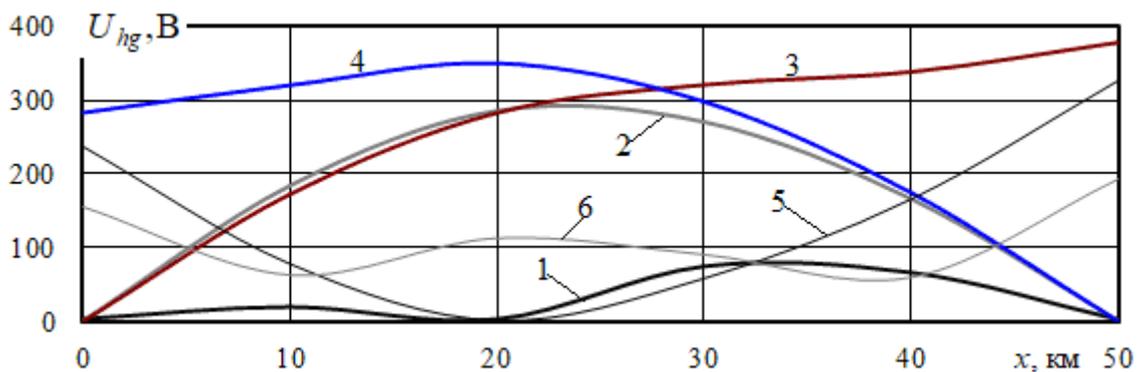
x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	28,5	41,1	2195,1	364,4	139,6	61,1
10	236,4	179,6	123,6	174,3	115,3	204,6
20	42,1	183,6	142,3	131,8	105,9	157,5
30	635,9	206,6	225,8	125,6	164,1	131,0
40	276,1	219,6	295,2	131,4	157,7	45,5
50	36,6	42,2	507,7	1265,6	147,9	63,7

Максимальные значения U_{Σ} СТЭ 25 кВ

x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	34,8	4,9	0,0	609,2	862,4	551,5
10	139,9	580,7	550,2	852,1	351,4	189,6
20	43,0	954,3	916,3	1096,7	22,2	360,0
30	209,3	836,6	845,6	910,4	227,3	221,4
40	234,5	493,8	714,1	515,2	579,6	260,1
50	21,8	4,7	713,6	1,6	1047,2	674,9



а)



б)

Рисунок 3.16. Зависимости максимальных и средних значений U_{hg} от координаты x для СТЭ 25 кВ: а – максимумы; б – средние значения

Формы кривых наведенных напряжений значительно отличаются от синусоиды, о чем свидетельствует график изменения суммарного коэффициента гармоник, показанный на рисунке 3.14. Этот график также получен для способа заземления по рисунку 3.12 а.

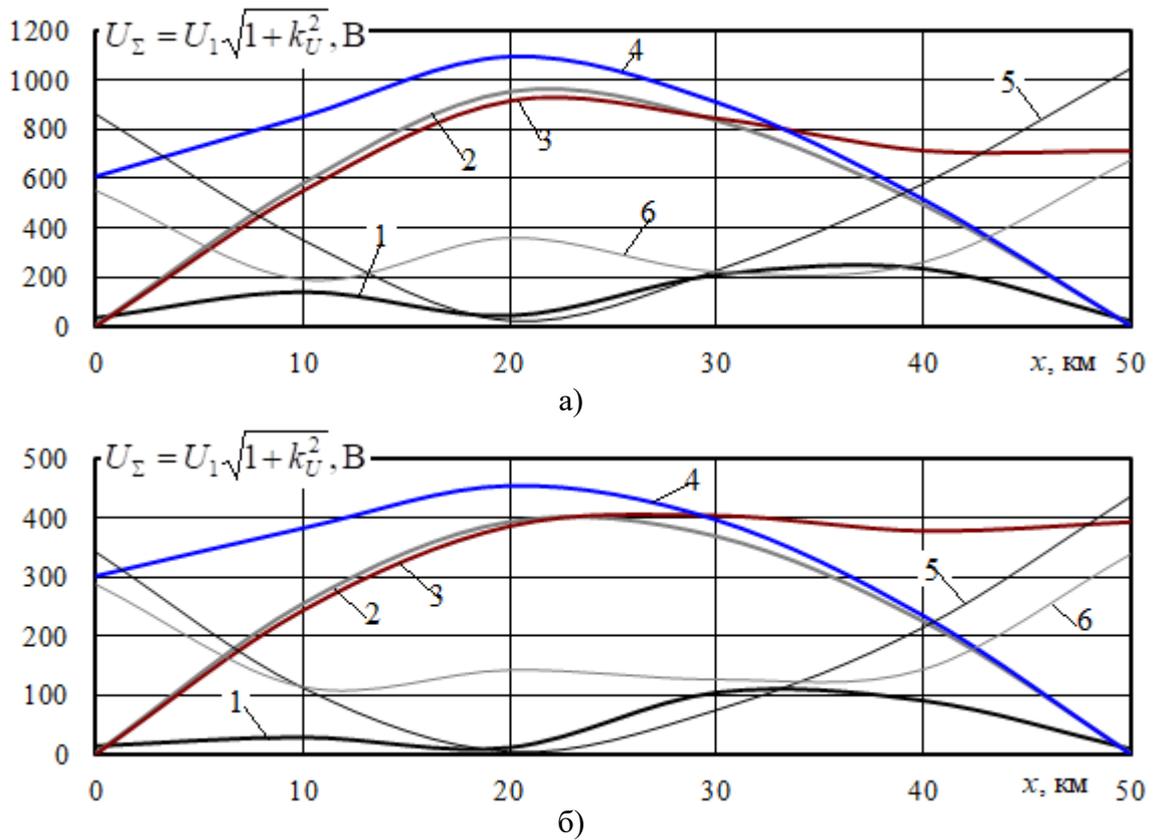


Рисунок 3.17. Зависимости максимальных и средних значений U_{Σ} от координаты x для СТЭ 25 кВ: а – максимумы; б – средние значения

Результаты моделирования СТЭ 2x25 кВ представлены в таблицах 3.3 и 3.4 и проиллюстрированы на рисунках 3.18 – 3.22. На рисунке 3.18 показаны зависимости составляющих наведенных напряжений от времени для узла, соответствующего месту работ ($x = 20$ км) на отключенной линии электропередачи 10 кВ. Приведенные на этом рисунке результаты отвечают варианту заземления отключенной линии, представленному на рисунке 3.12 а, то есть подверженной влиянию ЛЭП заземлена в трех точках: в распределительных устройствах и на месте работ. Из рисунка видно, что уровни наведенных напряжений не превышают допустимое значение в 25 В.

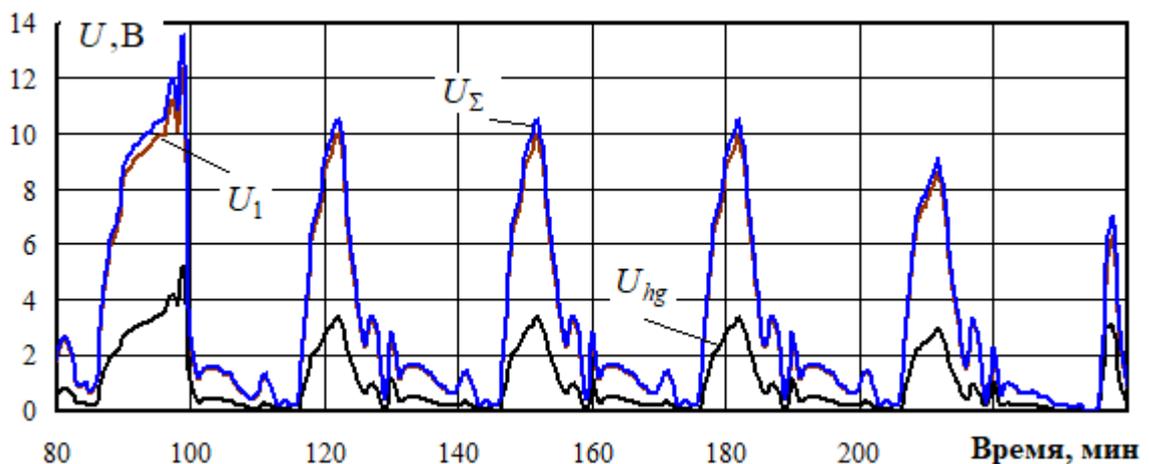


Рисунок 3.18. Зависимости составляющих наведенных напряжений от времени СТЭ 2x25 кВ

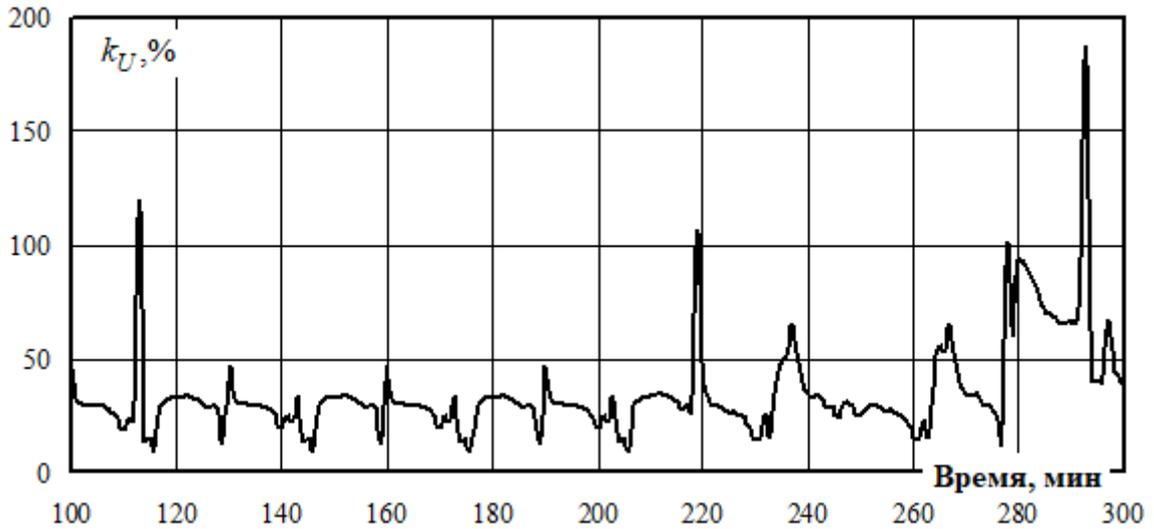


Рисунок 3.19. Зависимость суммарного коэффициента высших гармоник от времени для СТЭ 2x25 кВ

Приемлемые уровни наведенных напряжений (13 В) в месте работ наблюдаются при заземлении в этой точке, а также по варианту 1—рисунок 3.12 а.

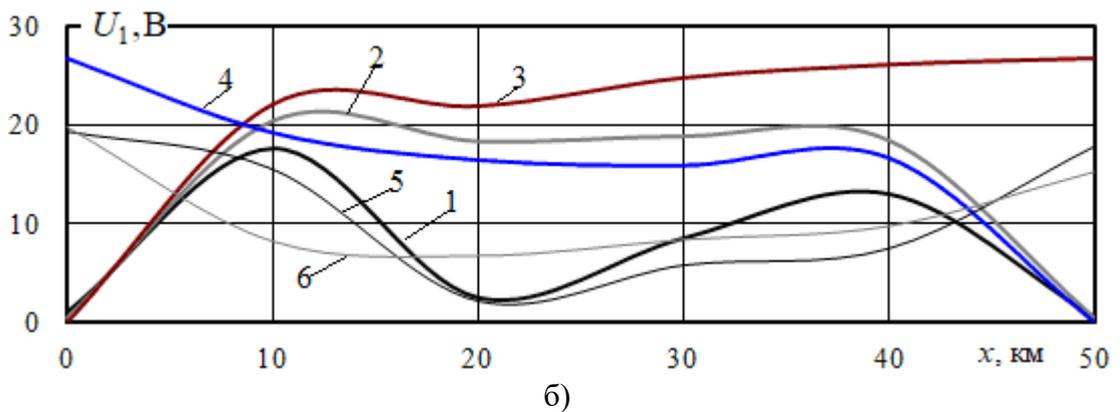
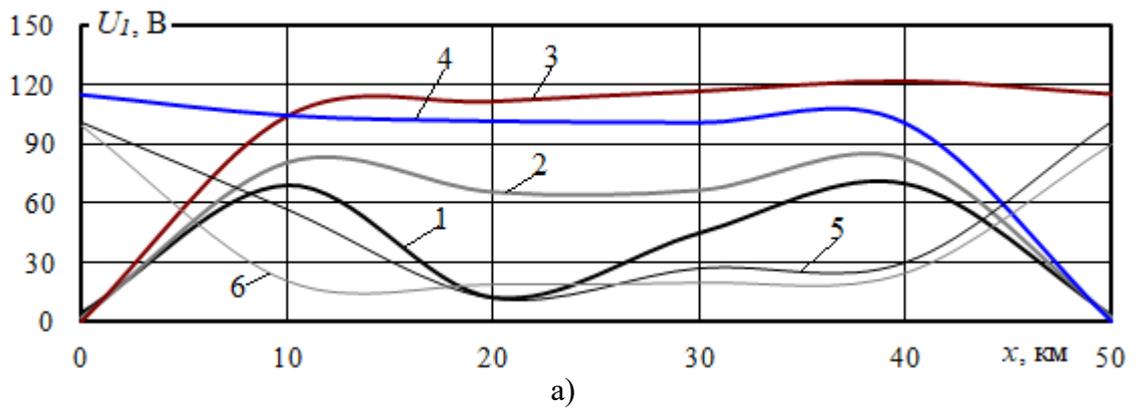
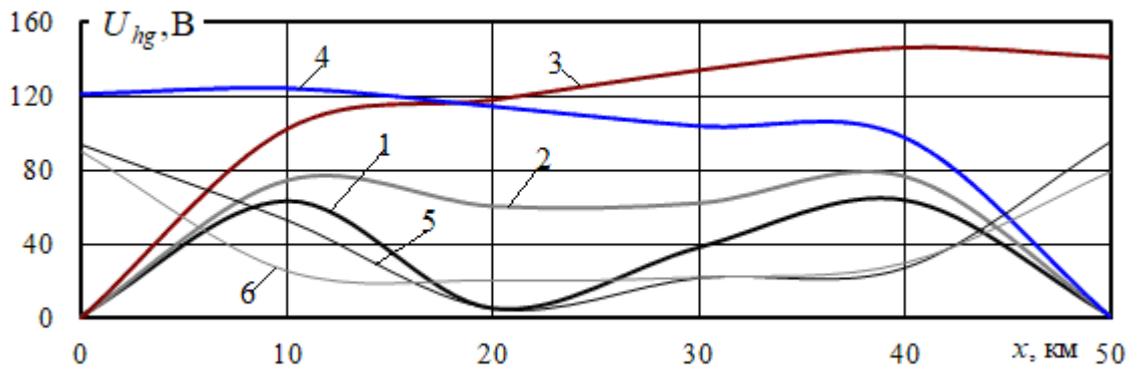
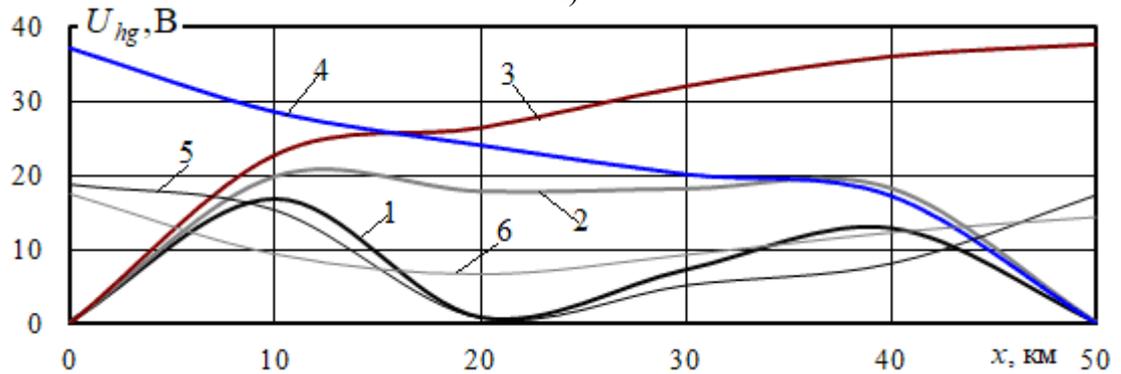


Рисунок 3.20. Зависимости максимальных и средних значений наведенных напряжений основной частоты от координаты x для СТЭ 2x25 кВ: а – максимумы; б – средние значения

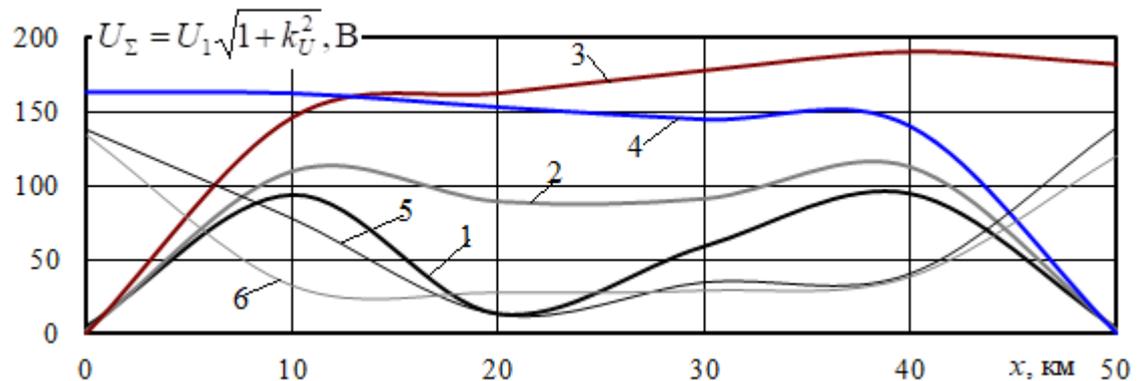


а)

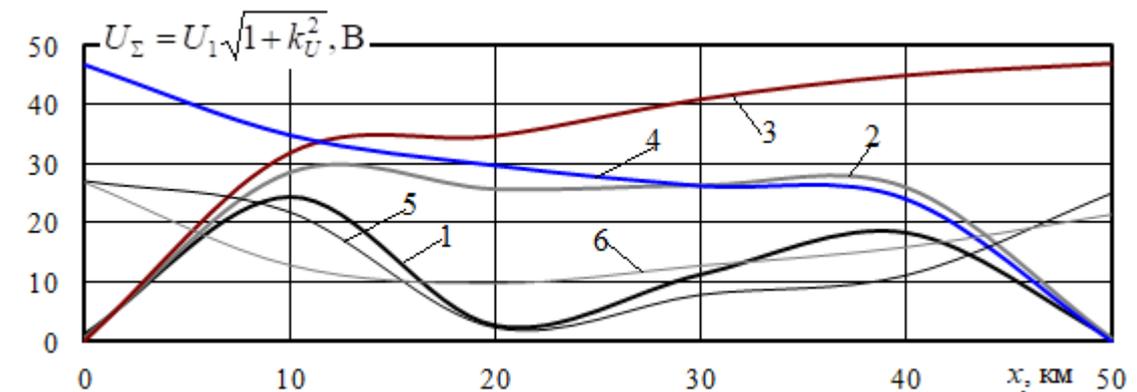


б)

Рисунок 3.21. Зависимости максимальных и средних значений U_{hg} от координаты x для СТЭ 2x25 кВ: а – максимумы; б – средние значения



а)



б)

Рисунок 3.22. Зависимости максимальных и средних значений U_{Σ} от координаты x СТЭ 2x25кВ: а – максимумы; б – средние значения

Среднее значение k_U СТЭ 2х25кВ

x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	36,9	37,1	6585,9	341,9	142,1	159,8
10	97,1	106,7	118,7	232,1	107,8	111,9
20	34,0	134,5	265,2	335,7	134,4	94,2
30	99,5	136,7	255,5	368,4	111,2	109,7
40	113,9	114,2	365,2	127,0	138,0	123,5
50	34,1	37,0	325,3	3505,6	136,5	117,2

Таблица 3.4

Максимальные значения U_{Σ} СТЭ 2х25 кВ

x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	4,6	2,1	0,0	163,2	137,8	134,3
10	93,8	109,9	146,2	162,4	77,7	32,3
20	13,2	89,3	162,5	153,1	12,8	27,8
30	59,1	91,2	177,9	144,8	34,7	29,1
40	94,6	112,5	190,5	140,1	40,5	38,5
50	3,1	2,1	182,2	0,0	139,5	120,1

Формы кривых наведенных напряжений значительно отличаются от синусоиды, о чем свидетельствует график изменения суммарного коэффициента гармоник, показанный на рисунке 3.19. Сравнительные графики k_U показаны на рисунке 3.23.

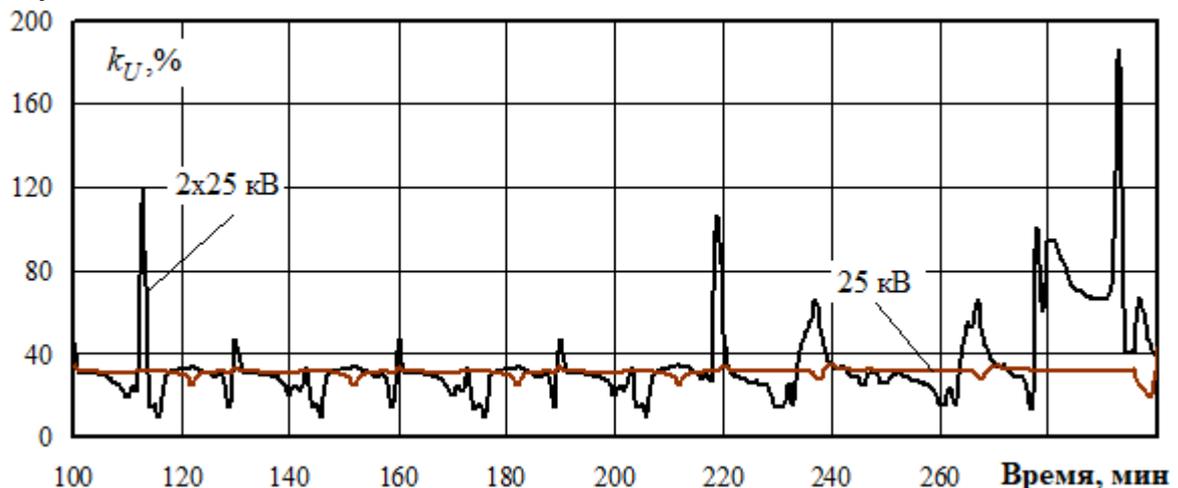


Рисунок 3.23. Зависимости суммарных коэффициентов высших гармоник от времени для СТЭ 25 и 2х25 кВ

Средние значения k_U для наведенных напряжений от ТС 25 и 2х25 кВ отличаются не сильно: 34 % для ТС 2х25 кВ и 34 % для ТС 25 кВ. Однако зависимость $k_U = k_U(t)$ характеризуются наличием пиков, связанных с малыми величинами наведенных напряжений основной частоты.

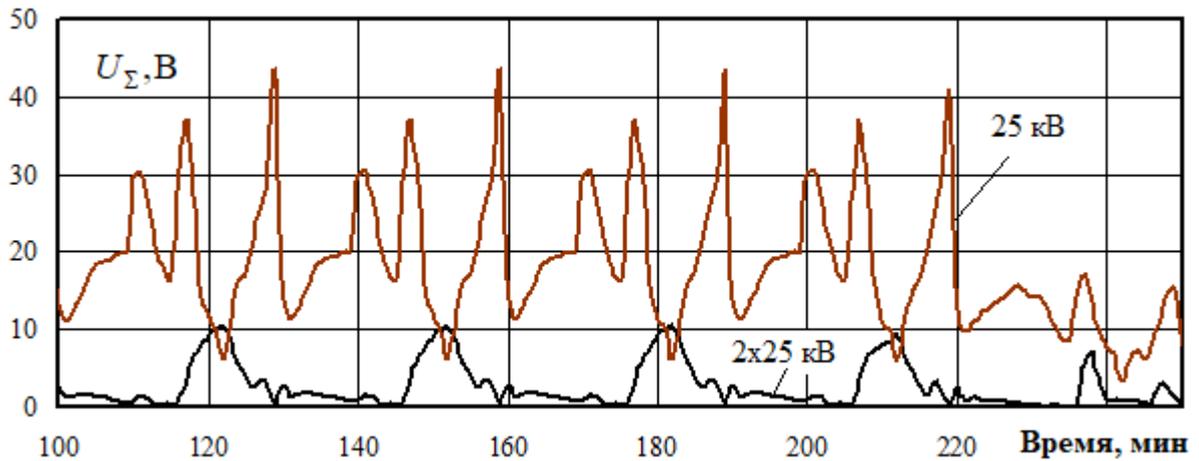


Рисунок 3.24. Зависимости результирующих наведенных напряжений от времени

На рисунках 3.25–3.27 представлены сравнительные графики результирующих наведенных напряжений при различных ситуациях заземления отключенной линии электропередачи.

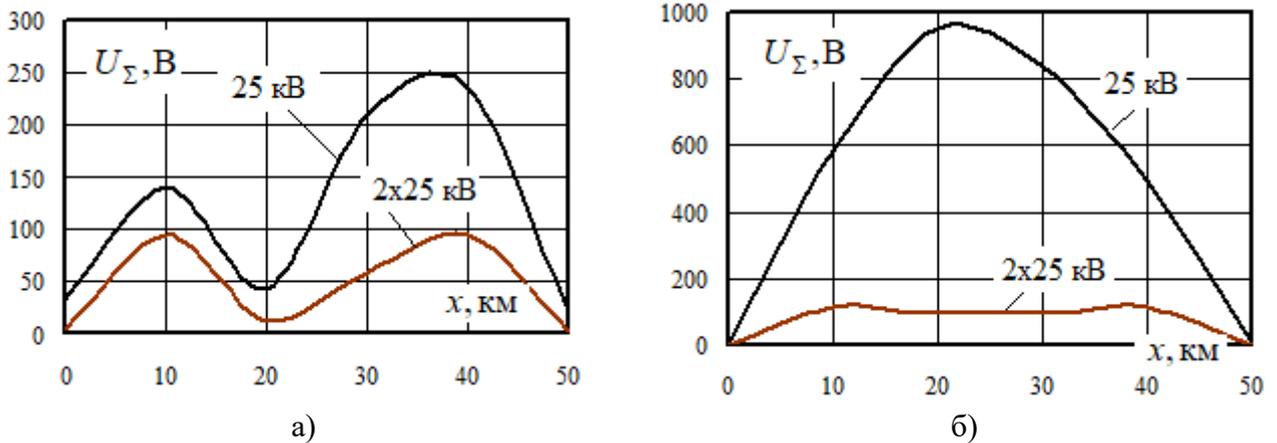


Рисунок 3.25. Зависимости результирующих наведенных напряжений от координаты x :

а – способ заземления 1, рисунок 3.11 а; б – способ заземления 2, рисунок 3.11 б

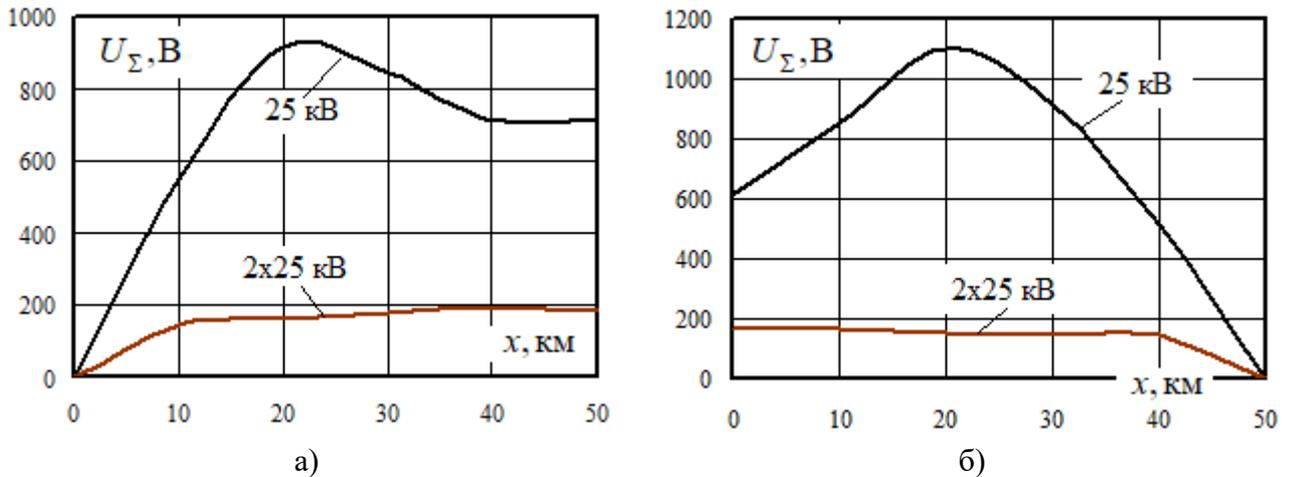
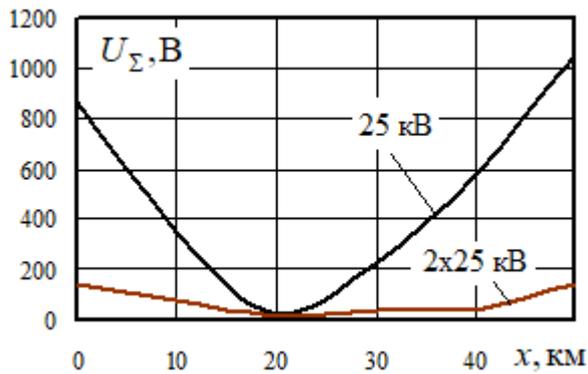
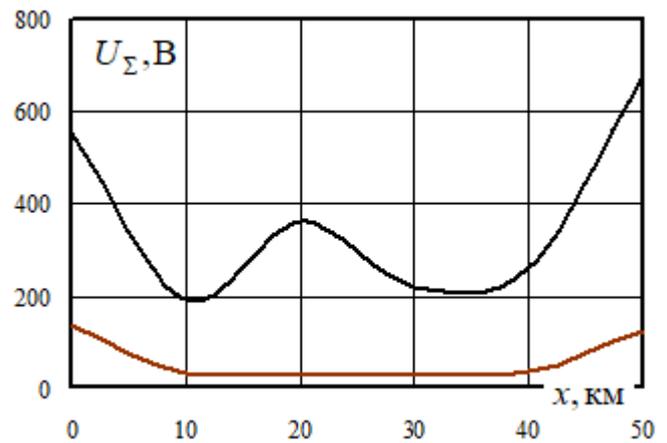


Рисунок 3.26. Зависимости результирующих наведенных напряжений от координаты x :

а – способ заземления 3, рисунок 3.12 в; б – способ заземления 4, рисунок 3.12 г



а)



б)

Рисунок 3.27. Зависимости результирующих наведенных напряжений от координаты x :

а – способ заземления 5, рисунок 3.12 д; б – незаземленная ЛЭП, рисунок 3.12 е

Представленные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. По сравнению с ТС 25 кВ автотрансформаторная тяговая сеть создает значительно меньшие уровни наведенных напряжений при всех рассмотренных ситуациях заземления линии, подверженной влиянию.
2. Переменные тяговые нагрузки вызывают существенную вариацию наведенных напряжений и соответствующих им коэффициентов гармоник.
3. Для ТС 25 кВ приемлемый уровень безопасности обеспечивается только для варианта заземления номер 5; при этом максимум наведенного напряжения в месте работ для СТЭ 25 кВ равен 22 В и не превышает допустимого значения.

3.2. Тяговые сети 94 кВ с симметрирующими трансформаторами

Основные направления повышения энергоэффективности СТЭ переменного тока базируются на следующих технологиях:

- повышение напряжения в контактной сети до 50 кВ;
- использование автотрансформаторных систем с 25+66,4 кВ и 50+110 кВ

Наиболее разработанной является ТС 25+66,4 кВ, для краткости обозначенной выше как ТС (СТЭ) 94 кВ, включающая в свой состав опорные тяговые подстанции с симметрирующими трансформаторами и промежуточные ТП напряжением 94 кВ [4]. На рисунке 3.28 представлена схема такой СТЭ с одной опорной подстанцией и четырьмя промежуточными ТП. Она включает симметрирующий трансформатор, размещенный на опорной подстанции (рисунок 3.29), и однофазные трансформаторы 93,9/27,5 кВ (рисунок 3.30) промежуточных ТП, контактную сеть 25 кВ и два питающих провода. Такая СТЭ предусматривает размещение опорных ТП с расстоянием между ними в 300...350 км. Питание тяговой сети осуществляется от однофазных трансформаторов, расположенных через 30...45 км. Симметрирующий трансформатор может быть выполнен в двух вариантах:

- семиобмоточный трансформатор с вторичными обмотками в виде неполных звезд и треугольников;

• пятиобмоточный трансформатор с четырьмя вторичными обмотками с напряжениями 66,4 кВ и 27,5 кВ. При этом две обмотки соединены в треугольник, а остальные выполнены по схеме неполной звезды.

Модель семиобмоточного трансформатора в ПК Fazonord представлена двумя четырехобмоточными устройствами мощностью 40000 МВ·А с напряжениями 230/66,4/66,4 и 230/27,5/27,5. Вместо неполной звезды применялась полная, один из выводов которой не использовался.

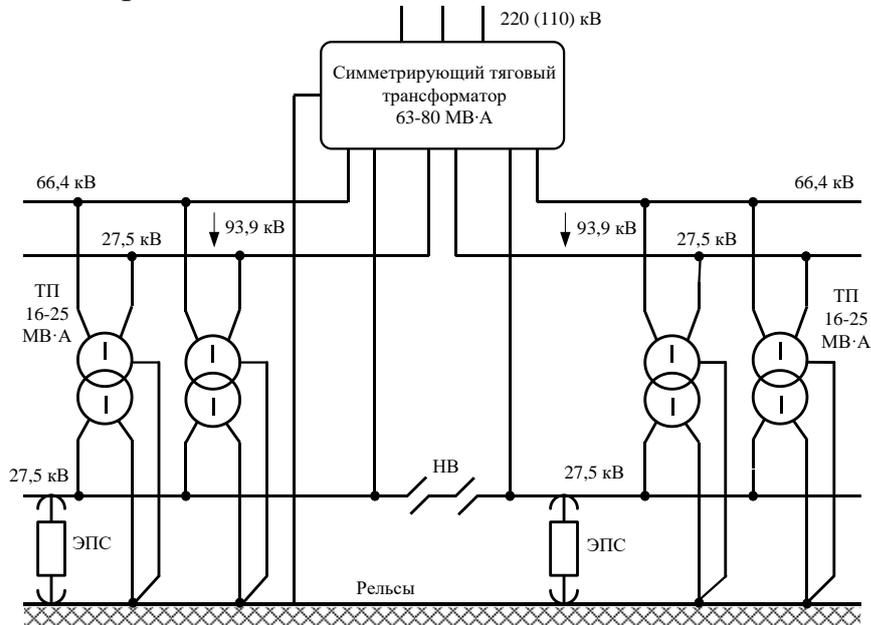


Рисунок 3.28. Схема СТЭ повышенного напряжения с симметрирующими трансформаторами

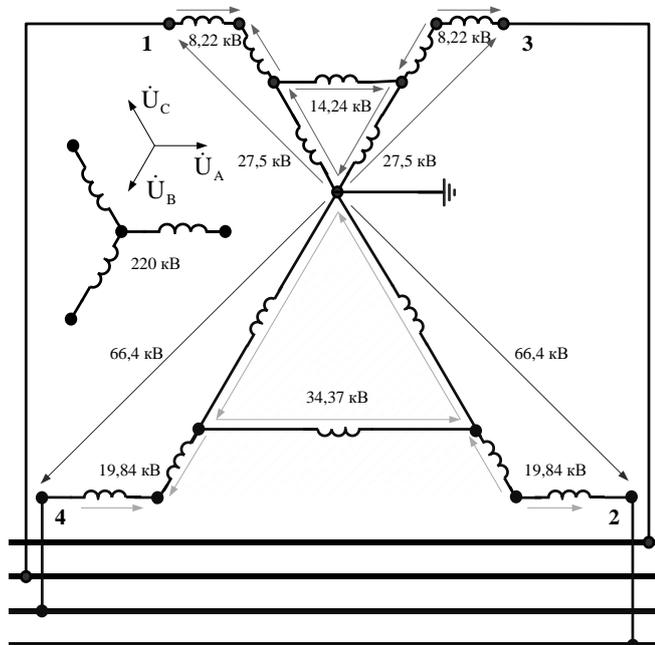


Рисунок 3.29. Схема обмоток симметрирующего трансформатора

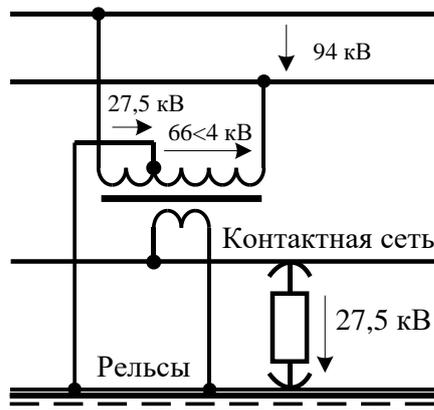


Рисунок 3.30. Схема подключения однофазного трансформатора промежуточной ТП

Электрические соединения моделей, полученных в редакторе элементов комплекса «Fazonord», показаны на рисунках 3.29, 3.30.

