

УДК 621.3

Оценка влияния различных факторов на значения сопротивлений и проводимостей высоковольтной воздушной линии электропередачи

И.Е. Иванов

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
г. Иваново, Российская Федерация
E-mail: iivanov@mtu.edu

Авторское резюме

Состояние вопроса: Параметры высоковольтных воздушных линий электропередачи – комплексные сопротивления и проводимости – определяются множеством факторов, таких как геометрические характеристики и физические свойства системы проводников (включая контур возврата тока через землю). При этом степень влияния отдельных факторов на конкретные численные значения параметров воздушных линий электропередачи не всегда очевидна. Это определяет необходимость детального анализа взаимосвязи между характеристиками проводников линии электропередачи и параметрами прямой и нулевой последовательностей. Актуальность задачи обусловлена, прежде всего, нарастающим интересом инженеров-исследователей во всем мире к идентификации фактических параметров схем замещения линий и трансформаторов с использованием технологии синхронизированных векторных измерений. Алгоритмы определения фактических параметров линий электропередачи, предлагаемые в большинстве публикаций по данной проблеме (прежде всего, зарубежных), сопряжены с решением оптимизационной задачи относительно искомых сопротивлений и проводимостей линии. При этом размерность вектора неизвестных оказывается значительной даже в случае одноцепной трехфазной линии. Более того, оптимизационный алгоритм воспринимает все эти неизвестные как совершенно не зависимые друг от друга величины, что ухудшает математическую обусловленность задачи и снижает ее вычислительную эффективность. В связи с этим представляется целесообразным выявить совокупность факторов, обуславливающих изменения сопротивлений и проводимостей линии, и переформулировать оптимизационную задачу.

Материалы и методы: Для решения поставленной задачи на основе модели реальной двухцепной линии напряжением 500 кВ осуществлено множество вычислительных экспериментов с использованием MATLAB в качестве инструмента моделирования. В исследовании рассмотрено 11 различных сценариев, в каждом из которых изучается влияние отдельной характеристики системы проводников линии электропередачи. В каждом случае варьируется только один параметр (или несколько взаимосвязанных параметров, например средние высоты подвеса фазных проводников и грозозащитных тросов), тогда как остальные соответствуют принятым «базовым» значениям. При вариации всех характеристик системы проводников и анализе результатов учтены возможные реальные диапазоны изменения этих характеристик.

Результаты: Выполнены вычислительные эксперименты в целях анализа влияния различных факторов на значения сопротивлений и проводимостей высоковольтных воздушных линий электропередачи. Выяснено, что доминирующими факторами, влияние которых на параметры воздушных линий электропередачи нельзя считать пренебрежимо малым, являются следующие: средние высоты подвеса фазных проводников (с учетом стрелы провеса); средние высоты подвеса грозозащитных тросов; удельная проводимость земли; удельные проводимости материала проводов линии; относительная магнитная проницаемость грозозащитного троса. Установлено, что влиянием вариаций значений прочих характеристик (радиусы проводников, междуфазные расстояния, диэлектрическая проницаемость грунта и др.) фактически можно пренебречь.

Выводы: Результаты осуществленного анализа позволяют реализовать принципиально иной подход к решению задачи по определению актуальных параметров воздушных линий электропередачи на базе синхронизированных векторных измерений и, таким образом, ускорить процесс внедрения соответствующих алгоритмов в аппаратно-программные комплексы мониторинга энергосистем (примеры успешных внедрений с большой вероятностью до сих пор отсутствуют). Наличие актуальных данных о параметрах воздушных линий потенциально может использоваться для решения множества задач, например: оценивания состояния режима электрической сети; определения места повреждения на линии «классическим» способом; уточнения параметров срабатывания (уставок) дистанционной защиты; более точного учета потерь электроэнергии при ее передаче по проводам линии электропередачи.

Ключевые слова: высоковольтная воздушная линия электропередачи, параметры линий электропередачи, параметры нулевой последовательности, параметры прямой последовательности, проводимость, синхронизированные векторные измерения, сопротивление.

Investigation into the impact of various factors on the high voltage overhead transmission line impedances and admittances

I.E. Ivanov

Ivanovo State Power Engineering University, Ivanovo, Russian Federation
E- mail: iivanov@mtu.edu

Abstract

Background: High voltage overhead transmission line parameters – series impedances and shunt admittances – depend on many different factors such as the conductor geometry and physical properties (including the earth return path conditions). The influence of a certain characteristic on the line parameters is not always evident. A dedicated study is therefore required to thoroughly examine the impact of various conductor characteristics on the positive and zero sequence line parameters. The need for such a study is driven by the increasing attraction of researchers all over the world to the online estimation of line and trans-

former parameters based on synchronized phasor measurements. Line parameter estimation algorithms described in most of the works on this topic (mainly published abroad) are built around an optimization problem solved directly for the line impedances and admittances. This results in a large vector of unknowns even for a three-phase single circuit line. Moreover, these unknowns are regarded by the optimization algorithm as totally independent of each other, which makes the problem more ill-conditioned along with decreasing the computational efficiency. Taking these issues into consideration, it appears reasonable to find out which of the many conductor characteristics have a non-negligible influence on the line impedances and admittances, and then try to reformulate the optimization problem.

Materials and methods: A model of a real 500 kV double-circuit line was taken for numerical experiments carried out in MATLAB. Eleven different scenarios were considered, each focusing on a certain factor affecting the line impedance and admittance matrices. In each case, one of the parameters was varied (or a few closely related parameters like the average phase conductor and ground wire heights) while all the others remained equal to their chosen default values. Care was taken when conducting the simulations to avoid considering unrealistic values that the varied parameters would not take on in real-field conditions.

Results: A number of experiments have been carried out to identify a group of factors that have a non-negligible impact on the line parameters. These factors are as follows: the average phase conductor heights affected by the sag; the average ground wire heights; the soil conductivity; the conductor DC conductivities, and the ground wire permeability. The influence of all the other uncertainties (such as those in the conductor radii, the horizontal layout of the conductors, and the ground permittivity) can essentially be neglected.

