

## МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ В ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311, 621.331

DOI:10.18324/2077-5415-2023-1-95-105

## Моделирование электромагнитных влияний линии электропередачи 1150 кВ на протяженные металлические конструкции

Ю.Н. Булатов<sup>1a</sup>, А.В. Крюков<sup>2,3b</sup>, А.В. Черепанов<sup>2c</sup>, А.Е. Крюков<sup>3d</sup><sup>1</sup> Братский государственный университет, ул. Макаренко, 40, Братск, Россия<sup>2</sup> Иркутский государственный университет путей сообщения, ул. Чернышевского, 15, Иркутск, Россия<sup>3</sup> Иркутский национальный исследовательский технический университет, ул. Лермонтова, 83, Иркутск, Россия<sup>a</sup> bulatovyura@yandex.ru, <sup>b</sup> and\_kryukov@mail.ru, <sup>c</sup> smart\_grid@mail.ru, <sup>d</sup> appleforevor@mail.ru<sup>a</sup> <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, <sup>b</sup> <https://orcid.org/0000-0001-6543-1790><sup>c</sup> <https://orcid.org/0000-0002-7712-9537>, <sup>d</sup> <https://orcid.org/0000-0003-3272-5738>

Статья поступила 15.01.2023, принята 03.02.2023

Цель представленных в статье исследований состоит в разработке компьютерных моделей дальних линий электропередачи (ДЛЭП) ультравысокого напряжения, обеспечивающих комплексное моделирование режимов и определение электромагнитных влияний на протяженные металлические конструкции. При разработке моделей применялись методы, базирующиеся на использовании фазных координат и решетчатых схем замещения с полностью связанной топологией. Моделирование проводилось применительно к ДЛЭП 1150 кВ протяженностью 900 км, каждая фаза которой была образована восемью проводами АС-330. Моделирование выполнялось в программном комплексе Fazonord. Разработанные цифровые модели позволяют осуществлять комплексное моделирование режимов электроэнергетических систем, в состав которых входят дальние линии электропередачи ультравысокого напряжения. Кроме того, на основе этих моделей можно определять напряженности электромагнитных полей и наведенные напряжения, возникающие на смежном трубопроводе наземной прокладки. Результаты моделирования дальней ЛЭП 1150 кВ при нагрузках на приемном конце  $300 + j 200$  МВ·А на фазу позволили сформулировать следующие выводы: в нормальном режиме, при симметричных нагрузках в отдельных точках сооружения уровни наведенных напряжений не выходят за допустимый предел в 60 В; в режимах двухфазного и однофазного короткого замыкания максимумы наведенных напряжений также не превышают установленный нормативным документом ТРЛ-71 предел в 1 000 В. Разработанные модели могут использоваться на практике при планировании мероприятий по обеспечению электробезопасности персонала, работающего на участках трубопровода, находящихся в зонах электромагнитных влияний ЛЭП. Методика распространяется на ситуации, когда сближение линии электропередачи и трубопровода происходит по сложной траектории, включающей параллельные и косые сегменты.

**Ключевые слова:** дальние линии электропередачи ультравысокого напряжения; комплексное моделирование в фазных координатах.

## Modeling of electromagnetic influences of power transmission line 1150 kV for extended metal structures

Yu.N. Bulatov<sup>1a</sup>, A.V. Kryukov<sup>2,3b</sup>, A.V. Cherepanov<sup>2c</sup>, A.E. Kryukov<sup>2d</sup><sup>1</sup> Bratsk State University; 40, Makarenko St., Bratsk, Russia<sup>2</sup> Irkutsk State Transport University; 15, Chernyshevsky St., Irkutsk, Russia<sup>3</sup> Irkutsk National Research Technical University; 83, Lermontov St., Irkutsk, Russia<sup>a</sup> bulatovyura@yandex.ru, <sup>b</sup> and\_kryukov@mail.ru, <sup>c</sup> smart\_grid@mail.ru, <sup>d</sup> appleforevor@mail.ru<sup>a</sup> <https://orcid.org/0000-0002-3716-5357>, <sup>b</sup> <https://orcid.org/0000-0001-6543-1790><sup>c</sup> <https://orcid.org/0000-0002-7712-9537>, <sup>d</sup> <https://orcid.org/0000-0003-3272-5738>

Received 15.01.2023, accepted 03.02.2023

The purpose of the research presented in the article is to develop computer models of ultra-high voltage long-distance transmission lines (LDTL) that provide complex modeling of modes and determination of electromagnetic influences on extended metal structures. When developing models, methods based on the use of phase coordinates and lattice equivalent circuits with a fully connected topology were used. The simulation was carried out in relation to the 1150 kV LDTL with a length of 900 km, each phase of which was formed by eight AC-330 wires. The simulation was carried out in the Fazonord software package. The developed digital models make it possible to carry out complex modeling of the modes of electric power systems, which include long-distance transmission lines of ultra-high voltage. In addition, on the basis of these models, it is possible to determine the strength of electromagnetic fields and induced voltages that occur on an adjacent pipeline of land laying. The results of modeling a distant 1150 kV transmission line with loads at the receiving end of  $300 + j 200$  MV·A per phase made it possible to formulate the following conclusions: in normal mode, with symmetrical loads at

*individual points of the structure, the levels of induced voltages do not go beyond the permissible limit of 60 V; in the modes of two-phase and single-phase short circuit, the maxima of induced voltages also do not exceed the limit of 1000 V established by the IEC 61800-7 regulatory document. The developed models can be used in practice when planning measures to ensure the electrical safety of personnel working on pipeline sections located in the zones of electromagnetic influence of power lines. The technique is extended to situations where the approach of the power line and the pipeline occurs along a complex trajectory, including parallel and oblique segments.*

**Keywords:** long-distance ultra-high voltage transmission lines; complex modeling in phase coordinates.

**Введение.** Современный этап развития электроэнергетики характеризуется вводом в эксплуатацию дальних линий электропередачи ультравысокого напряжения (УВН) постоянного и переменного тока. Примером такой ЛЭП является линия 1 000 кВ, реализующая энергетический мост между северными и центральными районами КНР [1]. В стадии обсуждения находятся проекты дальних ЛЭП УВН, положенных в основу энергообъединения Северо-Восточной Азии [2]. В современных условиях, характеризующихся масштабным использованием информационных технологий, при эксплуатации таких ЛЭП необходимы цифровые модели, обеспечивающие адекватное определение режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) [3], в составе которых функционируют ЛЭП УВН.

Актуальность задачи моделирования дальних ЛЭП УВН подтверждается большим числом работ по данной тематике. Так, например, в работе [4] приведены результаты исследования перенапряжений промышленной частоты и мер по их подавлению в линиях электропередачи сверхвысокого напряжения. Статья [5] посвящена анализу перенапряжений, возникающих при однофазном автоматическом повторном включении в дальних ЛЭП УВН. Вопросы ограничения перенапряжений в ДЛЭП 1 000 кВ рассмотрены в статье [6]. Задача согласования изоляции полуволновой линии электропередачи сверхвысокого напряжения решена в работе [7]. В статье [8] описана предлагаемая авторами регулируемая установка последовательной компенсации, обеспечивающая повышение пропускной способности ДЛЭП. Работы [9; 10] посвящены исследованию коммутационных перенапряжений в ДЛЭП УВН. На основе полученных результатов авторами предложены мероприятия по их снижению. Система передачи энергии на большие расстояния от солнечной электростанции рассмотрена в статье [11]. Дистанционная защита с бегущей волной для линии УВН, реализованная на основе вейвлет-преобразования, предложена в работе [12]. Вопросам передачи большой мощности на сверхдальние расстояния посвящена статья [13]. Гибкие системы передачи электроэнергии на значительные расстояния предложены в работе [14]. Теоретические вопросы, связанные с дальней передачей электроэнергии, рассмотрены в книгах [15; 16].