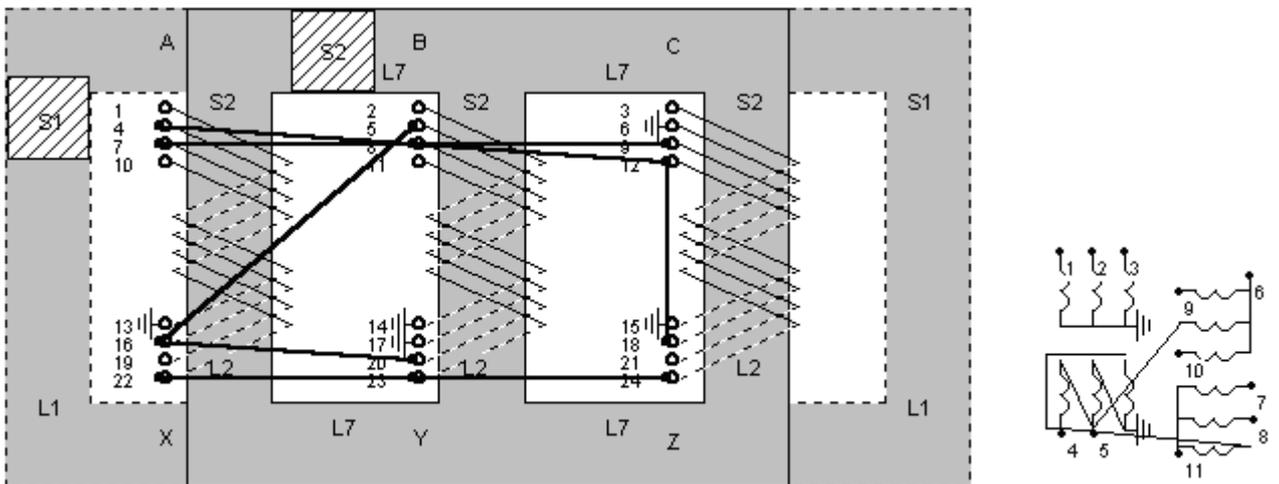


Рисунок 3.31. Схема соединений катушек и графическое изображение симметрирующего трансформатора на напряжение 66,4 кВ

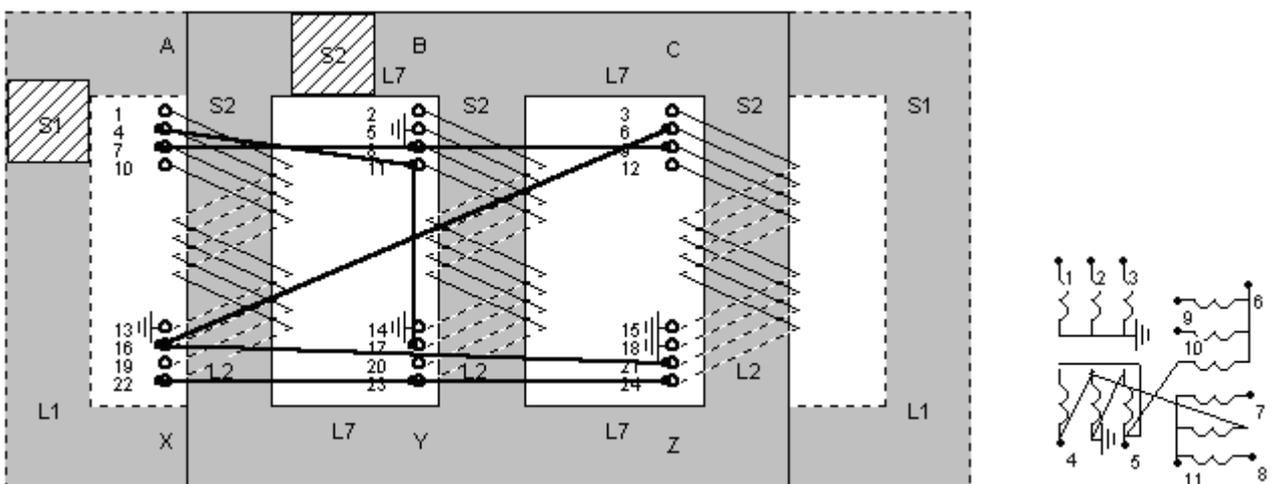


Рисунок 3.32. Схема соединений катушек и изображение трансформатора на напряжение 27,5 кВ

Фрагмент расчетной схемы СТЭ 94 кВ показан на рисунке 3.33.

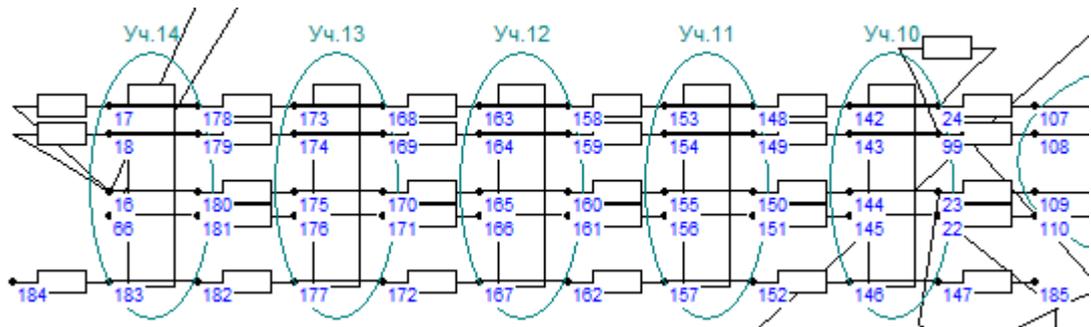


Рисунок 3.33. Фрагмент расчетной схемы СТЭ 94 кВ

Моделировалось движение 6 поездов массой 5968 тонн в нечетном направлении и 6 таких же поездов – в четном (рисунок 3.34). Цель моделирования состояла в определении наведенных напряжений на проводах ЛЭП 10 кВ, расположенной параллельно трассе ЖД на расстоянии в 100 м. Высота подвеса провода, на котором фиксировались наведенные напряжения, составляла 8 м. Токовые профили ЭПС показаны на рисунке 3.35.

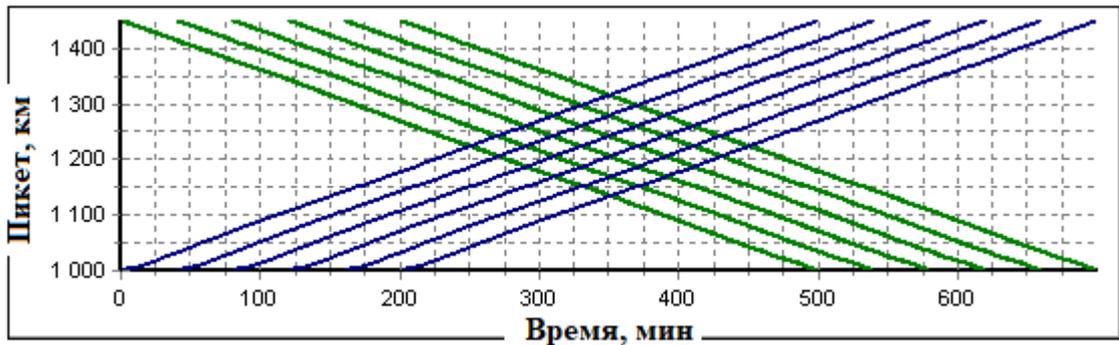
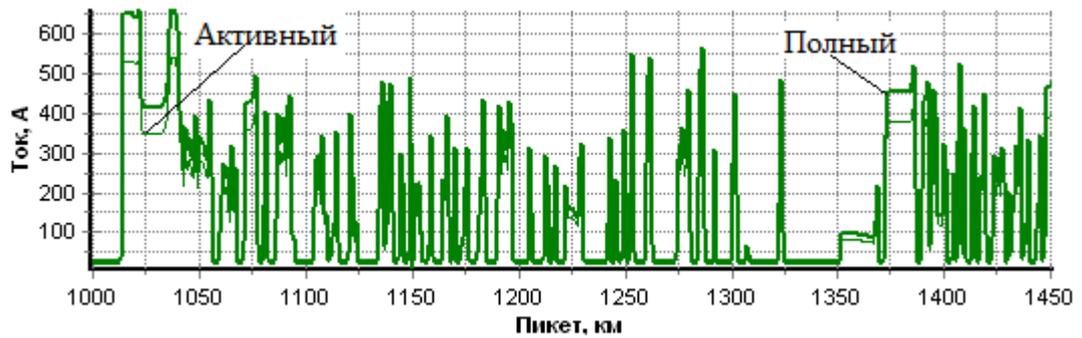
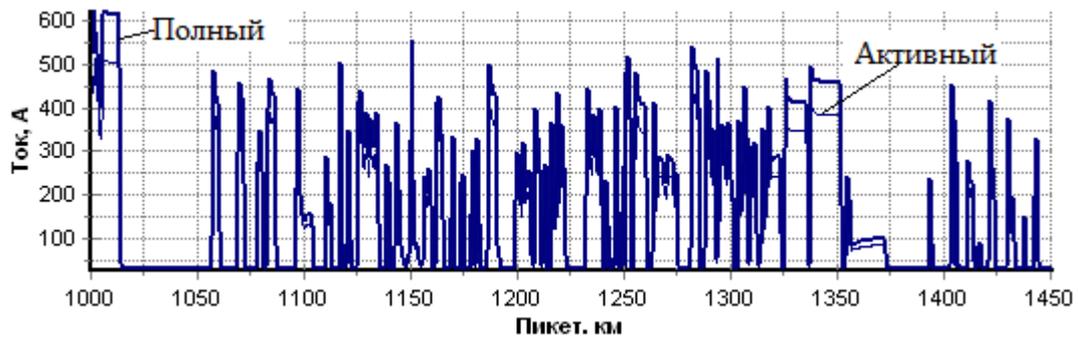


Рисунок 3.34. График движения



а)



б)

Рисунок 3.35. Полный и активный токи поезда
а) нечетное направление; б) четное направление

Результаты моделирования при различных способах заземления линии 10 кВ представлены в таблицах 3.5 и 3.6 проиллюстрированы на рисунках 3.36 – 3.41.

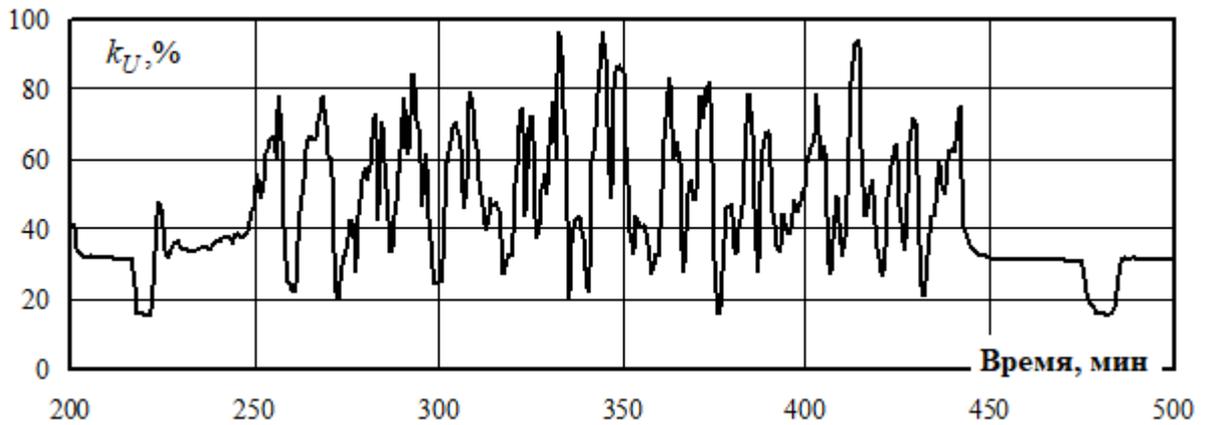


Рисунок 3.36. Зависимость суммарного коэффициента высших гармоник от времени для СТЭ 94 кВ

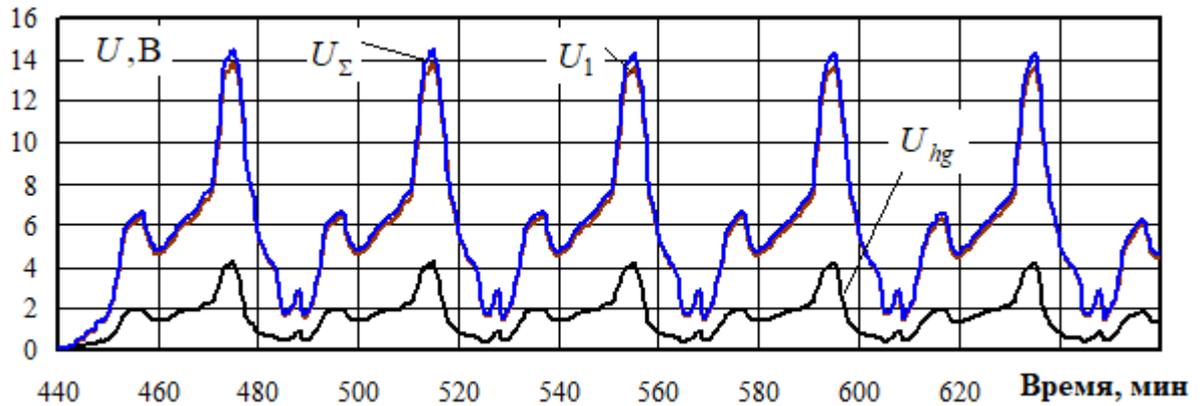


Рисунок 3.37. Зависимости составляющих наведенных напряжений от времени СТЭ 94 кВ

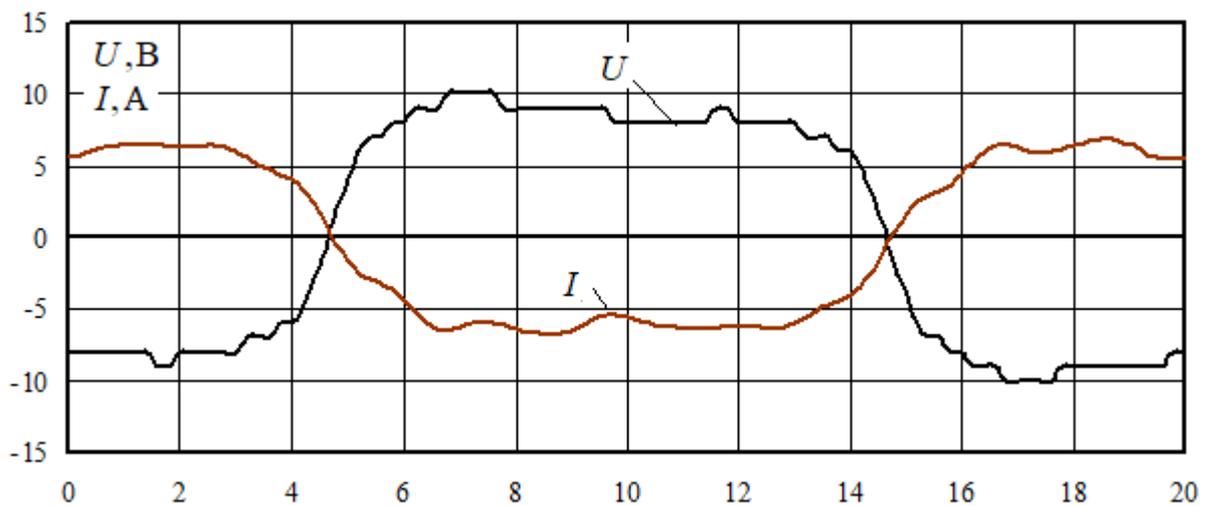


Рисунок 3.38. Формы кривых напряжений и тока на 511 минуте моделирования

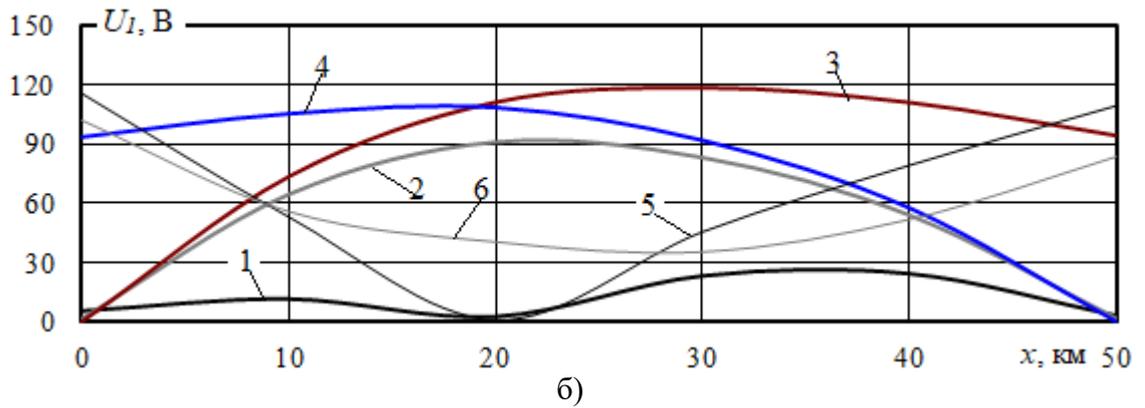
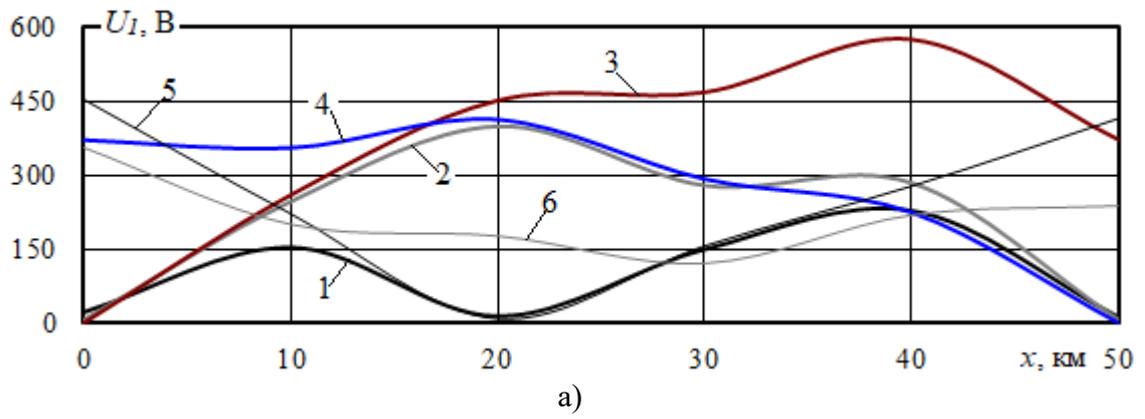


Рисунок 3.39. Зависимости максимальных и средних значений наведенных напряжений основной частоты от координаты x СТЭ 94 кВ: а – максимумы; б – средние значения

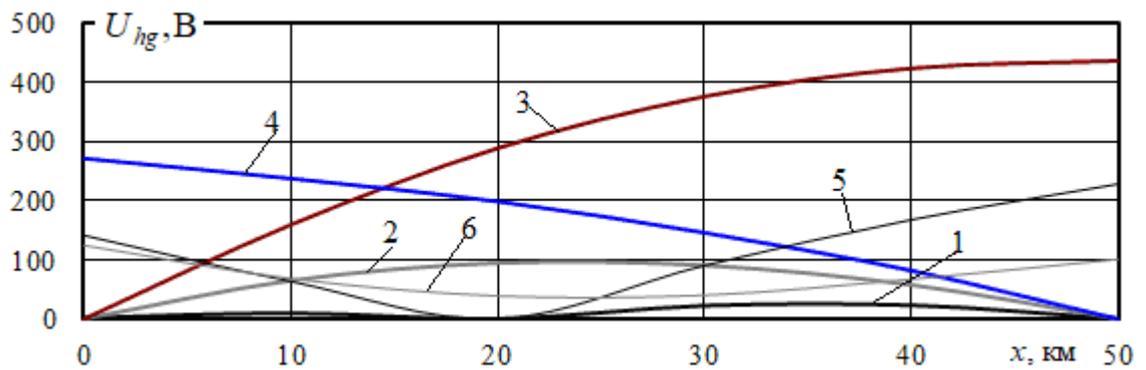
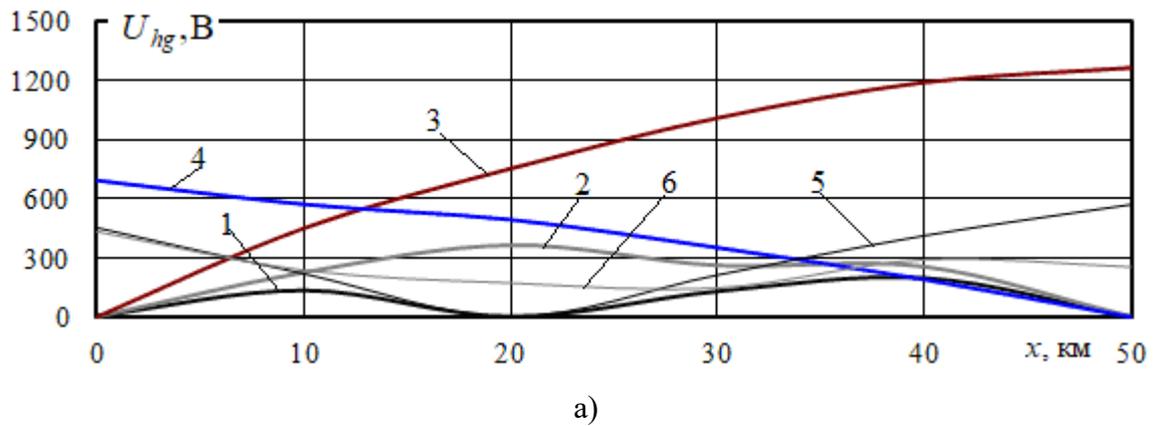


Рисунок 3.40. Зависимости максимальных и средних значений U_{hg} от координаты x СТЭ 94 кВ: а – максимумы; б – средние значения

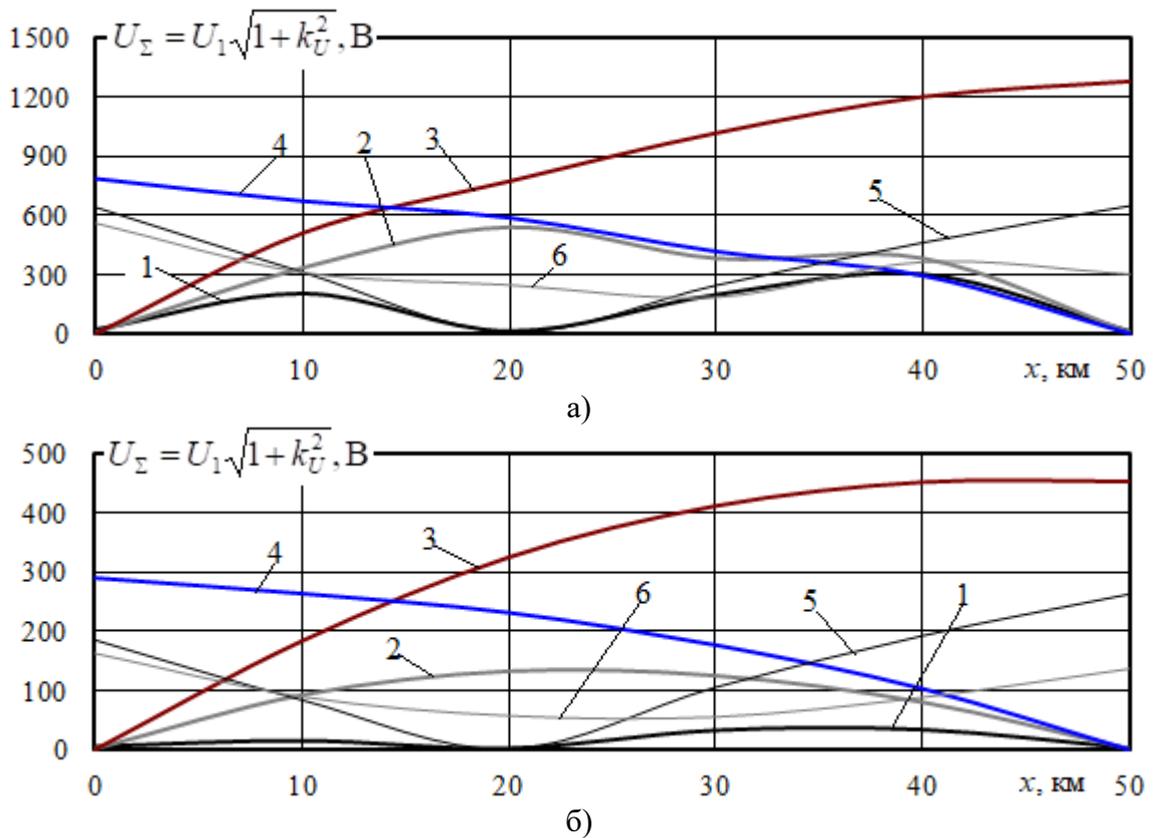


Рисунок 3.41. Зависимости максимальных и средних значений U_{Σ} от координаты x СТЭ 94 кВ: а – максимумы; б – средние значения

Таблица 3.5

Среднее значение k_U СТЭ 94кВ

x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	48,5	55,8	1562,6	418,6	220,4	139,5
10	133,0	190,8	736,6	332,8	162,1	151,7
20	36,1	252,1	1209,1	295,1	273,9	99,5
30	460,6	417,8	1067,9	268,4	468,5	118,1
40	231,8	479,7	1097,1	265,7	471,1	164,8
50	43,7	65,4	749,7	2131,3	436,8	164,9

Таблица 3.6

Максимальные значения U_{Σ} СТЭ 94 кВ

x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	23,1	7,2	2,8	787,8	641,8	561,6
10	205,4	335,9	512,0	674,5	313,1	311,8
20	14,4	541,8	775,2	589,4	9,1	248,1
30	199,4	383,5	1019,9	418,4	247,0	186,2
40	303,0	383,3	1203,5	295,2	463,8	365,3
50	12,5	7,3	1281,5	1,0	650,5	302,6

Представленные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Для рассмотренного примера ТС 94 кВ приемлемый уровень безопасности обеспечивается только для варианта заземления номер 5; при этом максимум

наведенного напряжения в месте работ равен 9 В и не превышает допустимого значения.

2. Наблюдается значительная несинусоидальность кривой напряжения, о чем свидетельствует рисунок 3.38.

3.3. Перспективные тяговые сети повышенного напряжения

Одной из мер повышения пропускной способности является повышение напряжения на токоприемнике электровоза. Разработаны проекты СТЭ с напряжением в КС, равным 50 кВ. В связи с этим приобретает актуальность вопрос анализа наведенных напряжений в таких ТС, который в известных автору работах не рассматривался. Схемы СТЭ 50 и 50+110 кВ показаны на рисунке 3.42.

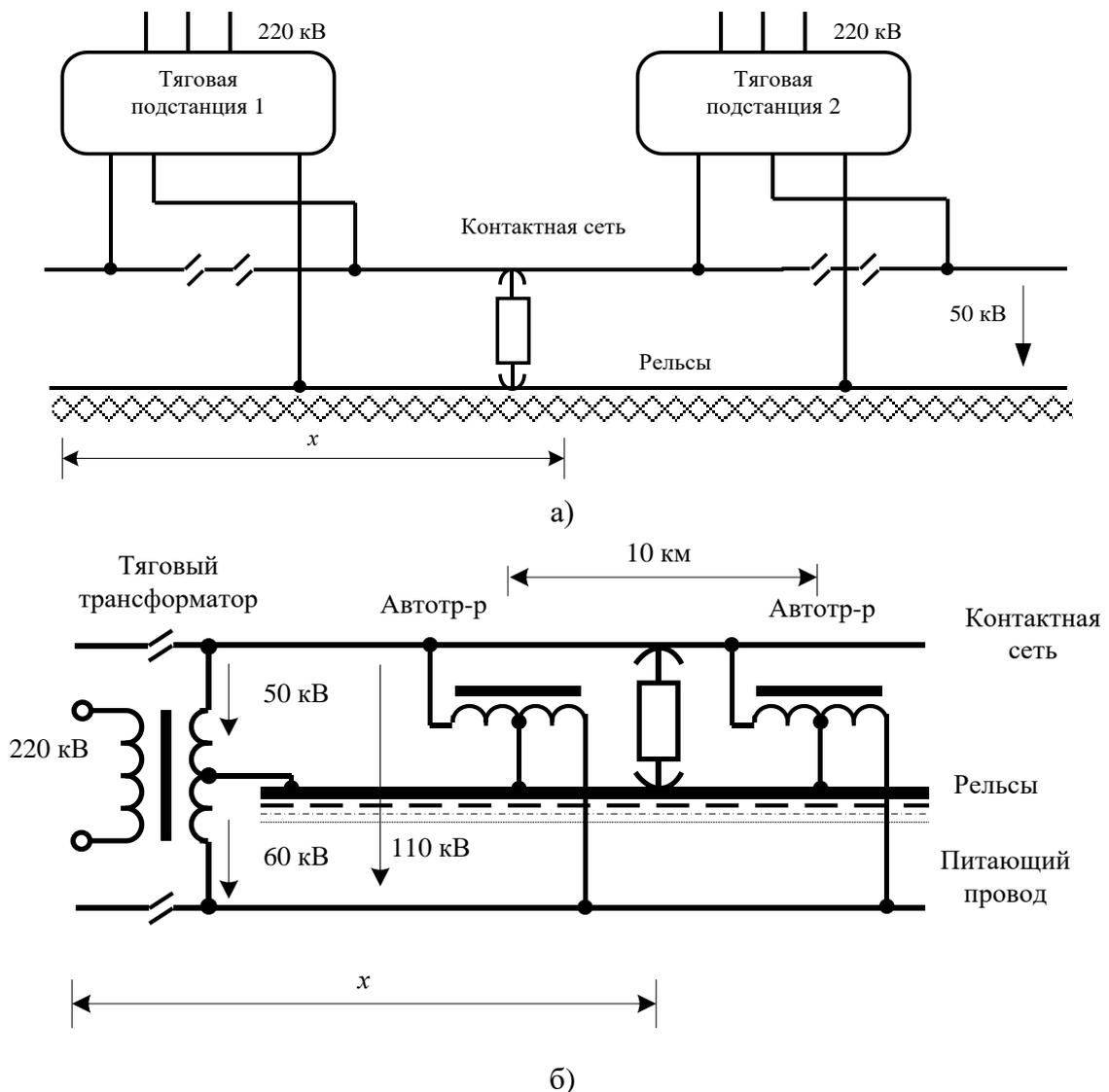


Рисунок 3.42. Фрагменты исходных схем СТЭ: а – 50 кВ; б – 50+110 кВ

При моделировании использовались графики движения и токовые профили, описанные в разделе 3.1. Результаты моделирования наведенных напряжений для незаземленной ЛЭП 10 кВ при варьировании ширины сближения приведены в

таблице 3.7 и проиллюстрированы на рисунках 3.43–3.45. Результаты, представленные на этих рисунках, получены при ширине сближения 20 м.

Таблица 3.7

Сводная таблица результатов

Величина	Параметр	Ширина сближения a , м				Режим работы кабелей
		20	50	100	200	
U_1 , В	Max	3596,4	812,5	323,8	171,0	СТЭ 50 кВ
	Mid	3462,6	701,5	219,2	88,8	
	Max	3264,0	712,8	227,5	90,0	СТЭ 50+110 кВ
	Mid	3085,8	619,6	159,7	40,1	
$U_{вг}$, В	Max	946,8	217,2	141,8	101,7	СТЭ 50 кВ
	Mid	453,7	94,3	77,9	52,5	
	Max	1109,3	266,0	98,2	42,7	СТЭ 50+110 кВ
	Mid	555,9	138,0	53,6	24,4	
U_{Σ} , В	Max	3596,5	823,1	352,3	197,9	СТЭ 50 кВ
	Mid	3502,0	710,1	235,2	105,6	
	Max	3269,4	717,6	235,1	97,9	СТЭ 50+110 кВ
	Mid	3151,2	639,4	171,0	49,1	

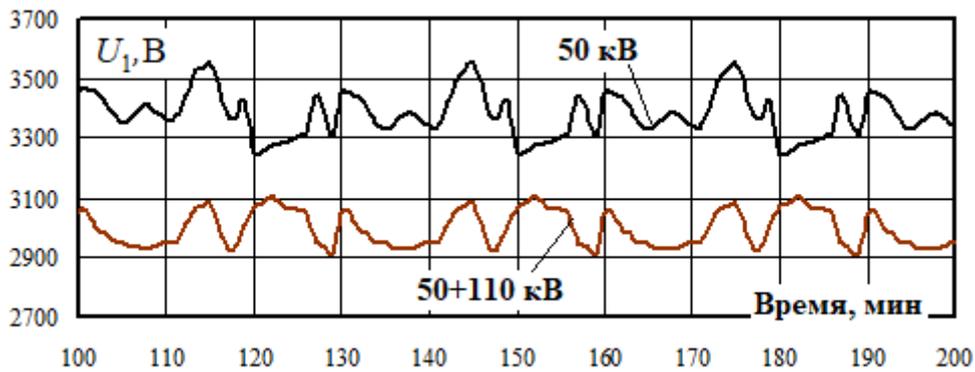


Рисунок 3.43. Динамика изменений наведенных напряжений основной частоты

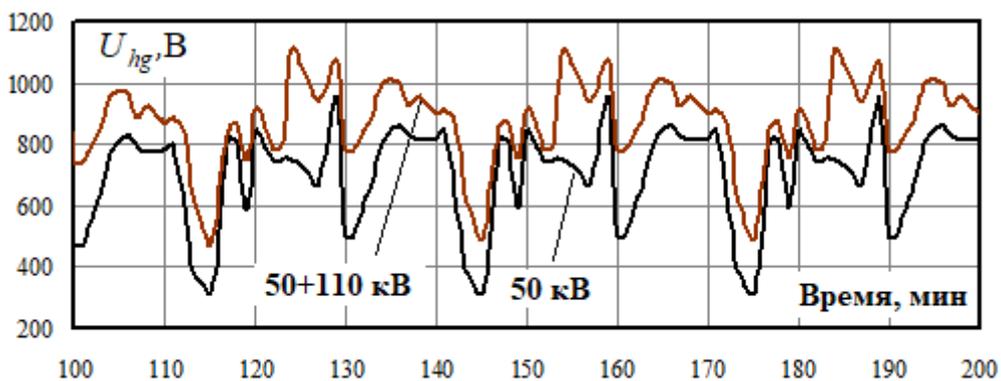


Рисунок 3.44. Динамика изменений эффективных значений наведенных напряжений высших гармоник

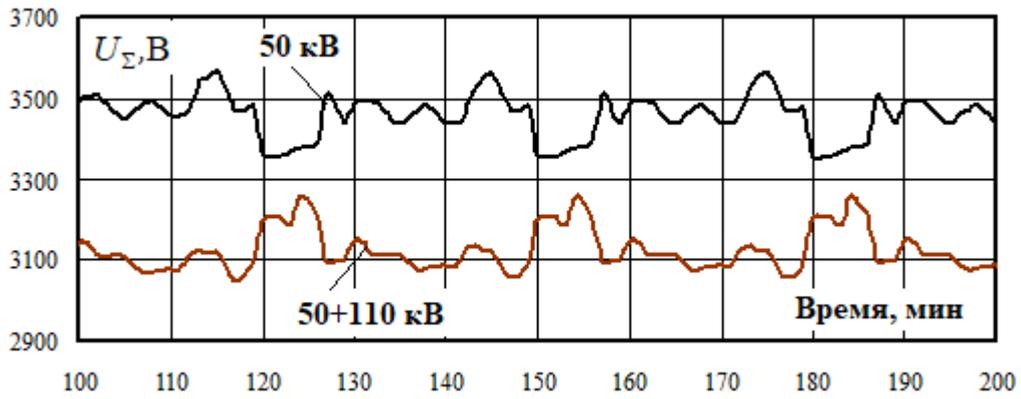


Рисунок 3.45. Динамика изменений результирующих наведенных напряжений

На рисунке 3.46 представлены результаты моделирования наведенных напряжений при варьировании ширины сближения a .