Conclusions: The obtained results enable us to try out a completely different approach to overhead line parameter estimation based on synchronized phasor measurements, which should hopefully put us a step closer to incorporating a line parameter tracking algorithm into monitoring software tools utilized in electric power systems (successful practical implementations are likely absent). Correct information about the overhead line parameters could be used in a number of applications such as power system state estimation, impedance-based fault location on transmission lines, distance protection settings correction, and a more accurate monitoring of the loss of power transmitted through overhead lines, to name a few.

Key words: high voltage overhead transmission line, line parameters, zero sequence parameters, positive sequence parameters, admittance, synchronized phasor measurements, impedance.

DOI: 10.17588/2072-2672.2017.3.030-039

Введение. Проблема определения актуальных, или фактических, параметров высоковольтных воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) активно обсуждается на протяжении последних лет [1–3]. Одной из наиболее очевидных причин интереса к проблеме является внедрение большого количества устройств синхронизированных векторных измерений (СВИ) в энергосистемах по всему миру [4]. Наличие точно синхронизированных комплексных значений токов и напряжений потенциально может использоваться для решения широкого круга задач, включая и идентификацию параметров схем замещения электрической сети [5, 6].

Несмотря на имеющийся консенсус в том, что параметры ВЛЭП – комплексные сопротивления и проводимости – могут претерпевать существенные вариации [6], найти публикации, в которых детально анализировались бы причины этих вариаций, довольно сложно либо вообще не возможно. Тем не менее подобный анализ представляется полезным для понимания характера взаимосвязей между каждой из множества характеристик системы проводников и конкретным параметром ВЛЭП (прямой или нулевой последовательности). Актуальность проблемы становится более очевидной при решении задачи идентификации параметров ВЛЭП. Алгоритмы определения фактических параметров линий электропередачи на базе СВИ, предлагаемые в большинстве публикаций (прежде всего, зарубежных), сопряжены с решением оптимизационной задачи относительно искомых сопротивлений и проводимостей линии [7–9]. При этом размерность вектора неизвестных оказывается значительной даже в случае одноцепной трехфазной ВЛЭП. Более того, оптими-

зационный алгоритм воспринимает все эти неизвестные как совершенно не зависящие друг от друга величины, что ухудшает математическую обусловленность задачи и снижает ее вычислительную эффективность. В связи с этим представляется целесообразным выявить совокупность факторов, обуславливающих изменения сопротивлений и проводимостей линии, и переформулировать оптимизационную задачу. Математический аппарат подобной модифицированной задачи представлен в [10], там же приводятся результаты соответствующих вычислительных экспериментов с привлечением реальных массивов СВИ, свидетельствующие о работоспособности предложенного алгоритма. В связи с этим возникает необходимость полноценного обоснования состава параметров, относительно которых решается оптимизационная задача, сформулированная в [10].

С учетом вышеизложенного проведено исследование влияния геометрических характеристик и физических свойств системы проводников ВЛЭП на значения элементов матриц сопротивлений $[Z]$ и проводимостей $[Y]$. Анализ осуществляется на основе модели двухцепной ВЛЭП 500 кВ, расположенной на территории Российской Федерации. Все вычислительные эксперименты выполняются в программном обеспечении MATLAB.

Материалы и методы исследования. На рис. 1 представлена конфигурация ВЛЭП, используемая для вычислительных экспериментов. Расположение проводников в горизонтальной плоскости (как и высота их подвеса на опоре) базируется на характеристиках преобладающего типа опор для данной ВЛЭП. В технической документации по ВЛЭП перечис-

лены и несколько других типов опор, однако их совокупное количество значительно меньше по сравнению с теми, которые схематически изображены на рис. 1. Длина гирлянды изоляторов находится в диапазоне от 3,2 до 5,7 м.

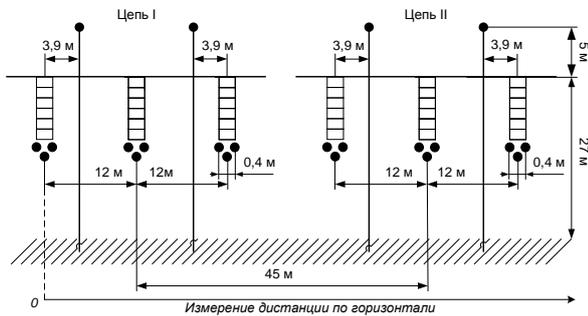


Рис. 1. Конфигурация ВЛЭП, используемая для экспериментов

Матрицы сопротивлений и проводимостей вычисляются на основе выражений, представленных в [11, 12]. Соответствующий код был написан в программном обеспечении MATLAB и многократно верифицирован посредством сравнения вычисленных параметров ВЛЭП с соответствующими результатами, выдаваемыми ATP/ATPDraw, чтобы убедиться в корректности реализации всего вовлеченного в анализ математического аппарата. В табл. 1 сведены все характеристики, необходимые для вычисления матриц $[Z]$ и $[Y]$ на основе выражений из [11, 12]. Все числа, представленные в табл. 1, можно с уверенностью назвать значениями «по умолчанию»; иными словами, именно эти величины с большой вероятностью будут закладываться в программы, используемые энергокомпанией, эксплуатирующей ВЛЭП (некоторое несоответствие, однако, возможно в оценке средних высот подвеса проводов). В результате эквивалентирования расщепленных фазных проводников и исключения грозозащитных тросов посредством методик, описанных в [11, 13], рассчитываются матрицы сопротивлений и проводимостей в фазных координатах размера 6x6. С практической точки зрения наиболее интересно определение параметров прямой и нулевой последовательностей (табл. 2).

Результаты. Для того чтобы оценить, каким образом вариации большинства параметров, перечисленных в табл. 1, влияют на значения сопротивлений и проводимостей ВЛЭП, было проведено множество вычислительных экспериментов. В каждом случае варьировался один из параметров (или несколько взаимосвязанных параметров, например средние высоты подвеса фазных проводников и грозозащитных тросов), а все остальные оставались неизменными. Для каждой новой совокупности параметров вычислялись полные матрицы $[Z]$ и $[Y]$, а затем значения сопротивлений и проводимостей прямой и ну-

левой последовательностей. Полученные величины сравнивались с соответствующими «базовыми» данными, приведенными в табл. 2, следующим образом:

$$\delta_i = 100 \cdot \frac{C_i - R_i}{R_i}, \quad (1)$$

где δ_i – изменение в процентах относительно соответствующего значения «по умолчанию» (см. табл. 2) (индекс «i» изменяется от 1 до 9); C_i – рассчитанное значение; R_i – значение «по умолчанию».