Проведенный анализ публикаций показывает, что задачи комплексного моделирования режимов и определения электромагнитных полей (ЭМП) дальних линий УВН и их влияний на смежные проводящие объекты решены не в полном объеме. Это связано с тем, что для моделирования ДЛЭП используют в большинстве случаев однолинейный подход [15–17], затрудняющий учет продольных и поперечных несимметрий в ЭЭС.

Методы определения режимов ЭЭС и компьютерные технологии, предложенные в работах [18; 19], позволяют реализовать адекватный и комплексный подход

к моделированию электрических сетей с линиями электропередачи большой протяженности и ультравысоким напряжением. Ниже приведены результаты исследований, направленных на дальнейшее развитие методов моделирования режимов, ЭМП ДЛЭП и их электромагнитных влияний (ЭМВ) на протяженные металлические конструкции.

**Методика и результаты моделирования.** Исследование режимов ЭМП и ЭМВ проведено путем моделирования ЛЭП с номинальным напряжением 1 150 кВ и протяженностью в 900 км. При моделировании использовались параметры линии Итат — Барнаул — Экибастуз — Кокшетау — Кустанай — Челябинск, построенной в 1980–1988 гг., которая сейчас работает под напряжением 500 кВ. Расчетная пропускная способность этой линии составляла 5 500 МВт. На линии использовались расщепленные фазы, выполненные восемью проводами АС-330.

В качестве основного инструмента при проведении компьютерных исследований режимов ДЛЭП УВН использовался программный комплекс *Fazonord* [17]. Для фиксации изменений токов и напряжений по длине ЛЭП модель линии была разбита на 11 элементов. Первые 5 из них отвечали участкам протяженностью 10 км. В состав моделей этих участков был включен сегмент, отвечающий трубопроводу наземной прокладки, расположенному параллельно линии на расстоянии 50 м от оси ЛЭП. Диаметр трубы был принят равным 250 мм. По краям сооружения были установлены стационарные заземлители с сопротивлением растеканию, равным 1 Ом. Кроме того, учитывалось распределенное заземление трубы с проводимостью 0,05 См/км. Длина 6-го участка равнялась 100 км, а остальных — 150 км. Предусматривалась транспозиция фаз линий.

Для учета распределенности параметров ЛЭП и заземленного трубопровода формировались цепочечные схемы замещения участков, состоящие из последовательно соединенных многополосников [17; 18].

Алгоритм формирования цепочечной схемы включал следующие этапы:

1) максимальная длина короткого участка принималась равной четверти толщины скин-слоя в земле:

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{\pi f \gamma \mu_r \mu_0}},$$

где  $\gamma$  — проводимость земли, См/м;  $\mu_r = 1$ ;  $f$  — частота, Гц;  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м;

2) определялась протяженность  $l$ , при которой выполнялось условие  $l 2^n = L$ , где  $n$  — количество последовательно соединенных участков;  $L$  — длина моделируемой линии;

3) для участка с длиной  $l$  создавалась решетчатая схема замещения (РСЗ);

4) формировалась цепочечная схема из  $2n$  РСЗ последовательно соединенных участков; номера узлов в начале  $i$ -го участка принимались равными номерам в конце участка  $i-1$ ;

5) промежуточные узлы сформированной схемы удалялись, и осуществлялась перенумерация;

6) этапы алгоритма 4 и 5 повторялись  $n$  раз.

Удаление промежуточного узла выполнялось на основе преобразования многолучевой звезды в многоугольник. Следует отметить, что описанная процедура приводила к увеличению числа ветвей результирующей РСЗ. Проиллюстрировать данную процедуру можно на основе схемы, показанной на рис. 1. В ней удаляемым является узел с номером 0, к которому подключен шунт на землю с проводимостью  $\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}_0}$  и  $N$  ветвей с сопротивлениями  $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \dots, \underline{Z}_N$ .

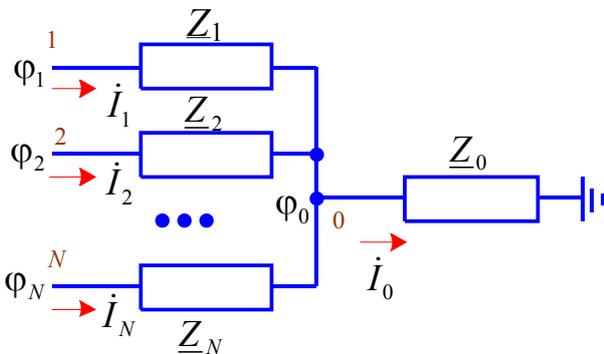


Рис. 1. Преобразуемый участок схемы

Токи ветвей можно найти на основе их потенциалов:

$$i_1 = \frac{\phi_1 - \phi_0}{Z_1}; i_2 = \frac{\phi_2 - \phi_0}{Z_2}; \dots, i_N = \frac{\phi_N - \phi_0}{Z_N}.$$

Тогда для потенциала удаляемого узла можно записать следующее соотношение:

$$\phi_0 = \frac{i_0}{Y} = \frac{\sum_{i=1}^N i_i}{Y} = \frac{1}{Y} \left( \sum_{i=1}^N \frac{\phi_i}{Z_i} - \phi_0 \sum_{i=1}^N \frac{1}{Z_i} \right),$$

откуда:

$$\phi_0 = \frac{1}{Y + \sum_{i=1}^N \frac{1}{Z_i}} \sum_{i=1}^N \frac{\phi_i}{Z_i}.$$

При введении обозначения:

$$\underline{Y}_0 = Y + \sum_{i=1}^N \frac{1}{Z_i}$$

для тока ветви  $k-0$  можно получить следующее выражение:

$$i_k = \frac{1}{Z_k} \left( \phi_k - \frac{\phi_1}{\underline{Y}_0 Z_1} - \frac{\phi_2}{\underline{Y}_0 Z_2} - \dots - \frac{\phi_k}{\underline{Y}_0 Z_k} - \dots - \frac{\phi_N}{\underline{Y}_0 Z_N} \right).$$

Из него следует, что в каждом из рассматриваемых узлов появляется шунт с проводимостью:

$$\underline{Y}_k = \frac{1}{Z_k} \left( 1 - \frac{1}{\underline{Y}_0} \sum_{i=1}^N \frac{1}{Z_i} \right).$$

Кроме того, между узлами образуются дополнительные ветви, сопротивления которых определяются так:

$$\begin{aligned} -\frac{\phi_j}{Z_k Y_0 Z_j} &= -\frac{\phi_j}{Z_k Y_0 Z_j} + \frac{\phi_k}{Z_k Y_0 Z_j} - \frac{\phi_k}{Z_k Y_0 Z_j} = \\ &= -\phi_k \frac{1}{Z_k Y_0 Z_j} + \frac{\phi_k - \phi_j}{Z_k Y_0 Z_j} \end{aligned}$$

Отсюда, для сопротивления ветви  $k-j$  можно записать:

$$Z_{kj} = Z_k Y_0 Z_j.$$

В преобразованной схеме отсутствует узел 0. Однако в каждом из связанных с ним узлов появляется шунт на землю. Схема дополняется  $N(N-1)/2$  ветвями, отвечающими связям узла 0 со смежными узлами.

Полученная цепочечная схема позволяет адекватно моделировать любые ДЛЭП, а также заземленные токоведущие части, корректно учитывая распределенность параметров.

Схема сети приведена на рис. 2, расположение проводов в пространстве приведено на рис. 3, отображение моделей трансформаторов и ЛЭП в главном окне программного комплекса показано на рис. 4 и 5, результаты моделирования — на рис. 6–22.