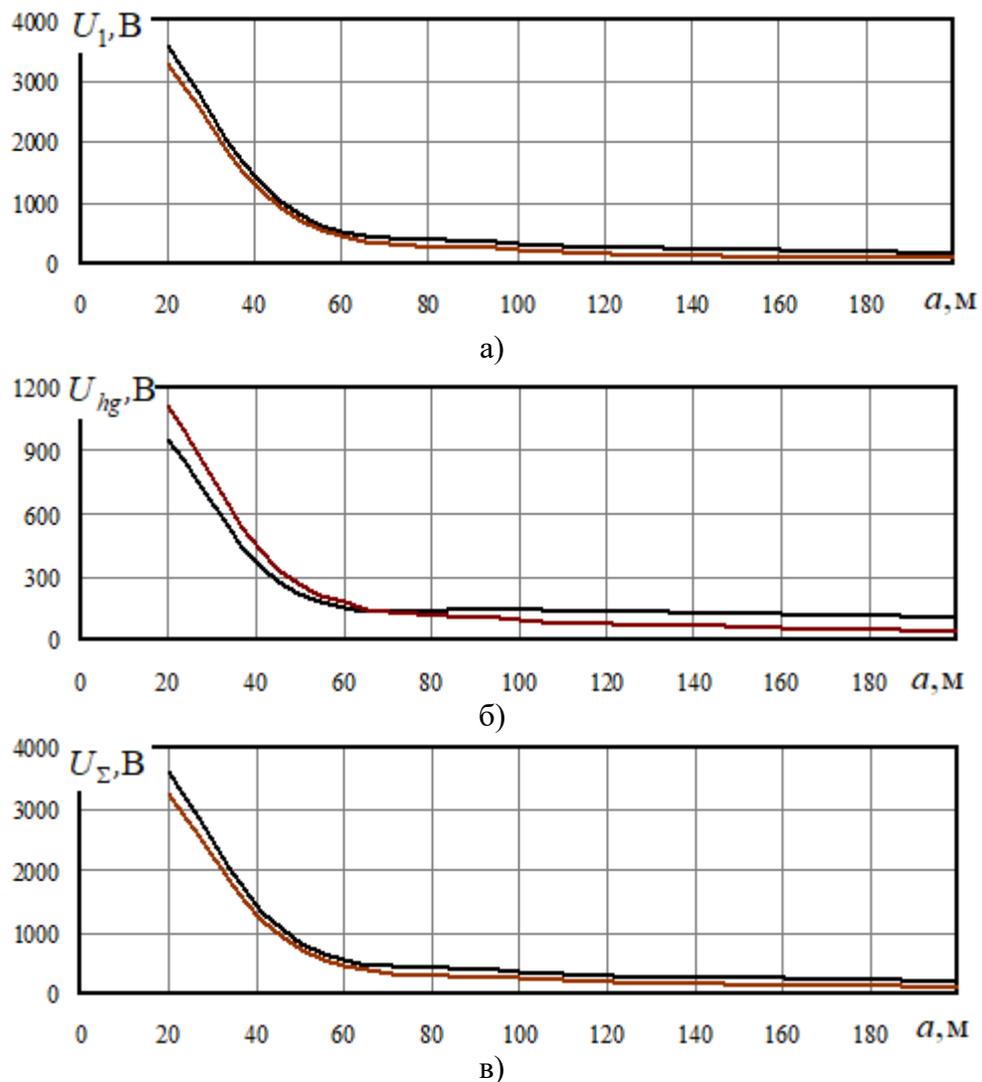


Рисунок 3.46. Зависимости наведенных напряжений от ширины сближения:
 а – напряжение основной гармоники; б – эффективное значение высших гармоник;
 в – эффективное значение первой и высших гармоник

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Уровни наведенных напряжений основной частоты и результирующих значений U_{Σ} в СТЭ 50+110 кВ на 9...50 % ниже, чем при СТЭ 50 кВ; для эффективного напряжения ВГ имеет место более сложная ситуация: при ширине сближения 20...50 м наведенные напряжения в ТС 50+110 кВ ниже аналогичного показателя для СТЭ 50 кВ на 17...22 %; при ширине сближения в диапазоне 100...200 м уровни наведенных напряжений в СТЭ 50+110 кВ ниже на 30...60 % (рисунок 3.44); это связано с особенностями проявления электрических влияний в рассмотренных ТС.

2. С увеличением ширины сближения наведенные напряжения уменьшаются по нелинейному закону (рисунок 3.46).

Результаты моделирования при различных способах заземления линии 10 кВ представлены в таблицах 3.8 и 3.9 проиллюстрированы на рисунках 3.47 – 3.52. Сопротивления растеканию заземлителей приняты равными 1 Ом. Ширина сближения a принята равной 100 м.

Таблица 3.8

Среднее значение k_U СТЭ 50 кВ

x , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	27,5	39,2	1178,4	367,5	121,9	36,7
10	318,3	139,3	149,8	318,1	101,1	57,9
20	36,6	150,9	187,5	250,5	118,8	95,4
30	202,2	163,6	205,9	222,5	201,5	61,2
40	193,0	176,5	241,7	205,7	217,3	23,6
50	41,0	39,1	289,5	1261,2	179,1	39,5

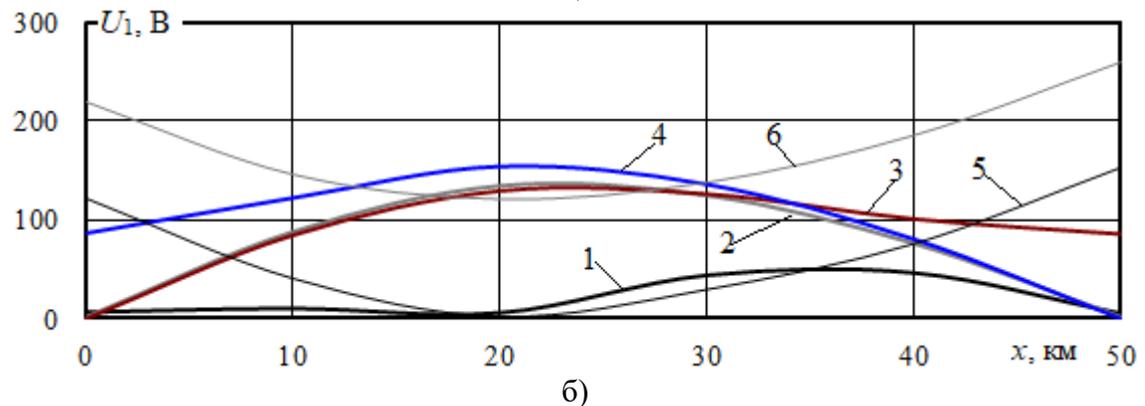
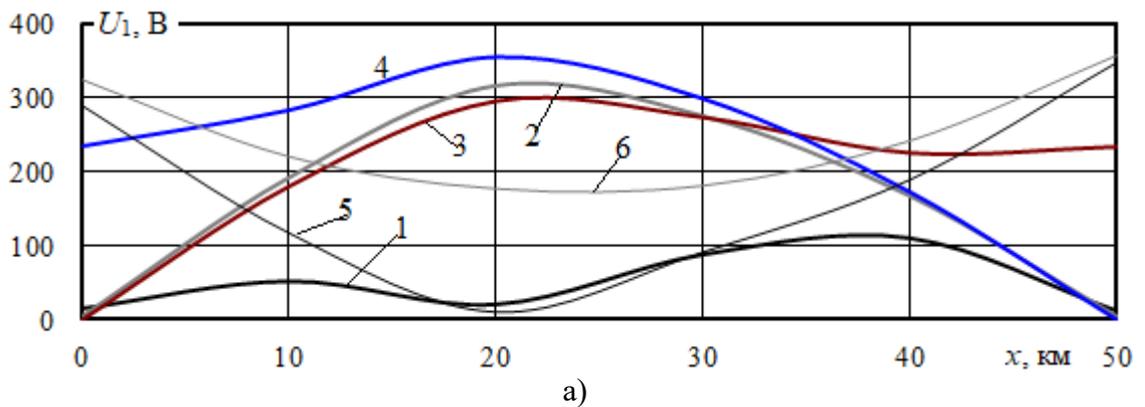
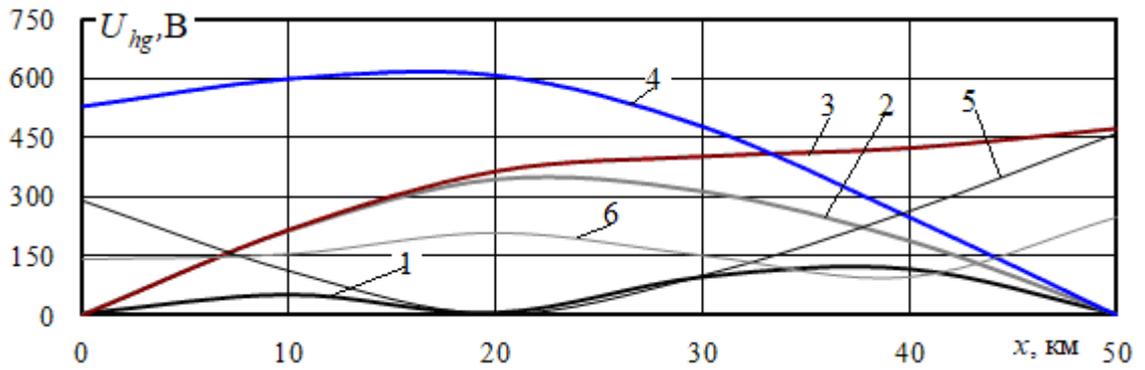
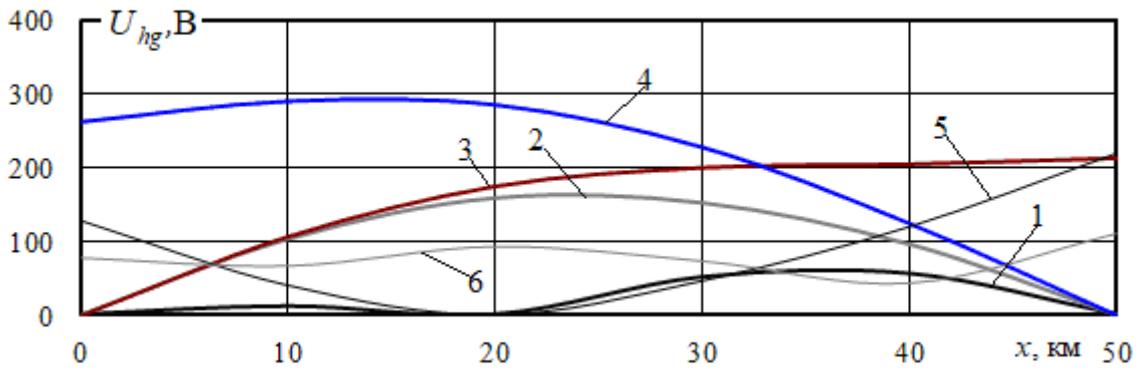


Рисунок 3.47. Зависимости максимальных и средних значений наведенных напряжений основной частоты от координаты x СТЭ 50 кВ: а – максимумы; б – средние значения

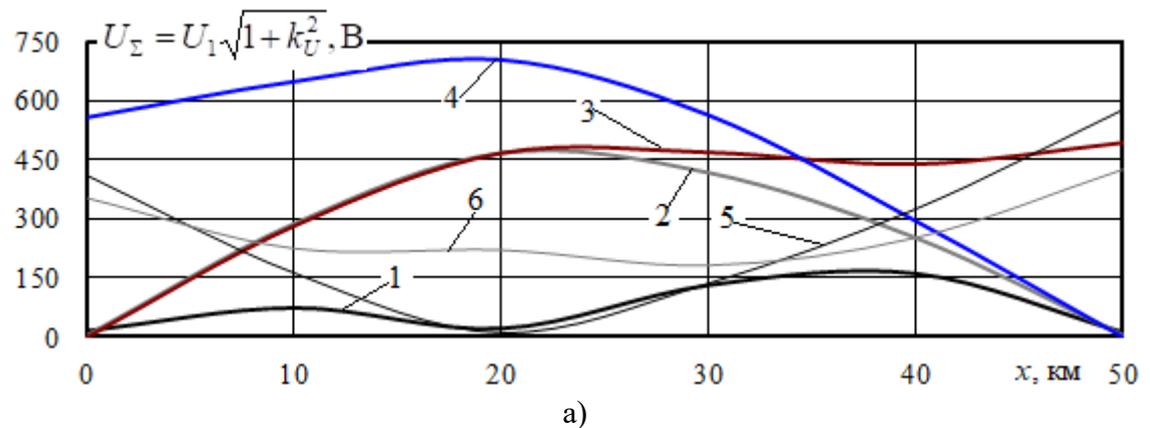


а)

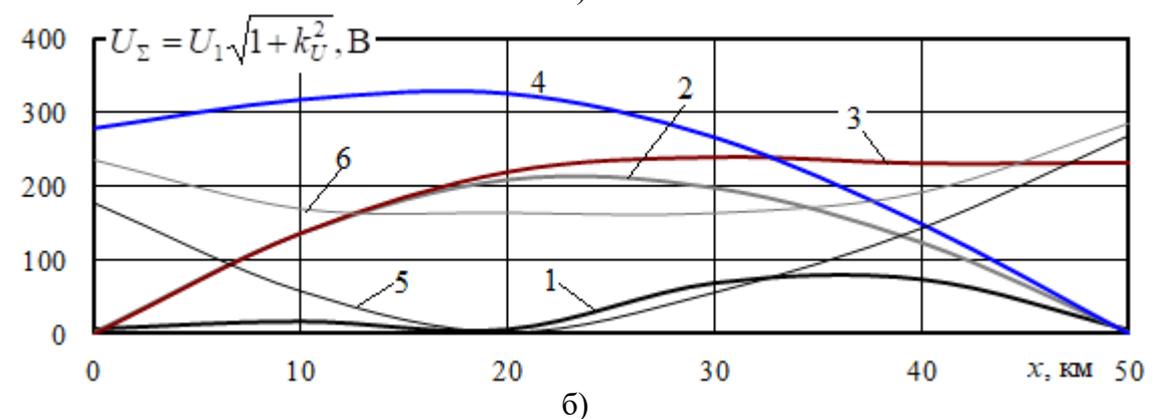


б)

Рисунок 3.48. Зависимости максимальных и средних значений U_{hg} от координаты x СТЭ 50 кВ: а – максимумы; б – средние значения



а)

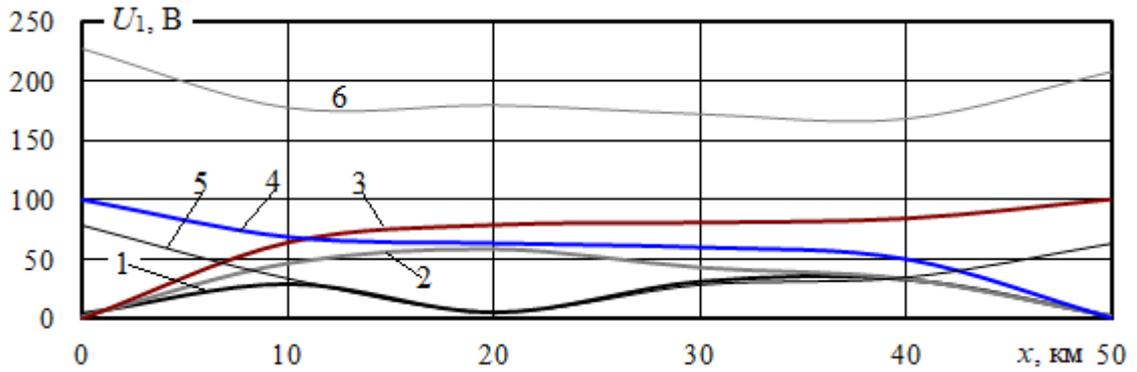


б)

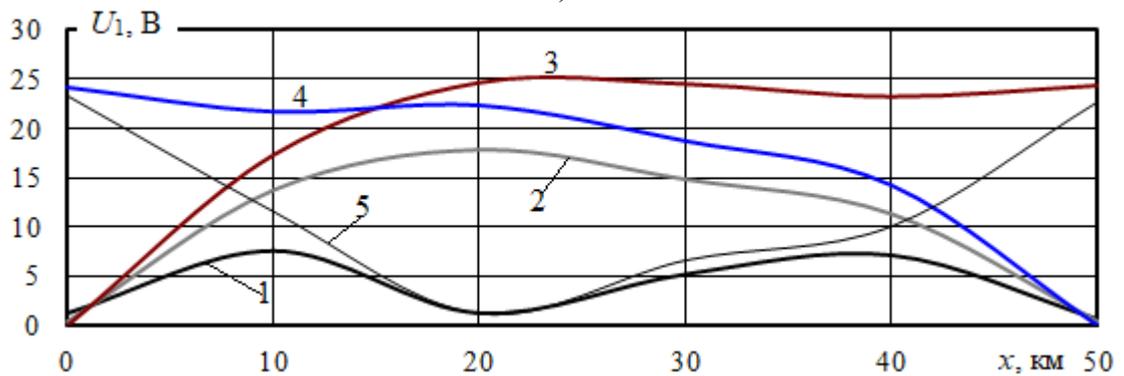
Рисунок 3.49. Зависимости максимальных и средних значений U_{Σ} от координаты x СТЭ 50 кВ: а – максимумы; б – средние значения

Среднее значение k_U СТЭ 50+110 кВ

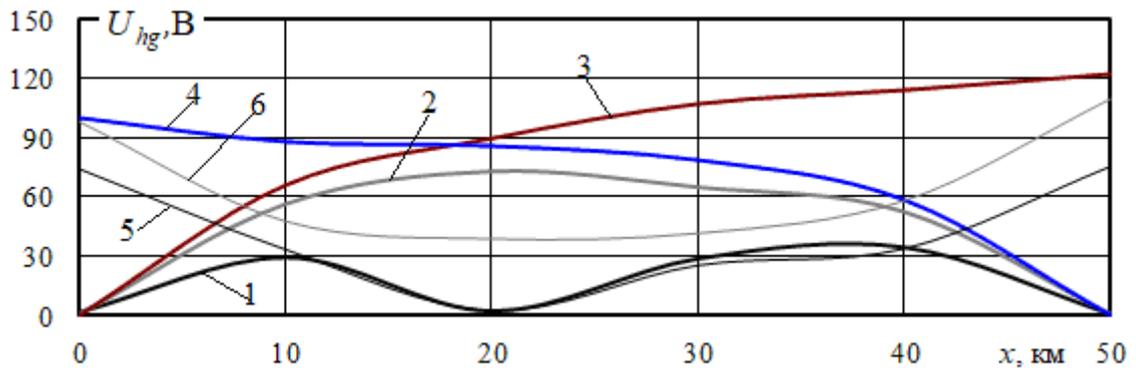
a , км	Вариант заземления					
	1	2	3	4	5	6
0	51,1	37,1	293,1	171,1	197,2	35,2
10	205,1	256,6	219,4	258,3	120,8	16,0
20	61,1	273,0	215,7	240,4	72,3	12,2
30	339,8	308,5	227,0	249,1	105,6	13,8
40	274,7	309,4	253,0	250,0	166,3	17,9
50	52,2	42,2	212,9	276,7	208,3	36,1



а)



б)

Рисунок 3.50. Зависимости максимальных и средних значений наведенных напряжений основной частоты от координаты x СТЭ 50+110 кВ: а – максимумы; б – средние значения

а)

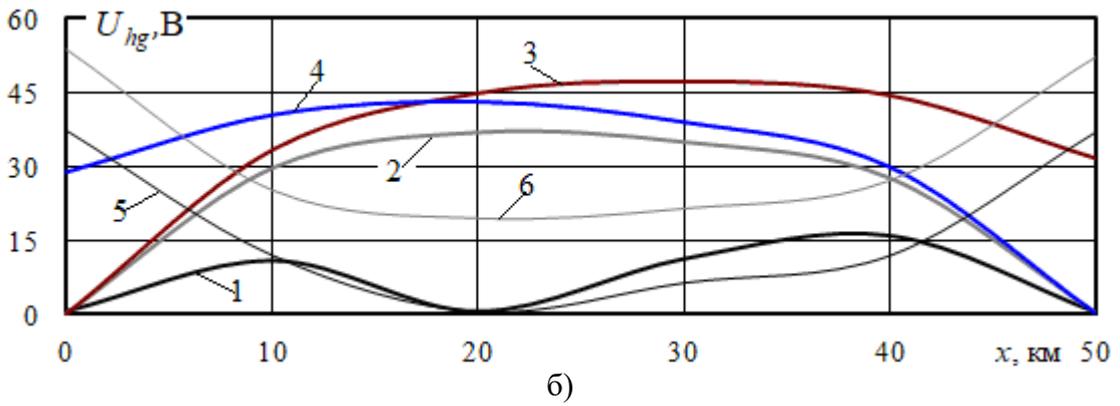


Рисунок 3.51. Зависимости максимальных и средних значений U_{hg} от координаты x СТЭ 50+110 кВ: а – максимумы; б – средние значения

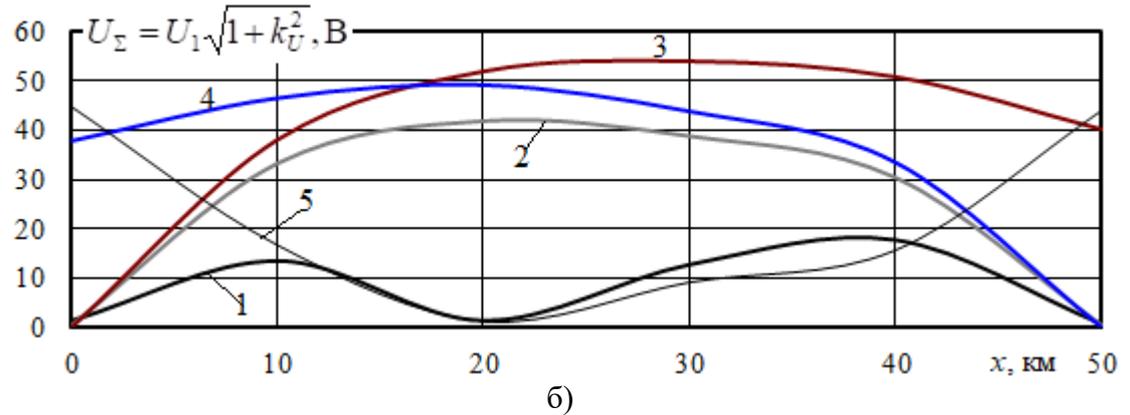
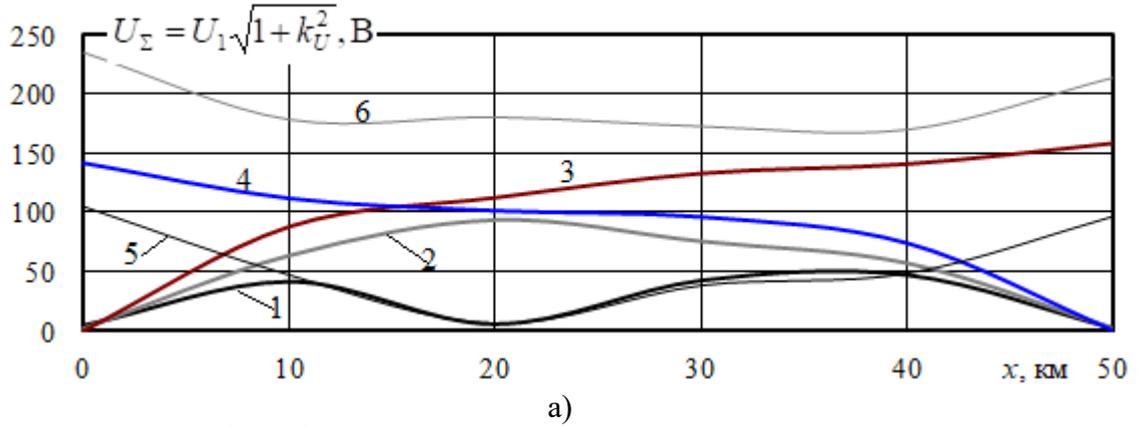


Рисунок 3.52. Зависимости максимальных и средних значений U_{Σ} от координаты x СТЭ 50 кВ: а – максимумы; б – средние значения

На рисунке 3.53 представлены сравнительные графики максимальных наведенных напряжений для СТЭ 50 и 50+110 кВ.

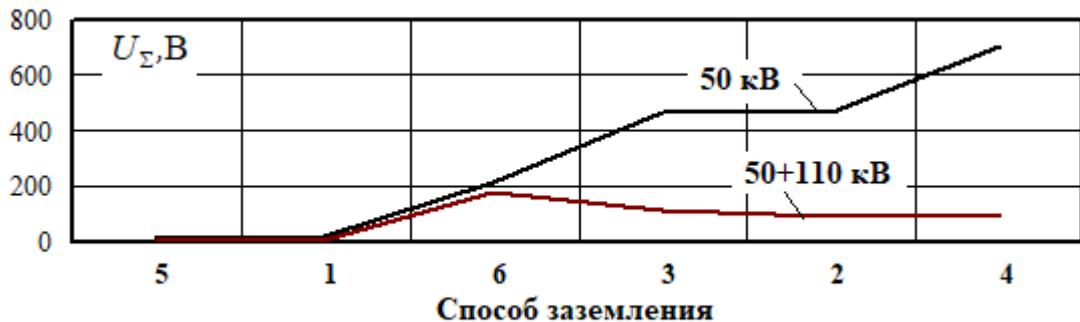


Рисунок 3.53. Сравнение СТЭ 50 кВ и 50+110 кВ

Представленные результаты позволяют сформулировать следующие выводы:

1. Автотрансформаторная СТЭ 50+110 кВ отличается пониженными уровнями наведенных напряжений по сравнению с СТЭ 50 кВ. Величины снижения для разных способов заземления лежат в пределах 18...86 %, рисунок 3.53.

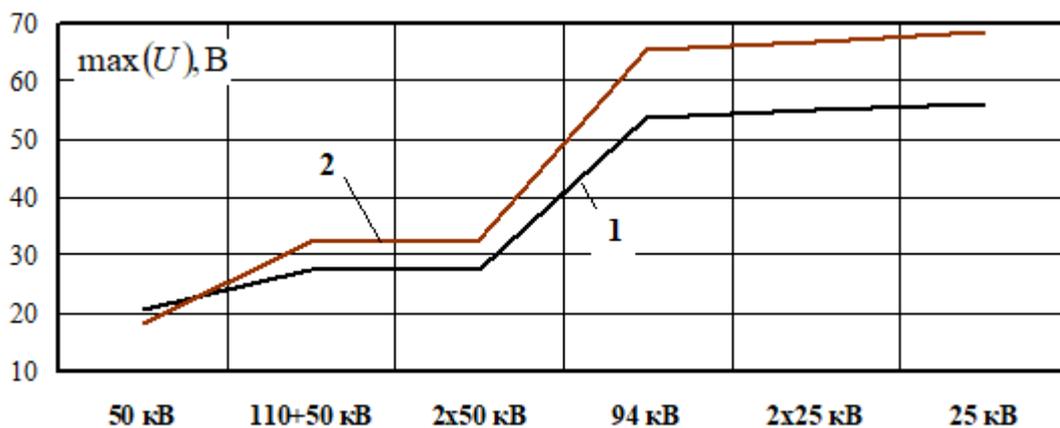
2. Для ТС 50 кВ приемлемый уровень безопасности обеспечивается только для варианта заземления номер 5; при этом максимум наведенного напряжения в месте работ для СТЭ 50 кВ равен 11 В и не превышает допустимого значения.

3.4. Сравнительный анализ электромагнитных влияний

Для сравнительного анализа электромагнитных влияний СТЭ различных конструкций разработаны специальные компьютерные модели, отвечающие консольному питанию тяговых сетей. При одинаковых нагрузках, приложенных на концах консолей, эти модели обеспечивают корректное сравнение наведенных напряжений.

Рассматривались консольные МПЗ ТС 25, 2x25, 94, 50, 2x50 и 50+110 кВ протяженностью 50 км с двумя контактными подвесками, разбитые на 5 участков по 10 км. В конце консолей КС каждого пути были приложены нагрузки $4 + j4$ МВ·А. Наведенные напряжения фиксировались на проводе, подвешенном на высоте 8 м. Ширина сближения принималась равной 50 м. Варьировались способы заземления провода, подверженного влиянию, в соответствии с рисунком 3.12. Сопротивления растеканию заземлителей принимались равными 1 Ом.

Результаты моделирования проиллюстрированы на рисунке 3.54. Цифрами на рисунке 3.54 обозначены следующие ситуации заземлений: 1 – заземление в распределительных устройствах и на месте работ, рисунок 3.12 а; 2 – двустороннее заземление, рисунок 3.12 б; 3 – одностороннее заземление слева, рисунок 3.12 в; 4 – одностороннее заземление справа, рисунок 3.12 г; 5 – заземление в месте работ, рисунок 3.12 д; 6 – незаземленная линия, рисунок 3.12 е.



а)

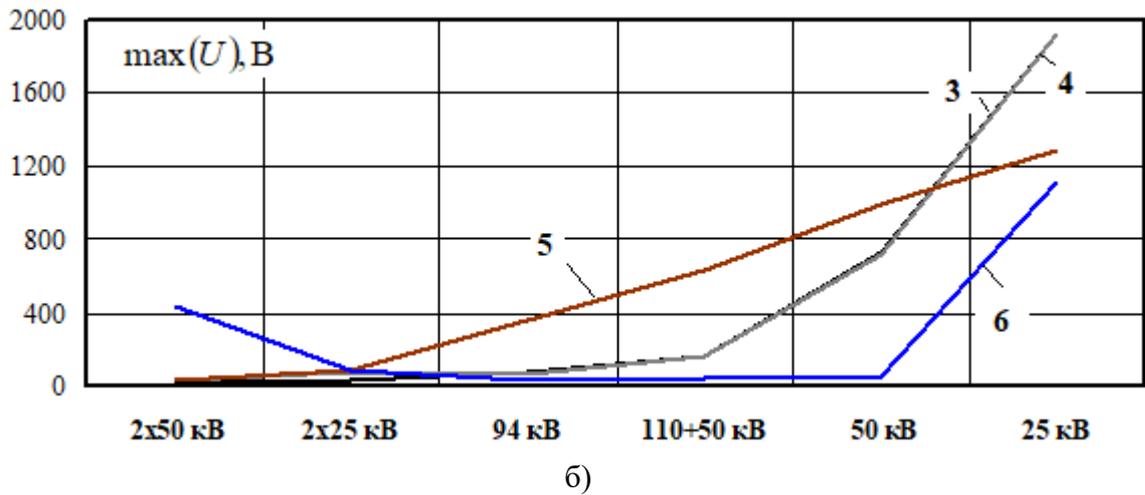


Рисунок 3.54. Максимумы наведенных напряжений по участка ТС

Представленные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. При заземлениях по схемам, приведенным на рисунках 3.12 а, б, максимумы наведенных напряжений для всех рассмотренных ТС лежат в диапазоне 18...69 В; наименьший уровень $\max(U)$ имеет место для ТС 50 кВ, что связано с более низкими токами, протекающими по проводам этой ТС; наибольшей величиной $\max(U)$ отличается наиболее распространенная ТС 25 кВ.

2. При заземлениях по схемам, приведенным на рисунках 3.12 в, г, д, е, максимумы наведенных напряжений для всех рассмотренных ТС лежат в диапазоне 23...1920 В; наименьший уровень $\max(U)$ имеет место для ТС 2x50 кВ; наибольшей величиной $\max(U)$ отличается наиболее распространенная ТС 25 кВ.

3. При заземлении по схеме, представленной на рисунке 3.12 д, потенциал в месте работ не превышает 0,1 В для всех рассмотренных ТС.

3.5. Определение наведенных напряжений при непараллельных траекториях сближения

Расчеты наведенных напряжений проводились применительно к схеме СТЭ 25 кВ, показанной на рисунке 3.55.

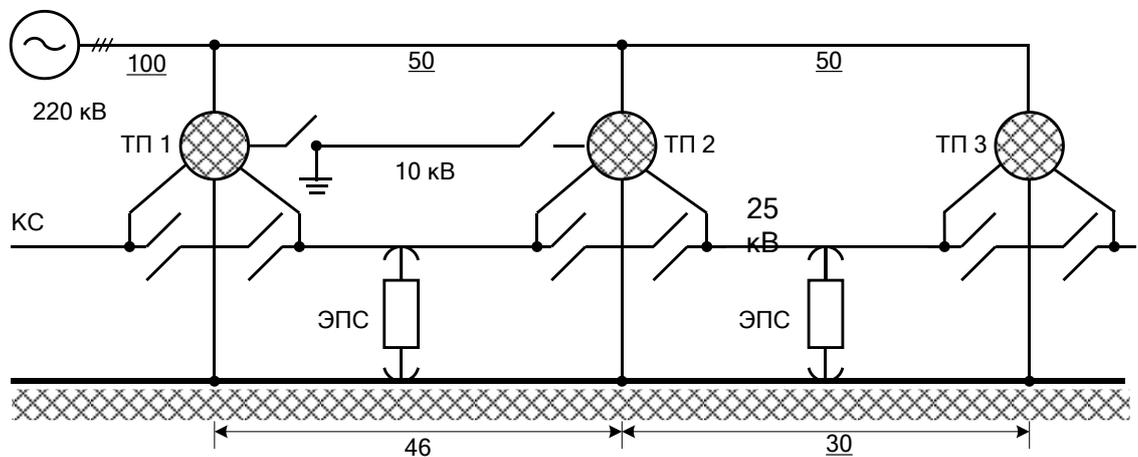


Рисунок 3.55. Схема СТЭ

Схема СТЭ 25 кВ включала две МПЗ; протяженность первой составляла 46 км, а второй – 30 км. Фрагмент схемы расчетной модели показан на рисунке 3.56.

Наведенные напряжения фиксировались на незаземленном проводе АС-70, подвешенном на высоте 7 м. Моделировалось движение четырех поездов массой 3892 т в нечетном направлении (рисунок 3.57). Токовый профиль показан на рисунке 3.58.

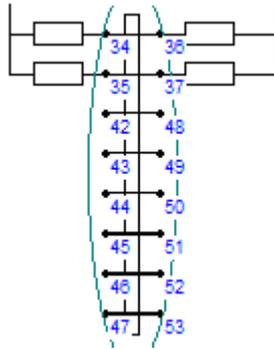


Рисунок 3.56. Фрагмент расчетной схемы

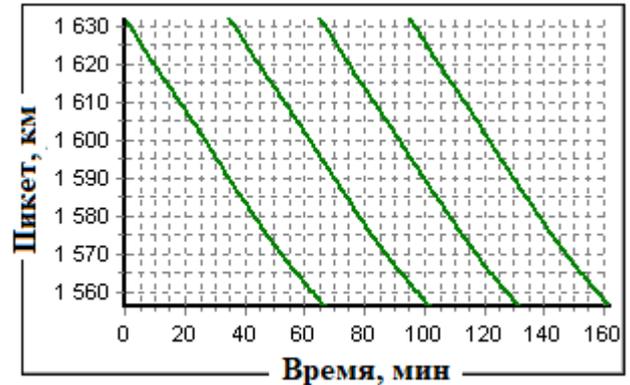


Рисунок 3.57. График движения

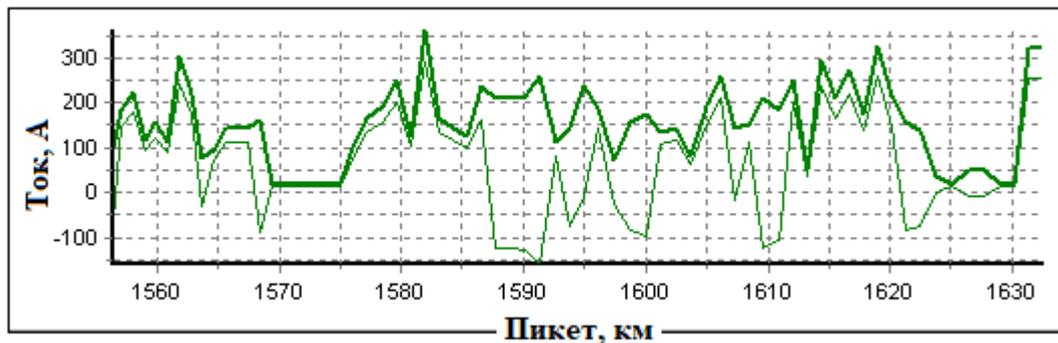


Рисунок 3.58. Токовый профиль поезда массой 3892 т

Рассматривалось три траектории сближения (рисунок 3.59): параллельная ($z_1 = 50$ м; $z_2 = 50$ м); две непараллельных ($z_1 = 50$ м; $z_2 = 100$ м и $z_1 = 50$ м; $z_2 = 150$ м).