Таблица 1. «Базовые» значения параметров, необходимых для вычисления матриц $[Z]$ и $[Y]$

Параметр	Значение	СИ
<i>Параметры, варьируемые в ходе экспериментов</i>		
Горизонтальное расположение фазных проводников (см. рис. 1)	[0, 12, 24, 45, 57, 69]	м
Горизонтальное расположение грозозащитных тросов (см. рис. 1)	[3,9, 20,1, 48,9, 65,1]	м
Вертикальное расположение фазных проводников*	[16, 16, 16, 16, 16, 16]	м
Вертикальное расположение грозозащитных тросов*	[29, 29, 29, 29]	м
Внутренний радиус фазного проводника**	$0,46 \cdot 10^{-2}$	м
Внешний радиус фазного проводника**	$1,375 \cdot 10^{-2}$	м
Внутренний радиус грозозащитного троса**	$0,55 \cdot 10^{-2}$	м
Внешний радиус грозозащитного троса**	$0,77 \cdot 10^{-2}$	м
Относительная магнитная проницаемость фазных проводников и грозозащитных тросов	1	о.е.
Удельное сопротивление постоянному току материала фазных проводников (при 20 °C)***	$3,8664 \cdot 10^{-8}$	Ом·м
Удельное сопротивление постоянному току материала грозозащитных тросов (при 20 °C)***	$3,9047 \cdot 10^{-8}$	Ом·м
Удельная проводимость грунта	0,01	См/м
Относительная магнитная проницаемость грунта	1	о.е.
Относительная диэлектрическая проницаемость грунта	10	о.е.
Частота	50	Гц
<i>Константы</i>		
Количество проводников в расщепленной фазе	3	–
Радиус расщепления	$23,094 \cdot 10^{-2}$	м
<i>Дополнительная информация</i>		
Грозозащитные тросы непрерывно заземлены на каждой опоре (т.е. они учитываются при вычислении элементов обеих матриц – $[Z]$ и $[Y]$)		

Примечания: * Средние высоты подвеса проводов по трассе ВЛЭП ниже, по сравнению с соответствующими высотами подвеса на опоре (см. рис. 1), из-за наличия стрелы провеса.

** Марка фазного провода – «АС-400/51», марка грозозащитного троса – «АСУС-70/72».

*** Удельные сопротивления материала в Ом·м были рассчитаны на основе данных о радиусах проводов, а также

их погонном активном сопротивлении, равном 0,0733 Ом/км для фазных проводников и 0,428 Ом/км для грозозащитных тросов.

Таблица 2. «Базовые» значения параметров ВЛЭП прямой и нулевой последовательностей

№	Параметр	Символ	Значение
1	Активное сопротивление прямой последовательности	R_1	0,0256 Ом/км
2	Активное сопротивление нулевой последовательности	R_0	0,1776 Ом/км
3	Сопротивление взаимной индукции между двумя цепями (действительная часть)*	R_m	0,1351 Ом/км
4	Индуктивное сопротивление прямой последовательности	X_1	0,3018 Ом/км
5	Индуктивное сопротивление нулевой последовательности	X_0	0,665 Ом/км
6	Сопротивление взаимной индукции между двумя цепями (мнимая часть)	X_m	0,192 Ом/км
7	Емкостная проводимость прямой последовательности	B_1	$0,3813 \cdot 10^{-5}$ См/км
8	Емкостная проводимость нулевой последовательности	B_0	$0,2663 \cdot 10^{-5}$ См/км
9	Взаимная емкостная проводимость между двумя цепями	B_m	$-0,017 \cdot 10^{-5}$ См/км

Примечание: * Присутствие действительной части в сопротивлении взаимной индукции между двумя цепями объясняется в [11].

Сценарий 1. В эксперименте несколько изменяется горизонтальное расположение фазных проводов: центральная расщепленная «фаза» каждой из двух параллельных цепей (рис. 1) остается на месте, тогда как крайние «фазы» одновременно приближаются к центру или удаляются от него, сохраняя симметрию расположения проводов. Результаты моделирования представлены на рис. 2, 3: по горизонтальной оси обозначено положение левой «фазы» в каждой из двух цепей относительно ее исходной позиции, а по вертикальной оси отложены процентные отличия параметров ВЛЭП от соответствующих «базовых» значений (табл. 2), рассчитанные по (1).

Анализ полученных результатов моделирования (рис. 2, 3) показывает, что активные сопротивления наименее зависимы от горизонтального расположения фазных проводов. Наибольшая же зависимость проявляется для взаимной емкостной проводимости между двумя цепями B_m . Это во многом объясняется тем, что абсолютное значение B_m очень мало; оно на порядок меньше значений B_1 и B_0 (табл. 2). Анализируя ситуацию в целом, отметим, что, несмотря на достаточно широкий диапазон рассмотренных позиций фазных проводов, на практике расстояния между проводами по горизонтали в среднем по ВЛЭП должны быть известны с достаточно высокой

точностью, если на большей части трассы ВЛЭП применяется одна и та же типовая опора, что обычно выполняется. В таком случае незначительные вариации в расстояниях между фазными проводами не влияют существенным образом на все параметры ВЛЭП, за исключением B_m . Если ограничить эти вариации в диапазоне $\pm 0,5$ м, восемь из девяти параметров линии будут находиться в пределах ± 1 % относительно соответствующих значений «по умолчанию» (табл. 2), что на рис. 2, 3 отмечено пунктирными прямоугольниками.

Сценарий 2. В данном сценарии все фазные провода остаются на своих позициях, а грозозащитные тросы в каждой паре (в каждой из двух цепей ВЛЭП) сближаются или удаляются друг от друга, сохраняя при этом симметрию (рис. 1). В отличие от предыдущего эксперимента, данные манипуляции не приводят к сколь-либо значимым изменениям параметров ВЛЭП. Даже при смещении каждого из тросов на расстояние, несколько большее 1 м, вариации всех параметров ВЛЭП находятся в пределах 1 % (табл. 3). Следовательно, при определении параметров ВЛЭП можно пренебречь влиянием некоторых неточностей в оценке расположения тросов.