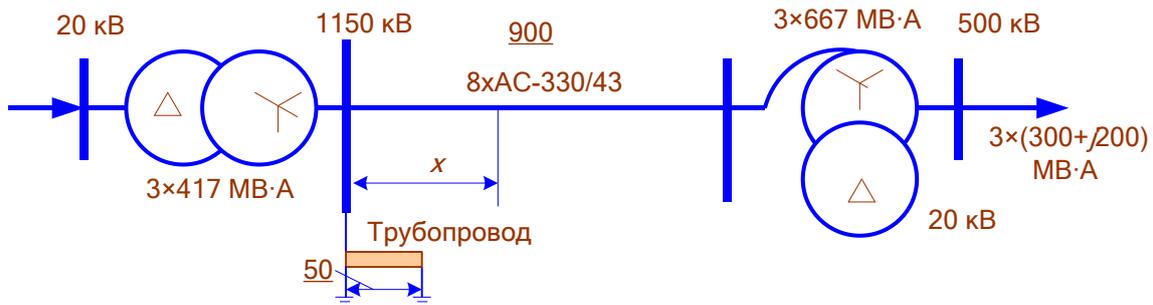


Рис. 2. Схема сети:  $x$  — расстояние от отправного конца ЛЭП

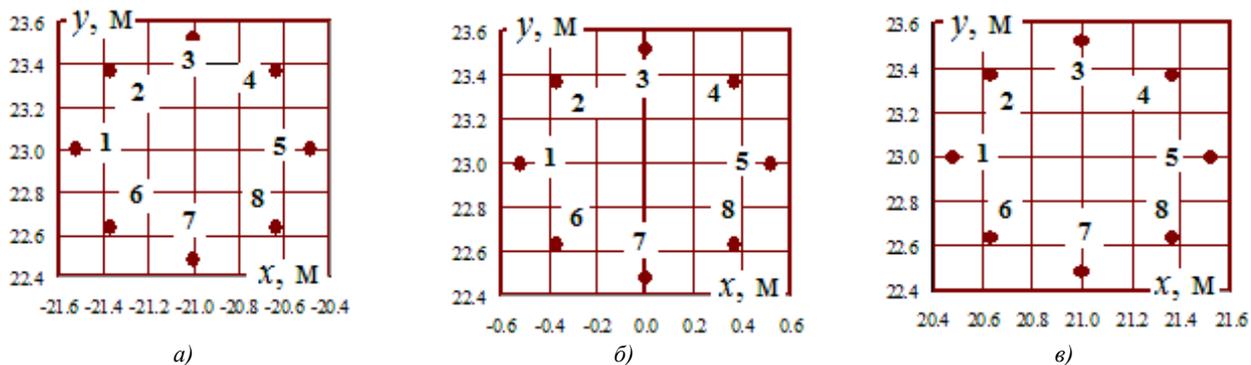


Рис. 3. Координаты расположения проводов: а — левая фаза; б — средняя фаза; в — правая фаза. Жирными цифрами обозначены номера проводов

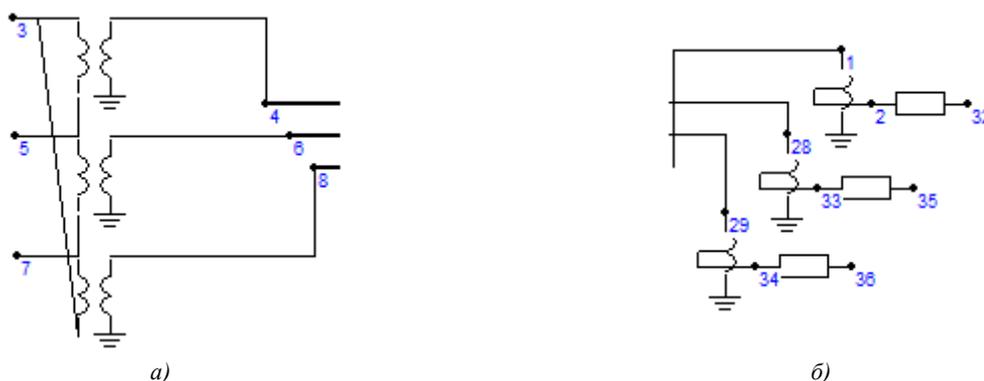


Рис. 4. Модели трансформаторов и автотрансформаторов: а — трансформатор 3х417 МВ·А,  $\frac{1200}{\sqrt{3}} / 20$ ; б — автотрансформатор 3х667 МВ·А,  $\frac{1150}{\sqrt{3}} / \frac{500}{\sqrt{3}}$

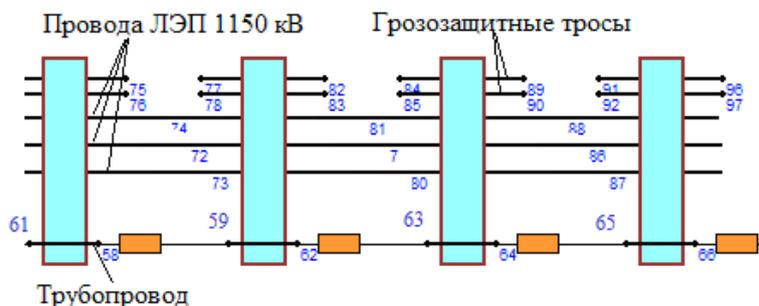


Рис. 5. Фрагмент визуального представления расчетной модели, включающей ЛЭП УВН и трубопровод наземной прокладки

На приемном конце ЛЭП предполагалась симметричная нагрузка мощностью  $300 + j200$  МВ·А на фазу. Распределение токов по проводам в начале головного участка ЛЭП показано на рис. 6. Чтобы обеспечить отклонения напряжения, не выходящие за допустимые пределы, потребовалась установка шунтирующих реакторов, параметры которых указаны на рис. 7, б. На приемном конце ДЛЭП была установлена модель управляемого источника реактивной мощности, который обеспечивал стабилизацию фазных напряжений на уровне 664 кВ.

Потери мощности по участкам ЛЭП представлены на рис. 7, а; при этом для получения одинаковой протяженности потери по участкам 1...6 суммировались.

На рис. 7, а видно, что зависимость  $\Delta P = \Delta P(x)$  имеет минимум, отвечающий 8-му участку с координатами  $x = 300$  км в начале и  $x = 450$  км в конце. Удельные потери мощности, приходящиеся на 1 км ЛЭП, лежат в диапазоне от 8,6 до 16,4 кВт. Потери в процентах от передаваемой активной мощности лежат в пределах 0,14...0,27 %.

На рис. 8 показаны зависимости коэффициентов несимметрии по обратной ( $k_{2l}$ ) и нулевой ( $k_{0l}$ ) последовательностям от координаты  $x$ , из которых видно, что в узловых точках ДЛЭП наблюдается незначительная несимметрия, не выходящая за допустимые пределы.

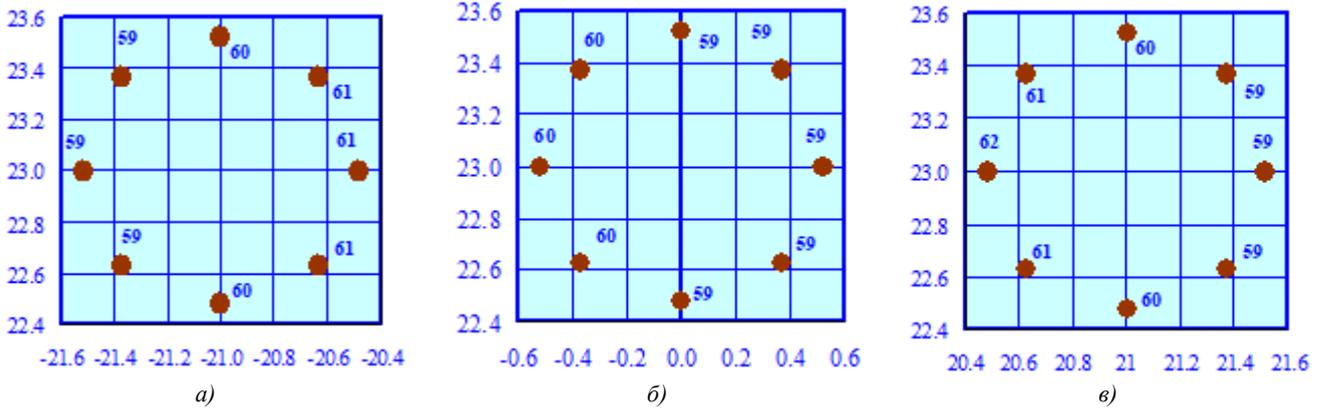


Рис. 6. Распределение токов по проводам в начале головного участка ЛЭП. Жирными цифрами обозначены номера проводов в соответствии с рис. 2