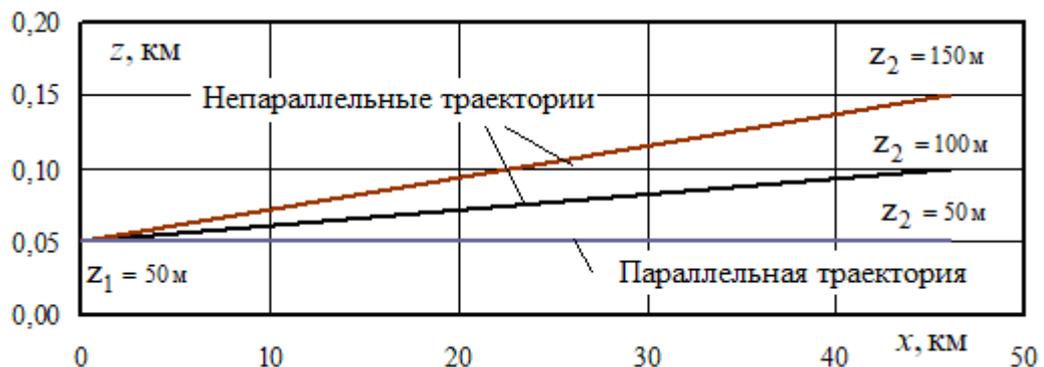


Рисунок 3.59. Траектории сближения

Результаты моделирования представлены на рисунках 3.60 – 3.65.

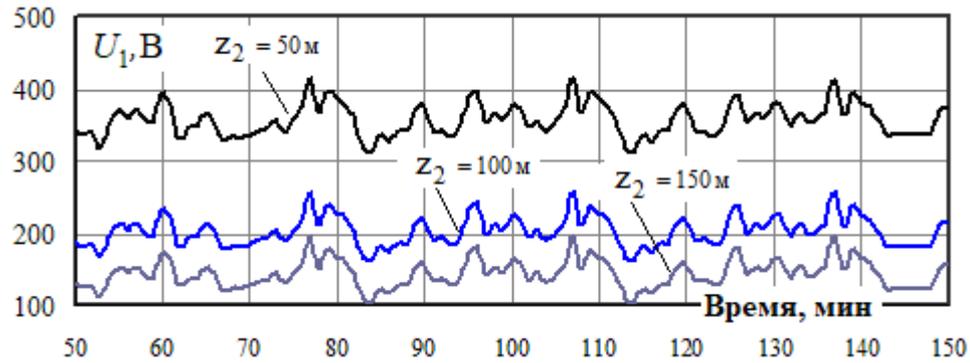


Рисунок 3.60. Динамика изменений наведенных напряжений основной частоты

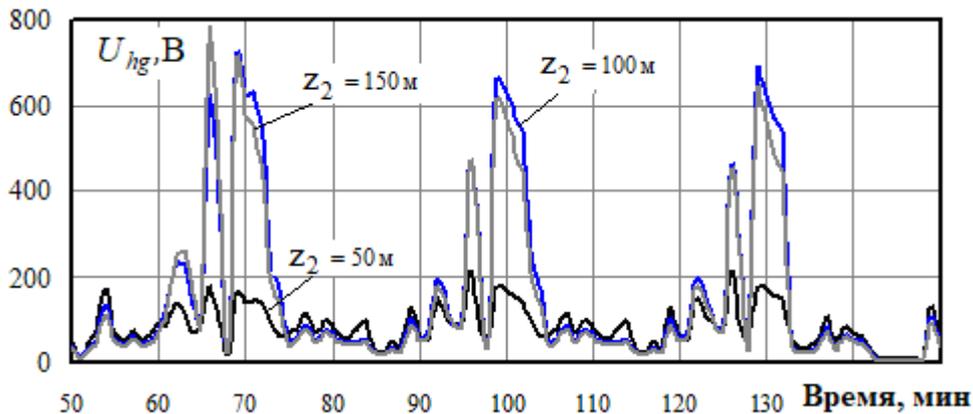


Рисунок 3.61. Динамика изменений эффективных значений наведенных напряжений высших гармоник

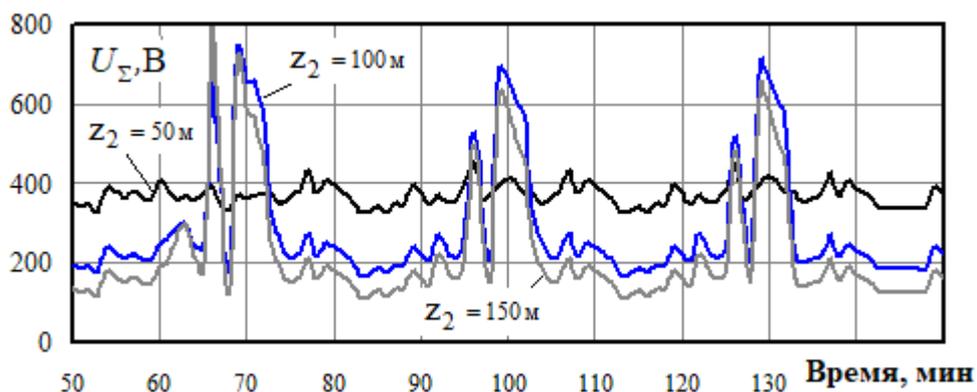


Рисунок 3.62. Динамика изменений результирующих наведенных напряжений

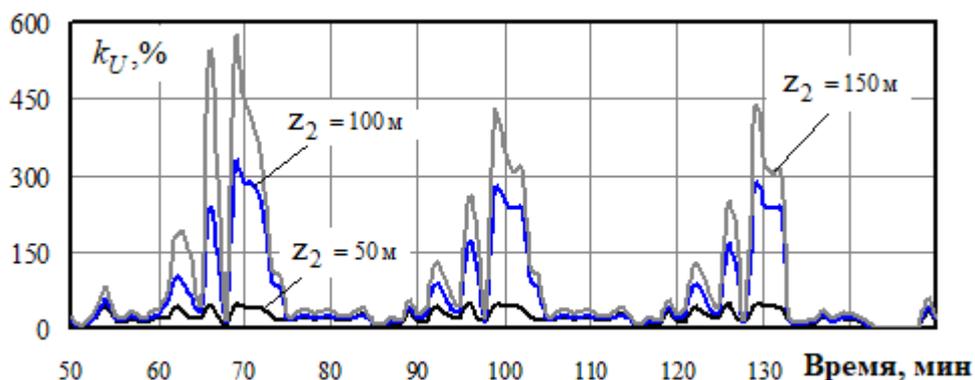


Рисунок 3.63. Зависимость суммарного коэффициента высших гармоник от времени

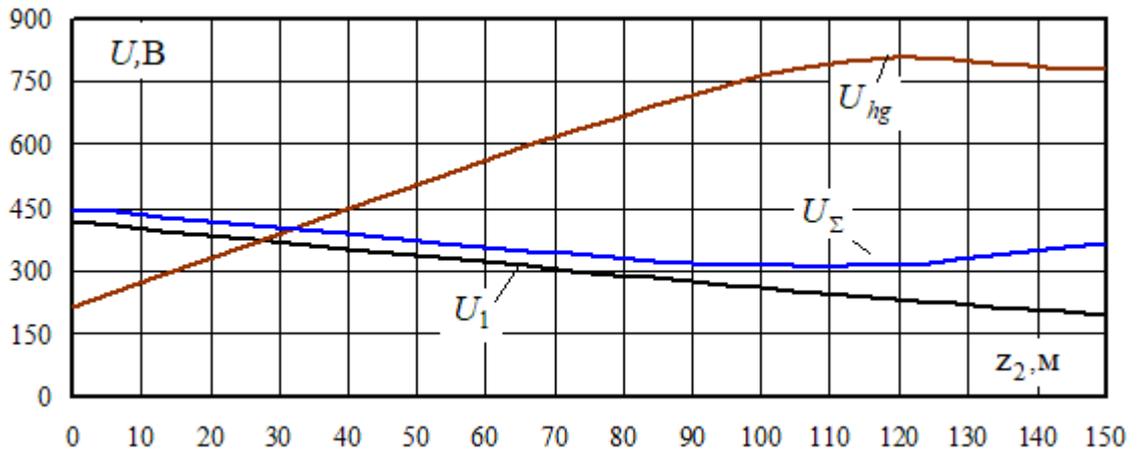


Рисунок 3.64. Зависимость максимумов составляющих наведенных напряжений от координаты z_2

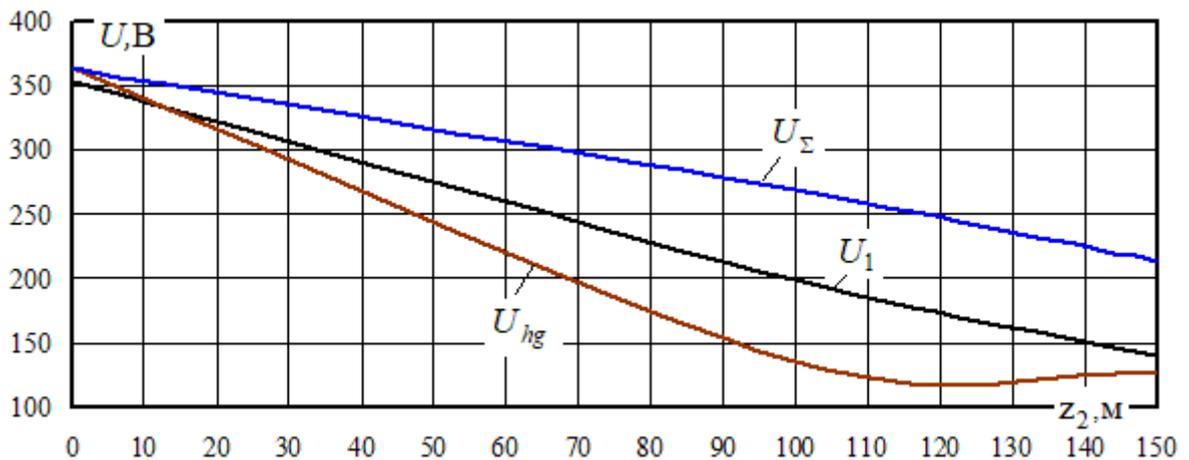


Рисунок 3.65. Зависимость средних значений составляющих наведенных напряжений от координаты z_2

Представленные результаты дают возможность сформулировать следующие выводы:

1. С ростом координаты z_2 средние значения всех составляющих наведенных напряжений уменьшаются (рисунок 3.65); при этом соблюдается неравенство

$$U_{\Sigma} > U_1 > U_{hg}.$$

2. Зависимости максимумов составляющих наведенных напряжений от координаты имеют более сложный характер, что связано с наличием пиковых значений коэффициентов гармоник k_U .

3.6. Определение наведенных напряжений при сложных траекториях сближения

Траектории сближения ЛЭП и ТС могут быть параллельными (рисунок 3.66 а), непараллельными (рисунок 3.66 б) или иметь более сложную конфигурацию (рисунок 3.66 в).

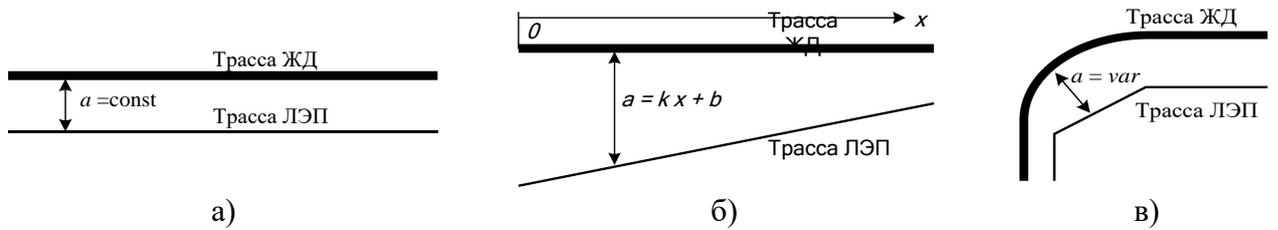


Рисунок 3.66. Варианты сближения ЛЭП и ЖД: а – параллельное сближение; б – непараллельное (косое) сближение; в – сложное сближение; a – ширина сближения

Сложная траектория сближения может моделироваться с помощью ПК Fazonord на основе следующих положений.

1. Сложное сближение аппроксимируется отрезками прямых, параллельных оси железной дороги (рисунок 3.67 а). Существует возможность аппроксимации отрезками непараллельных прямых; это увеличивает точность расчетов, но требует усложнения формирования модели многопроводной линии.

2. Модель многопроводной системы формируется в виде набора коротких участков параллельных проводов длиной ΔL (рисунок 3.67 б).

3. Для каждого участка устанавливаются координаты проводов ЛЭП, отвечающие ширине сближения a_k для соответствующего участка.

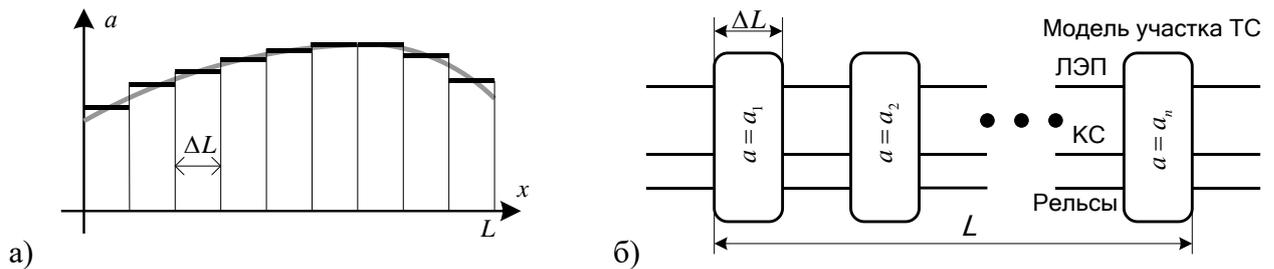


Рисунок 3.67. Аппроксимация траектории сближения и модель тяговой сети: а – аппроксимация сложной траектории сближения; б – модель ТС

Фрагмент схемы моделируемой СТЭ показан на рисунке 3.68. В состав системы входила питающая ЛЭП 220 кВ, две тяговых подстанции (вторая подстанция на рисунке 3.54 не показана), тяговая сеть двухпутного участка $2 \times (\text{ПБСМ-95} + \text{МФ-100} + 2\text{Р65})$ длиной 45 км, а также отключенная линия 6 кВ, заземленная на расстоянии 21 км от левой тяговой подстанции. Многопроводная система разбита на 15 одинаковых участков с длинами $\Delta L = 3$ км. Удельная проводимость земли принята равной 0,01 См/м, погонная проводимость рельс – земля: 0,5 См/км. Рассмотрены три варианта расположения смежной линии:

- параллельное сближение при $a = 30$ м;
- косое сближение с расстояниями от оси железной дороги: в начале межподстанционной зоны – 30 м; у точки заземления смежной линии – 90 м; этот вариант реализован на ПК Fazonord одним участком длиной 21 км, а также семью участками с длинами по 3 км (таблица 3.10);
- сложная траектория сближения, аппроксимированная ступенчатой линией, координаты которой представлены в таблице 3.10.

Отсчет координаты z производится вдоль оси железной дороги от подстанции ТП1. Расположение проводов для первого варианта показано на рисунке 3.69.

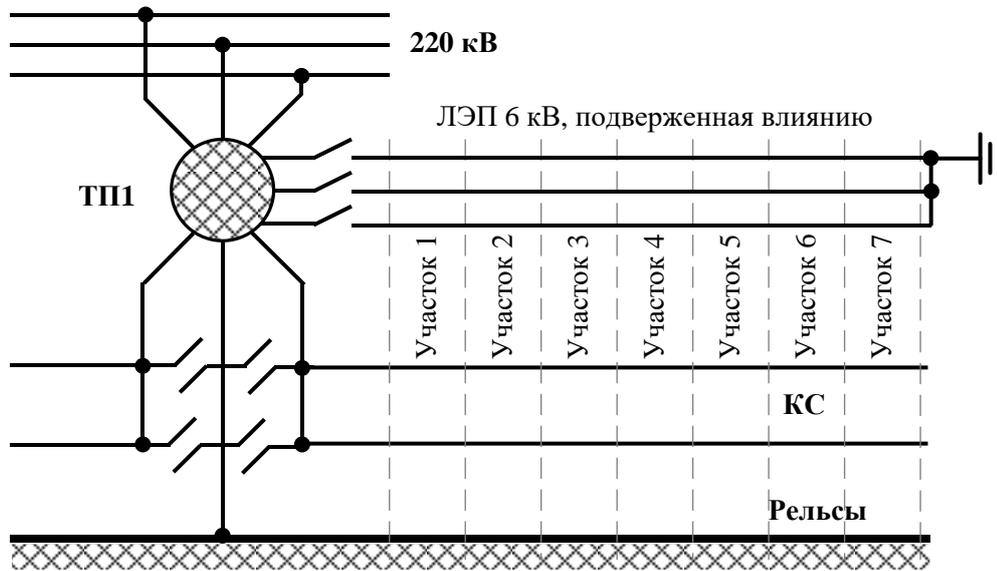


Рисунок 3.68. Фрагмент схемы моделируемой СТЭ

Таблица 3.10

Координаты z при параллельном, косом и сложном сближении

Участок	Координата конца участка x , км	Ширина сближения, м		
		Параллельное сближение	Ступенчатая линия	Сложная траектория
1	3	30	34,3	30
2	6	30	42,9	50
3	9	30	51,4	80
4	12	30	60,0	100
5	15	30	68,6	110
6	18	30	77,1	80
7	21	30	85,7	60

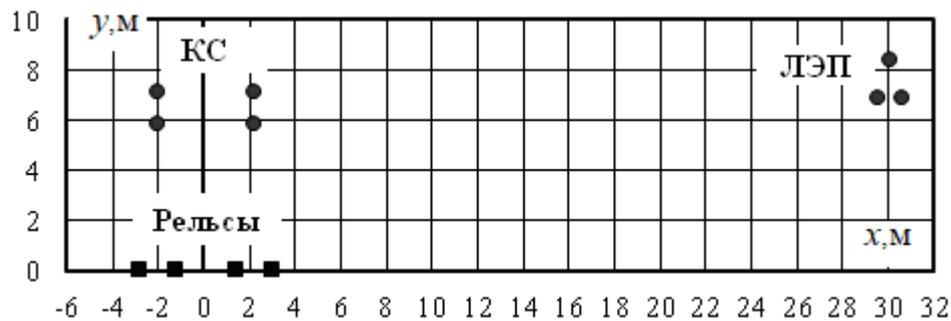


Рисунок 3.69. Расположение проводов при параллельном сближении

Аппроксимация сложной траектории сближения аппроксимирована на рисунке 3.70.

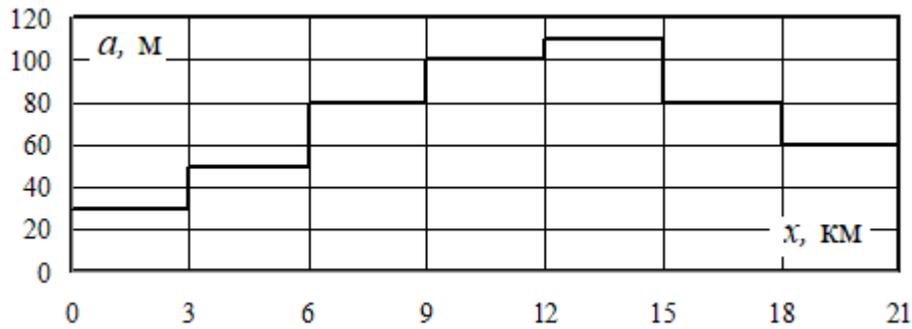


Рисунок 3.70. Сложная траектория сближения

Расчет наведенного напряжения в начале отключенной ЛЭП 6 кВ при токе 100 А контактной сети нечетного пути по методике «Правил защиты...» [102] привел к величине 157 В для параллельного сближения и 133 В для косо́го сближения (ширина эквивалентного сближения взята равной 52 м – среднегеометрическому значению величин в начале и в конце участка); при этом коэффициент экранирования рельсами для двухпутного участка принят равным 0,33. Интервал изменения ширины сближения для частоты 50 Гц соответствует ближней зоне интеграла Карсона, для которой справедливы формулы расчета наведенного напряжения, приведенные в [122].

Величины напряжений, полученные в ПК Fazonord, оказались равными:

- для параллельного сближения – 163 В;
- для косо́го сближения при одном многопроводном участке длиной 21 км – 131 В; для семи участков по 3 км каждый – 133 В.

Эти результаты свидетельствуют о корректности методики, заложенной в алгоритм ПК Fazonord.

При сложной траектории сближения для схемы рисунка 3.68 выполнено моделирование работы СТЭ при движении по межподстанционной зоне пяти нечетных поездов. График движения представлен на рисунке 3.71 а, а токовый профиль поезда – на рисунке 3.71 б. При таком профиле ток контактной сети в зоне сближения меняется только на конце 21 – километрового участка сближения. Принятые в расчете токи высших гармоник электровоза показаны в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Токи гармоник электровоза при эффективном токе 150 А

Номер гармоники	1	3	5	7	9	11	13	15
Ток гармоники, А	147	45	21,6	9,0	6,3	4,1	2,9	2,2

Интегральные результаты моделирования при расчетах до 15-й гармоники сведены в таблицах 3.12 и 3.13 и проиллюстрированы на рисунке 3.73. Данные таблицы 3.13 для параллельного сближения использованы для сопоставления с таблицей 3.12. Зависимости составляющих наведенного напряжения от времени приведены на рисунке 3.72.

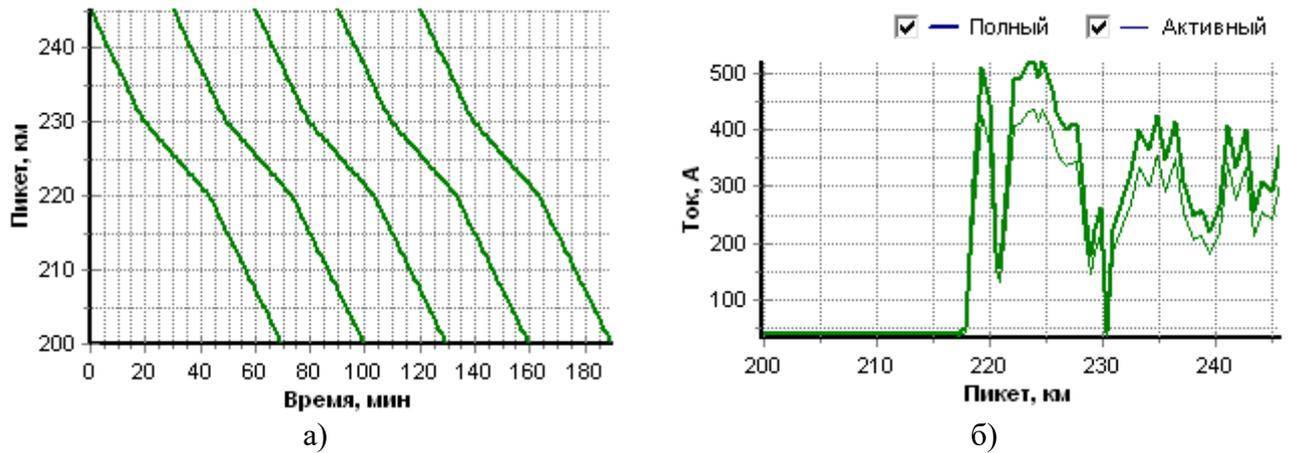


Рисунок 3.71. График движения поездов (а) и токовый профиль поезда (б)

Таблица 3.12

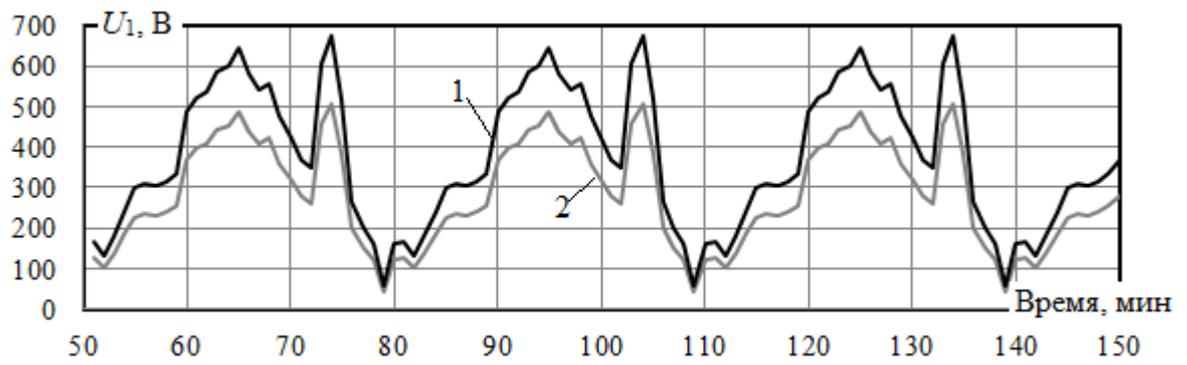
Зависимость наведенного напряжения и суммарного коэффициента гармоник от координаты x при сложном сближении

x , км	Максимум				Среднее			
	U_1 , В	$U_{вг}$, В	U_{Σ} , В	k_U , %	U_1 , В	$U_{вг}$, В	U_{Σ} , В	k_U , %
0	505	530	732	115	283	302	414	107
3	402	411	575	112	227	236	327	104
6	313	320	448	110	179	184	257	103
9	249	254	355	110	140	143	200	103
12	191	195	272	113	105	108	150	103
15	134	139	193	128	72	75	104	105
18	71	74	102	131	36	38	52	107

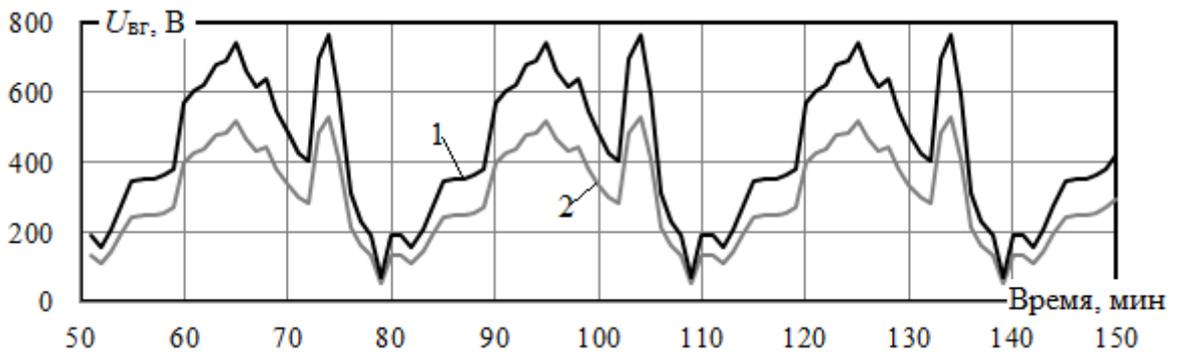
Таблица 3.13

Зависимость наведенного напряжения и суммарного коэффициента гармоник от координаты x при параллельном сближении

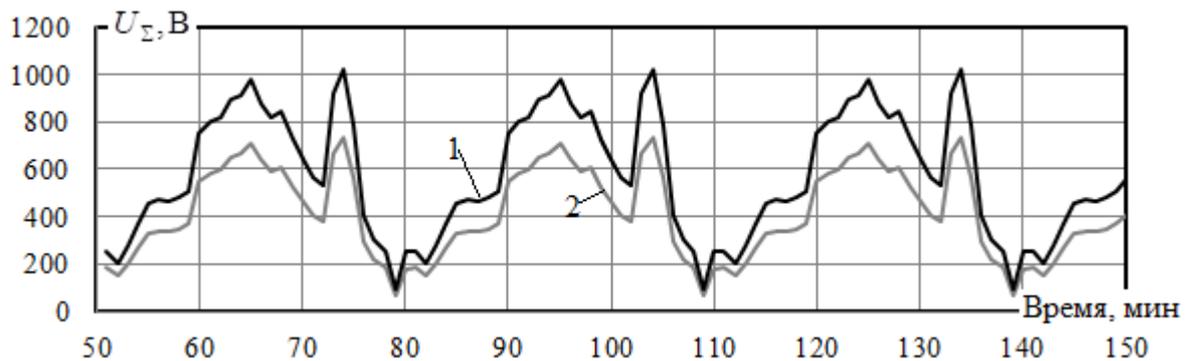
x , км	Максимум				Среднее			
	U_1 , В	$U_{вг}$, В	U_{Σ} , В	k_U , %	U_1 , В	$U_{вг}$, В	U_{Σ} , В	k_U , %
0	674	766	1020	125	374	431	571	116
3	570	645	860	124	317	364	483	115
6	463	523	698	125	260	298	396	115
9	362	412	549	125	205	234	311	115
12	271	308	410	128	150	172	228	115
15	180	204	273	144	98	111	148	116
18	90	101	136	148	46	52	69	116



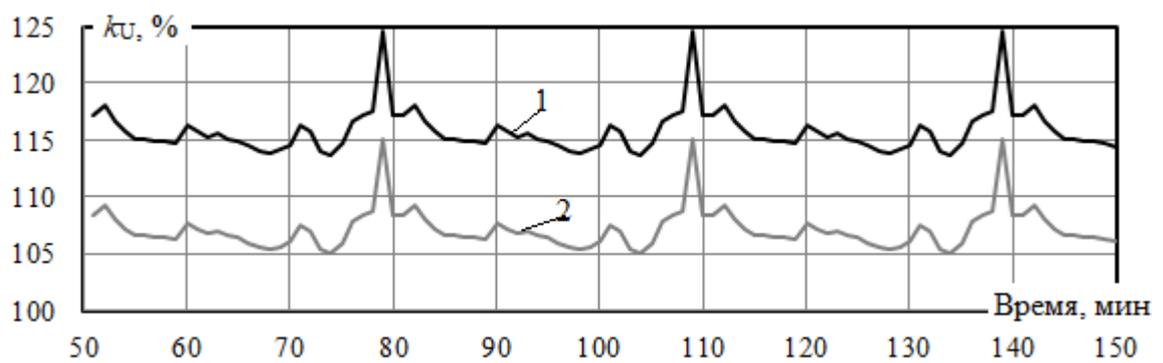
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.72. Зависимости от времени параметров в начале ЛЭП при $z = 0$:
 а – напряжение основной частоты; б – напряжение высших гармоник; в – эффективное значение несинусоидального напряжения; г – суммарный коэффициент гармоник;
 1 – параллельное сближение; 2 – сложное сближение

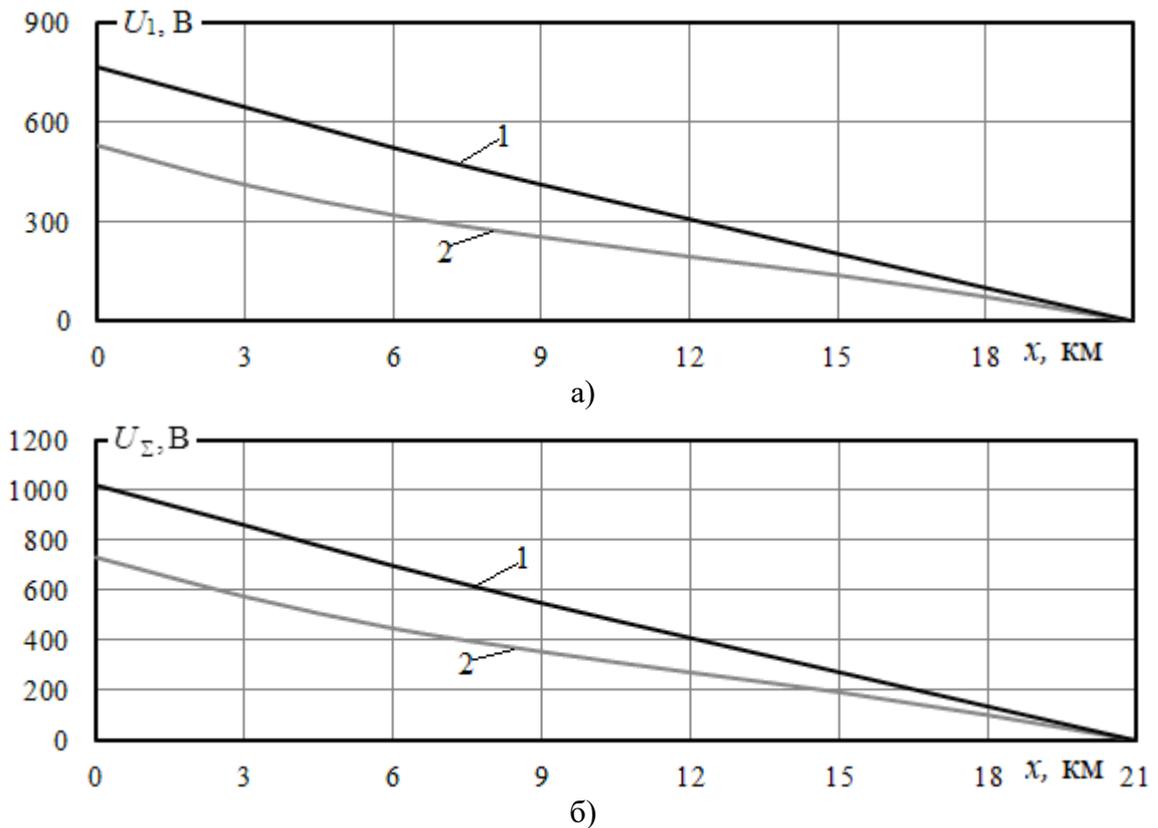


Рисунок 3.73. Зависимости максимальных значений от координаты x :

а – напряжение основной частоты; б – эффективное значение несинусоидального напряжения;
1 – параллельное сближение; 2 – сложное сближение

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Определение наведенного напряжения на смежной линии в режиме влияния тяговых токов необходимо проводить с учетом гармоник тока электровоза. Суммарный коэффициент гармоник наведенного напряжения превышает 100 %, и игнорирование высших гармоник приводит к снижению расчетной величины примерно в полтора раза.

2. Зависимость наведенного напряжения от расстояния до точки заземления при параллельном сближении практически линейная ввиду принятого варианта профиля тягового тока.

3. Несинусоидальность наведенного напряжения мало зависит от расстояния до точки заземления смежного провода.

4. Моделирование режимов с помощью ПК Fazonord позволяет учесть реальные траектории сближения железной дороги и смежных линий при любом конструктивном исполнении тяговой сети переменного тока: 25 кВ, 2×25 кВ, повышенного напряжения.

Выводы

1. Задачи определения наведенных напряжений, создаваемых тяговыми сетями, отличаются повышенной сложностью. Это связано со следующими факторами: наличием специфических токоведущих частей рельсов, что требует учета распределенности параметров; перемещением нагрузок в пространстве; значи-

тельными уровнями гармонических искажений; реверсированием потоков мощности при осуществлении рекуперативного торможения.

2. По сравнению с ТС 25 кВ автотрансформаторная тяговая сеть создает значительно меньшие уровни наведенных напряжений при всех рассмотренных ситуациях заземления линии, подверженной влиянию. Переменные тяговые нагрузки вызывают существенную вариацию наведенных напряжений и соответствующих им коэффициентов гармоник. Для ТС 25 кВ приемлемый уровень безопасности обеспечивается только для варианта заземления номер 5; при этом максимум наведенного напряжения в месте работ для СТЭ 25 кВ равен 22 В и не превышает допустимого значения.

3. Для рассмотренного примера ТС 94 кВ приемлемый уровень безопасности обеспечивается только для варианта заземления номер 5; при этом максимум наведенного напряжения в месте работ равен 9 В и не превышает допустимого значения. Наблюдается значительная несинусоидальность кривой напряжения.

4. Автотрансформаторная СТЭ 50+110 кВ отличается пониженными уровнями наведенных напряжений по сравнению с СТЭ 50 кВ. Величины снижения для разных способов заземления лежат в пределах 18...86 %.