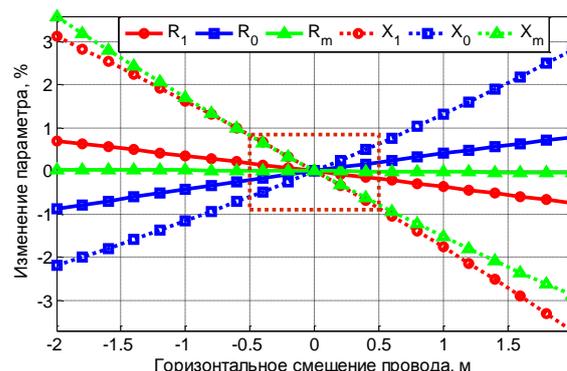


Рис. 2. Влияние горизонтального расположения фазных проводов на Z

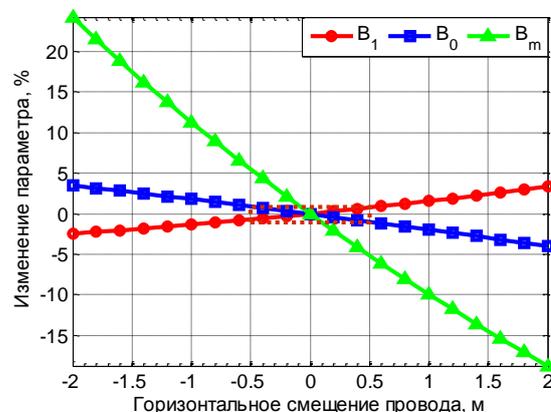


Рис. 3. Влияние горизонтального расположения фазных проводов на Y

Таблица 3. Влияние горизонтального расположения грозозащитных тросов

Смещение троса, м	δR_1 , %	δR_0 , %	δR_m , %	δX_1 , %	δX_0 , %	δX_m , %	δB_1 , %	δB_0 , %	δB_m , %
-2	0,79	0,11	0,68	-0,09	0,17	-0,22	0,09	-0,27	-1,29
-1,6	0,64	0,12	0,57	-0,07	0,11	-0,24	0,07	-0,21	-1,06
-1,2	0,48	0,11	0,44	-0,05	0,07	-0,22	0,05	-0,15	-0,81
-0,8	0,33	0,09	0,31	-0,03	0,04	-0,18	0,04	-0,09	-0,55
-0,6	0,24	0,08	0,23	-0,03	0,02	-0,15	0,03	-0,07	-0,42
-0,4	0,16	0,06	0,16	-0,02	0,01	-0,11	0,02	-0,04	-0,28
-0,2	0,08	0,03	0,08	-0,01	0,00	-0,06	0,01	-0,02	-0,14
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,2	-0,08	-0,03	-0,08	0,01	0,00	0,07	-0,01	0,02	0,14
0,4	-0,16	-0,07	-0,17	0,02	0,00	0,14	-0,02	0,04	0,29
0,6	-0,25	-0,12	-0,26	0,03	0,00	0,22	-0,03	0,05	0,44
0,8	-0,33	-0,17	-0,35	0,03	0,01	0,31	-0,03	0,07	0,59
1,2	-0,49	-0,28	-0,55	0,05	0,04	0,53	-0,05	0,09	0,90
1,6	-0,65	-0,42	-0,76	0,07	0,08	0,78	-0,07	0,11	1,23
2	-0,81	-0,58	-0,99	0,08	0,13	1,07	-0,08	0,12	1,56

Сценарий 3. Данный эксперимент является комбинацией двух предыдущих. Только лишь центральная «фаза» в каждой из двух цепей ВЛЭП (рис. 1) остается на месте, а остальные провода симметрично приближаются к оси симметрии или удаляются от нее точно таким же образом, как и в двух предыдущих экспериментах. Эффект от подобных модификаций аналогичен выявленному в первом сценарии (в котором грозозащитные тросы оставались на своих местах). Таким образом, горизонтальное расположение фазных проводов является гораздо более существенным фактором (по сравнению с расположением грозозащитных тросов) при вычислении элементов матриц сопротивлений и проводимостей.

Сценарий 4. В данном случае изменяются высоты расположения проводов ВЛЭП. Средняя высота подвеса провода над поверхностью земли обычно аппроксимируется следующей формулой [11]:

$$H = H_{mid} + \frac{1}{3} \cdot S, \quad (2)$$

где H – высота расположения провода (в среднем); H_{mid} – высота расположения провода на середине пролета; S – стрела провеса, определяемая как разность между высотой подвеса провода на опоре и его высотой на середине пролета.

Стрела провеса зависит как от температуры окружающей среды (ТОС), так и от степени загрузки ВЛЭП. Как отмечено выше, в каждом сценарии варьируемым является лишь один параметр, поэтому ТОС можно принять приблизительно равной 20 °С (табл. 1), поскольку дополнительным нагревом проводов от тока в данном эксперименте можно пренебречь: ориентировочные расчеты показывают, что потребуется ток не менее 900 А, чтобы дополнительно нагреть фазный провод на 6 °С,

учитывая наличие трех проводников в каждой фазе (рис. 1). Таким образом, стрела провеса при предполагаемой ТОС, равной 20 °С, будет главным образом зависеть от степени тяжения провода.

Для выяснения влияния стрелы провеса на вариации значений параметров ВЛЭП предположим, что высота фазного провода на середине пролета H_{mid} может находиться в диапазоне от 12 до 19 м. Минимальное удаление проводов от поверхности земли для данной ВЛЭП – никак не менее 9 м; при этом высота расположения «фазы» на опоре может быть принята равной 22 м. Трехметровая «отстройка» от верхней и нижней границ необходима для учета вариаций стрелы провеса в зависимости от ТОС, а также исключения заведомо нереалистичных предположений.

Стрела провеса грозозащитного троса принята равной половине соответствующей величины для фазного провода, поскольку степень растяжения стальных проволок в сталеалюминиевых проводах приблизительно вдвое меньше по сравнению с алюминиевыми проволоками [14], а отношение сечений стальной и алюминиевой частей существенно выше для грозозащитного троса.