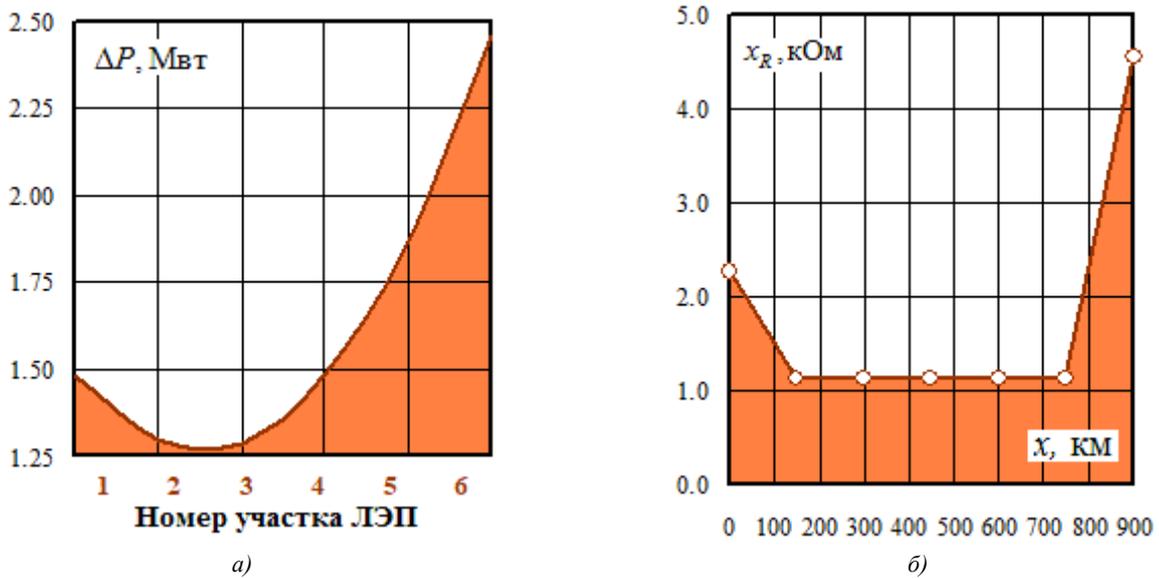


Рис. 7. Потери мощности по участкам ЛЭП (а) и индуктивное сопротивление шунтирующих реакторов (б), приведенное к напряжению  $1150/\sqrt{3}$  кВ

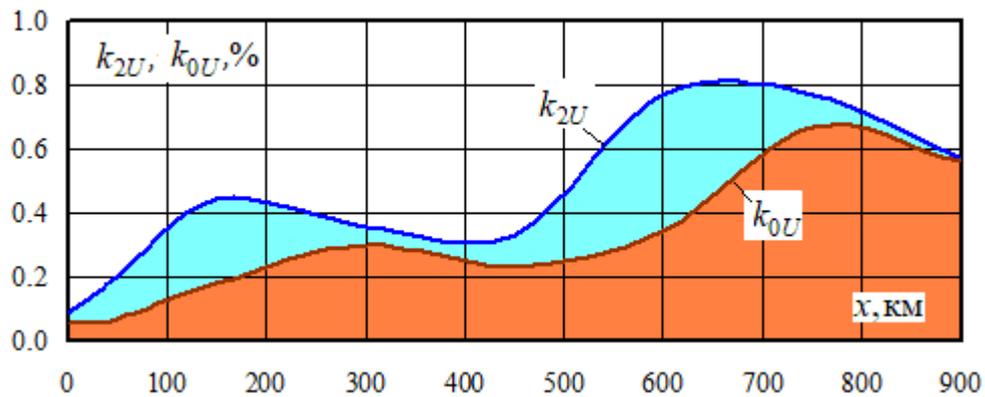


Рис. 8. Зависимости коэффициентов несимметрии по обратной ( $k_{2U}$ ) и нулевой ( $k_{0U}$ ) последовательностям от координаты  $x$

На рис. 9 представлены графики зависимостей напряжений ЛЭП 1150 кВ от координаты  $x$ , построенные для участков 1–5, смежных с трубопроводом. Приведенные графики показывают уменьшение напряжений с ростом координаты  $x$ ; при этом интенсивность их снижения, которую можно оценить отношением приращений  $\frac{\Delta U}{\Delta x}$ ,

увеличивается. Следует отметить, что зависимости  $\frac{\Delta U}{\Delta x} = f(x)$  имеют линейный характер. Приведенные на рис. 10 графики  $I = I(x)$  показывают увеличение токов с ростом координаты  $x$ . Параметр, отвечающий интенсивности их повышения, возрастает по линейному закону.

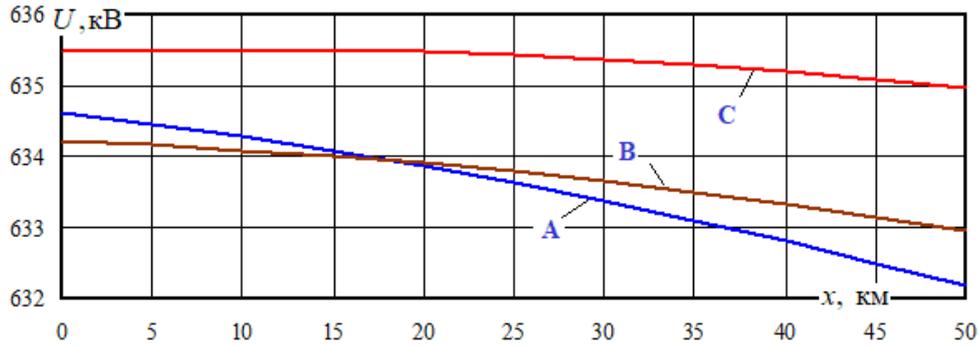


Рис. 9. Зависимости напряжений ЛЭП 150 кВ от координаты  $x$

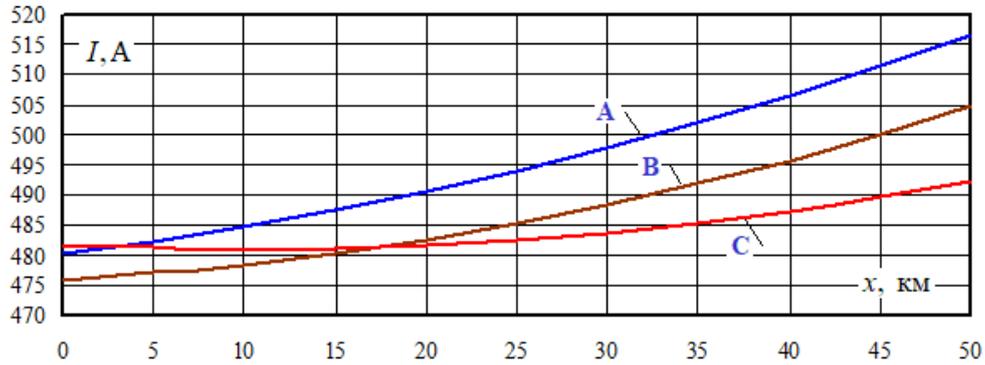


Рис. 10. Зависимости токов, протекающих по проводам участков ЛЭП УВН со стороны источника, от координаты  $x$

Важным показателем, характеризующим условия напряженностей электромагнитного поля, вычисленные электромагнитной безопасности, являются уровни на высоте 1,8 м (рис. 11–13).