Для ТС 50 кВ приемлемый уровень безопасности обеспечивается только для варианта заземления номер 5; при этом максимум наведенного напряжения в месте работ для СТЭ 50 кВ равен 11 В и не превышает допустимого значения.

5. При заземлениях в РУ и на месте работ максимумы наведенных напряжений для ТС 25, 2х25, 50, 94, 2х50, 509+110 кВ лежат в диапазоне 18...69 В; наименьший уровень $\max(U)$ имеет место для ТС 50 кВ, что связано с более низкими токами, протекающими по проводам этой ТС; наибольшей величиной $\max(U)$ отличается наиболее распространенная ТС 25 кВ.

При заземлениях по схемам, приведенным на рисунках 3.11 в, г, д е, максимумы наведенных напряжений для всех рассмотренных ТС лежат в диапазоне 23...1920 В; наименьший уровень $\max(U)$ имеет место для ТС 2х50 кВ; наибольшей величиной $\max(U)$ отличается наиболее распространенная ТС 25 кВ.

При заземлении на месте работ потенциал в этой точке не превышает 0,1 В для всех рассмотренных ТС.

6. При непараллельном сближении с ростом координаты z_2 средние значения всех составляющих наведенных напряжений уменьшаются; при этом соблюдается неравенство $U_{\Sigma} > U_1 > U_{hg}$.

Зависимости максимумов составляющих наведенных напряжений от координаты имеет более сложный характер, что связано с наличием пиковых значений коэффициентов гармоник k_U .

7. Зависимость наведенного напряжения от расстояния до точки заземления при параллельном сближении практически линейная ввиду принятого варианта профиля тягового тока. Несинусоидальность наведенного напряжения мало зависит от расстояния до точки заземления смежного провода. Моделирование режимов с помощью ПК Fazopord позволяет учесть реальные траектории сближения железной дороги и смежных линий при любом конструктивном исполнении тяговой сети переменного тока: 25 кВ, 2×25 кВ, повышенного напряжения.

4. МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВЛИЯНИЙ НА СМЕЖНЫЕ ЛИНИИ

4.1. Отсасывающие трансформаторы, включенные в рассечку рельсов и обратного провода

В системах тягового электроснабжения 25 кВ для снижения напряжения магнитного влияния применяют отсасывающие трансформаторы, увеличивающие взаимосвязь между контактной сетью и рельсами [98]; при этом тяговый ток вместо возврата через землю протекает по рельсам или по специальному обратному проводу. Уменьшение расстояния между контактной сетью и цепью обратного тока приводит к снижению магнитного поля тяговой сети и уменьшению наводимых напряжений на смежные линии. На практике применяются два варианта включения ОТ: в первом варианте трансформаторы включаются в рельсовую сеть (рисунок 4.1 а), во втором – используется обратный провод (рисунок 4.1 б).

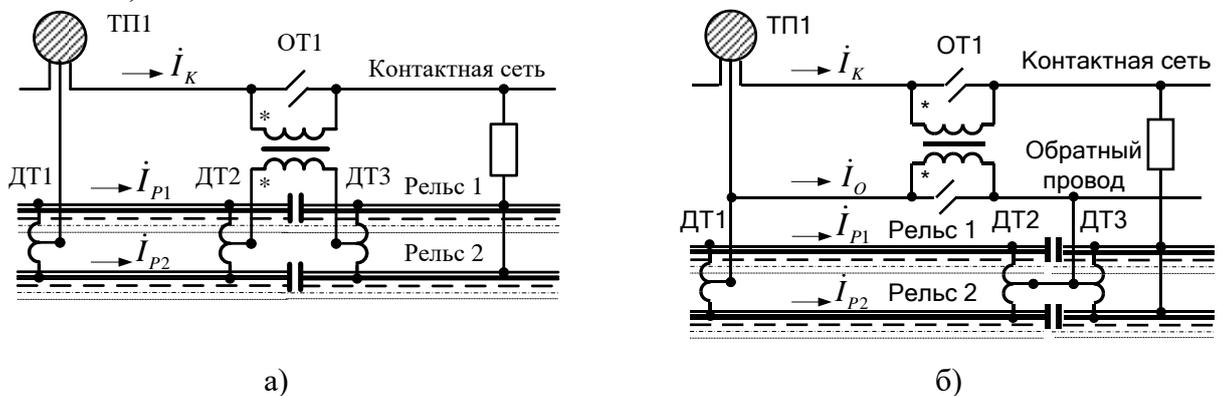


Рисунок 4.1. Схемы включения ОТ на однопутном участке:
 а – ОТ, включенные в рассечку рельсов; б – ОТ с обратным проводом;
 ДТ1...ДТ3 – дроссель-трансформаторы

Коэффициент трансформации отсасывающих трансформаторов обычно равен единице. Согласно данным, приведенным в работе [98], величина сопротивления нагрузки вторичной обмотки составляет в схеме рисунка 4.1 а доли Ома, в схеме рисунка 4.1б – 1...3 Ома. Таким образом, режим работы ОТ близок к короткому замыканию, как у трансформатора тока. В обеих схемах токи в обмотках трансформатора практически противофазны, а напряжения на них сравнительно небольшие. Для эффективного использования обратного провода он должен монтироваться возможно ближе к контактной подвеске. Оптимальное расстояние между отсасывающими трансформаторами, включенными в рассечку рельсов, равно 3 км, а для ОТ с обратным проводом это расстояние составляет 4,5 км [98]. Защитное действие ОТ, установленных в рассечку рельсов, ухудшается из-за утечки тока в землю [98]; наведенное напряжение увеличивается при снижении переходного сопротивления «рельсы – земля» и при возрастании расстояния между отсасывающими трансформаторами.

Моделирование ОТ сложности не вызывает, поскольку в паспорте отсасывающего трансформатора ОМО-800/35 приводятся данные, аналогичные силовому-

му трансформатору: мощность 800 кВ·А, напряжения обмоток 1,05 кВ, напряжение короткого замыкания 8,5 %.

Более сложная ситуация возникает при моделировании дроссель-трансформаторов, поскольку в справочниках, в частности в [108], представлены А-параметры ДТ как четырехполюсника для частоты 25 Гц, а также сопротивление первичной обмотки на частоте 50 Гц и ее номинальный ток.

Алгоритм определения параметров ДТ, пригодных для моделирования в программном комплексе Fazonord, включает следующие этапы.

1. По заданным А-параметрам \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} , \underline{D} определяются входные сопротивления холостого хода и короткого замыкания \underline{Z}_K . Сопротивление \underline{Z}_K делится на два для получения активных сопротивлений, а также сопротивлений рассеяния первичной и вторичной катушек в предположении их одинаковости

$$\underline{Z}_{1S} = \frac{\underline{Z}_K}{2} = \frac{1}{2} \frac{\underline{B}}{\underline{D}}.$$

2. Сопротивление ветви намагничивания определяется из сопротивления холостого хода

$$\underline{Z}_\mu = \frac{\underline{A}}{\underline{C}} - \underline{Z}_{1S}.$$

3. Мнимые части полных сопротивлений \underline{Z}_{1S} и \underline{Z}_μ , которые положительны и существенно превышают вещественные, изменяются пропорционально частоте и могут быть пересчитаны на частоту 50 Гц.

4. Для моделирования удобнее рассматривать ДТ как автотрансформатор. Номинальное напряжение автотрансформатора равно его сопротивлению на частоте 50 Гц, умноженному на номинальный ток первичной обмотки, составленной из двух полуобмоток. Вторичную обмотку для целей анализа режимов в тяговой сети и смежных линиях можно не рассматривать, поскольку загрузка этой обмотки на частоте 50 Гц мала. Параметры модели автотрансформатора определяются через номинальный ток $I_{ном}$ по следующим формулам:

– потери и напряжение короткого замыкания

$$P_k = 2 \operatorname{Re}(\underline{Z}_{1S}) I_{ном}^2; U_k = \frac{2 \cdot |\underline{Z}_{1S}| I_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100;$$

– потери и ток холостого хода

$$P_x = \operatorname{Re}\left\{U_{ном} \left[\operatorname{Re}(i_x) - j \operatorname{Im}(i_x)\right]\right\}; i_x = \frac{U_{ном}}{\underline{Z}_{1S} + \underline{Z}_\mu}.$$

Наиболее распространенный на сети дорог дроссель-трансформатор ДТ-1-300 характеризуется следующими параметрами: номинальный ток первичной обмотки 300 А; сопротивление на частоте 50 Гц 1,0 Ом; первичная обмотка содержит 5+5, а вторичная – 30 витков. А-параметры при частоте 25 Гц: $\underline{A} = 0,33e^{-j4^\circ}$, $\underline{B} = 0,062e^{j14^\circ}$, $\underline{C} = 0,37e^{-j57^\circ}$, $\underline{D} = 3,0e^{j4^\circ}$. Эти параметры приводят к практически активному сопротивлению короткого замыкания и почти одинаковым активному и реактивному сопротивлениям ветви намагничивания. Поэтому они скорректированы по углам и немного по модулям на основе аналогичных данных для ДТ-0.6-1000. Корректировка по модулям необходима для выполнения принципа взаимно-

сти четырехполюсника $\underline{A}\underline{D}-\underline{B}\underline{C}=1$. Для моделирования приняты следующие параметры ДТ-1-300: $\underline{A} = 0,341e^{-j4^\circ}$, $\underline{B} = 0,062e^{j81^\circ}$, $\underline{C} = 0,37e^{-j82^\circ}$, $\underline{D} = 3,0e^{j4^\circ}$; $I_{\text{ном}} = 300$ А; сопротивление на 50 Гц 1,0 Ом; $U_{\text{ном}} = 300$ В (по 150 В для полуобмоток).

При описанных выше исходных данных модель ДТ в виде автотрансформатора будет иметь следующие параметры: $S_{\text{ном}} = 300$ кВ·А, номинальное напряжение первичной обмотки 150+150 В, напряжение короткого замыкания 13,5 %, потери короткого замыкания 4,65 кВт, ток холостого хода 30 %, потери холостого хода 17,25 кВт. При проверке модели в режимах холостого хода и короткого замыкания получены режимные параметры, отличающиеся от исходных не более чем на 2 %.

Для детального изучения защитного действия отсасывающих трансформаторов рассмотрена достаточно типичная межподстанционная зона двухпутного участка железной дороги переменного тока 25 кВ длиной 45 км с контактной подвеской двух путей ПБСМ95+МФ100, рельсами Р-65 и трехпроводной линией автоблокировки с проводами А-70. Обратные провода А-185, расположенные над контактными подвесками, не используются в расчетной схеме с включением отсасывающих трансформаторов в рассечку рельсов.

Модель многопроводной системы, часть которой отображена на рисунке 4.2, содержит следующие элементы:

- четыре провода контактной подвески (узлы 34, 35 и 47, 49 для объединенных контактного провода и несущего троса);
- два обратных провода (узлы 32, 36 и 45, 51);
- шесть проводов смежных линий (узлы 125, 126, 127 и 128, 130, 132 для модели линии «два провода-рельс» с дополнительным нулевым проводом; узлы 139, 140, 141 и 142, 144, 146 для смежной линии питания автоблокировки);
- четыре рельсовых нити (узлы 38, 40, 42, 44 и 134, 53, 55, 57).

Для варианта включения ОТ в рассечку рельсов расчетная схема включала 15 элементов ТС, каждый из которых имел протяженность в 3 км. Для варианта с обратным проводом в модель входило 10 элементов ТС с длинами в 4,5 км. Моделировалось двустороннее питание межподстанционной зоны.

Фаза С трансформатора ТДТНЖ-40000/230/27,5/11 на расчетной схеме выделена (узел 31) и соединена через элемент R_z сопротивлением 0,1 Ом с узлом нулевого потенциала. Рассматривалась ситуация отключенной и заземленной на приемном конце линии автоблокировки. Заземление располагалось на расстоянии 21 км от тяговой подстанции для варианта включения ОТ в рассечку рельсов и на расстоянии 22,5 км при применении обратного провода.

Для анализа эффективности применения отсасывающих трансформаторов проведено имитационное моделирование работы СТЭ в четырех вариантах:

- отсутствие отсасывающих трансформаторов;
- наличие отсасывающих трансформаторов с обратным проводом, расположенных с интервалом в 4,5 км;
- наличие отсасывающих трансформаторов, включенных в рассечку рельсов через 3 км; переходное сопротивление рельс – земля равно 2 Ом·км;
- то же с переходным сопротивлением, равным 10 Ом·км.

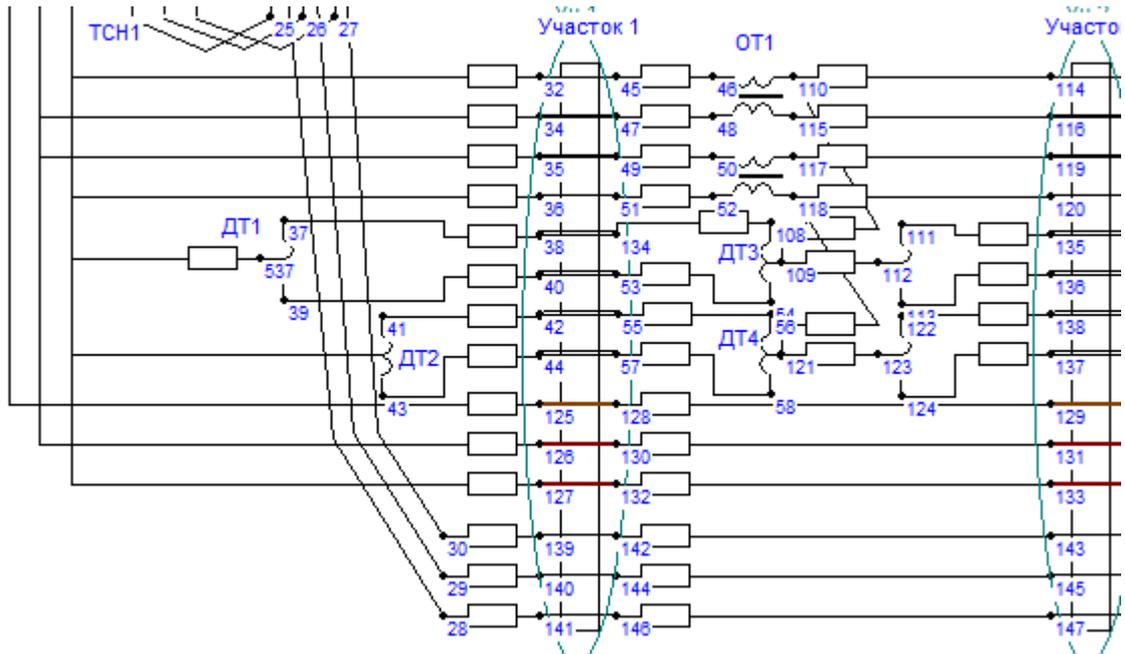
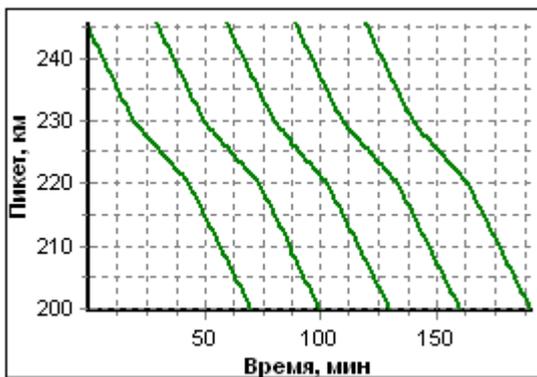
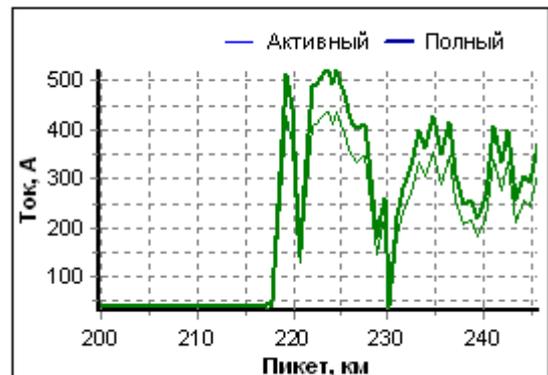


Рисунок 4.2. Фрагмент расчетной схемы с отсасывающими трансформаторами и обратными проводами

Использованный при моделировании график движения пяти нечетных поездов показан на рисунке 4.3 а, токовый профиль поезда – на рисунке 4.3 б.



а)



б)

Рисунок 4.3. Поездная ситуация моделирования:
а – график движения поездов; б – токовый профиль поезда

Наличие выбега от пикета 218 км (рисунок 4.3 б) приводило к тому, что почти на всем протяжении отключенной и заземленной на удаленном конце смежной линии ток КС не зависел от координаты, отсчитываемой от левой тяговой подстанции. Это упрощало проявление эффектов, создаваемых отсасывающими трансформаторами, оставляя в основном транзитную составляющую наведенного напряжения при одинаковом токе КС почти по всей длине сближения. Для определения напряжения, наводимого за счет ВГ, использованы значения гармоник тока электровоза, приведенные в таблице 3.11.

При имитационном моделировании контролировалось наведенное напряжение в начале смежной линии у левой тяговой подстанции при заземленных проводах на удаленном конце. Сводные результаты приведены в таблице 4.1 и проиллюстрированы на рисунках 4.4 и 4.5. Имитационное моделирование режимов СТЭ осуществлялось на основной частоте и частотах нечетных гармоник с номерами с 3 по 15 в интервале времени от 80-й до 110-й минуты.

Таблица 4.1

Средние за время моделирования параметры наведенных напряжений

№	Схема СТЭ	R_{pz} , Ом·км	Параметр	Ширина сближения, м					
				25	50	100	500	1000	1500
1	Без ОТ	2	U_1 , В	410	324	249	98	47	26
			$U_{вг}$, В	481	355	250	64	21	8
			U_{Σ} , В	632	481	353	117	52	27
			k_U , %	118,0	117,7	101,0	65,3	44,1	32,8
2	ОТ с обратным проводом	2	U_1 , В	60	46	34	13,4	6,5	4,2
			$U_{вг}$, В	63	44	30	7,4	2,4	1,3
			U_{Σ} , В	87	63	46	15,3	7,0	4,4
			k_U , %	106,5	97,1	87,8	54,9	36,2	34,1
3	ОТ в расщелке рельсов	2	U_1 , В	365	282	214	83	40	22
			$U_{вг}$, В	418	300	208	51	16,6	6,8
			U_{Σ} , В	555	411	298	98	44	23
			k_U , %	115,4	107,2	97,9	62,2	41,5	30,9
4	ОТ в расщелке рельсов	10	U_1 , В	188	137	101	38,7	18,9	10,3
			$U_{вг}$, В	296	204	137	31,9	10,0	4,1
			U_{Σ} , В	350	246	171	50,2	21,4	11,1
			k_U , %	159,6	150,4	137,2	83,1	53,5	40,0

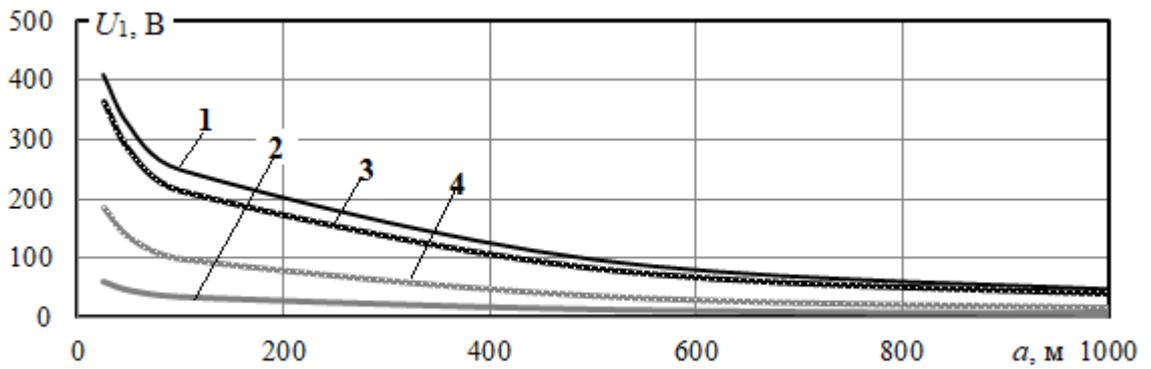
Примечание: R_{pz} – переходное сопротивление «рельсовая нить – земля».

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

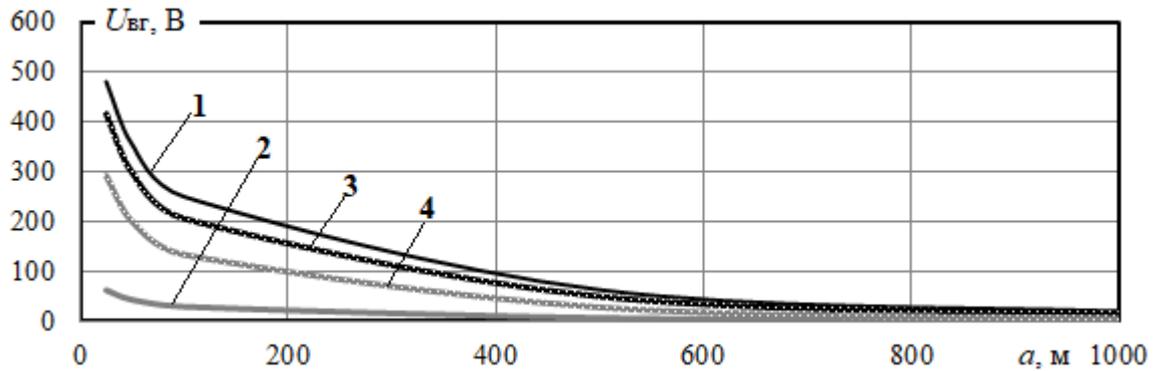
1. Разработанная методика имитационного моделирования систем тягового электроснабжения, оснащенных ОТ, позволяет проводить расчеты наведенного напряжения на различных расстояниях до смежной линии с учетом гармоник тока тяговой сети.

2. Эффективность применения отсасывающих трансформаторов, включенных в расщелку рельсов, при расстоянии между трансформаторами 3 км мала ввиду утечки тока с рельсов в землю. Отсасывающие трансформаторы с обратным проводом этого недостатка не имеют.

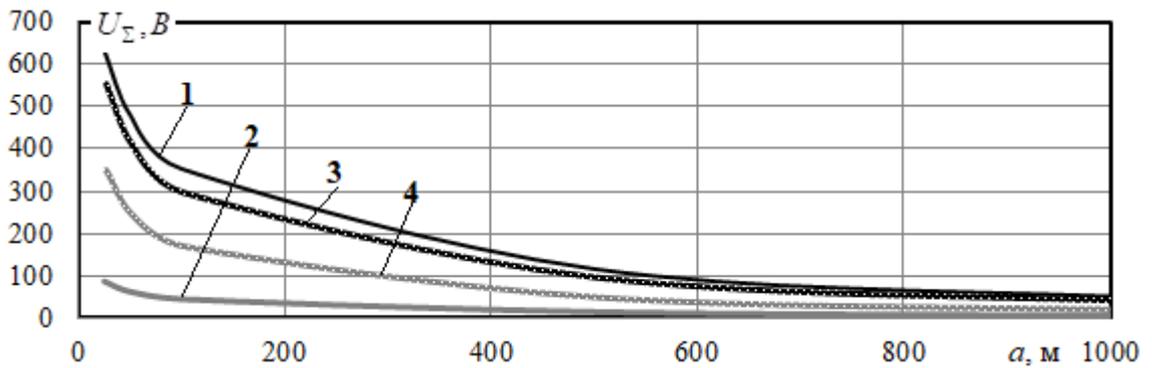
3. Наведенные напряжения на смежных линиях существенно несинусоидальны. При увеличении ширины сближения относительный вклад высших гармоник снижается.



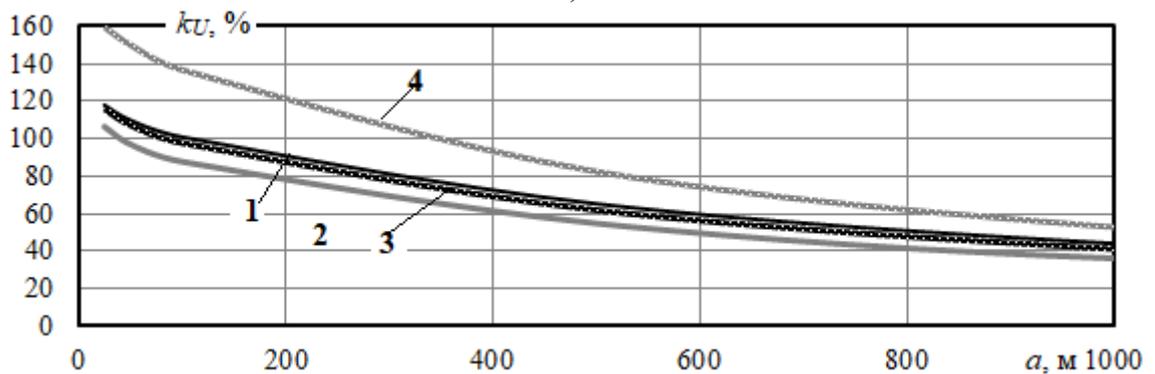
а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.4. Зависимости составляющих наведенного напряжения магнитного влияния и суммарного коэффициента гармоник от ширины сближения: а – напряжение основной частоты; б – напряжение высших гармоник; в – эффективное значение несинусоидального напряжения; г – суммарный коэффициент гармоник; 1 – СТЭ без ОТ; 2 – ОТ с обратным проводом; 3 – ОТ в рассечке рельсов, $R_{рз} = 2 \text{ Ом} \cdot \text{км}$; 4 – ОТ в рассечке рельсов, $R_{рз} = 10 \text{ Ом} \cdot \text{км}$.

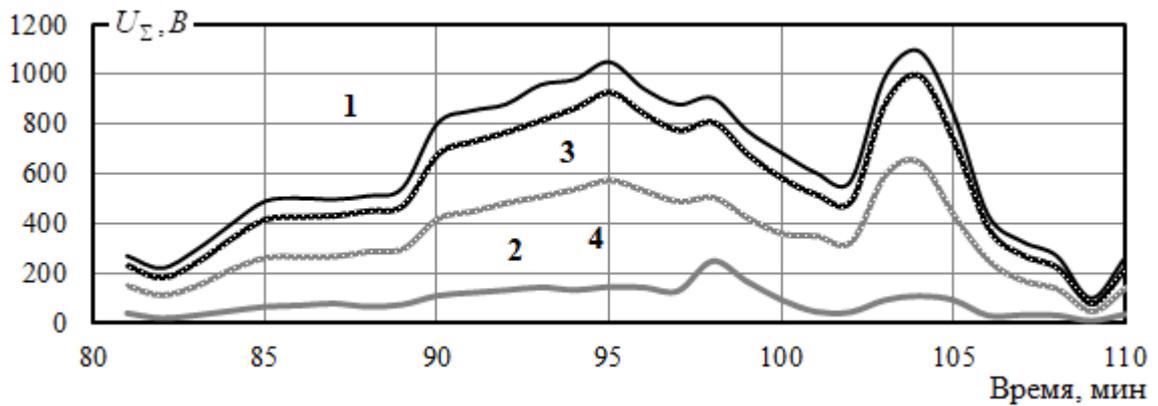


Рисунок 4.5. Зависимость эффективного значения наведенного напряжения от времени при ширине сближения 25 м

Описанная выше методика моделирования позволяет эффективно решать целый ряд актуальных задач, возникающих при проектировании и эксплуатации электрических систем и СЭЖД.

4.2. Тяговые сети с коаксиальными кабелями

Система тягового электроснабжения переменного тока характеризуется значительной индуктивностью ТС, что приводит к значительным потерям напряжения. В ряде случаев уровень напряжения на токоприемниках электроподвижного состава, определяющий пропускную способность железной дороги, оказывается ниже нормативного значения 21 кВ. Индуктивное сопротивление тяговой сети и потери напряжения можно снизить на основе использования в качестве усиливающего провода коаксиального кабеля по схеме, приведенной на рисунке 4.6.

Использование коаксиального кабеля позволяет передавать энергию с меньшими потерями напряжения и мощности. Снижение потерь напряжения в такой СТЭ обусловлено тем, что кабель обладает значительной зарядной мощностью, компенсирующей индуктивную мощность, потребляемую электровозами переменного тока. Для отбора мощности из кабеля через определенные расстояния устанавливаются специальные муфты.

СТЭ с коаксиальным кабелем характеризуется сложными электромагнитными взаимодействиями отдельных элементов друг с другом. Индуктивные связи контактной сети, жилы и экрана кабеля значительно влияют на режим СТЭ; емкостная генерация кабельной линии сказывается на общем реактивном электропотреблении. Токи заземленного экрана кабеля зависят от токов контактной сети и жилы кабеля, причем для эффективного использования экрана необходимо его заземление в нескольких точках межподстанционной зоны.

Задача расчета режимов СТЭ, наведенных напряжений на смежных линиях и создаваемых тяговой сетью электрического и магнитного полей может быть эффективно решена путем применения фазных координат. В работах [24, 26, 38, 39, 58] предложен единый подход к формированию моделей статических многопроводных элементов, реализуемых полносвязными решетчатыми схемами замещения в виде наборов RLC-элементов.

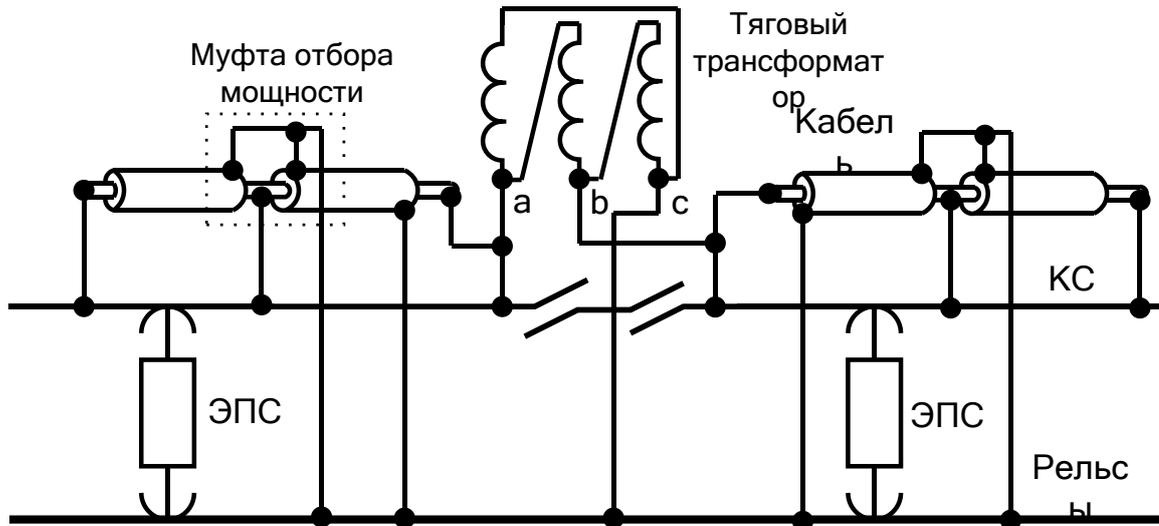


Рисунок 4.6. СТЭ переменного тока с коаксиальным кабелем

Для нормальной работы системы требуется кабель с одинаковыми сечениями жилы и экрана. Эти сечения должны быть не менее 95 мм^2 . Для СТЭ железной дороги с интенсивным движением поездов потребуется кабель сечением порядка 185 мм^2 .

В качестве объекта исследований рассмотрен достаточно типичный участок тяговой сети, составленный двумя межподстанционными зонами длинами по 50 км. Тяговая сеть получает питание от одноцепной линии 220 кВ через трансформаторы мощностью $40000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$. По всей длине межподстанционной зоны проходит отключенная трехпроводная линия, расстояние до которой (ширина сближения) в расчетах менялось от 20 м до 1400 м.

Расчетная схема СТЭ с ТС, которая включает контактную сеть двухпутного участка, выполненную проводами ПБСМ-95+МФ-100, рельсовую сеть с рельсами Р-65 и две кабельные линии, подвешенные с полевых сторон, показана на рисунке 4.7. Координаты проводов приведены на рисунке 4.8. Каждый кабель моделируется 21 элементарным проводником, при этом проводники экрана расположены по окружности диаметром 40 мм. Поскольку модель многопроводной системы предполагает относительную диэлектрическую проницаемость среды, равную единице, то для получения необходимой эквивалентной генерации необходимо добавлять с каждой стороны модели между узлами жилы и экрана емкостные элементы.

ЭМП тяговой сети обладает значительной нестабильностью в связи с перемещением изменяющихся тяговых нагрузок. Для анализа влияния пространственных и временных изменений тяговой нагрузки моделировалось движение 10 поездов массой 3200 тонн в нечетном направлении и 10 поездов массой 6000 тонн в четном направлении с интервалами 20 мин.

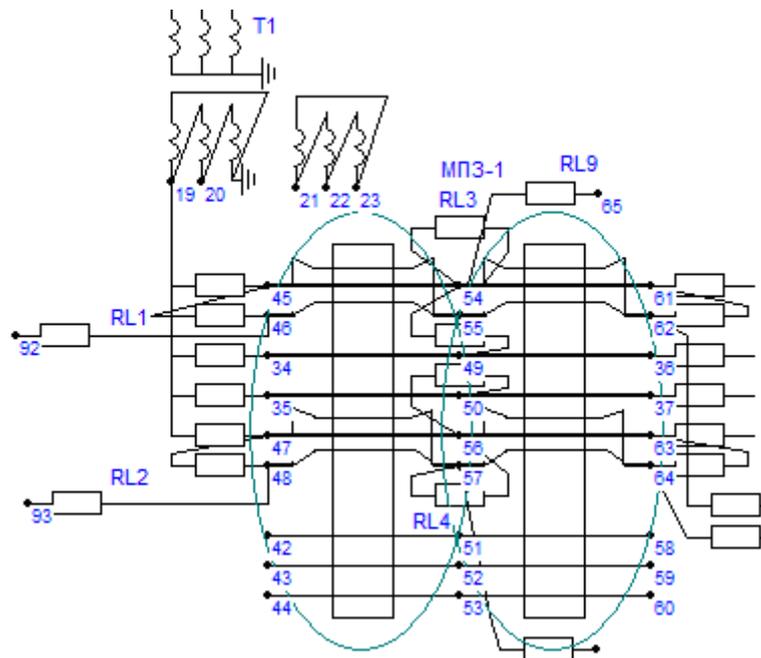


Рисунок 4.7. Фрагмент расчетной схемы системы тягового и внешнего электроснабжения

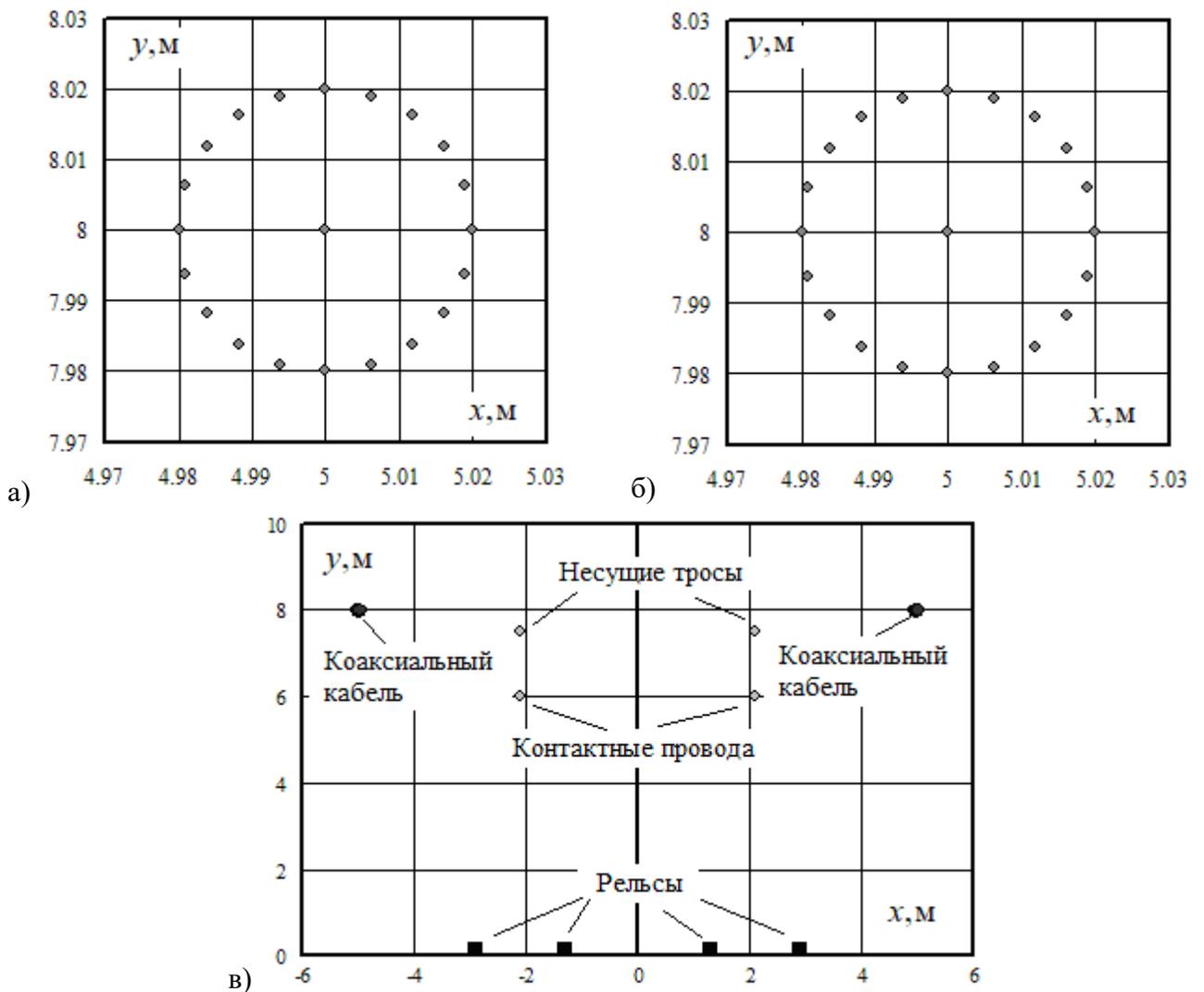


Рисунок 4.8. Координаты расположения проводов: а) левый кабель; б) правый кабель; в) тяговая сеть

Цель моделирования состояла в определении эффективности коаксиального кабеля в снижении наведенных напряжений и уровней напряженностей ЭМП. В связи с этим моделирование осуществлялось в двух вариантах:

- 1) тяговая сеть с кабельной линией;
- 2) тяговая сеть без кабельной линии.