Результаты моделирования представлены на рис. 4, 5. Отметим, что «базовая» геометрия соответствует средней высоте положения фазного провода, равной 16 м (см. табл. 1).

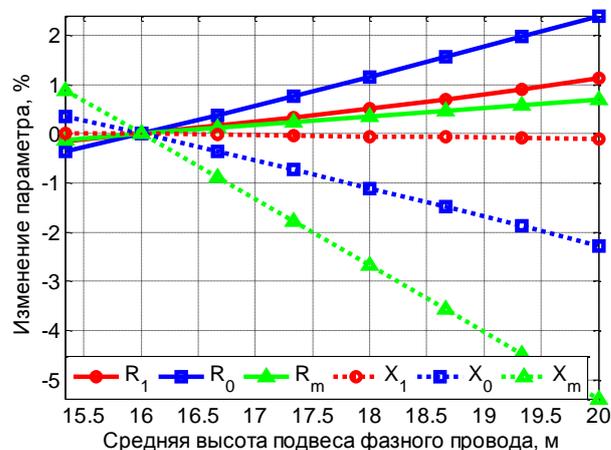


Рис. 4. Влияние вертикального расположения проводов на [Z]

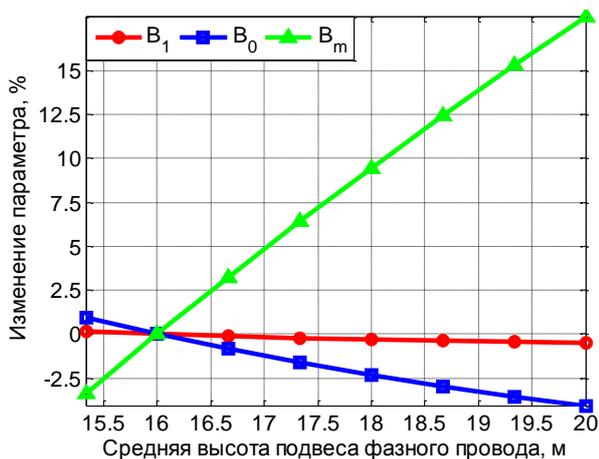


Рис. 5. Влияние вертикального расположения проводов на $[Y]$

Анализ результатов моделирования (рис. 4, 5) показывает, что изменения большинства параметров ВЛЭП не являются пренебрежимо малыми. Кроме того, в отличие от ситуации с горизонтальным расположением проводов, маловероятно, что средние высоты их подвеса могут быть известны с достаточной точностью. Поэтому вертикальная геометрия является существенным фактором при вычислении элементов матриц $[Z]$ и $[Y]$.

Сценарий 5. В эксперименте варьируются радиусы фазных проводов и грозозащитных тросов в целях моделирования возможных неточностей их задания и оценки влияния подобных неточностей на значения параметров линии. Рассматриваемый диапазон изменений всех радиусов составляет $\pm 5\%$ от соответствующих «базовых» величин (табл. 1), одновременно умножаемых на один и тот же коэффициент. Отметим, что при каждом новом изменении радиусов пересчитывается и удельное сопротивление материала проводов постоянному току, поскольку «погонные» сопротивления (в Ом/км), указанные в примечании к табл. 1, не изменяются.

Результаты эксперимента отражены на рис. 6, 7. Анализ построенных графиков показывает, что вариации всех параметров ВЛЭП составляют лишь доли процента, поэтому ими можно пренебречь.

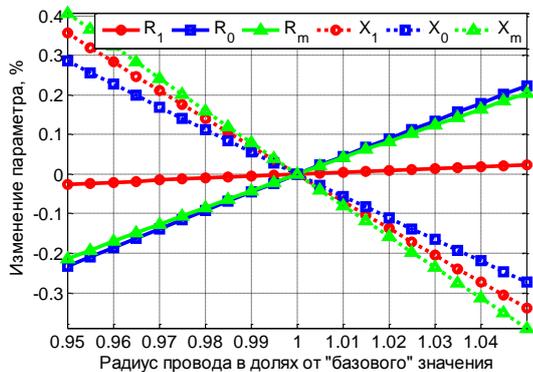


Рис. 6. Влияние неточностей в задании радиусов проводов на $[Z]$

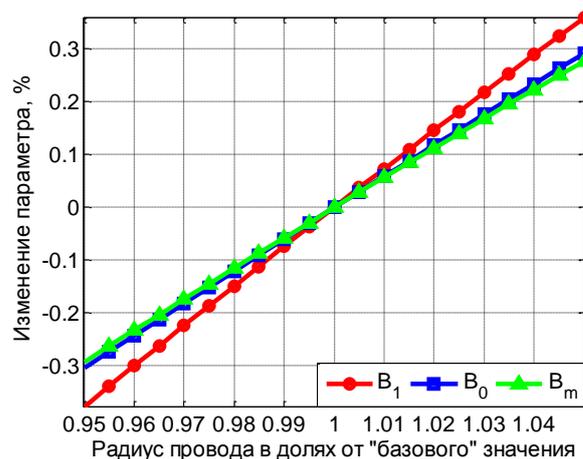


Рис. 7. Влияние неточностей в задании радиусов проводов на $[Y]$

Интересным представляется также изменять только внутренние радиусы, определяемые стальной частью провода, поскольку их значения не всегда присутствуют в технической документации. Вариации сопротивлений в подобном случае существенно меньше приведенных на рис. 6, а значения емкостных проводимостей не изменяются.

Сценарий 6. В данном эксперименте нас интересует влияние величины удельного сопротивления постоянному току материала провода на значения сопротивлений ВЛЭП прямой и нулевой последовательностей. Несмотря на потенциально большой диапазон сезонных изменений температуры на территории Российской Федерации, лимитирующим фактором в данном сценарии является заданное значение удельного сопротивления грунта, равное 100 Ом·м (табл. 1). Графические данные, представленные на рис. 11.29 в [15], позволяют сделать вывод о том, что, в зависимости от степени влажности почвы, величина в 100 Ом·м может соответствовать различным температурам, образующим диапазон как минимум в 15 градусов. Необходимо также учесть дополнительный нагрев фазных проводов от протекающих по ним токов. Исходя из сказанного, для расчетов выбран температурный диапазон от $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Результаты представлены на рис. 8.