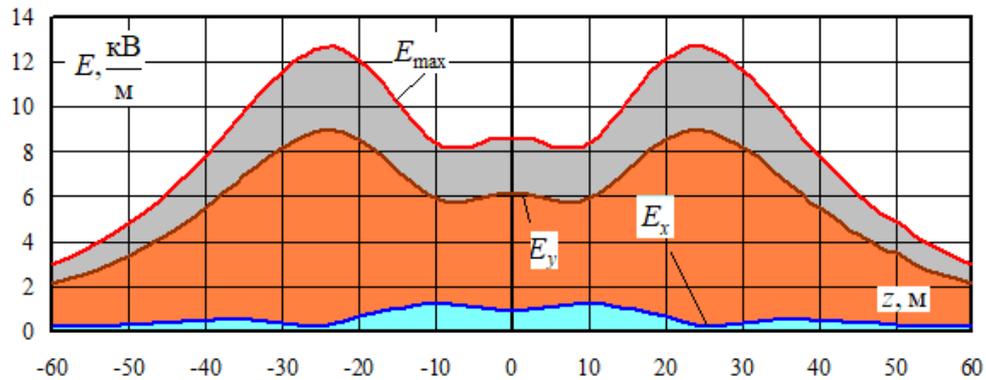


Рис. 11 Зависимости составляющих напряженностей электрического поля на высоте 1,8 м от координаты  $z$

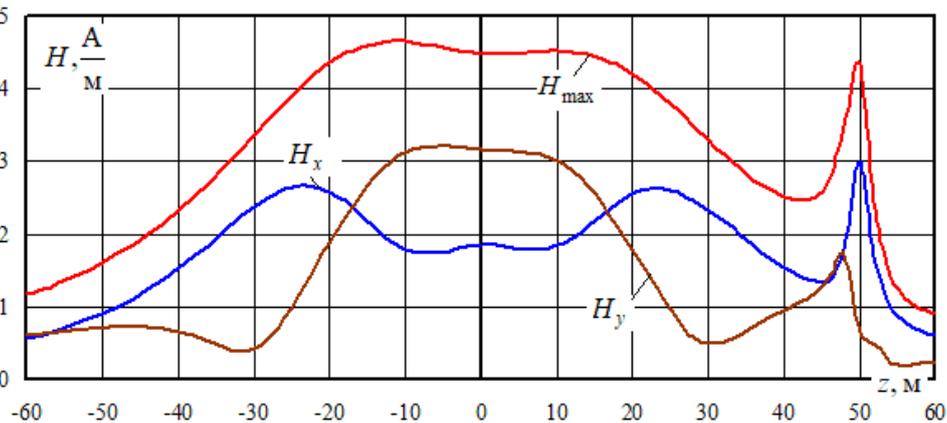


Рис. 12. Зависимости составляющих напряженностей магнитного поля на высоте 1,8 м от координаты  $z$

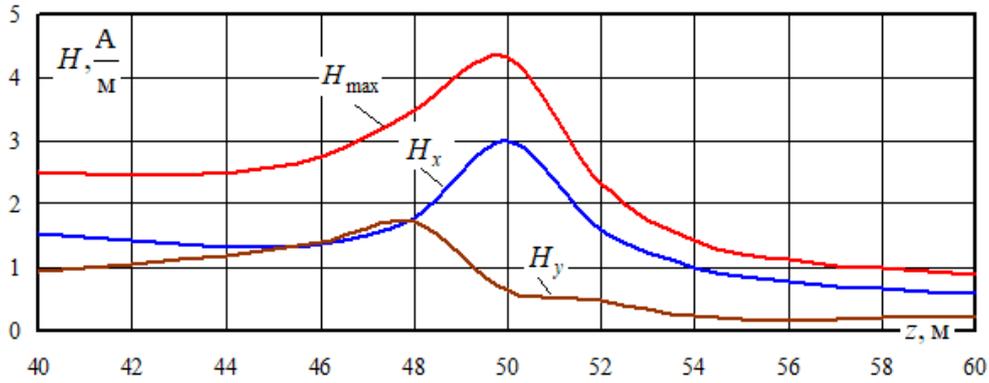


Рис. 13 Зависимости составляющих напряженностей магнитного поля на высоте 1,8 м от координаты  $z$  (участок от 40 до 60 м)

Так как линия ДЛЭП 1 150 кВ не будет проходить по территориям жилой застройки, то в соответствии с действующими нормами для такой линии допустимым является уровень напряженности электрического поля (ЭП), равный 5 кВ/м. Анализ полученных результатов позволяет сделать вывод о том, что данный уровень по действующим значениям превышает в диапазоне изменения координаты  $z$ , равном  $-0...42$  м. Ось  $Z$  направлена перпендикулярно оси ЛЭП. Наибольшие величины напряженности ожидаемо наблюдаются непосредственно под проводами линии (рис. 11). На рис. 12, 13 видно, что за счет протекания тока по трубопроводу в точке его расположения наблюдается рост напряженности магнитного поля.

Результаты определения электромагнитных влияний ДЛЭП на трубопровод приведены на рис. 14–17. На рис. 14 представлена зависимость наведенных напряжений (НН) на трубопроводе от координаты  $x$  для нагрузочного симметричного режима. Из него видно, что величины наведенных напряжений, установленные

документом [20], не превышают допустимого значения в 60 В. На рис. 15 представлен график, отмечающий зависимости тока, протекающего по трубе, от координаты  $x$ . Эта зависимость имеет максимум, который соответствует значению  $x = 10$  км.

На рис. 16 показаны зависимости наведенных напряжений от координаты  $x$ , полученные для несимметричных режимов, вызванных отключением шунтирующих реакторов. Для определенности выбраны реакторы, установленные в фазе А. Рассматривались режимы отключения реакторов, установленных в точках, отвечающих следующим координатам  $x$ : 150, 300, 450, 600, 750 км. Несимметрия, возникающая в результате отключения реакторов, приводит к росту наведенных напряжений. Наибольшее увеличение НН наблюдается в точках, расположенных по краям сооружения. Максимум НН, превышающий допустимое значение в 60 В, имеет место в режиме отключения шунтирующего реактора, установленного в точке, соответствующей координате  $x$ , равной 150 км (рис. 17).

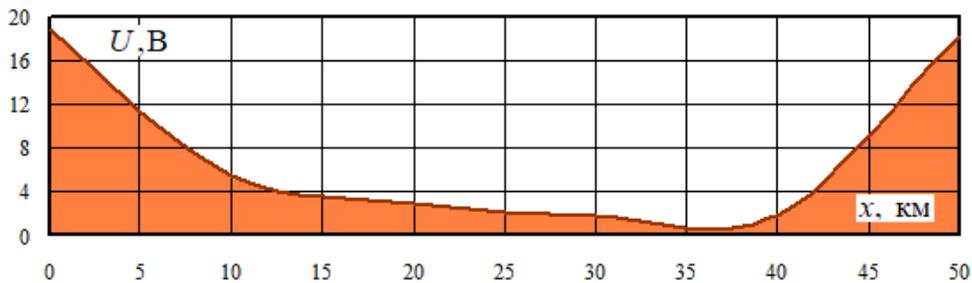


Рис. 14. Зависимости наведенных напряжений на трубопроводе от координаты  $x$

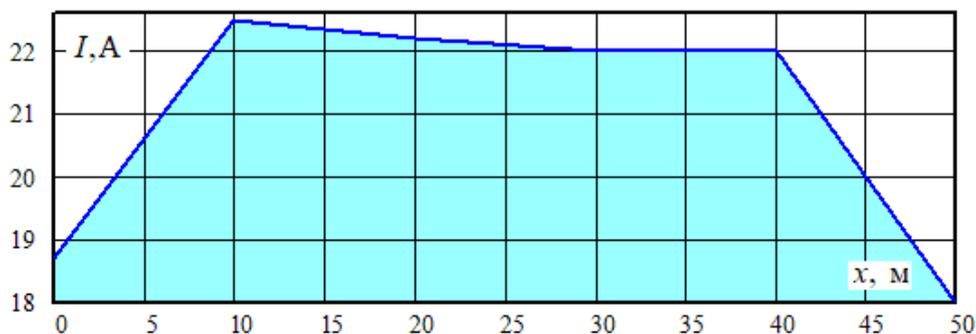


Рис. 15. Зависимости токов, протекающих по трубе в нагрузочном симметричном режиме, от координаты  $x$