Расчеты режимов проводились на основной частоте и на частотах высших гармоник, генерируемых электровозами переменного тока. Наведенное напряжение определялось в начале провода отключенной линии электропередачи, заземленного на удаленном конце. В соответствии с рекомендациями нормативных документов напряженности ЭМП рассчитывались на высоте 1,8 метра.

Результаты моделирования сведены в таблицах 4.2, 4.3 и проиллюстрированы на рисунках 4.9 – 4.10. На рисунке 4.9 показаны определяемые движением поездов временные зависимости наведенного на смежной линии напряжения основной частоты U_1 , эффективного напряжения высших гармоник $U_{eff}^{(g)}$ и эффективного значения напряжения с учетом основной частоты и высших гармоник $U_{eff}^{(\Sigma)}$. На рисунке 4.10 и в таблицах 4.2 и 4.3 представлены зависимости максимумов этих же величин от ширины сближения.

Периодичность представленных на рисунке 4.9 зависимостей связана с графиком движения равных по массе поездов с одинаковым межпоездным интервалом. Ввиду заземления смежной линии на правом конце наведенное напряжение определяется в основном магнитным влиянием тяговой сети, что приводит к увеличению наводимых напряжений высших гармоник.

Таблица 4.2

Сводная таблица результатов

Величина	Параметр	Ширина сближения a , м				Режим работы кабелей
		20	100	500	1400	
U_1 , В	Максимум	436	266	107	32,1	Отключены
	Среднее значение	301	184	74,2	22,2	
	Максимум	235	143	57,5	17,2	Включены
	Среднее значение	133	82,0	33,1	9,91	
U_{hg} , В	Максимум	481	247	62,7	10,4	Отключены
	Среднее значение	305	147	34,1	5,22	
	Максимум	156	76,5	19,3	3,19	Включены
	Среднее значение	131	63,6	15,7	2,42	
U_{Σ} , В	Максимум	650	363	124	33,8	Отключены
	Среднее значение	431	236	81,9	22,8	
	Максимум	279	162	60,7	17,5	Включены
	Среднее значение	192	107	37,3	10,3	

Изменения наведенных напряжений при использовании кабеля, о.е.

Величина	Параметр	Ширина сближения a , м				Среднее значение
		20	100	500	1400	
$\frac{U_{1off}}{U_{1on}}$	Максимум	1,86	1,87	1,87	1,87	1,86
	Среднее значение	2,26	2,24	2,24	2,24	2,24
$\frac{U_{hg_off}}{U_{hg_on}}$	Максимум	3,08	3,23	3,25	3,27	3,21
	Среднее значение	2,34	2,32	2,17	2,16	2,25
$\frac{U_{\Sigma_off}}{U_{\Sigma_on}}$	Максимум	2,33	2,24	2,05	1,93	2,14
	Среднее значение	2,24	2,22	2,19	2,22	2,22

Примечание: нижним индексом «*off*» обозначена ситуация с отключенным кабелем, а индексом «*on*» – с включенным.

Применение кабельной линии приводит к снижению наведенного напряжения основной частоты в 1,8...2,2 раз, причем величина этого снижения практически не зависит от ширины сближения смежной линии.

Наведенное напряжение высших гармоник снижается более существенно, до 3,2 раза; эффективное значение наведенного напряжения, включающее основную частоту и высшие гармоники, с применением кабельной линии уменьшается примерно в 2,2 раза.

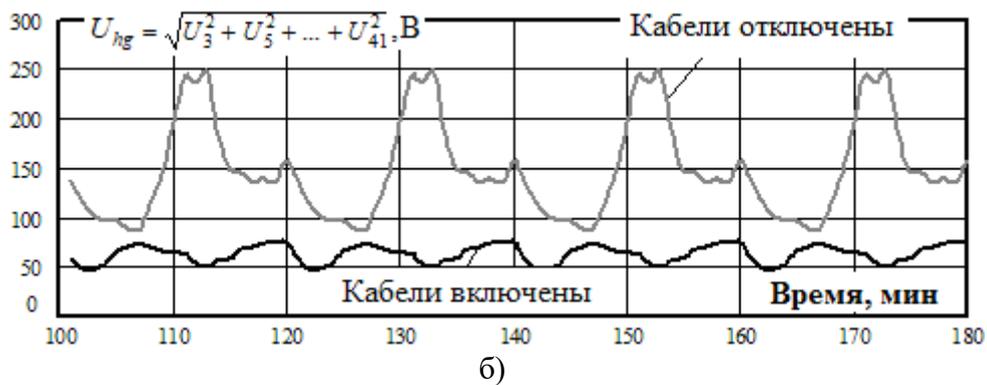




Рисунок 4.9. Динамика изменений наведенных напряжений при ширине сближения 100 м:

а – напряжение основной частоты; б – эффективное значение напряжения высших гармоник; в – эффективное значение напряжения первой и высших гармоник

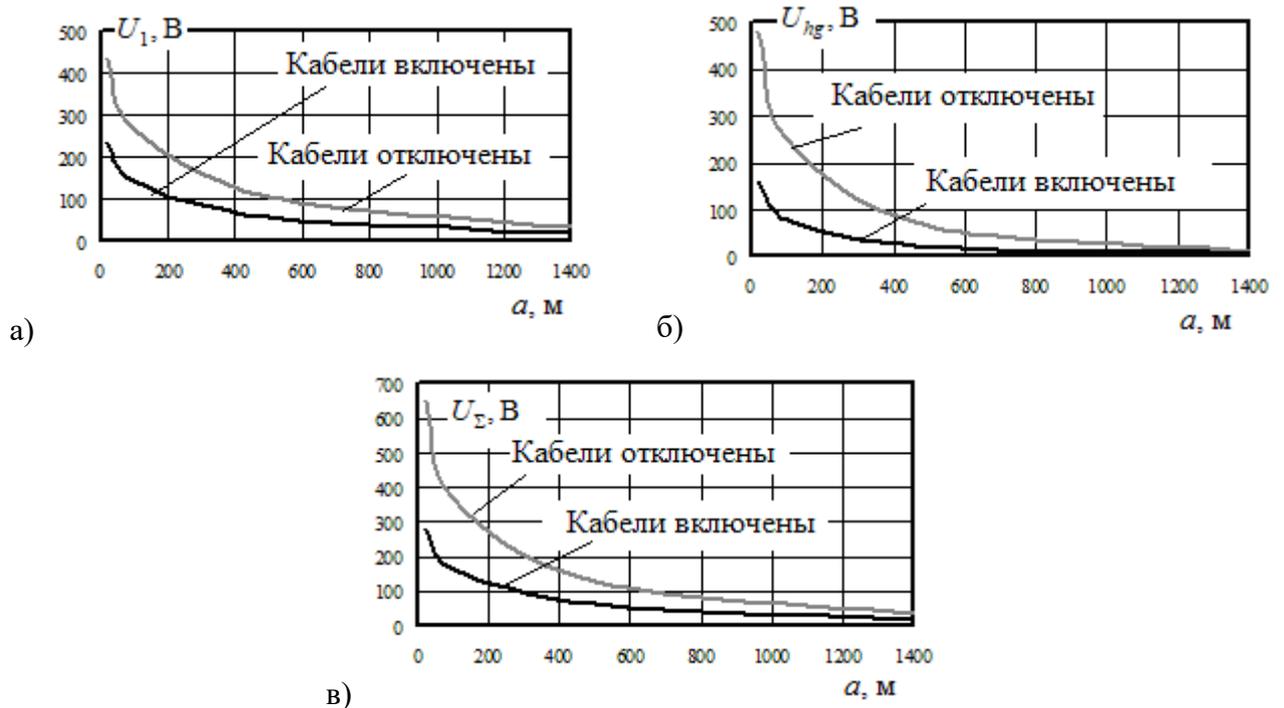


Рисунок 4.10. Зависимости максимумов наведенных напряжений от ширины сближения

Использование коаксиального кабеля в тяговой сети электрифицированной железной дороги позволяет существенно снизить уровень наведенных напряжений. В приведенном примере наведенное напряжение основной частоты снижается почти в два раза, а эффективное значение напряжения высших гармоник уменьшается примерно в три раза.

Применение одножильного экранированного кабеля вместо обратного провода (рисунок 4.11) позволяет получить следующие положительные результаты:

- снижение электромагнитного влияния на смежные линии;
- стабилизация напряжения тяговой сети (ТС).

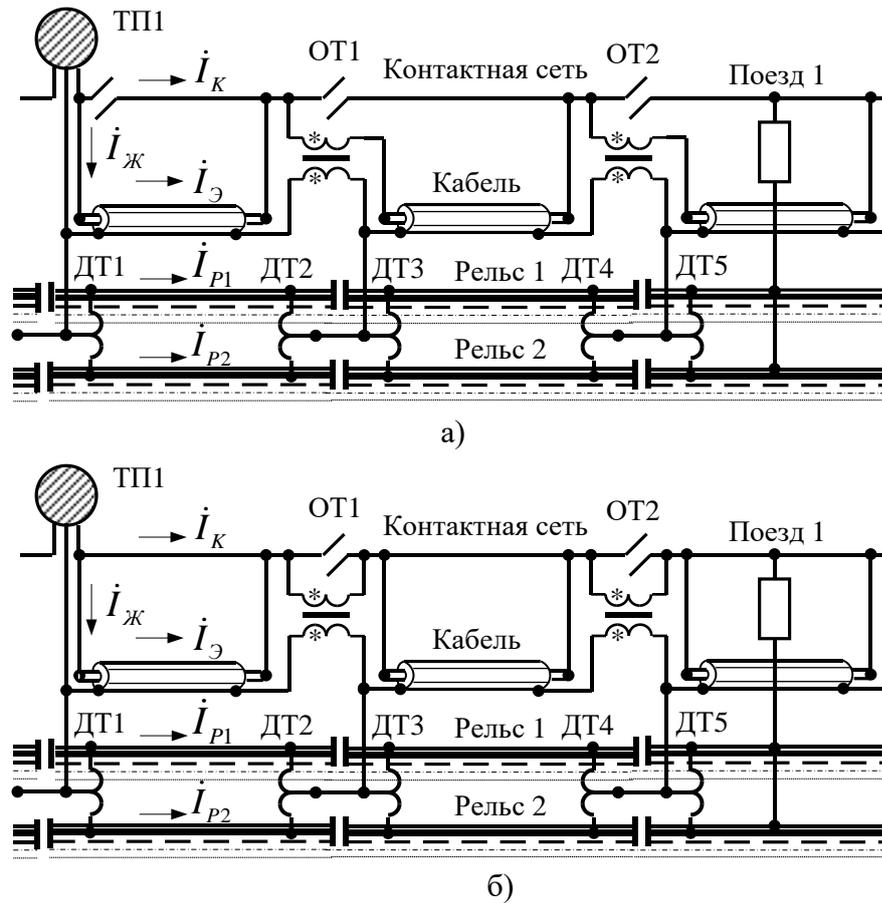


Рисунок 4.11. Схемы включения отсасывающих трансформаторов с кабелем

Схемы, показанные на рисунке 4.11, требуют применения кабеля, рассчитанного на большие токи, с сечением жилы и экрана порядка 300 мм^2 . Схема, представленная на рисунке 4.11а, отличается включением кабеля на полный тяговый ток, что приводит к эффективному снижению влияния на смежные линии и хорошей стабилизации напряжения на токоприемниках электровозов. Фактически основная потеря напряжения должна происходить на участке тяговой сети от тяговой нагрузки до ближайшего отсасывающего трансформатора, а также на самих ОТ. Этот вариант эффективен в отношении переноса тягового тока в кабель, но имеет небольшие участки консольного питания ТС.

В схеме, приведенной на рисунке 4.11б, жилы кабеля включены параллельно контактной сети и играют роль усиливающего провода, а экраны – обратного. Ввиду малого сопротивления кабеля для противоположно направленных токов жилы и экрана большая часть прямого и обратного тока будет протекать по кабелю, снижая сопротивление тяговой сети и уменьшая влияние на смежные линии.

Расстояние между отсасывающими трансформаторами можно принять равным 4,5 км, однако его можно увеличить, допуская некоторую потерю напряжения в тяговой сети от электровоза до ближайшего ОТ. Окончательный ответ на вопрос об оптимальных расстояниях должен базироваться на технико-экономических расчетах, учитывающих размеры движения, профиль пути и межпоездные интервалы, а также перепады напряжений на токоприемниках при проходе изолирующих сопряжений. Ответы на эти вопросы можно получить путем

имитационного моделирования, методика которого изложена ниже.

Моделирование осуществлялось для схемы одной межподстанционной зоны двухпутного участка типичной протяженности. Фрагмент расчетной схемы межподстанционной зоны двухпутного участка, отвечающий схеме по рисунку 4.11а, показан на рисунке 4.12. Десять участков многопроводной системы длиной 4,5 км каждый соединены друг с другом через ОТ и дроссель-трансформаторы. Каждый элемент многопроводной ТС содержит четыре провода контактных подвесок, 42 провода моделей одножильных кабелей, три провода смежной линии, расположенной на расстоянии 20 м от оси дороги, а также четыре рельсовые нити. Для моделирования подстанций использовались модели следующих трансформаторов: тягового ТДТНЖ-40000/230/27.5/11, собственных нужд ТМ-400/10/0.4, а также ТМ-100/6/0.4, предназначенного для питания устройств автоблокировки. Поперечное сечение модели кабеля показано на рисунке 4.13.

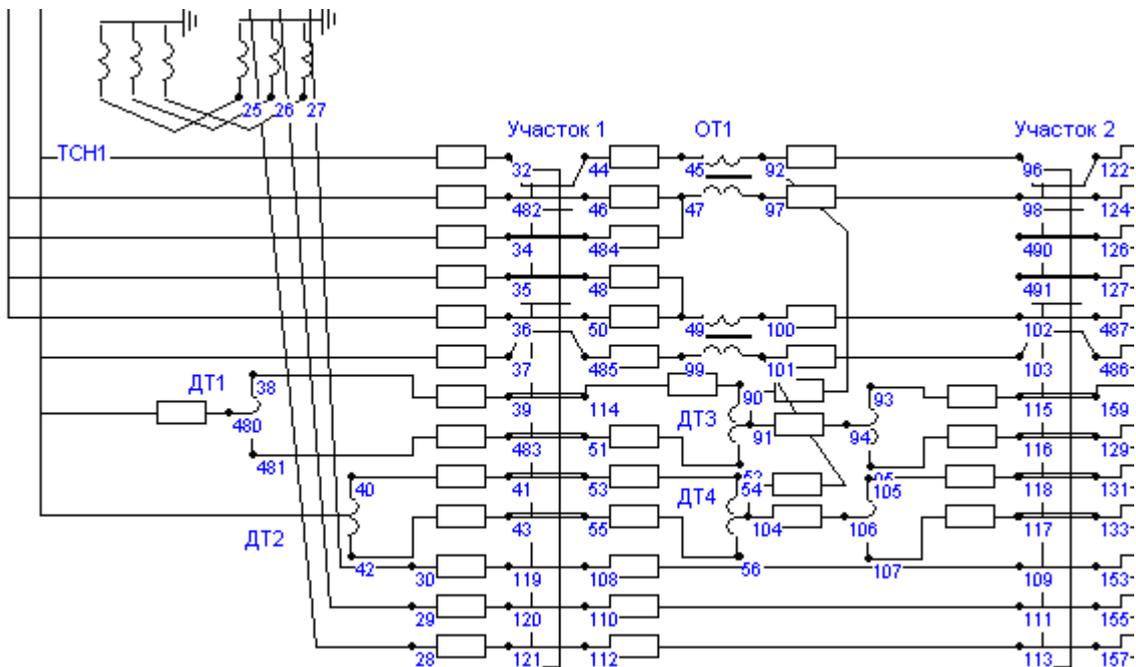


Рисунок 4.12. Фрагмент модели СТЭ

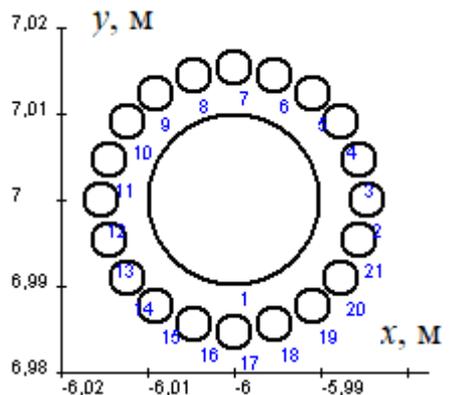


Рисунок 4.13. Поперечное сечение модели кабеля

Расчетная схема тяговой сети с параллельно соединенными отрезками коаксиального кабеля и участками контактной сети отличается от схемы рисунка 4.12 наличием RL-элементов, соединяющих начала участков КС с концами предыду-

щих участков. Имитационное моделирование работы СТЭ проведено для графика движения пакета пяти нечетных и такого же количества четных поездов массами 5800 т, перемещающимися с интервалами 30 мин. График движения и токовые профили поездов показаны на рисунке 4.14. Принятые при расчетах уровни гармоник тока электровоза приведены в таблице 4.4.

Результаты моделирования, проведенного для основной частоты и частот высших гармоник, представлены на рисунках 4.15, 4.16 и в таблицах 4.5 – 4.8. На рисунке 4.15 показана зависимость от времени напряжения на токоприемнике поезда для разных вариантов СТЭ, на рисунке 4.16 – зависимости от времени составляющих наведенных напряжений и суммарного коэффициента гармонических составляющих k_U .

Наведенное напряжение фиксировалось в начале отключенной линии автоблокировки у левой тяговой подстанции при ее заземлении на расстоянии 22.5 км от подстанции.

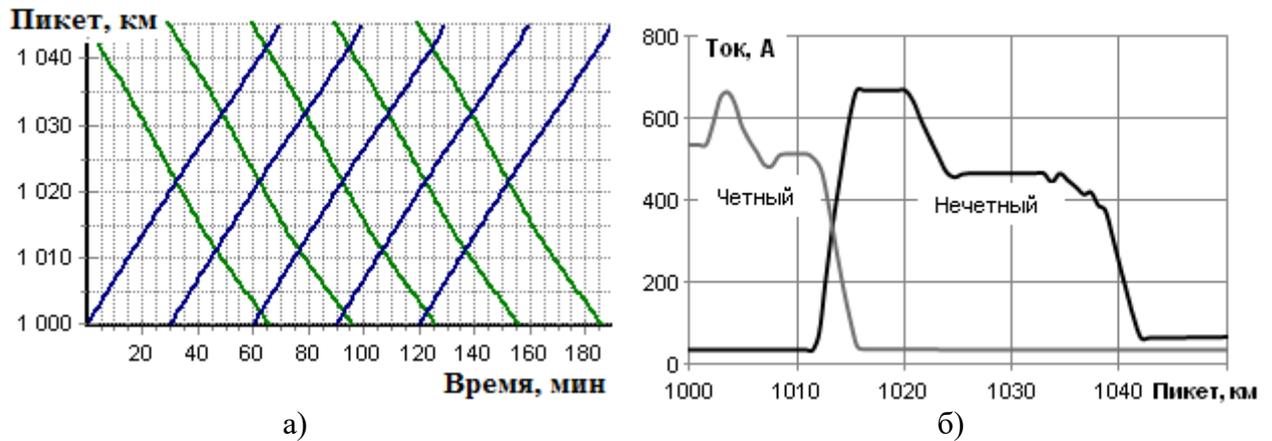


Рисунок 4.14. График движения поездов (а) и полные токи поездов (б)

Таблица 4.4

Токи гармоник электровоза, % от эффективного тока

Номер гармоники	1	3	5	7	9	11	13	15
Ток гармоники, А	98,0	30,0	14,4	6,0	4,2	2,7	1,9	1,5

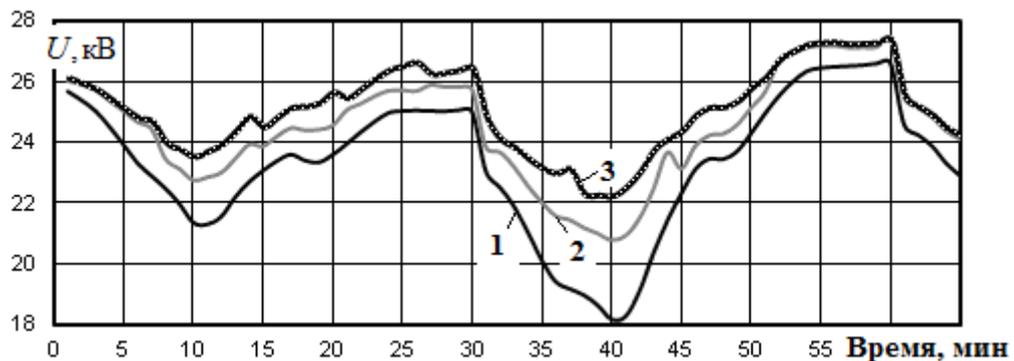


Рисунок 4.15. Зависимость напряжения на токоприемнике третьего нечетного поезда от времени: 1 – СТЭ без ОТ; 2 – СТЭ с ОТ и кабелями; 3 – СТЭ с ОТ и кабелями, включенными параллельно КС

Таблица 4.5

Напряжение на токоприемнике первого поезда

Величина	Напряжение, кВ, при варианте СТЭ			Различие, %	
	1	2	3	Между 2 и 1	Между 3 и 1
Среднее	23,3	24,5	25,1	4,9	7,6
Максимум	26,6	27,4	27,4	2,9	2,9
Минимум	18,2	20,8	22,2	14,4	22,4

Примечание. 1 – СТЭ без ОТ; 2 – СТЭ с ОТ и кабелями; 3 – СТЭ с ОТ и кабелями, включенными параллельно КС; U – напряжение на токоприемнике

Таблица 4.6

Наведенные напряжения в начале отключенной ЛЭП автоблокировки для СТЭ без ОТ

Параметр	Величина	Ширина сближения а, м				
		50	100	500	1000	1500
U_1 , В	Максимум	655	518	210	102	55,9
	Среднее	428	338	136	66,4	36,3
U_{hg} , В	Максимум	628	462	124	41,4	16,9
	Среднее	426	312	83,1	27,6	11,3
U_{Σ} , В	Максимум	908	694	244	110	58,4
	Среднее	604	459	160	72,0	38,0
k_U , %	Среднее	100	92,8	61,2	41,7	31,2

Таблица 4.7

Наведенные напряжения в начале отключенной ЛЭП автоблокировки для СТЭ с ОТ и кабелями

Параметр	Величина	Ширина сближения а, м				
		50	100	500	1000	1500
U_1 , В	Максимум	250	199	81,2	39,6	21,6
	Среднее	111	90,0	37,3	18,2	10,0
U_{hg} , В	Максимум	239	179	49,3	16,5	6,8
	Среднее	109	82,3	22,8	7,6	3,1
U_{Σ} , В	Максимум	342	265	94,5	42,7	22,6
	Среднее	156	122	43,7	19,8	10,5
k_U , %	Среднее	103	95,2	63,2	43,2	32,4

Таблица 4.8

Наведенные напряжения в начале отключенной ЛЭП автоблокировки для СТЭ с ОТ и кабелями, включенными параллельно КС

Параметр	Величина	Ширина сближения а, м				
		50	100	500	1000	1500
U_1 , В	Максимум	247	195	78,4	38,2	20,8
	Среднее	109	86,0	34,6	16,9	9,2
U_{hg} , В	Максимум	237	174	46,9	15,7	6,4
	Среднее	107	78,1	20,9	7,0	2,8
U_{Σ} , В	Максимум	338	259	90,6	41,1	21,7
	Среднее	153	116	40,5	18,3	9,6
k_U , %	Среднее	99,5	92,4	61,6	42,1	31,3

Из результатов моделирования видно, что совместное применение ОТ и кабелей повышает напряжение на токоприемниках, причем вариант с параллельным подключением жилы кабеля к контактной сети оказывается более эффективным. Наведенное напряжение на смежной отключенной и заземленной на удаленном конце линии уменьшается в 3...4 раза по сравнению с вариантом без отсасывающих трансформаторов, а варианты схем рисунков 4.11а и 4.11б (кривые 2 и 3 по рисунку 4.16) практически не отличаются.

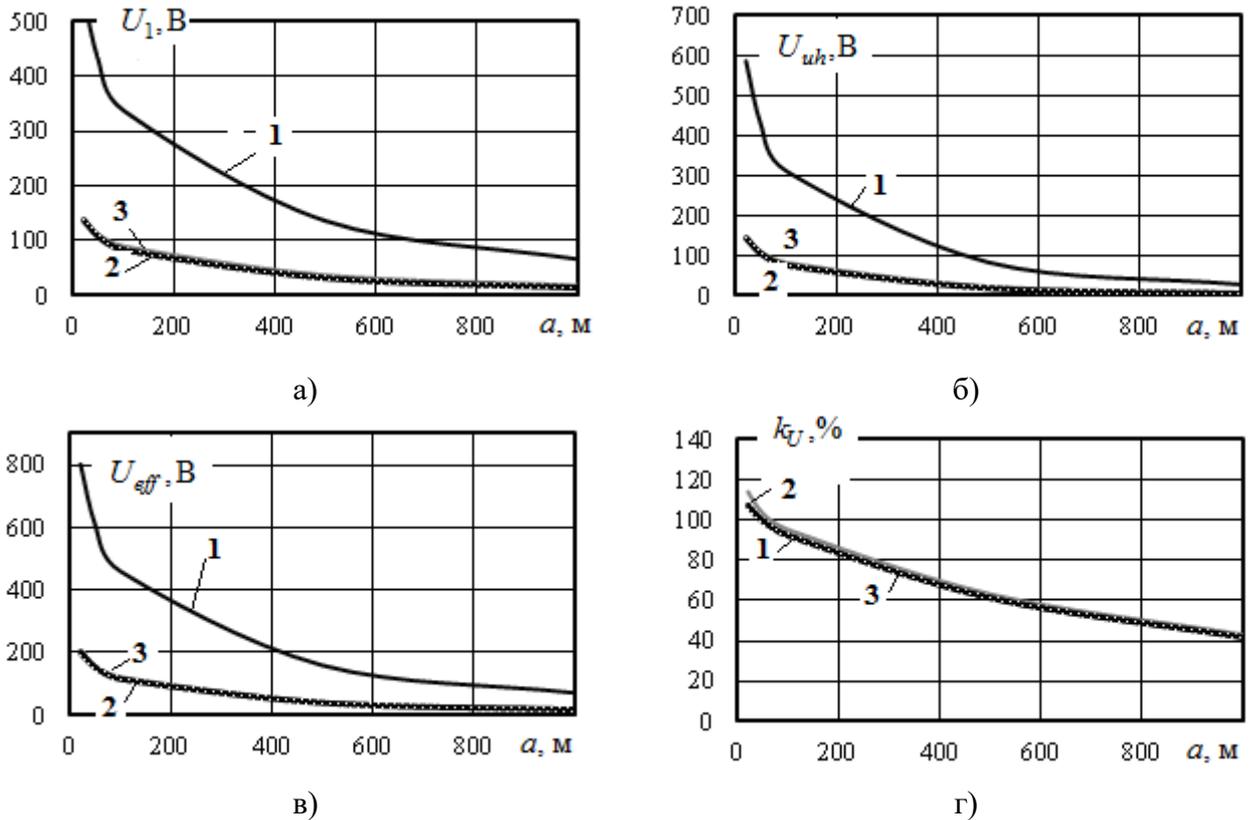


Рисунок 4.16. Зависимости средних значений наведенных напряжений и суммарного коэффициента гармоник от ширины сближения

Несинусоидальность наведенного напряжения уменьшается при увеличении ширины сближения, причем суммарный коэффициент гармоник одинаков для всех трех схем. Это обстоятельство связано с разным затуханием высших гармоник с удалением от железной дороги: более высокочастотные составляющие снижаются быстрее.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение в тяговой сети железной дороги переменного тока отсасывающих трансформаторов совместно с кабельными линиями приводит к снижению наводимых напряжений на смежных линиях в 3...4 раза. Эффект снижения не зависит от схемы включения ОТ в вариантах с образованием консоли или включения кабеля параллельно КС. Экран кабеля в обоих случаях играет роль обратного провода.

2. Вариант включения жил кабельных линий параллельно КС более предпочтителен в связи с повышением уровня напряжения в контактной сети. В рассмотренном примере получено увеличение минимального напряжения на токо-

приемнике поезда при параллельном включении жил кабелей и КС на 2 кВ по сравнению с вариантом, предусматривающим наличие консольных участков КС. По сравнению с вариантом без ОТ и кабельных линий минимальное напряжение возрастает на 4 кВ.

3. Наведенное напряжение на смежной линии обладает выраженной несинусоидальностью с зависимостью суммарного коэффициента гармоник от ширины сближения. Этот коэффициент снижается от 110 до 30 % при росте ширины сближения с 20 м до 1500 м. Характер этой зависимости одинаков для всех рассмотренных схем тяговой сети.

4.3. Экранирующие и усиливающие провода

Экранирующие и усиливающие провода стали применяться в СТЭ в конце семидесятых годов прошлого века [4]; при этом КС оснащается двумя проводами, которые монтируются с полевой стороны. Усиливающий провод соединяется с контактной сетью, экранирующий – с рельсами (рисунок 4.17). За счет ЭУП достигается низкое сопротивление ТС, что позволяет получить следующие положительные результаты:

- стабилизацию напряжений на токоприемниках ЭПС;
- снижение потерь электроэнергии в тяговой сети;
- уменьшение электромагнитного влияния ТС на смежные линии.

Экранирующий провод может заземляться двумя способами:

- на средние точки дроссель-трансформаторов; при этом расстояние между точками заземления составляет 4...4.5 км;
- на отдельные заземлители, расположенные у каждой четвертой опоры контактной сети.

Экранирующий провод может выполнять роль троса группового заземления, что является еще одной положительной стороной системы с ЭУП.

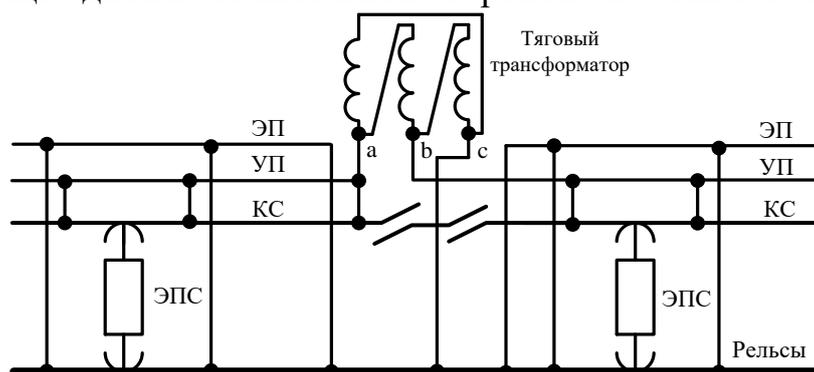


Рисунок 4.17. Система тягового электроснабжения с усиливающим и экранирующим проводами

Экранирующий провод и рельсы (или земля) образуют короткозамкнутый контур, индуктивно связанный с контактной сетью, что снижает индуктивное сопротивление ТС. Этот провод располагают как можно ближе к контактной подвеске (рисунок 4.18); при этом снижается индуктивное сопротивление, поскольку

магнитное поле КС компенсируется полем ЭП, в котором ток протекает в противоположном направлении.

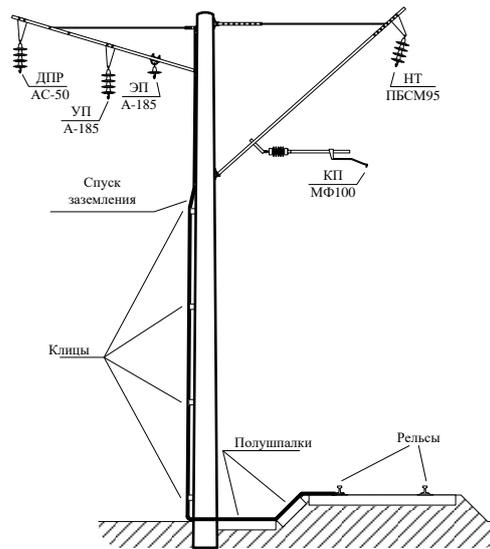


Рисунок 4.18. Схема размещения усиливающего и экранирующего проводов

Для уменьшения сопротивления тяговой сети используется усиливающий провод, соединенный с контактной подвеской. Конструктивное исполнение ТС с ЭУП показано на рисунке 4.19.



Рисунок 4.19. Фотография системы с ЭУП

Моделирование выполнялось для системы тягового электроснабжения 25 кВ двухпутного участка железной дороги, имеющего протяженные подъемы. Длина участка 25 км, удельная проводимость земли 0,01 См/м. Ширина сближения с отключенной и незаземленной ЛЭП такой же длины принималась равной 20, 50, 100, 200 и 300 м. Сечение тяговой сети и ЛЭП показано на рисунке 4.20. Осуществлялось имитационное моделирование СТЭ при движении четырех нечетных поездов массой 4000 тонн и четырех четных поездов массой 6000 т с интервалами 10 мин.

Рассматривались три варианта контактной сети:

1) контактная сеть с контактным проводом и несущим тросом без экрани-

рующих и усиливающих проводов (ЭУП);

2) контактная сеть с экранирующим проводом (ЭП);

3) контактная сеть с ЭУП.

Результаты моделирования сведены в таблице 4.9 и проиллюстрированы на рисунках 4.21 – 4.25.