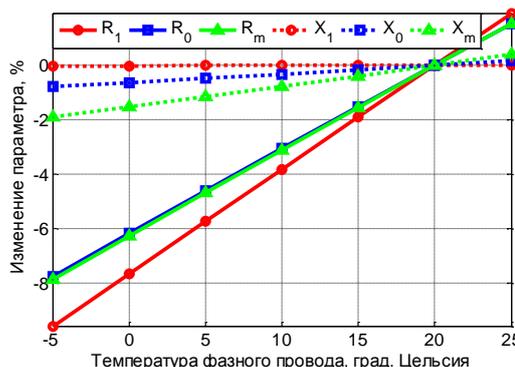


Рис. 8. Влияние температуры фазных проводов ВЛЭП на $[Z]$

Температурный эффект главным образом проявляется в отношении активных сопротивлений, что ожидаемо. Элементы матрицы емкостных проводимостей $[B]$ от температуры не зависят (по крайней мере – для анализируемого диапазона температур). В целом же можно заключить, что удельные сопротивления материала проводов оказывают существенное влияние на значения параметров ВЛЭП.

Сценарий 7. В данном сценарии рассматривается влияние значения удельной проводимости грунта. По регламенту выполнения экспериментов, остальные характеристики системы проводников соответствуют «базовым», поэтому температура фазного провода равна 20 °С (табл. 1), а ТОС можно принять равной этому же значению. Анализируя полученные данные (рис. 11.29 в [15]), представляется целесообразным рассмотреть диапазон удельного сопротивления земли от 10 до 100 Ом·м. Наиболее существенные вариации, в зависимости от состояния грунта, претерпевают сопротивление нулевой последовательности каждой из двух цепей ВЛЭП, а также сопротивление взаимной индукции между цепями (рис. 9). Изменение этих параметров никоим образом нельзя считать пренебрежимо малым. Емкостные проводимости ВЛЭП не являются функцией удельного сопротивления грунта.

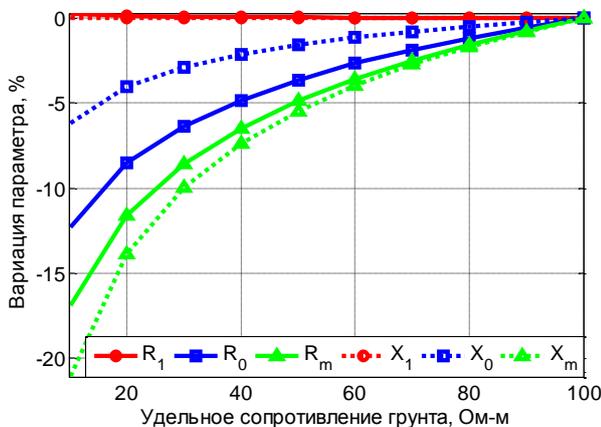


Рис. 9. Влияние удельного сопротивления грунта по трассе ВЛЭП на $[Z]$

Сценарий 8. В этом эксперименте анализируется зависимость параметров ВЛЭП от относительной диэлектрической проницаемости грунта. Принятое нами значение «по умолчанию», отраженное в табл. 1, равно 10. Как указано в [15], для реальных почв значение «эпсилон» может находиться в диапазоне от 2 до 20. Несмотря на это, в проводимом эксперименте рассматривается существенно более широкий диапазон значений диэлектрической проницаемости – от 1 до 1000. В полученном массиве сопротивлений ВЛЭП максимальные значения отличаются от минимальных лишь на

тысячные доли процента. Емкостные проводимости ВЛЭП от «эпсилон» грунта не зависят. Таким образом, влиянием неизвестного значения диэлектрической проницаемости земли можно полностью пренебречь при вычислении матриц параметров ВЛЭП.

Сценарий 9. Рассмотрим теперь влияние относительной магнитной проницаемости грунта. Как и в предыдущем эксперименте, величина «мю» варьируется от 1 до 1000. Результаты приведены на рис. 10 с использованием логарифмического масштаба по оси абсцисс. Очевидно, что с теоретической точки зрения значение магнитной проницаемости грунта существенно влияет на $[Z]$ и $[Y]$. Однако осадочные породы (такие как песчаники, глины, известняки и т.д.) практически немагнитны [15]. Это обстоятельство позволяет нам не учитывать зависимости, представленные на рис. 10, и при практическом вычислении параметров ВЛЭП принимать значение «мю» грунта, равное 1.

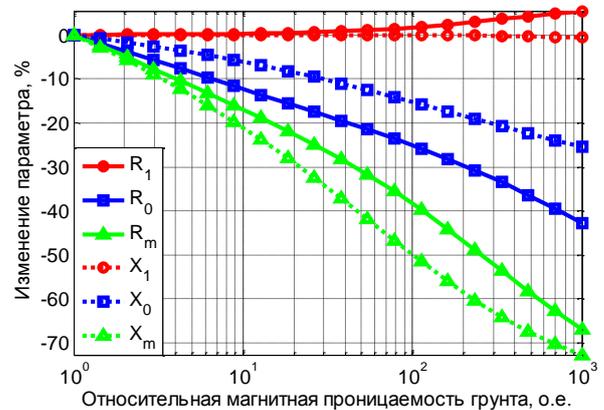


Рис. 10. Влияние значения «мю» грунта по трассе ВЛЭП на $[Z]$

Сценарий 10. Предположим теперь, что значение относительной магнитной проницаемости провода неизвестно с достаточной точностью. Зависимости, изображенные на рис. 11, получены посредством изменения этого параметра от 1 до 1000.