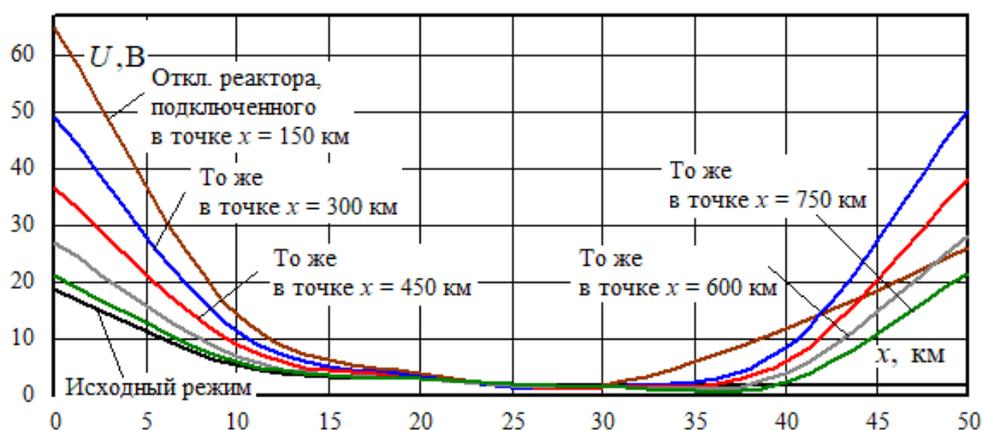


Рис. 16. Зависимости наведенных напряжений при несимметричных режимах, вызванных отключением реактора в фазе А

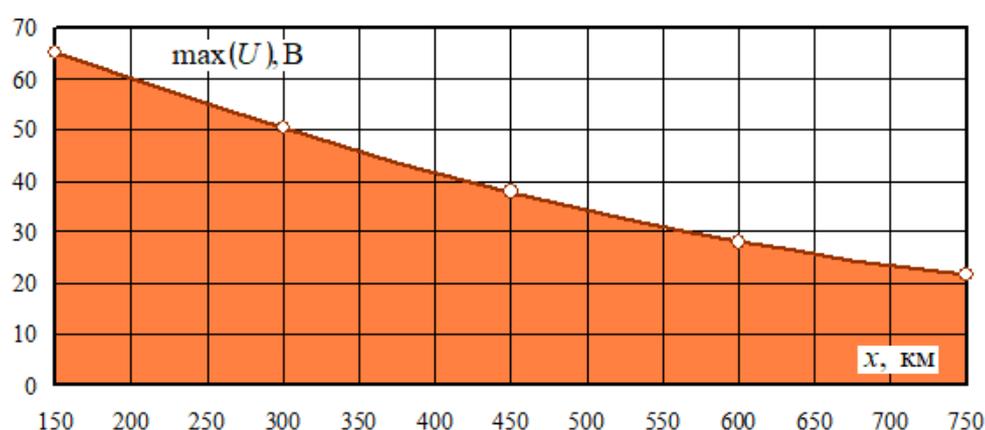


Рис. 17. Максимумы наведенных напряжений при отключении реактора

На рис. 18 приведены векторные диаграммы, построенные средствами программного комплекса *Fazonord*, для режимов несимметричных КЗ, возникающих в точке  $x = 50$  км, отвечающей правому концу участка

сближения трубопровода и ЛЭП. Из анализа приведенных диаграмм можно сделать вывод о том, что при двухфазном КЗ протекающие по фазам ЛЭП токи имеют сдвиг по фазе, близкий к  $180^\circ$ .

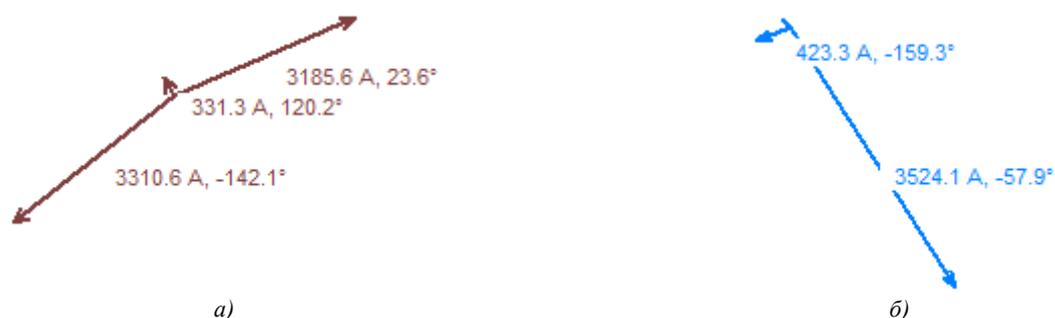


Рис. 18. Векторные диаграммы токов ДЛЭП в режимах КЗ: а — двухфазное КЗ между фазами С–В; б — однофазное КЗ (фаза А)

На рис. 19–22 представлены результаты определения наведенных напряжений и токов, протекающих в трубе, при несимметричных коротких замыканиях в ДЛЭП УВН. При однофазном КЗ из-за ярко выраженной электромагнитной несбалансированности максимумы наведенных напряжений достигают 700 В (рис. 19), но не превышают предельно допустимого значе-

ния в 1 000 В, установленного документом [20]. В данном режиме по трубе протекают токи, превышающие 800 А (рис. 20). Величины наведенных напряжений, и особенно токов, зависят от выбора поврежденной фазы. При однофазном КЗ максимальные НН и токи в трубе наблюдаются при замыкании на землю фазы С (рис. 20).

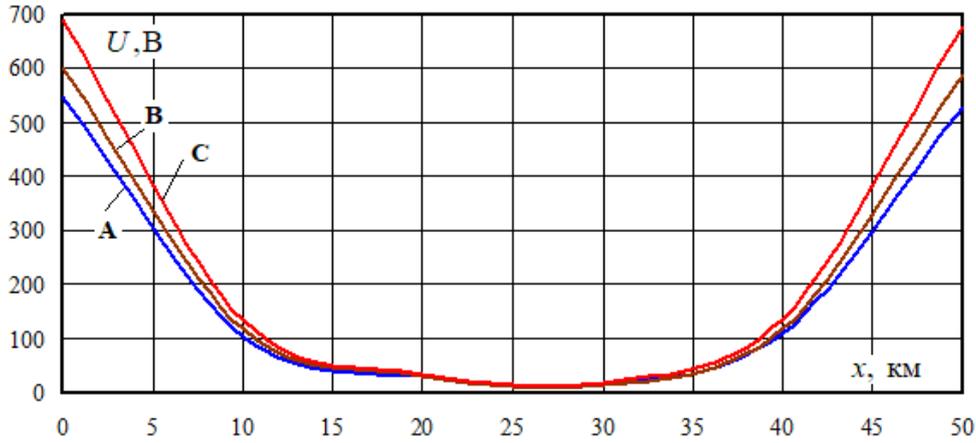


Рис. 19. Зависимости наведенных напряжений от координаты  $x$  при однофазном КЗ в точке  $x = 50$  км