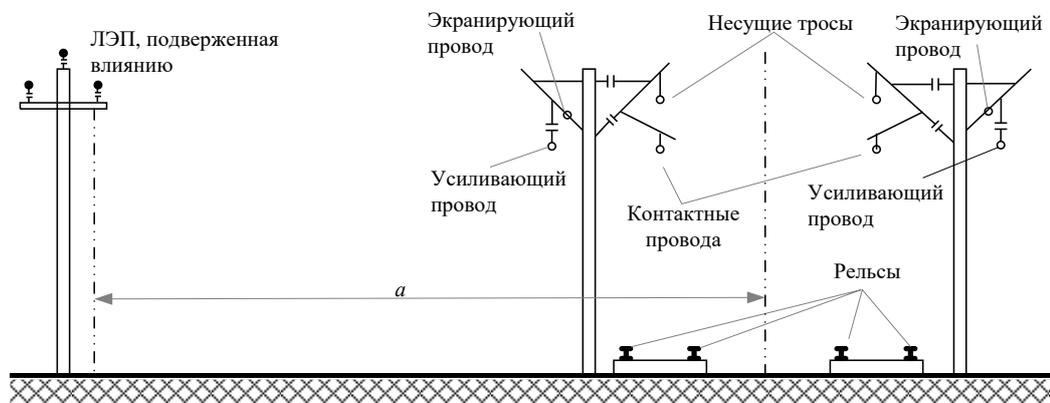


Рисунок 4.20. Поперечное сечение КС и ЛЭП

Таблица 4.9

Интегральные показатели

Схема СТЭ	Параметр	Показатель	Ширина сближения, м				
			20	50	100	200	300
Без ЭУП	U_1 , В	Максимум	1836	495	264	177	153
		Среднее	1628	303	101	57,4	46,3
	U_{hg} , В	Максимум	461	320	311	249	207
		Среднее	135	88,5	76,7	59,5	48,9
	U_{Σ} , В	Максимум	1844	586	406	305	252
		Среднее	1640	327	135	86,2	70,2
	k_U , %	Максимум	36,4	212	228	455	720
		Среднее	9,1	37,0	71,4	89,8	95,5
ЭП	U_1 , В	Максимум	1277	346	178	116	98,3
		Среднее	1145	220	71,5	38,4	30,5
	U_{hg} , В	Максимум	291	197	196	158	131
		Среднее	91,7	55,2	48,0	37,3	30,7
	U_{Σ} , В	Максимум	1280	396	264	195	161
		Среднее	1152	234	91,1	55,8	45,0
	k_U , %	Максимум	32,8	263	682	270	302
		Среднее	8,7	31,4	69,9	79,1	83,0
ЭУП	U_1 , В	Максимум	2163	492	137	122	114
		Среднее	2019	356	31,4	44,0	33,3
	U_{hg} , В	Максимум	501	174	164	161	135
		Среднее	173	55,4	41,0	38,6	31,8
	U_{Σ} , В	Максимум	2164	517	209	199	163
		Среднее	2034	365	52,2	61,7	48,5
	k_U , %	Максимум	29,2	118	419	475	710
		Среднее	9,2	18,6	121	79,3	94,1

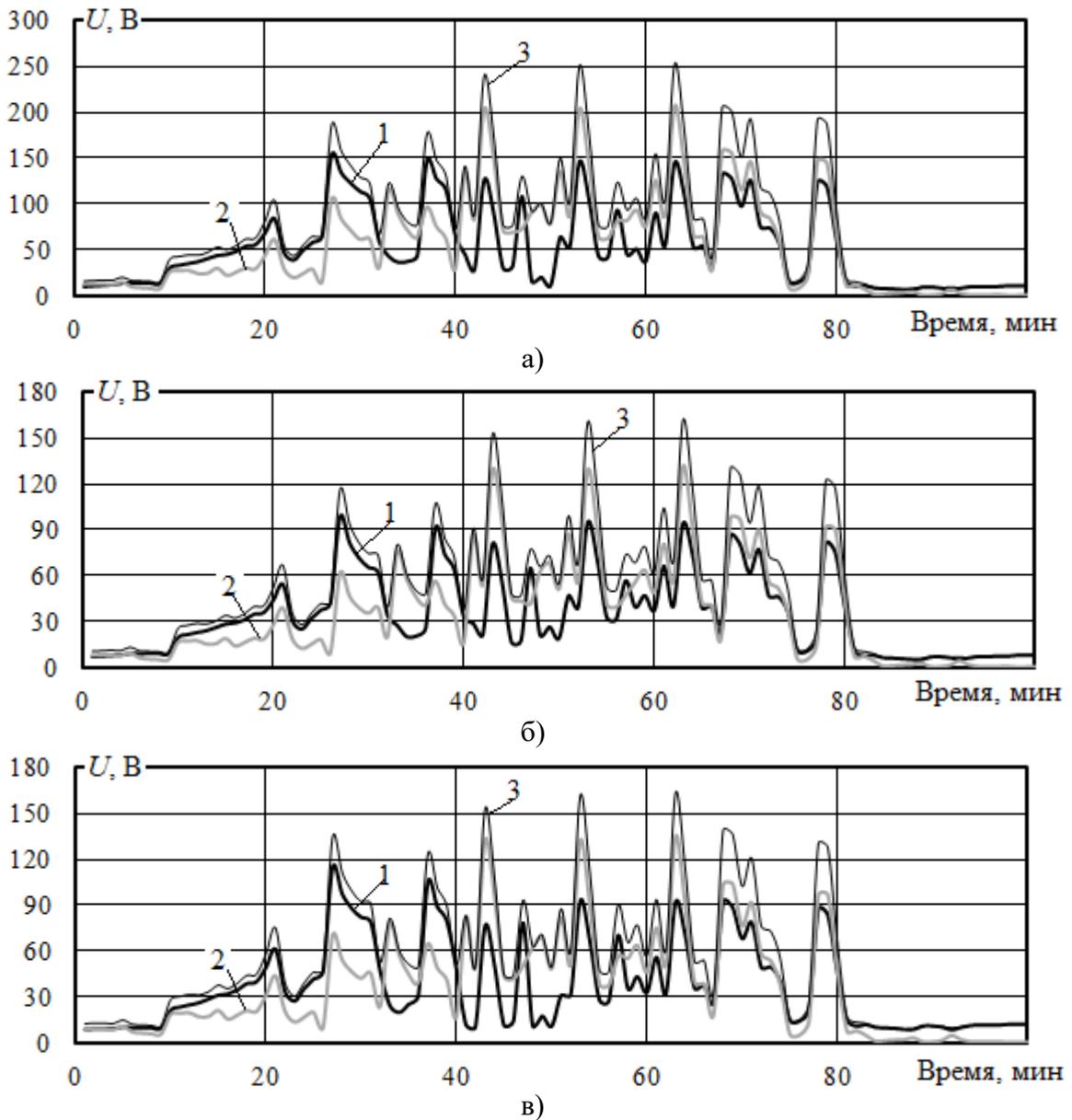


Рисунок 4.21. Зависимости наведенных напряжений от времени при ширине сближения 300 метров: а) СТЭ без ЭУП; б) СТЭ с ЭП; в) СТЭ с ЭУП;
 1 – основной наведенное напряжение U_1 ; 2 – эффективное напряжение высших гармоник U_{hg} ; 3 – эффективное напряжение основной и высших гармоник U_{Σ}

Из рисунке 4.21 видно, что за счет высших гармоник может наводиться напряжение, опасное даже при значительной ширине сближения порядка 300 м. При наличии ЭП максимальные значения U_{hg} снижаются на 36...38 % (таблица 4.9). Усиливающий провод не оказывает существенного влияния на величины составляющих наведенных напряжений, однако изменяет суммарный коэффициент гармонических составляющих k_U (рисунок 4.24) и динамику изменения U_{Σ} во времени (рисунок 4.22 а).

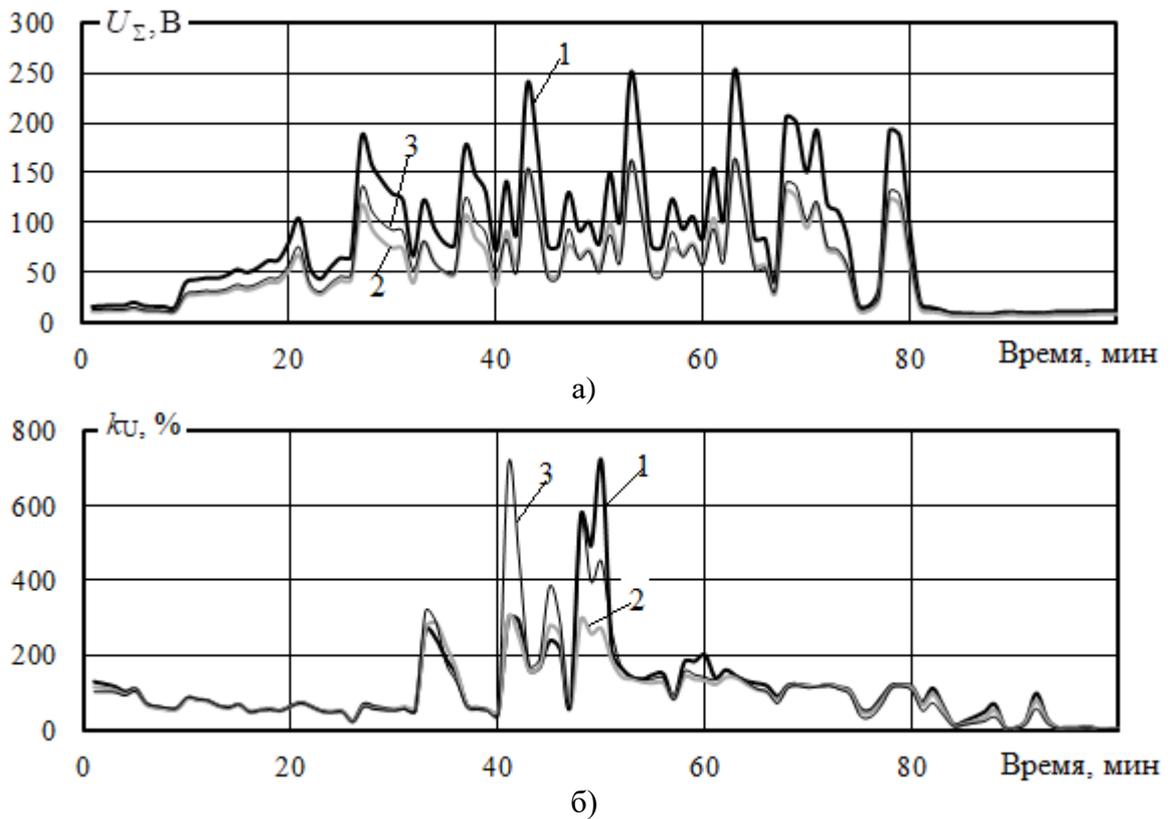


Рисунок 4.22. Зависимость наведенного напряжения U_{Σ} и суммарного коэффициента гармоник наведенного напряжения от времени при ширине сближения 300 метров: 1 – СТЭ без ЭУП; 2 – СТЭ с ЭП; 3 – СТЭ с ЭУП

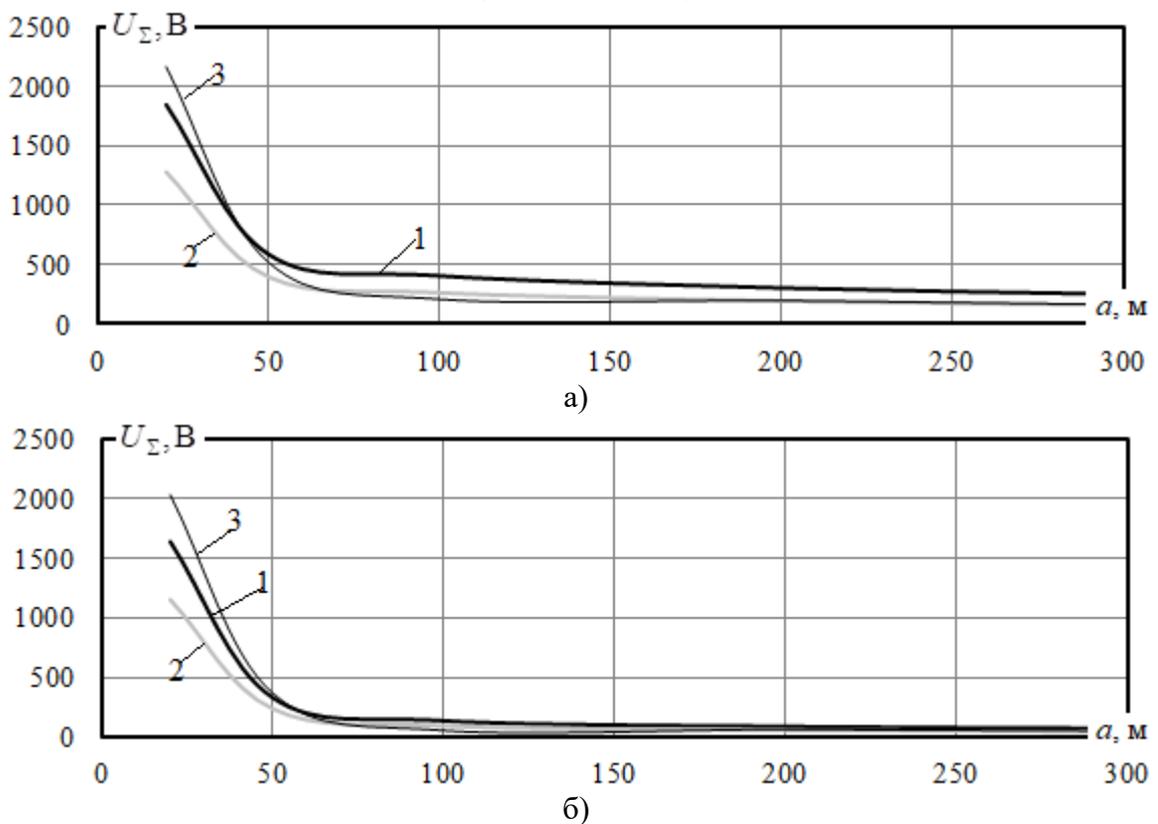


Рисунок 4.23. Зависимости U_{Σ} от ширины сближения a :

а) максимальные значения; б) средние значения;
1 – СТЭ без ЭУП; 2 – СТЭ с ЭП; 3 – СТЭ с ЭУП

Характер изменения суммарного коэффициента гармоник наведенного напряжения с увеличением ширины сближения зависит от конструктивного исполнения тяговой сети. При отсутствии экранирующего и усиливающего проводов k_U возрастает практически монотонно (рисунок 4.21). При ЭУП зависимость $k_U = k_U(a)$ становится более сложной и имеет явно выраженные экстремумы, связанные с уменьшением электрического влияния контактной сети из-за наличия экранирующего провода.

Изменение наведенных напряжений в зависимости от расстояния до отключенной ЛЭП показано на рисунках 4.23, 4.25. При отсутствии ЭУП и ширине сближения 300 м величина наведенного напряжения от ВГ достигает 250 В. Наличие ЭУП снижает максимальные уровни $U_{вг}$ до 160 В.

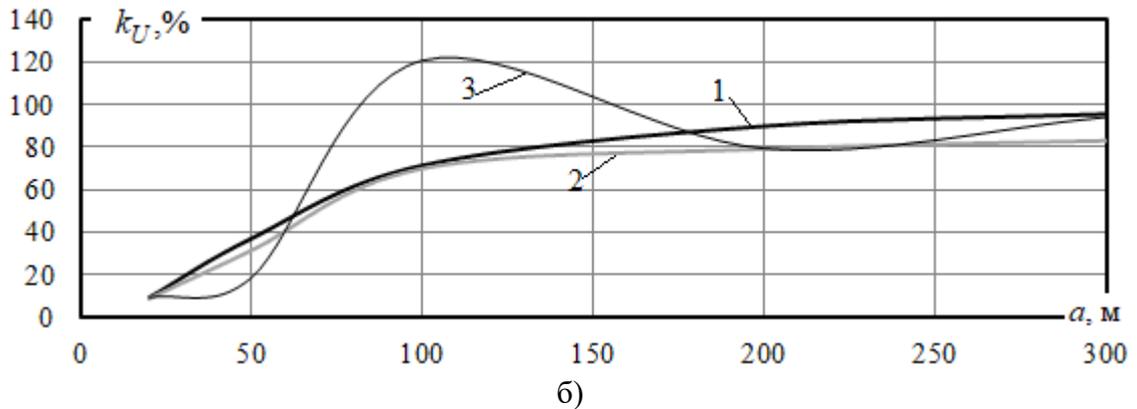
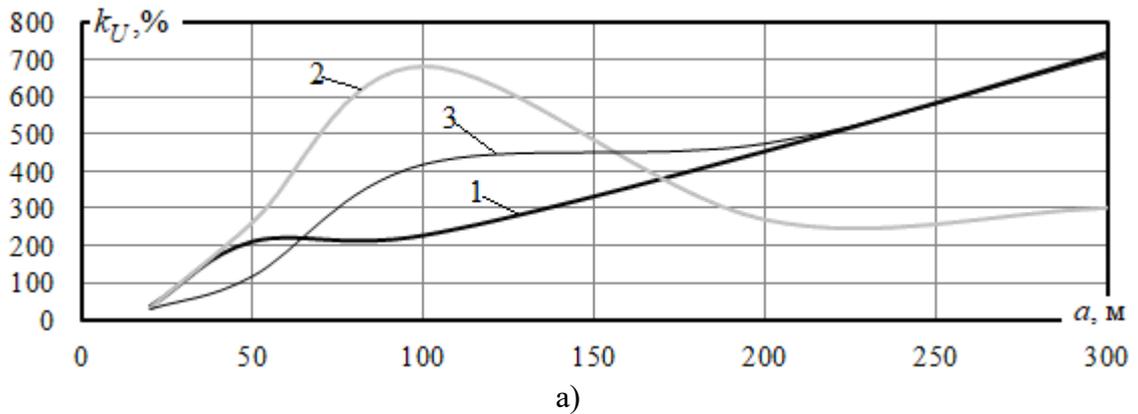
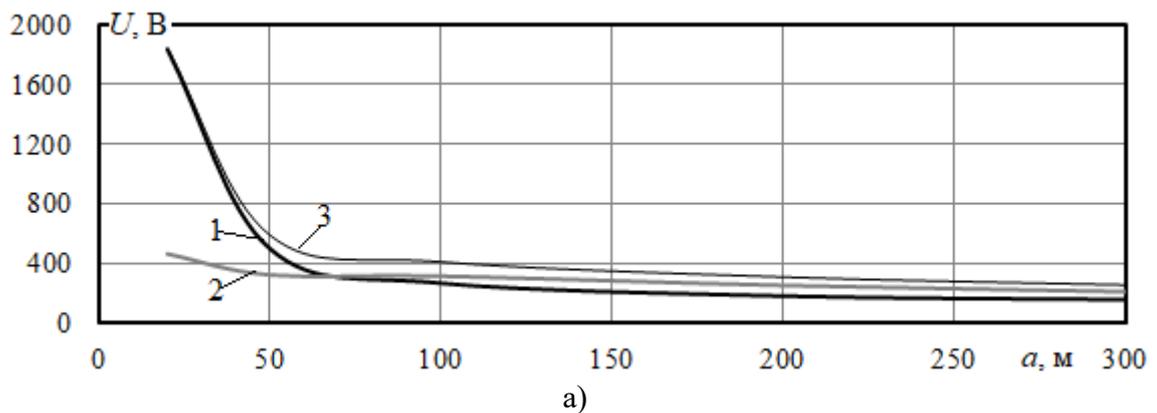


Рисунок 4.24. Зависимости k_U от ширины сближения: а) максимальные значения; б) средние значения; 1 – СТЭ без ЭУП; 2 – СТЭ с ЭП; 3 – СТЭ с ЭУП



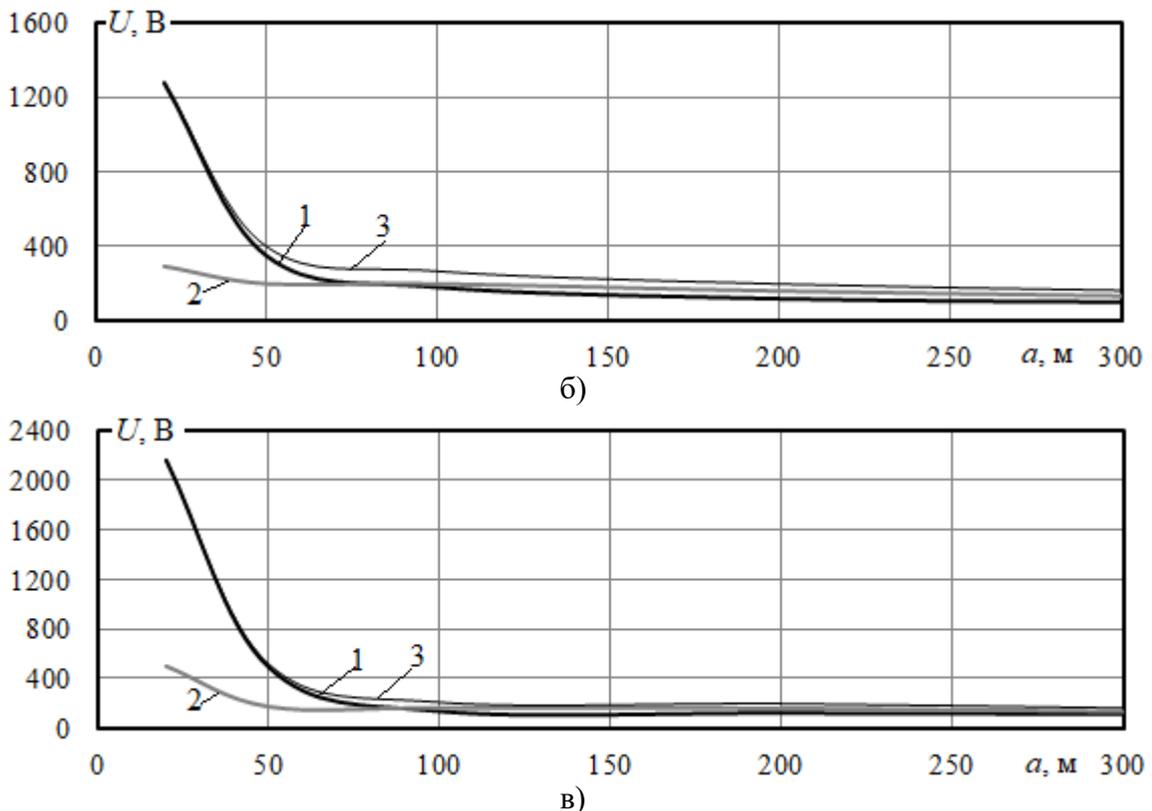


Рисунок 4.25. Зависимости максимальных значений наведенных напряжений от ширины сближения: а) без ЭУП; б) ЭП; в) ЭУП; 1 – основной наведенное напряжение U_1 ; 2 – эффективное напряжение высших гармоник U_{BG} ; 3 – эффективное напряжение основной и высших гармоник U_{Σ}

Возможность появления наведенных напряжений до 250 В при ширине сближения в 300 метров свидетельствует о важности учета токов ВГ. Этот фактор следует принимать во внимание при разработке нормативных документов по безопасному проведению работ на отключенных ЛЭП, находящихся в зоне электромагнитного влияния контактной сети железной дороги. Например, при наличии лесного массива, контактная сеть железной дороги может быть вне зоны прямой видимости и возможно принятие ошибочных решений по обеспечению безопасности.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. При расположении отключенной ЛЭП на расстоянии 300 м от контактной сети наведенное напряжение, определенное с учетом высших гармоник, может достигать опасных значений величиной до 250 В. Этот фактор необходимо принимать во внимание при разработке документов по обеспечению безопасности работ на отключенных ЛЭП, которые находятся в зоне электромагнитного влияния контактной сети железных дорог переменного тока. Опасное напряжение может наводиться при значительной удаленности отключенной ЛЭП, достигающей 300 и более метров.

2. Наведенное напряжение в линии электропередачи, подверженной влиянию, имеет резко несинусоидальный характер; коэффициент искажения синусоидальности может достигать нескольких сотен процентов.

Для дополнительного снижения электромагнитных влияний ТС могут ис-

пользоваться расщепленные экранирующие и усиливающие провода [7, 113]. На первом этапе осуществлялись расчеты режимов межподстанционной зоны (МПЗ) протяженностью 50 км при консольном питании и нагрузке в конце зоны $5 + j5$ МВ·А на каждом пути. Рассматривалось три варианта исполнения тяговой сети (ТС):

- усиливающие и экранирующие провода (УЭП) отсутствуют (рисунок 4.26 а);
- применяются типовые УЭП (ТУЭП), рисунок 4.26 б;
- используются расщепленные УЭП (РУЭП), выполненные в соответствии с данными работы [7], рисунок 4.26 в.

Удельная проводимость земли принималась равной 0,01 См/м. Ширина сближения с отключенной и заземленной на приемном конце ЛЭП такой же длины варьировалась в пределах от 7,5 до 1500 м.

Результаты моделирования сведены в таблице 4.10 и проиллюстрированы на рисунках 4.31...4.34.

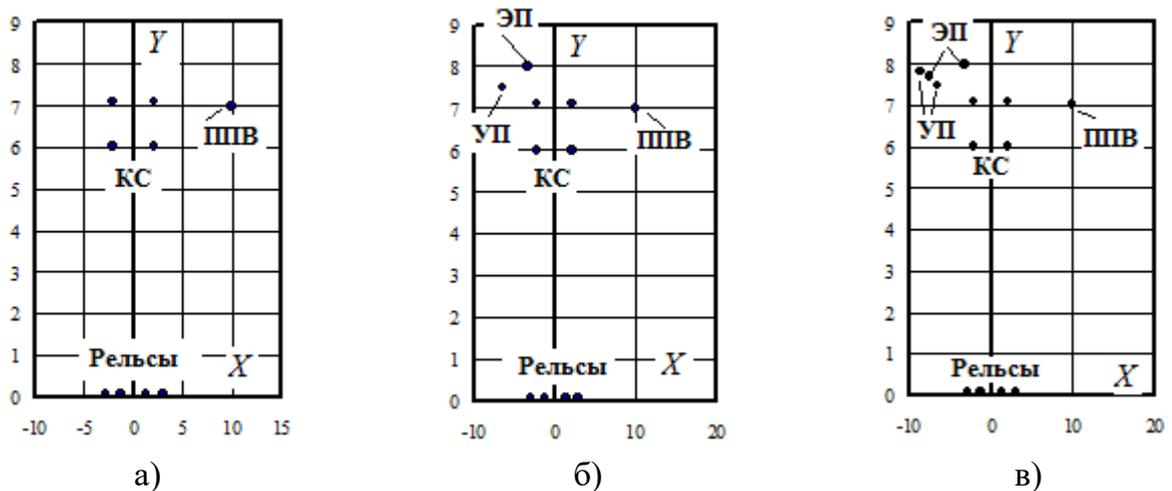


Рисунок 4.26. Координаты расположения проводов в сечении тяговой сети: а – без УЭП; б – ТУЭП; в – РУЭП; ППВ – провод, подверженный влиянию

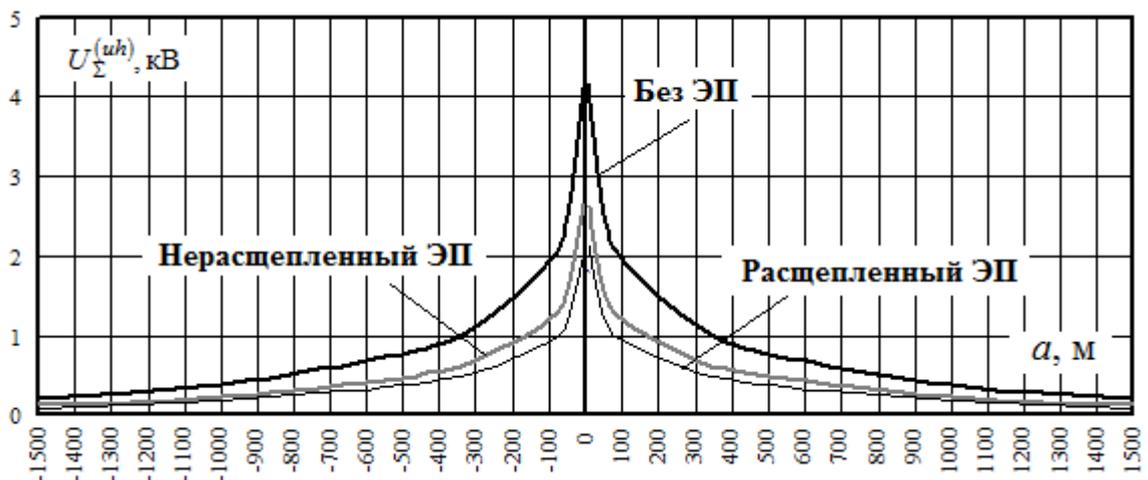


Рисунок 4.27. Эффективное значение наведенного напряжения с учетом ВГ

Таблица 4.10

Наведенные напряжения основной частоты

Ширина сближения, a , м	U_1 , кВ, для схемы СТЭ			Различие, %	
	без УЭП	ТУЭП	РУЭП	между столбцами 2 и 3	между столбцами 2 и 4
1	2	3	4	5	6
10	4,15	2,62	2,13	58	95
50	2,52	1,57	1,23	61	105
100	1,96	1,22	0,95	61	106
300	1,13	0,70	0,55	62	108
500	0,78	0,48	0,38	61	108
1000	0,38	0,24	0,18	61	108
1500	0,21	0,13	0,10	62	108

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- применение УЭП позволяет существенно снизить уровни наведенных напряжений; в схеме с ТУЭП на 60 %, а в схеме с РУЭП в два раза;
- величина наведенного напряжения даже при большой ширине сближения остается значительной, что требует неукоснительного соблюдения правил безопасности при проведении работ на отключенных ЛЭП, подверженных электромагнитному влиянию ТС.

На втором этапе проводилось имитационное моделирование системы тягового электроснабжения двухпутного участка одной из железных дорог Восточной Сибири, имеющего протяженные подъемы. Рассматривалось движение четырех нечетных поездов массой 4000 тонн и такого же числа четных поездов массой 6000 т с интервалами 10 мин. Наведенные напряжения моделировались в межподстанционной зоне, разбитой на два участка длиной 12,4 и 13,5 км. В месте стыкования участков установлен пункт параллельного соединения контактных подвесок. График движения показан на рисунке 4.28, а токовые профили поездов на рисунке 4.29. Спектр гармоник тока электровозов представлен на рисунке 4.30. Интегральные показатели моделирования сведены в таблице 4.11 и проиллюстрированы на рисунках 4.31–4.34.

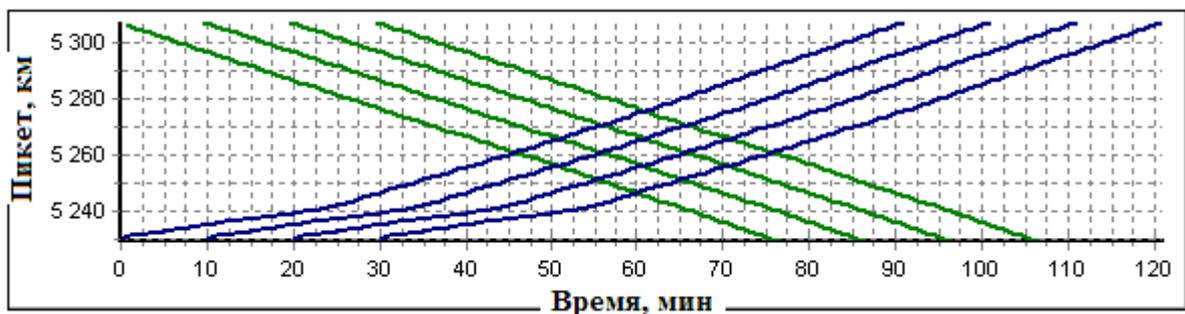
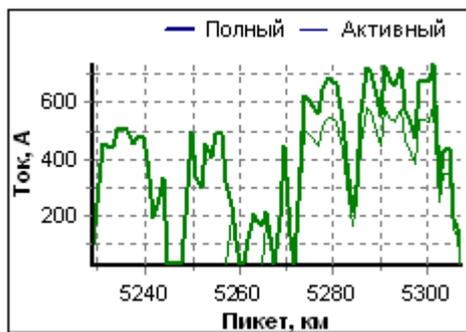


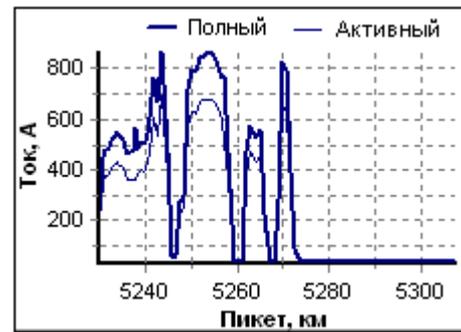
Рисунок 4.28. График движения поездов

Интегральные показатели

Схема СТЭ	Параметр	Показатель	Ширина сближения, м				
			7,5	50	100	500	1500
Без ЭУП	$U_1, В$	Максимум	786	426	331	132	34,9
		Среднее	238	130	101	40,1	10,6
	$U_{hg}, В$	Максимум	959	454	326	84,3	11,3
		Среднее	320	149	105	25,7	3,4
	$U_{\Sigma}, В$	Максимум	1047	538	404	143	35,6
		Среднее	409	202	149	48,9	11,3
Типовые ЭУП	$U_1, В$	Максимум	636	357	279	112	29,7
		Среднее	214	123	96,5	38,8	10,3
	$U_{hg}, В$	Максимум	832	410	295	75,9	10,3
		Среднее	281	138	98,1	24,2	3,2
	$U_{\Sigma}, В$	Максимум	989	523	392	129	30,2
		Среднее	362	188	141	46,8	10,9
Расщепленные ЭУП	$U_1, В$	Максимум	567	357	283	115	30,7
		Среднее	203	121	95,5	38,6	10,3
	$U_{hg}, В$	Максимум	818	414	300	78,7	10,7
		Среднее	265	130	93,5	23,3	3,1
	$U_{\Sigma}, В$	Максимум	986	542	410	138	32,3
		Среднее	341	181	136	45,9	10,8



а)



б)

Рисунок 4.29. Токовые профили: а – нечетные поезда; б – четные поезда

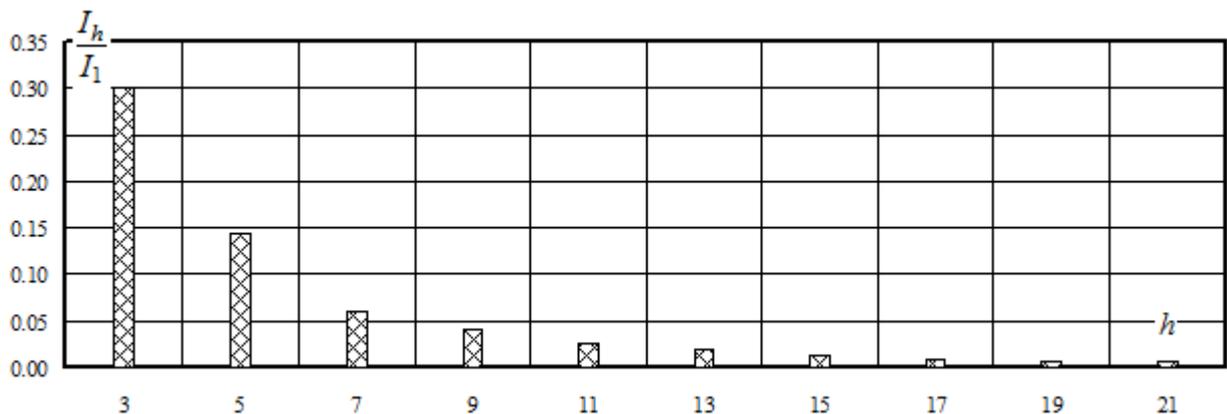


Рисунок 4.30. Спектр гармоник тока электровоза

На рисунке 4.31 показаны зависимости, характеризующие снижение наведенных напряжений в схемах с УЭП, а на рисунке 4.32 графики изменения наведенного напряжения во времени.