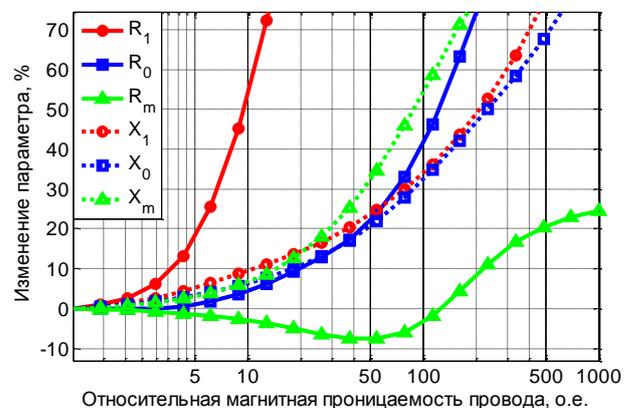


Рис. 11. Влияние значения «мю» проводов ВЛЭП на $[Z]$

Анализ результатов (рис. 11) показывает, что сопротивления ВЛЭП существенным образом зависят от значения «мю» фазных проводов и грозозащитных тросов. Поиск данных, в которых указывалось бы значение магнитной проницаемости для сталеалюминиевых проводов, сопряжен со значительными трудностями. Известно, что «мю» стали может существенно превышать единицу. В то же время влиянием стального сердечника можно пренебречь при четном количестве повивов из алюминиевых проволок [11]. Более того, выполненные вычислительные эксперименты с проводами ACSR 54/7 Cardinal показали высокую сходимость вычисленных активных и индуктивных сопротивлений с соответствующими справочными данными. При этом проводники марки ACSR 54/7 Cardinal имеют три алюминиевых повива. Результаты данного анализа позволяют сделать вывод о целесообразности принятия допущения о немагнитном характере проводов с несколькими повивами из алюминия. Следует отметить, что в программном обеспечении ATP/ATPDraw отсутствует возможность задания величины «мю» провода, отличной от единицы [13]. Данная возможность присутствует в Simulink/Simscape Power Systems [16] (отметим, однако, что в этом программном обеспечении отсутствует опция задания схемы с разрезанием троса и искровыми промежутками, поэтому использование собственного верифицированного кода в MATLAB для расчета параметров ВЛЭП добавляет функциональности проводимым исследованиям).

В [17] рекомендуется принимать значение относительной магнитной проницаемости в диапазоне от 5 до 10 для сталеалюминиевых проводов с одним повивом из алюминия. Поскольку грозозащитный трос АСУС-70/72 в нашей модели ВЛЭП имеет один повив из алюминиевых проволок¹, был выполнен дополнительный вычислительный эксперимент, в котором изменялась только магнитная проницаемость грозозащитных тросов. Результаты моделирования, представленные на рис. 12, убеждают, что наличие информации о приблизительном значении «мю» троса может заметно повысить точность определения сопротивлений ВЛЭП.

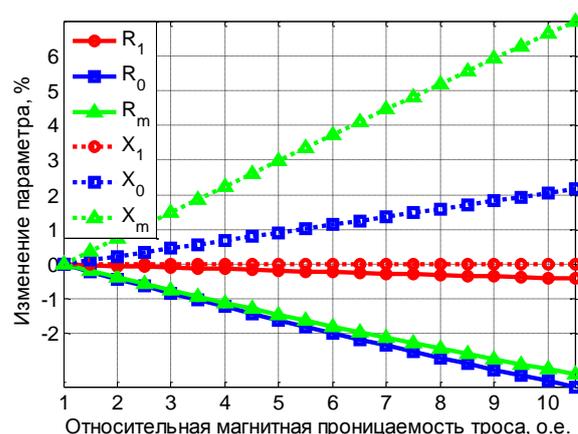


Рис. 12. Влияние значения «мю» грозозащитных тросов ВЛЭП на Z

Сценарий 11. В данном заключительном сценарии анализируется влияние на параметры ВЛЭП отклонений частоты от номинального значения. В ходе эксперимента частота варьировалась между 45 и 55 Гц, однако вариации частоты в табл. 4 ограничены диапазоном $50 \pm 0,4$ Гц, поскольку в синхронизированных системах электроснабжения не допускается отклонения частоты свыше $0,4 \text{ Гц}^2$. На практике девиации частоты в ЭЭС существенно меньше этого порогового значения, что, как следует из табл. 4, позволяет пренебречь частотной зависимостью элементов матриц Z и Y .

Таблица 4. Влияние частоты энергосистемы

Частота, Гц	δR_1 , %	δR_0 , %	δR_m , %	δX_1 , %	δX_0 , %	δX_m , %	δB_1 , %	δB_0 , %	δB_m , %
49,6	-0,04	-0,15	-0,13	-0,8	-0,72	-0,58	-0,8	-0,8	-0,8
49,7	-0,03	-0,11	-0,1	-0,6	-0,54	-0,43	-0,6	-0,6	-0,6
49,8	-0,02	-0,08	-0,06	-0,4	-0,36	-0,29	-0,4	-0,4	-0,4
49,9	-0,01	-0,04	-0,03	-0,2	-0,18	-0,14	-0,2	-0,2	-0,2
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50,1	0,01	0,04	0,03	0,199	0,179	0,145	0,2	0,2	0,2
50,2	0,02	0,08	0,06	0,399	0,358	0,29	0,4	0,4	0,4
50,3	0,03	0,11	0,1	0,598	0,537	0,435	0,6	0,6	0,6
50,4	0,04	0,15	0,13	0,798	0,717	0,581	0,8	0,8	0,8

Выводы. Постановка вычислительных экспериментов обоснована, дан анализ полученных процентных вариаций параметров ВЛЭП.

Результаты исследования позволяют нам идентифицировать совокупность факторов, влияние которых на параметры ВЛЭП не является пренебрежимым:

- средняя высота подвеса фазного провода (с учетом стрелы провеса);

¹ ГОСТ 839-80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия. Введ. 1981-01-01.

² ГОСТ Р 54149-2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2010-12-21.

- средняя высота подвеса грозозащитного троса (с учетом стрелы провеса);
- удельная проводимость грунта;
- удельное сопротивление постоянному току материала проводов ВЛЭП;
- относительная магнитная проницаемость грозозащитного троса.

Результаты анализа могут служить основой для совершенствования алгоритмов определения актуальных параметров ВЛЭП на базе СВИ, позволяя сформулировать и решить возникающую оптимизационную задачу совершенно в ином многомерном пространстве переменных. В дальнейшем представляется целесообразным оценить совокупное влияние указанных выше факторов на вариации сопротивлений и проводимостей ВЛЭП.