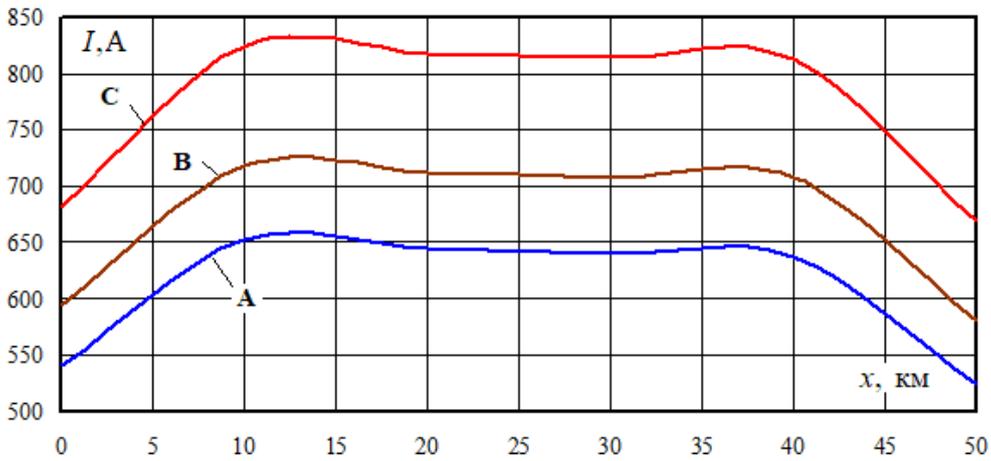


Рис. 20. Зависимости токов, протекающих в трубопроводе, от координаты  $x$  при однофазном КЗ в точке  $x = 50$  км

В режиме двухфазного КЗ из-за разной направленности токов, протекающих по токоведущим частям ДЛЭП (рис. 18), величины наведенных напряжений и

токов в трубе значительно ниже, чем при однофазном замыкании (рис. 21, 22).

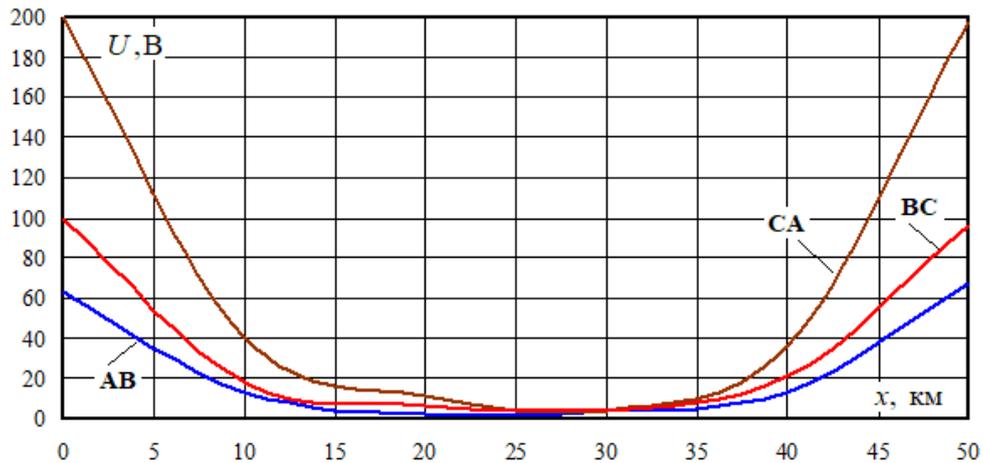


Рис. 21. Зависимости наведенных напряжений от координаты  $x$  при двухфазном КЗ в точке  $x = 50$  км

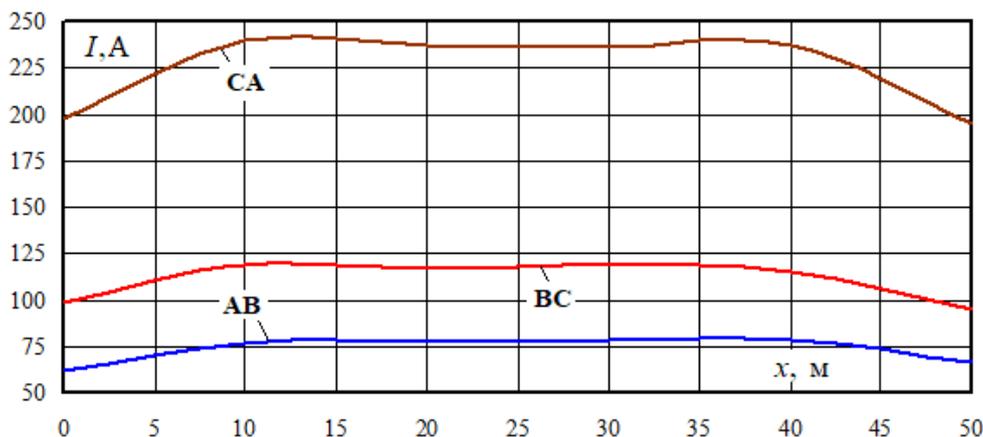


Рис. 22. Зависимости токов, протекающих в трубопроводе, от координаты  $x$  при двухфазном КЗ в точке  $x = 50$  км

**Заключение.** Разработаны цифровые модели, позволяющие осуществлять комплексное моделирование режимов ЭЭС, в состав которых входят дальние линии электропередачи ультравысокого напряжения. Кроме того, на основе этих моделей можно определять напряженности ЭМП и наведенные напряжения, возникающие на смежном трубопроводе наземной прокладки.

Результаты моделирования дальней ЛЭП 1 150 кВ при нагрузках на приемном конце  $300 + j 200$  МВ·А на фазу позволили сформулировать следующие выводы:

1. Удельные потери мощности, приходящиеся на 1 км ЛЭП, лежат в диапазоне от 8,6 до 16,4 кВт. Потери в процентах от передаваемой активной мощности лежат в пределах 0,14...0,27 %.

2. В узловых точках ДЛЭП наблюдается незначительная несимметрия, не выходящая за допустимые пределы.

3. В нормальном режиме при симметричных нагрузках уровни наведенных напряжений не выходят за допустимый предел в 60 В.

4. В режимах однофазного КЗ максимумы наведенных напряжений достигают 700 В, но не превышают предельно допустимого значения, установленного в ТРЛ-71. Максимальный уровень НН имеет место при замыкании фазы С, провода которой расположены наиболее близко к трубе. Максимум тока, протекающего в трубе, достигает 824 А. Из-за противоположной направленности токов, протекающих по токоведущим

частям ДЛЭП при двухфазном замыкании, величины наведенных напряжений и токов в трубе значительно ниже, чем при однофазном КЗ. Максимум НН достигает 200 В и имеет место при замыкании фаз СА. В этой ситуации по трубе протекают токи до 240 А.

Сфера практического применения разработанных моделей может быть достаточно широкой. На их основе возможно решение следующих вопросов: определение нормальных, несимметричных, неполнофазных и несинусоидальных режимов ЭЭС, имеющих в своем составе ДЛЭП; анализ условий электромагнитной безопасности на трассах таких линий и примыкающих к ним подстанциях; выбор рациональных мероприятий по защите персонала смежных сооружений, находящихся в зонах электромагнитных влияний ДЛЭП и др.

Разработанные цифровые модели могут быть достаточно просто модифицированы для ситуаций непараллельных траекторий сближения ДЛЭП и смежного металллического сооружения.