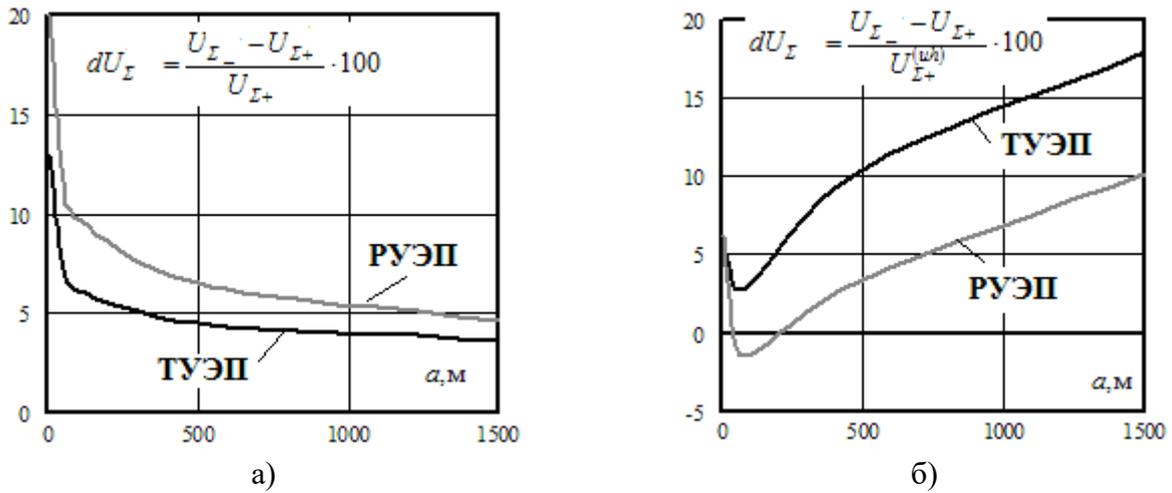


Рисунок 4.31. Снижение наведенных напряжений экранирующими проводами:
а – средние значения; б – максимумы; $U_{\Sigma-}$ – эффективное значение наведенного напряжения в схеме без ЭУП; $U_{\Sigma+}$ – та же величина в схемах с ТУЭП и РУЭП

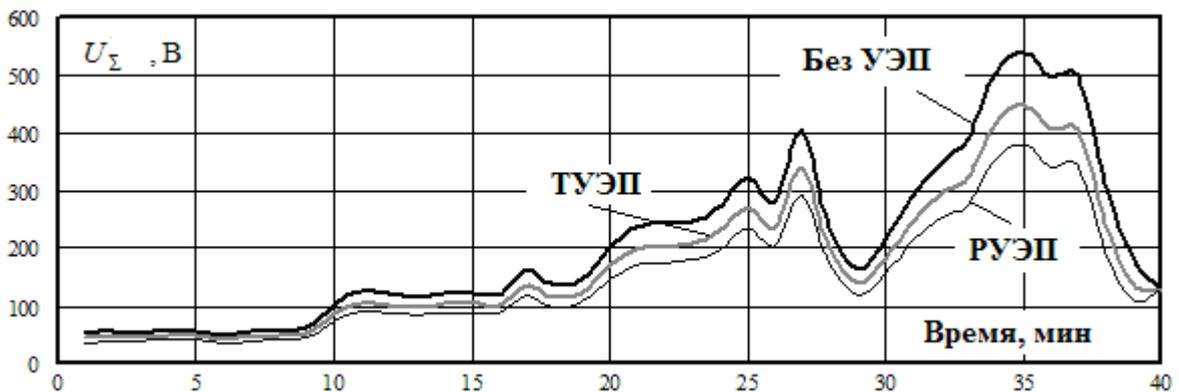


Рисунок 4.32. Зависимость эффективного значения наведенного напряжения от времени при ширине сближения 50 метров

На рисунке 4.33 представлены временные зависимости суммарного коэффициента гармоник наведенного напряжения, а на рисунке 4.34 показана форма кривой наведенного напряжения.

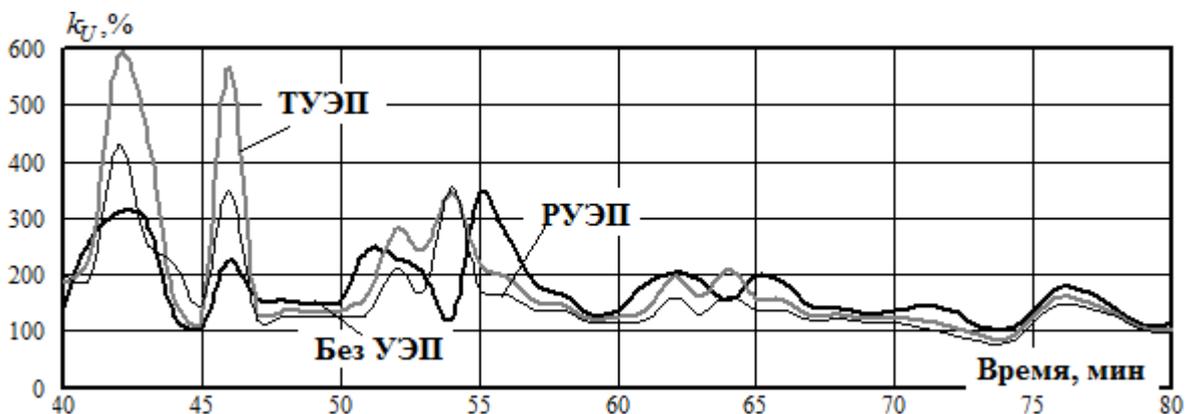


Рисунок 4.33. Зависимость коэффициента гармонических составляющих от времени при ширине сближения 50 метров

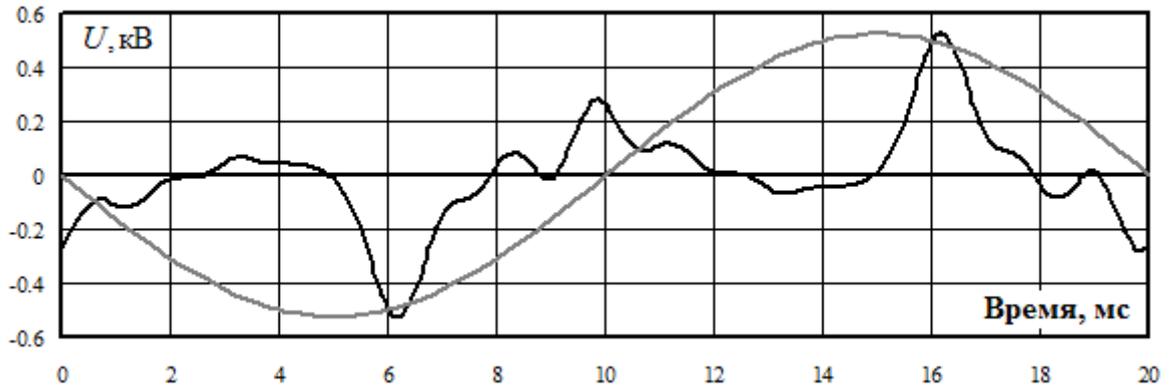


Рисунок 4.34. Форма кривой наведенного напряжения на 42 минуте моделирования при ширине сближения 50 метров в схеме с РУЭП

В рассматриваемой МПЗ, отличающейся небольшой длиной и узловой схемой питания, имеют место более низкие показатели, характеризующие эффективность применения УЭП по критерию уменьшения наведенных напряжений (рисунок 4.31). Суммарный коэффициент гармоник наведенного напряжения может достигать нескольких сотен процентов (рисунок 4.33), при этом форма кривой напряжения существенно отличается от синусоиды (рисунок 4.34).

Выводы

1. Разработанная методика имитационного моделирования систем тягового электроснабжения, оснащенных ОТ, позволяет проводить расчеты наведенного напряжения на различных расстояниях до смежной линии с учетом гармоник тока тяговой сети. Эффективность применения отсасывающих трансформаторов, включенных в рассечку рельсов, при расстоянии между трансформаторами 3 км мала ввиду утечки тока с рельсов в землю. Отсасывающие трансформаторы с обратным проводом этого недостатка не имеют. Наведенные напряжения на смежных линиях существенно несинусоидальны. При увеличении ширины сближения относительный вклад высших гармоник снижается.

2. Использование коаксиального кабеля в тяговой сети электрифицированной железной дороги позволяет существенно снизить уровень наведенных напряжений. В приведенном примере наведенное напряжение основной частоты снижается почти в два раза, а эффективное значение напряжения высших гармоник уменьшается примерно в три раза.

3. Применение в тяговой сети железной дороги переменного тока отсасывающих трансформаторов совместно с усиливающими кабельными линиями приводит к снижению наводимых напряжений на смежных линиях в 3...4 раза. Эффект снижения не зависит от схемы включения ОТ в вариантах с образованием консоли или включения кабеля параллельно КС. Экран кабеля в обоих случаях играет роль обратного провода.

4. При наличии экранирующих проводов максимумы эффективных значений наведенных напряжений ВГ снижаются на 36...38 %. Усиливающий провод не оказывает существенного влияния на величины составляющих наведенных

напряжений, однако изменяет суммарный коэффициент гармонических составляющих k_U и динамику изменения U_Σ во времени.

Применение усиливающих и экранирующих проводов позволяет существенно снизить уровни наведенных напряжений; в схеме с УЭП типовой конструкции на 60 %, а в схеме с расщепленными ЭУП в два раза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных диссертационных исследований получены новые научные результаты, направленные на развитие и уточнение методов моделирования режимов электроэнергетических систем, позволяющих определять электромагнитные влияния ЛЭП на смежные линии, адекватно работающих в ближней, промежуточной и дальней зонах интеграла Карсона, а также корректно учитывающих все значимые факторы, влияющие на уровни наведенных напряжений.

Основные научные и практические результаты диссертационной работы состоят в следующем:

1. Получены новые результаты, имеющие теоретическую и практическую значимость, по развитию и уточнению методик определения наведенных напряжений на смежные ЛЭП в нормальных и аварийных режимах влияющих ЛЭП.

2. Разработаны оригинальные компьютерные модели для расчета наведенных напряжений, создаваемых высоковольтными кабелями с изоляцией из молекулярно сшитого полиэтилена, компактными ЛЭП повышенной пропускной способности и высокоамперными токопроводами; модели применимы для определения электромагнитных влияний в нормальных и аварийных ситуациях, а также в режимах плавки гололеда.

3. Предложена методика определения наведенных напряжений в процессе имитационного моделирования режимов тяговых сетей (включая перспективные ТС повышенного напряжения), отличающаяся от известных возможностью использования при параллельных, сходящихся и сложных траекториях сближения.

4. Разработана оригинальная методика учета неоднородности электрических параметров грунтов на трассах сближения при определении наведенных напряжений.

5. На основе компьютерного моделирования по разработанным автором моделям впервые получены количественные данные, характеризующие техническую эффективность методов уменьшения наведенных напряжений.

6. Цифровые модели и результаты моделирования электромагнитных влияний, а также практические рекомендации по применению предложенных алгоритмов использованы в научно-исследовательской и проектной деятельности ООО «Транс-Атом» при решении задач по анализу режимов систем электроснабжения и выработке рекомендаций по повышению электробезопасности.

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.

7. Перспектива дальнейшей разработки темы может состоять в проведении исследований, направленных на получение 3D – моделей для определения взаимных электромагнитных влияний линий электропередачи и тяговых сетей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аполлонский С. М., Богаринова А. Н. Напряженности воздушной среды на электрифицированной железной дороге // Сборник докладов девятой российской научно-технической конференции по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности. СПб., 2006. С. 579-583.
2. Аполлонский С. М., Горский А. Н. Расчеты электромагнитных полей. М.: Маршрут, 2006. 992с.
3. Бадер М.П. Электромагнитная совместимость. М.: УМК МПС, 2002. 638 с.
4. Бардушко В. Д., Закарюкин В. П., Крюков А. В. Принципы построения систем электропитания железнодорожного транспорта. Москва: Теплотехник. 2014. 166 с.
5. Беляков Ю. С. Снова о наведенном напряжении // Энергетик. 2010. № 4. С. 29–30.
6. Берман А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // Электричество. 1985. № 12. С. 6–12.
7. Бочев А. С., Мунькин В. В., Фигурнов Е. П. Электротяговая сеть с усиливающим и обратным проводами // Железные дороги мира. 1997. № 11. С. 8-12.
8. Булатов Ю.Н., Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Сетевые кластеры в системах электропитания железных дорог. Иркутск: ИрГУПС, 2015. 208 с.
9. Буякова Н. В., Закарюкин В. П., Крюков А. В. Электромагнитная безопасность в системах электропитания железных дорог: моделирование и управление / под общ. ред. А. В. Крюкова. Ангарск: АнгТУ, 2018. 382 с.
10. Вантеев А. И. И снова о наведенных напряжениях // Энергетик. 2017. № 8. С. 22–26.
11. Василенко Я. В. Цифровизация российской электроэнергетики: современное состояние и перспективы развития // Проблемы российской экономики на современном этапе. М., 2020. С. 105-111.
12. Взаимовлияние двухцепных воздушных линий и их воздействие на режим электроэнергетических систем / М. Ш. Мисриханов, В. А. Попов, Р. В. Медов [и др.]. // Электрические станции. 2001. № 2. С. 52–58.
13. Воротницкий В. Э. Цифровизация в экономике и электроэнергетике // Энергетик. № 12. 2019. С. 6-14.
14. ГОСТ Р 51317.2.4-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Классификация электромагнитных помех в местах размещения технических средств.
15. ГОСТ Р 51317.2.5-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электропитания промышленных предприятий.
16. ГОСТ Р 51317.4.7-2008. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электропитания и подключаемых к ним технических средств.
17. Делиева А. П. Цифровизация электроэнергетики России // Инженерная экономика и управление в современных условиях. Донецк, 2019. С. 438-443.
18. Джунуев Т. А., Эралиева Г. Ш. О наведенных напряжениях на отключенных линиях электропередачи, проходящих параллельно либо вблизи действующих высоковольтных линий // Внедрение результатов инновационных разработок. Уфа: Аэтерна, 2019. С. 50–55.
19. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных условиях / И. И. Левченко, А.С. Засыпкин, А. А. Аллилуев [и др.]. М.: МЭИ, 2007. 494 с.
20. Дмитриев М. В. Напряжения, наведенные на кабельные линии 6-500 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 6 (45). С. 86–91.
21. Дьяков А. Ф. Системный подход к проблеме предотвращения и ликвидации гололедных аварий в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1987. 160 с.

22. Дьяков А. Ф., Засыпкин А. С., Левченко И. И. Предотвращение и ликвидация гололедных аварий в электрических сетях. Пятигорск, 2000. 284 с.
23. Закарюкин В. П., Дмитриева М. Л., Крюков А. В. Электромагнитная совместимость и средства защиты : учебное пособие. Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. 247 с.
24. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Моделирование многопроводных систем с одножильными экранированными кабелями // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2007. № 16. С. 63-66.
25. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Определение наведенных напряжений при непараллельном сближении линий электропередачи // Электрические станции. № 5. 2015. С. 47-52.
26. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во ИГУ, 2005. 273 с.
27. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Любченко И. А., Черепанов А. В. Улучшение качества электроэнергии в системах электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог / под ред. А. В. Крюкова. М. ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. 183 с..
28. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Уточненная методика определения взаимных электромагнитных влияний смежных линий электропередачи // Известия вузов. Проблемы энергетики. № 3-4. 2015. С. 29-35.
29. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Электромагнитное влияние тяговых сетей с экранирующими и усиливающими проводами // Электробезопасность. 2016. № 2. С. 22-30.
30. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Моделирование систем тягового электроснабжения с коаксиальными кабелями и отсасывающими трансформаторами // Электроника и электрооборудование транспорта. С. 17-22.
31. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Моделирование систем тягового электроснабжения, оснащенных устройствами для уменьшения электромагнитных влияний на смежные линии электропередачи // Транспорт: наука, техника, управление. № 9. 2016. С. 12-18.
32. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Моделирование электромагнитного влияния системы тягового электроснабжения с коаксиальным кабелем // Транспорт Азиатско-Тихоокеанского региона. № 1(6). 2016. С. 28-34.
33. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Моделирование электромагнитных влияний тяговой сети с коаксиальным кабелем // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. В 2-х тт. Т. 1. Иркутск: ИрГУПС, 2016. С. 578-583.
34. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Определение наведенных напряжений, создаваемых трехфазной ЛЭП в режимах обрыва фаз // Безопасность жизнедеятельности глазами молодежи. В 2-х тт. Т. 1. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2019. С. 73-76.
35. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Определение наведенных напряжений, создаваемых трехфазными линиями электропередачи в особых режимах // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2019. Т. 23. № 5. С. 911–923.
36. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Электромагнитная безопасность в тяговых сетях, усиленных коаксиальными кабелями // Электробезопасность. № 1. 2016. С. 22-31.
37. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Нгуен Ты. Электромагнитное влияние тяговых сетей с экранирующими и усиливающими проводами // Электробезопасность. № 2. 2016. С. 22-30.
38. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Соколов В. Ю. Моделирование многоамперных шиннопроводов // Проблемы энергетики. №3-4. 2009. С. 65-73.
39. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Соколов В. Ю. Системный подход к моделированию многоамперных шиннопроводов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 4 (20). 2008. С. 68-73.
40. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Ты Нгуен. Определение наведенных напряжений при сложных траекториях сближения тяговой сети переменного тока и смежной линии // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. № 2(62). 2016. С. 115-123.
41. Закарюкин В. П., Крюков А. В., Ты Нгуен. Электромагнитная обстановка в системах тягового электроснабжения, усиленных коаксиальными кабелями // Оперативное управление в электроэнергетике. № 5. 2016. С. 10-19.

42. 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.
43. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Уточненная методика определения взаимных электромагнитных влияний смежных линий электропередачи // Известия вузов. Проблемы энергетики. № 3-4. 2015. С. 29-35.
44. Залесова О. В. Исследование влияния грозозащитного троса на величину наведенного напряжения на отключенной ВЛ //Труды Кольского научного центра РАН. 2018. Т. 9. № 8 (17). С. 102-108.
45. Залесова О. В. Исследование уровня наведенного напряжения на отключенной линии электропередачи, находящейся в зоне влияния тяговой сети железной дороги переменного тока // Вестник Мурманского государственного технического университета. 2014. Т. 17. № 1. С. 40-45.
46. Залесова О. В. Моделирование электромагнитного влияния контактной сети железной дороги на отключенные воздушные линии электропередачи с помощью программы АТР-ЕМТР // Вестник Мурманского государственного технического университета. 2016. Т. 19. № 4. С. 715-722.
47. Залесова О. В. Расчет наведенного напряжения на отключенных линиях электропередачи, вызванных электромагнитным влиянием железных дорог переменного тока, в зоне высокоомных грунтов // Электроэнергетика глазами молодежи - 2017. Материалы VIII Международной научно-технической конференции. 2017. С. 126-127.
48. Залесова О. В. Экспериментальное исследование гармонического состава тяговых токов // Труды Кольского научного центра РАН. 2017. Т. 8. № 1-14. С. 52-56.
49. Залесова О. В., Богданова А. В. Оценка электромагнитного влияния тяговой сети переменного тока 25 кВ на вл класса напряжения 110-150 кВ в зоне высокоомных грунтов // Труды Кольского научного центра РАН. 2018. Т. 9. № 3-16. С. 63-70.
50. Залесова О. В., Прокопчук П. И. Распределение тяговых токов в контактной сети двухпутного участка железной дороги // Труды Кольского научного центра РАН. 2015. № 8 (34). С. 67-71.
51. Залесова О. В., Якубович М. В. Исследование защитного действия рельсов на однопутном участке железной дороги в зоне высокоомных грунтов // Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 3 (22). С. 62-67.
52. Залесова О. В., Якубович М. В. Моделирование влияния железной дороги на линии электропередачи с учётом гармоник тяговой сети // Труды Кольского научного центра РАН. 2010. № 1 (1). С. 102-109.
53. Залесова О. В., Якубович М. В. Наведенные напряжения на отключенных воздушных линиях электропередачи, вызванные воздействием тяговой сети железной дороги переменного тока // Труды Кольского научного центра РАН. 2014. № 7 (26). С. 50-61.
54. Залесова О. В., Якубович М. В. Расчет наведенного напряжения на отключенной ЛЭП с помощью программы FEMM //Труды Кольского научного центра РАН. 2011. № 1 (4). С. 37-
55. Колечицкий Е. С., Королев И. В. Анализ способов заземления проводов ремонтируемой воздушной линии под наведенным напряжением // Энергобезопасность и энергосбережение. 2015. № 5. С. 11-14.
56. Костенко М. В., Перельман Л. С., Шкарин Ю. П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия, 1973. 272 с.
57. Крюков А. В., Закарюкин В. П. Электроснабжение и электропитание нетяговых потребителей железнодорожного транспорта. Москва ; Берлин: Директ-Медиа, 2020. 293 с..
58. Крюков А. В., Закарюкин В. П. Методы совместного моделирования систем тягового и внешнего электроснабжения железных дорог переменного тока. Иркутск: ИрГУПС, 2011. 170 с.
59. Крюков А. В., Закарюкин В. П. Моделирование электромагнитных влияний на смежные ЛЭП на основе расчета режимов энергосистемы в фазных координатах. Иркутск: Ир-

ГУПС. 2009. 120 с.

60. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н. В. Моделирование электромагнитных полей на железнодорожных станциях // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2009. № 1. С. 281-284.

61. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н. В. Системный подход к моделированию электромагнитной обстановки на железных дорогах переменного тока // Информатика и системы управления. 2011. № 1 (27). С. 38-49.

62. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н. В. Управление электромагнитной обстановкой на объектах железнодорожного транспорта // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2010. № 3. С. 34-37.

63. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Буякова Н.В. Управление электромагнитной обстановкой в тяговых сетях железных дорог. Ангарск : АГТА, 2014. 158 с.

64. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Кобычев Д. А. Математические модели для определения взаимных электромагнитных влияний в системах тягового электроснабжения. Иркутск: ИрГУПС, 2011. 110 с.

65. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Кобычев Д. С. Моделирование электромагнитных влияний контактной сети на смежные линии электропередачи с учетом высших гармоник // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 3(23). 2009. С. 132-136.

66. Крюков А. В., Закарюкин В. П., Кобычев Д. С. Определение наведенных напряжений с учетом несинусоидальности токов контактной сети железных дорог переменного тока // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. №2. 2009. С. 315-319.

67. Крюков А. В., Закарюкин В.П., Кобычев Д. С. Моделирование электромагнитных влияний контактной сети на смежные линии электропередачи с учетом высших гармоник // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2009. № 3(23). С. 132-136.

68. Крюков А. В., Закарюкин В.П., Кобычев Д. С. Определение наведенных напряжений с учетом несинусоидальности токов контактной сети железных дорог переменного тока // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2009. № 2. С. 315-319.

69. Крюков А. В., Лагунова Н. С., Нгуен Ты. Определение наведенных напряжений, создаваемых высоковольтными ЛЭП на смежных линиях в режимах плавки гололеда // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. В 2 тт. Иркутск, 2019. Том 2. С. 182-186.

70. Крюков А. В., Нгуен Ты, Глызин Е.А. Электромагнитная обстановка в тяговых сетях с симметрирующими трансформаторами и коаксиальными кабелями // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. В 2 тт. Иркутск, 2018. С. 151-156.

71. Крюков А. В., Нгуен Ты. Определение наведенных напряжений, создаваемых ЛЭП 220 кВ в неполнофазных режимах// Электроэнергетика глазами молодежи. Иркутск, 2019. В 3 тт. Т 1. Иркутск. С. 377- 380.

72. Куликов А. Л., Мирзаабдулаев А. О. Об оценке наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи // Энергетик. 2013. № 8. С. 12–15.

73. Марквардт К. Г. Энергоснабжение электрических железных дорог. М.: Транспорт, 1965. 464 с.

74. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС, 2003. 192 с.

75. Мирзаабдулаев А. О., Куликов А. Л., Папков Б. В. Влияние фазовой несимметрии на индуцированную ЭДС ремонтируемых воздушных линий электропередачи // Вестник НГИЭИ. 2019. № 3 (94). С. 5-17.

76. Мисриханов М. Ш., Мирзаабдулаев А. О. Анализ причин несчастных случаев и мер защиты от наведенного напряжения на воздушных линиях электропередачи // Электрические станции. № 11. 2008. С. 44-49.

77. Мисриханов М. Ш., Рубцова Н. Б., Токарский А. Ю. Обеспечение электромагнитной безопасности электросетевых объектов. М.: Наука, 2010. 868 с.

78. Мисриханов М. Ш., Токарский А. Ю. Учет проводимости земли при определении ЭДС, наведенных в параллельных воздушных линиях электропередачи // Электро. 2010. №3. С. 13-18.
79. Мисриханов М.Ш., Попов В.Д., Якимчук Н.Н., Медов Р.В. К расчету наведенного напряжения на ремонтируемых линиях электропередачи / М. Ш. Мисриханов, В. А. Попов, Р. В. Медов [и др.]. // Электрические станции. 2000. № 2. С. 30–36.
80. Михайлов М. И., Разумов Л. Д., Соколов С. А. Электромагнитные влияния на сооружения связи. М.: Связь, 1973. 264 с.
81. Моделирование воздушных линий электропередачи для расчета наведенных напряжений / М. Ш. Мисриханов, В. А. Попов, Р. В. Медов [и др.]. // Электрические станции. 2003. № 1. С. 47–55.
82. Моделирование электромагнитных полей в системах тягового электроснабжения с коаксиальными кабелями / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Вестник ИрГТУ. Том 21. № 12. 2017. С. 138-148
83. Монахов А. Ф., Дегтяренко Е. А., Данилов Д. Б. О возможности снижения наведенного напряжения на месте проведения ремонтных работ // Электрические станции. 2016. № 3 (1016). С. 44–46.
84. Наведенные продольные напряжения в параллельных воздушных линиях электропередачи / М. Ш. Мисриханов, С. Г. Мурзин, В. Н. Седунов [и др.]. // Известия Самарского научного центра РАН. 2012. №5(3). Т. 14. С. 808-814.
85. Нгуен Ты, Соболевский П. С. Влияние отсасывающих трансформаторов на уровень наведенных напряжений в линии «два провода - рельс»// Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. В 2 т. Иркутск, 2017. С. 258-262.
86. Нгуен Ты, Соболевский П. С. Влияние отсасывающих трансформаторов на линии «два провода – рельс» // Современные технологии и научно-технический прогресс. Ангарск: АГТУ, 2017. С. 148-149.
87. Нгуен Ты. Взаимные электромагнитные влияния в тяговых сетях с экранирующими и усиливающими проводами // Современные технологии и научно – технический прогресс- 2018. Ангарск: АнГТУ, 2018. С. 163-164.
88. Нгуен Ты. Моделирование режимов систем тягового электроснабжения, оборудованных отсасывающими трансформаторами// Транспортная инфраструктура Сибирского региона. В 2-х тт. Т. 1. Иркутск: ИрГУПС, 2017. С. 731-736.
89. Нгуен Ты. Моделирование электромагнитных влияний контактной сети на воздушные линии электропередачи // Современные технологии и научно-технический прогресс. Ангарск: АГТУ, 2016. С. 104-105.
90. Нгуен Ты. Моделирование электромагнитных влияний тяговой сети на смежные линии электропередачи // Молодая мысль – развитию энергетики. Братск: БрГУ, 2016. С. 314-318.
91. Нгуен Ты. Наведенные напряжения, создаваемые трехфазной ЛЭП 220 кВ в режимах несимметричных коротких замыканий // Современные технологии и научно – технический прогресс- 2019. Ангарск: АнГТУ, 2019. С. 256-257.
92. Нгуен Ты. Системы тягового электроснабжения с пониженным электромагнитным влиянием на смежные линии электропередачи // Энергетика в современном мире. Чита, ЗабГУ, 2017. С. 13-19
93. Нгуен Ты. Улучшение условий электромагнитной безопасности в тяговых сетях железных дорог// Информационные технологии в моделировании и управлении: подходы, методы, решения. Тольятти, 2019. С 291-296
94. Нгуен Ты. Электромагнитное влияние тяговой сети на железнодорожных станциях // Молодая мысль – развитию энергетики. Братск: БрГУ, 2018. С. 127-131.
95. Нгуен Ты. Электромагнитные влияния тяговых сетей с расщепленными экранирующими и усиливающими проводами // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. В 2-х тт. Т. 1. Иркутск: ИрГУПС, 2018. С. 659-664.

96. О безопасности производства работ на ВЛ, находящихся под наведенным напряжением / А. Н. Висящев, С. А. Клепиков, А. В. Щербаков, Б. Н. Каратаев // Энергетик. 2010. № 2. С. 18–22.
97. Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей / В. Н. Вариводов, А. Г. Мордкович, Е. И. Остапенко [и др.] // Энергорынок. № 4(40). 2011. С. 26-30.
98. Павлов И. В. Отсасывающие трансформаторы в тяговых сетях переменного тока. М.: Транспорт, 1965. 204 с.
99. Перельман Л. С. Таблицы интегралов Карсона для использования в расчетах волновых процессов в линиях с учетом земли // Известия НИИПТ. 1995. № 11. С. 342-360.
100. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения / М. В. Костенко, К. П. Кадомская, М. Л. Левинштейн [и др.]. Л.: Наука, 1988. 302 с.
101. Повышение электромагнитной безопасности в системах электроснабжения железных дорог / Н. В. Буякова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. Кн. 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. С. 257–266.
102. Правила защиты устройств проводной связи и проводного вещания от влияния тяговой сети электрифицированных железных дорог переменного тока. М.: Транспорт, 1989. 134 с.
103. Свидет. об офиц. регистр. программы для ЭВМ №2007612771 (РФ) «Fazonord-Качество – Расчеты показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения в фазных координатах с учетом движения поездов» / Закарюкин В.П., Крюков А.В. Федеральная служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам. Зарегистр. 28.06.2007.
104. Семчинов А. М. Токопроводы промышленных предприятий. Л.: Энергия, 1982. 208 с.
105. Сидоров А. И., Украинская И. С. Электромагнитные поля вблизи электроустановок сверхвысокого напряжения. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. 204 с.
106. Солдатов В. А., Попов Н. М. Моделирование сложных видов несимметрии в распределительных сетях 10 кВ методом фазных координат // Электротехника. 2003. № 10. С. 35–39.
107. Солдатов В. А., Яблоков А. С. Влияние чередования фаз на наведенные напряжения антенны под линией электропередачи 35 кВ // Труды Костромской государственной сельскохозяйственной академии, 2015. С. 204–208.
108. Сороко В. И., Милуков В. А. Аппаратура железнодорожной автоматики и телемеханики. В 2-х кн. Кн. 1. М: Планета, 2000. 960 с.
109. Спиричев М. А., Попов Н. М., Олин Д. М. О необходимости отключать двойные замыкания на землю без выдержки времени // Вестник КрасГАУ. № 4. 2018. С. 133-137.
110. Суворов И. Ф. О нормировании коэффициента несимметрии по напряжению обратной последовательности с точки зрения обеспечения условий электробезопасности при эксплуатации электрических сетей с глухозаземленной нейтралью до 1000 В // Электробезопасность. 2016. № 4. С. 26-32.
111. Суворов И. Ф., Филиппов С. А., Завьялов П. Б. Совершенствование требований к условиям эксплуатации кабелей из сшитого полиэтилена – основа безопасной и надежной работы современных систем электроснабжения // Безопасность жизнедеятельности глазами молодежи. Челябинск, 2019. Т.1. С.201-204.
112. Технические и организационные мероприятия по снижению гололедно-ветровых аварий в электросетях / М. В. Панасенко, А. Г. Сошинов, Т.В. Копейкина [и др.] // Энерго– и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. № 3 (15). 2016. С. 31-34.
113. Тяговая сеть переменного тока / С. Д. Соколов, В. Е. Марский, Т.П. Добровольский [и др.] : а.с. 1286450 СССР. № 3959339/27-11 заявл. 30.01.87; опубл. 30.01.87. Бюл. № 4. 2 с.
114. Фигурнов Е. П., Бочев А. С. Энергосберегающая электротяговая сеть с ЭУП в современных условиях // Вестник РГУПС. № 1(10). 2003. С. 46-47.
115. Чальян К. М. Методы расчета электромагнитных параметров токопроводов. М.:

Энергоатомиздат. 1990. 280 с.

116. Шалимов М. Г., Маслов Г. П., Магай Г. С. Современное состояние и пути совершенствования систем электроснабжения электрических железных дорог. Омск: ОмГУПС, 2002. 49 с.

117. Шуманская Е. В., Голдобин Д. А. Расчет наведенных напряжений на отключенных фазах и параллельных ВЛ с помощью метода модальных волновых каналов // Энергетик. 2018. № 3. С. 35–38.

118. Электромагнитная безопасность в системах тягового электроснабжения, оборудованных отсасывающими трансформаторами / Н. В. Бужкова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2017. Севастополь: СевГУ, 2017. С. 227-233.

119. Электромагнитная безопасность в тяговых сетях с расщепленными экранирующими и усиливающими проводами / Н. В. Бужкова, В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Нгуен Ты // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. № 4(68). 2017. С. 142-152.

120. Algorithms for considering the temperature of overhead conductors in the calculation of steady states of an electrical network / Voitov O. N., Popova E., Semenova L. V. // Energy Systems Research. Vol. 2. No. 2. 2019. P.19-27. DOI: 10.25729/esr.2019.02.0002.

121. Bernd M. Buchholz, Zbigniew A. Styczynski. Smart Grids – Fundamentals and Technologies in Electricity Networks. Berlin – Heidelberg: Springer-Verlag, 2014. 396 с.

122. Carson I.R. Wave propagation in overhead wires with ground return // Bell Systems Technical Journal. 1926. Vol. 5. Issue 4. P. 539–554.

123. Flavius Dan Surianu. Determination of the Induced Voltages by 220 kV Electric Overhead Power Lines Working in Parallel and Narrow Routes. Measurements on the Ground and Mathematical Model. Wseas transactions on power systems. Issue 8. Vol. 4. 2009. pp. 264–274.2.

124. H. W. Dommel, Electromagnetic Transients Program (EMTP Theory Book), Prepared for Bonneville Power Administration, 1995, 483 pp.

125. Induced voltages on overhead line by return strokes to grounded wind tower considering horizontally stratified ground / Rizk M. E. M., Badran E. A., Abdel-Rahman M H., Lehtonen M., Mahmood F. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility. 2016. T. 58. № 6. С. 1728-1738

126. K. Budnik, W. Machczynski, J. Szymenderski. Voltage induced by currents in power-line sagged conductors in nearby circuits of arbitrary configuration. Archives of electrical engineering. Vol. 64(2). 2015. pp. 227-236.

127. Natal'ya Buyakova, Vasiliy Zakaryukin, Andrey Kryukov, Tu Nguyen. Electromagnetic Safety Enhancing in Railway Electric Supply Systems// E3S, Web of Conferences 58, 01006(2018) RSES 2018, P. 1 – 6.

128. Simulation of Induced Voltages Created by High Tension Cable with Cross-Linked Polyethylene Insulation / Natal'ya Buyakova, , Andrey Kryukov, Tu Nguyen // Proceedings – 2020 International Russian Automation Conference, RusAutoCon 2020. P. 488-492. DOI: 10.1109/RusAutoCon49822.2020

129. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Determination of the induced voltages when nonparallel power lines are adjacent to one another // Power Technology and Engineering. 2015. Vol. 49. No. 4. P. 304–309. <https://doi.org/10.1007/s10749-015-0620-4>.

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



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

« 12 » января 2021 г.

А К Т

об использовании результатов диссертации «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной Нгуеном Ты на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной Нгуеном Ты на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в учебном процессе по программе специальности 23.05.05 «Системы обеспечения движения поездов», специализация «Электроснабжение железных дорог»..

Предложенные в диссертации методы моделирования электромагнитных влияний тяговых сетей 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
Коронов Александр Матвеевич



« 12 » января 2021 г.

А К Т

об использовании результатов диссертации «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной Нгуеном Ты на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной Нгуеном Ты 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 взаимных электромагнитных влияний линий электропередачи 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.



Подполковник, к.т.н. Ву Куанг Бач

21 января 2021 г.

А К Т

Об использовании результатов диссертации «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной Нгуеном Ты на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – электростанции и электроэнергетические системы.

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной Нгуеном Ты 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

21 января 2021 г.

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 21 tháng 01 năm 2021

PHÓ HIỆU TRƯỞNG



Trung tá, Tiến sĩ Vũ Quang Bách

Phú Thọ, ngày 21 tháng 01 năm 2021

CHỨNG THƯ

Về việc sử dụng kết quả của đề tài “Xác định ảnh hưởng điện từ trường của đường dây cao thế và cao dòng lên đường điện xung quanh” của nghiên cứu sinh Nguyễn Tứ nghiên cứu để bảo vệ luận án tiến sĩ chuyên ngành 05.14.02 – Trạm điện và hệ thống điện.

Văn bản này chứng nhận rằng kết quả của đề tài “Xác định ảnh hưởng điện từ trường của đường dây cao thế và cao dòng lên đường điện xung quanh” của nghiên cứu sinh Nguyễn Tứ nghiên cứu để bảo vệ luận án tiến sĩ 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 21 tháng 01 năm 2021

Trưởng bộ môn Điện - Điện tử

Nguyễn Đăng Quang



«Транс-Атом»

Общество с ограниченной ответственностью
ИНН/КПП 3812073907/381201001

664043, г. Иркутск, ул. Медведева, ст. 20
тел. (3952) 39-53-06, факс 39-53-04
e-mail: trans-atom@mail.ru

Исх. № 23 от 25 января 2021 г.

АКТ

об использовании результатов диссертации «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной аспирантом Нгуеном Ты на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности: 05.14.02 – электростанции и электроэнергетические системы.

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационной работы «Определение электромагнитных влияний высоковольтных и многоамперных ЛЭП на смежные линии», представленной аспирантом Нгуеном Ты 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 электробезопасности.

Заместитель генерального
директора ООО «Транс-Атом»



Кудряшов В.Ф.