Список литературы

1. **Du Yan, Liao Y.** Online estimation of power transmission line parameters, temperature and sag // Proc. 43rd North American Power Symposium (NAPS). – Boston, MA, USA, Aug. 4–6, 2011.
2. **Liao Y., Kezunovic M.** Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications // IEEE Trans. Power Delivery. – January 2009. – Vol. 24, no. 1. – P. 96–102.
3. **Shi D., Tylavsky D.J., Logic N., Koellner K.M.** Identification of short transmission-line parameters from synchrophasor measurements // Proc. 40th North American Power Symposium (NAPS), Calgary, AB. – Canada, Sept. 28–30, 2008.
4. **Chakrabarti S., Kyriakides E., Bi T., Cai D., Terzija V.** Measurements get together // IEEE Power and Energy Magazine, Jan.-Feb. 2009. Reprinted in Special Issue: Smart Grid-Putting it All Together, a 2010 reprint journal from PES. – P. 15–23.
5. **Phadke A.G., Thorp J.S.** Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. – Springer, 2008.
6. **Bartolomey P.I., Eroshenko S.A., Lebedev E.M., Suvorov A.A.** New information technologies for state estimation of power systems with FACTS // Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). – Berlin, Germany, Oct. 14–17, 2012.
7. **Dán A.M., Raisz D.** Estimation of transmission line parameters using wide-area measurement method // Proc. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, June 19–23, 2011.
8. **Ritzmann D., Wright P.S., Holderbaum W., Potter B.** A method for accurate transmission line impedance parameter estimation // IEEE Trans. Instrumentation and Measurement. – October 2016. – Vol. 65, no. 10. – P. 2204–2213.
9. **Wu Z., Zora L.T., Phadke A.G.** Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration // Proc. 2015 IEEE PES General Meeting, Denver, CO, USA, July 26–30, 2015.
10. **Ivanov I., Murzin A.** Synchrophasor-based transmission line parameter estimation algorithm taking into account measurement errors // Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Ljubljana, Slovenia, Oct. 9–12, 2016.
11. **Dommel H.W.** Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book. – Portland, OR, USA: Bonneville Power Administration, 1986.
12. **Martinez-Velasco J.A., Ramirez A.I., Davila M.** Overhead lines // Power System Transients: Parameter Determination, J.A. Martinez-Velasco, Ed. – CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009. – P. 17–135.
13. **Chapter XXI «LINE CONSTANTS»** supporting program // ATP Rule Book. – P. 21–45. (*Available online for registered users of ATP*)

14. **Douglass D.A., Thrash F.R.** Sag and tension of conductor // Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, 3rd ed., L.L. Grigsby, Ed. – CRC Press, Taylor & Francis Group, 2012.
15. **Нерпин С.В., Чудновский А.Ф.** Физика почвы. – М.: Наука, 1967.
16. **Simscape** Power Systems Reference (Specialized Technology). – Natick, MA, USA: The MathWorks, Inc., March 2017.
17. **Kiessling F., Nefzger P., Nolasco J.F., Kaintzyk U.** Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction (Power Systems). – Springer, 2003.

References

1. Yan, Du, Liao, Y. Online estimation of power transmission line parameters, temperature and sag. Proc. 43rd North American Power Symposium (NAPS), Boston, MA, USA, Aug. 4–6, 2011.
2. Liao, Y., Kezunovic, M. Online optimal transmission line parameter estimation for relaying applications. IEEE Trans. Power Delivery, January 2009, vol. 24, no. 1, pp. 96–102.
3. Shi, D., Tylavsky, D.J., Logic, N., Koellner, K.M. Identification of short transmission-line parameters from synchrophasor measurements. Proc. 40th North American Power Symposium (NAPS), Calgary, AB, Canada, Sept. 28–30, 2008.
4. Chakrabarti, S., Kyriakides, E., Bi, T., Cai, D., Terzija, V. Measurements get together. IEEE Power and Energy Magazine, Jan.-Feb. 2009. Reprinted in Special Issue: Smart Grid-Putting it All Together, a 2010 reprint journal from PES, pp. 15–23.
5. Phadke, A.G., Thorp, J.S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer, 2008.
6. Bartolomey, P.I., Eroshenko, S.A., Lebedev, E.M., Suvorov, A.A. New information technologies for state estimation of power systems with FACTS. Proc. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, Germany, Oct. 14–17, 2012.
7. Dán, A.M., Raisz, D. Estimation of transmission line parameters using wide-area measurement method. Proc. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, June 19–23, 2011.
8. Ritzmann, D., Wright, P.S., Holderbaum, W., Potter, B. A method for accurate transmission line impedance parameter estimation. IEEE Trans. Instrumentation and Measurement, October 2016, vol. 65, no. 10, pp. 2204–2213.
9. Wu, Z., Zora, L.T., Phadke, A.G. Simultaneous transmission line parameter and PMU measurement calibration. Proc. 2015 IEEE PES General Meeting, Denver, CO, USA, July 26–30, 2015.
10. Ivanov, I., Murzin, A. Synchrophasor-based transmission line parameter estimation algorithm taking into account measurement errors. Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Ljubljana, Slovenia, Oct. 9–12, 2016.
11. Dommel, H.W. Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book. Portland, OR, USA: Bonneville Power Administration, 1986.
12. Martinez-Velasco, J.A., Ramirez, A.I., Davila, M. Overhead lines. Power System Transients: Parameter Determination, J.A. Martinez-Velasco, Ed. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2009, pp. 17–135.
13. Chapter XXI «LINE CONSTANTS» supporting program. ATP Rule Book, pp. 21–45. (*Available online for registered users of ATP*)
14. Douglass, D.A., Thrash, F.R. Sag and tension of conductor. Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, 3rd ed., L.L. Grigsby, Ed. CRC Press, Taylor & Francis Group, 2012.
15. Nerpín, S.V., Chudnovskiy, A.F. *Fizika pochvy* [Soil Physics]. Moscow, Nauka, 1967. (*In Russian*)
16. Simscape Power Systems Reference (Specialized Technology). Natick, MA, USA: The MathWorks, Inc., March, 2017.
17. Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J.F., and Kaintzyk, U. Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction (Power Systems). Springer, 2003.

Иванов Игорь Евгеньевич,
ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
ассистент кафедры электрических систем,
e-mail: iivanov@mtu.edu
Ivanov Igor Yevgenyevich,
Ivanovo State Power Engineering University,
Assistant of the Department of Electric Systems,
e-mail: iivanov@mtu.edu