*Исследования выполнены в рамках государственного задания «Проведение прикладных научных исследований» по теме «Повышение качества электрической энергии и электромагнитной безопасности в системах электроснабжения железнодорожного транспорта, оснащённых устройствами Smart Grid, путем применения методов и средств математического моделирования на основе фазных координат», проект № АААА-А20-120111690029-4 от 16.11.2020.*

#### Литература

1. Yang Li, Jinliang He, Jun Yuan, Chen Li, Jun Hu, Rong Zeng. Failure Risk of UHV AC Transmission Line Considering the Statistical Characteristics of Switching Overvoltage Waveshape. IEEE Transactions on Power Delivery. July 2013. V. 28. № 3. P. 1731-1739.
2. Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии // Изв. Рос. акад. наук. Энергетика. 2015. № 5. С. 16-32.
3. Bulatov Y., Kryukov A., Suslov K. Integrated Modeling of the Modes of High Voltage Long Distance Electricity Transmission Lines. 2022 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, ICEEE 2022. P. 45-49.
4. Sha Wang, Liqun Shang. Research on Power Frequency Over-Voltage And Suppression Measures Of Ultra-high Voltage Transmission Lines. 2021 IEEE 5th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC), 2021. V. 5. Publisher: IEEE.
5. Wenquan Shao, Jianbo Wang, Jinning Peng. Reclosing Over-Voltage Analysis for Single-Phase Reclosure in UHV Transmission Lines. 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012. Publisher: IEEE.
6. Xiaotong Wang, Zutao Xiang, Zhenqiang Li. Overvoltage and Restriction of 1000kV Long-Distance Transmission Lines in Weak System. 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 2018. Publisher: IEEE.
7. Zhang L., Zhang C., Shi W., Zhang B. Research on insulation coordination of UHV half-wavelength power transmission

- line. The 16th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2020), 2020. Publisher: IET.
8. Golov V., Kalutskov A., Kormilitsyn D. Controlled Series Compensation of High Voltage Lines to Increase Transmission Capacity. 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (Ural Con), 2020. Publisher: IEEE.
  9. Shimin Xue, Jiali He, Luyu Xu, Jie Sun. Study of Self-Excitation Over-Voltage and Switching Over-Voltage and Their Suppression Measure in Ultra-High Long Distance Transmission Lines. 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2011. Publisher: IEEE.
  10. Shimin Xue, Jiali He, Luyu Xu, Ying Wang. Research scheme of self-excitation over-voltage in UHV long transmission lines. 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011. V. 2. Publisher: IEEE.
  11. Pavan Rahul G., Navya Teja O., Greeshma Shivani P., Deepa K., Manitha P.V., Sailaja V. Long Distance Power Transmission System with ZVS Ultra-Lift Luo Converter from Large Photovoltaic Generation. 2020 Third International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT), 2020. Publisher: IEEE.
  12. Chen Shi long, Shu Hong Chun, Wang Yong zhi, Zeng Fang. Distance protection scheme with travelling wave for UHVDC transmission line based on wavelet transform. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Publisher: IEEE.
  13. Dias Robson, Lima Antonio, Portela Carlos, Aredes Mauricio. Extra Long-Distance Bulk Power Transmission. IEEE Transactions on Power Delivery. 2011.V. 26, iss. 3. Publisher: IEEE.
  14. Davydov G.I., Vasilyev P.F. Flexible Systems for the Transmission of Electrical Energy Over Long Distances. 2019 International Science and Technology Conference «EastConf», 2019. Publisher: IEEE.
  15. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи. СПб.: Центр подготовки кадров электроэнергетики, 2006. 138 с.
  16. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. М.: МЭИ, 2007. 488 с.
  17. Ананичева С.С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л. Передача электроэнергии на дальние расстояния. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 1993. 80 с.
  18. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2005. 273 с.
  19. Закарюкин В.П., Крюков А.В., Тхао Ван Ля. Комплексное моделирование мультифазных, многоцепных и компактных линий электропередачи. Иркутск: ИрГУПС, 2020. 296 с.
  20. Technische Richtlinien-71 (TRL-71). EMR-Technic Kathodischer Korrosionsschutz für Erdgasfernleitungen. P. 80.
  4. Sha Wang, Liqun Shang. Research on Power Frequency Over-Voltage And Suppression Measures Of Ultra-high Voltage Transmission Lines. 2021 IEEE 5th Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC), 2021. V. 5. Publisher: IEEE.
  5. Wenquan Shao, Jianbo Wang, Jinning Peng. Reclosing Over-Voltage Analysis for Single-Phase Reclosure in UHV Transmission Lines. 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2012. Publisher: IEEE.
  6. Xiaotong Wang, Zutao Xiang, Zhenqiang Li. Overvoltage and Restriction of 1000kV Long-Distance Transmission Lines in Weak System. 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), 2018. Publisher: IEEE.
  7. Zhang L., Zhang C., Shi W., Zhang B. Research on insulation coordination of UHV half-wavelength power transmission line. The 16th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2020), 2020. Publisher: IET.
  8. Golov V., Kalutskov A., Kormilitsyn D. Controlled Series Compensation of High Voltage Lines to Increase Transmission Capacity. 2020 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (Ural Con), 2020. Publisher: IEEE.
  9. Shimin Xue, Jiali He, Luyu Xu, Jie Sun. Study of Self-Excitation Over-Voltage and Switching Over-Voltage and Their Suppression Measure in Ultra-High Long Distance Transmission Lines. 2011 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, 2011. Publisher: IEEE.
  10. Shimin Xue, Jiali He, Luyu Xu, Ying Wang. Research scheme of self-excitation over-voltage in UHV long transmission lines. 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011. V. 2. Publisher: IEEE.
  11. Pavan Rahul G., Navya Teja O., Greeshma Shivani P., Deepa K., Manitha P.V., Sailaja V. Long Distance Power Transmission System with ZVS Ultra-Lift Luo Converter from Large Photovoltaic Generation. 2020 Third International Conference on Smart Systems and Inventive Technology (ICSSIT), 2020. Publisher: IEEE.
  12. Chen Shi long, Shu Hong Chun, Wang Yong zhi, Zeng Fang. Distance protection scheme with travelling wave for UHVDC transmission line based on wavelet transform. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Publisher: IEEE.
  13. Dias Robson, Lima Antonio, Portela Carlos, Aredes Mauricio. Extra Long-Distance Bulk Power Transmission. IEEE Transactions on Power Delivery. 2011.V. 26, iss. 3. Publisher: IEEE.
  14. Davydov G.I., Vasilyev P.F. Flexible Systems for the Transmission of Electrical Energy Over Long Distances. 2019 International Science and Technology Conference «EastConf», 2019. Publisher: IEEE.
  15. Александров Г.Н. Моды работы overhead power lines. СПб.: Центр подготовки кадров электроэнергетики, 2006. 138 п.
  16. Ryzhov YU.P. Long-distance transmission lines of ultra-high voltage. M.: MEI, 2007. 488 p.
  17. Ananicheva S.S., Bartolomej P.I., Myzin A.L. Transmission of electricity over long distances. Ekaterinburg: UGTU-UPI, 1993. 80 p.
  18. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. Complicated asymmetrical modes of electrical systems. Irkutsk: Izd-vo Irkut. un-ta, 2005. 273 p.
  19. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V., Thao Van Le. Complex modeling of multi-phase, multi-circuit and compact transmission lines. Irkutsk: IrGUPS, 2020. 296 p.
  20. Technische Richtlinien-71 (TRL-71). EMR-Technic Kathodischer Korrosionsschutz für Erdgasfernleitungen. P. 80.

#### References

1. Yang Li, Jinliang He, Jun Yuan, Chen Li, Jun Hu, Rong Zeng. Failure Risk of UHV AC Transmission Line Considering the Statistical Characteristics of Switching Overvoltage Waveshape. IEEE Transactions on Power Delivery. July 2013. V. 28. № 3. P. 1731-1739.
2. Podkoval'nikov S.V., Savel'ev V.A., CHudinova L.YU. Study of the systemic energy-economic efficiency of the formation of the interstate energy association of North-East Asia // Izv. Ros. akad. nauk. Energetika. 2015. № 5. P. 16-32.
3. Bulatov Y., Kryukov A., Suslov K. Integrated Modeling of the Modes of High Voltage Long Distance Electricity Transmission Lines. 2022 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, ICEEE 2022. P. 45-49.