

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 35–10–6 кВ ПО ЭМПИРИЧЕСКИМ КРИТЕРИЯМ В КООРДИНАТАХ ТРЕХ СИММЕТРИЧНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ

В.А. Солдатов, soldmel@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3084-0281>
Н.А. Климов, na-klimov@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3488-6706>
А.С. Яблоков, yablokov-1991@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6508-2786>

*Костромская государственная сельскохозяйственная академия,
поселок Караваево, Костромской район, Костромская область, Россия*

Аннотация. В работе исследуется метод определения места повреждения в распределительных электрических сетях 35–10–6 кВ на основе эмпирических критериев в координатах трех симметричных составляющих индивидуальных для каждого вида аварийного режима. То есть в формулах критериев использованы напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательности. Сами формулы определялись по следующему принципу: если напряжения или токи увеличиваются при перемещении точки аварии вдоль длины линии, то они помещаются в числитель, а если наоборот, то в знаменатель. Для каждого критерия получен график интерполирующей функции, который хранится в памяти компьютера. При возникновении повреждения рассчитывается значение критерия и по графику находится место возникновения аварийного режима. Выявлена расчетная математическая погрешность разработанного метода при малой погрешности измерения $\pm 0,2\%$. Показано, что все погрешности составляют менее 1 %, кроме режимов однофазных замыканий на землю, когда погрешность достигает 2,6 %. Как показывают расчеты, погрешность ОМП прямо пропорциональна результирующей погрешности измерений и точности задания исходных данных. Так, при результирующей точности $\pm 2,5\%$ максимальная погрешность ОМП близка к 3 %, а при точности $\pm 5\%$ близка к 6 %. Существующие приборы ОМП работают с погрешностью 3–20 %, кроме того, они неспособны определить повреждения с замыканиями на землю и обрывами. Эффективность рассмотренного метода подтверждена технико-экономическими расчетами. Так, в расчете на один фидер 35, 10 и 6 кВ экономический эффект соответственно составляет 200, 150 и 110 тыс. руб. в год при сроке окупаемости около года. При применении метода на 1000 фидерах эффект составит порядка 200, 150 и 110 млн руб. в год. Таким образом, полученные критерии для определения места аварии эффективны как с технической, так и с экономической точек зрения.

Ключевые слова: аварийный режим, определение места повреждения, критерии, фазные координат, сеть 35–10–6 кВ, метод трех симметричных составляющих

Для цитирования: Солдатов В.А., Климов Н.А., Яблоков А.С. Определение места повреждения в электрических сетях 35–10–6 кВ по эмпирическим критериям в координатах трех симметричных составляющих // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2022. Т. 22, № 3. С. 32–38. DOI: 10.14529/power220304

Original article
DOI: 10.14529/power220304

FAULT LOCATION IN ELECTRIC 35–10–6 kV NETWORKS ACCORDING TO EMPIRICAL CRITERIA IN THE COORDINATES OF THREE SYMMETRIC COMPONENTS

V.A. Soldatov, soldmel@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3084-0281>
N.A. Klimov, na-klimov@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3488-6706>
A.S. Yablokov, yablokov-1991@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6508-2786>

Kostroma State Agricultural Academy, Karavaevo, Kostroma district, Kostroma region, Russia

Abstract. The paper investigates the method of detecting fault location in 35–10–6 kV electrical distribution networks based on empirical criteria in the coordinates of three symmetrical components, specific for each type of emergency mode. Voltages and currents of the direct, reverse and zero sequence are used in the formulas of the criteria. The formulas themselves were developed according to the following principle: if voltages or currents increase when the fault point moves along the length of the line, they are used as numerators, and if vice versa, the voltages or currents values are used as denominators. For each criterion, a graph of the interpolating function was obtained which is stored

in the computer's memory. When a fault occurs, the value of the criterion is calculated and, according to the graph, the place of the emergency mode is found. The calculated mathematical error of the developed method is revealed with a small measurement error of $\pm 0.2\%$. It is shown that all errors are less than 1%, except for single-phase earth fault modes, when the error reaches 2.6%. As calculations show, the error of the fault location is directly proportional to the resulting measurement error and the accuracy of setting the initial data. So, with a resulting accuracy of $\pm 2.5\%$, the maximum error of the fault location is close to 3%, and with an accuracy of $\pm 5\%$, it is close to 6%. Existing fault detection devices operate with an error of 3–20%. Moreover, they are unable to detect damage with ground faults and breaks. The effectiveness of the considered method is confirmed by technical and economic calculations. So, based on one 35, 10 and 6 kV feeder, the economic effect is 200, 150 and 110 thousand rubles per year, respectively, with a pay-back period of about a year. When applying the method for 1000 feeders, the effect will be about 200, 150 and 110 million rubles per annum. Thus, the criteria obtained for fault location are effective from both technical and economic points of view.

Keywords: emergency mode, fault location, criteria, phase coordinates, 35–10–6 kV network, method of three symmetrical components

For citation: Soldatov V.A., Klimov N.A., Yablokov A.S. Fault location in electric 35–10–6 kV networks according to empirical criteria in the coordinates of three symmetric components. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2022;22(3):32–38. (In Russ.) DOI: 10.14529/power220304

Введение

Сельские электрические сети 35–10–6 кВ в основном выполнены воздушными линиями. Их протяженность велика и составляет почти полмиллиона километров. Поэтому повреждения в них случаются очень часто и дистанционное определение места их возникновения является важной и актуальной задачей [1–4]. Также эта задача затруднена тем, что сети 35–10–6 кВ работают с изолированной нейтралью в отличие от сетей класса 110 кВ и выше, которые работают с глухозаземленной нейтралью. При глухозаземленной нейтрали все междуфазные замыкания и замыкания на землю являются короткими замыканиями и определить расстояние до места аварии возможно с достаточной точностью. При изолированной нейтрали замыкания на землю не являются короткими замыканиями, потому что нет пути для тока. Ток замыкается через воздушные емкости фаз линии и его величина мала. То есть рабочие токи по фазам практически не изменяются и режимы с однофазными замыканиями на землю определить очень трудно. Разработанные приборы определения места повреждения (ОМП) для сетей класса 110 кВ и выше [5] плохо работают в сетях 35–10–6 кВ. Эти приборы не позволяют определить наиболее часто возникающие повреждения – замыкания на землю и обрывы. При этом приборы для высоковольтных сетей являются дорогостоящими и они трудно окупаются в распределительных сетях. Все вышеперечисленное говорит о том, что требуется разработка новых методов и приборов, специально предназначенных для распределительных сетей.

Предлагаемый в данной работе метод ОМП классифицируется как дистанционный, по параметрам аварийного режима (АР) с односторонним замером. В качестве параметров АР использованы напряжения и токи в координатах трех симметричных составляющих, то есть напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательности в начале линии.

За рубежом в последнее время исследованы следующие методы ОМП:

– для ОМП в [6] используются ток и напряжение нулевой последовательности, а также используется регулируемое сопротивление для гашения дуги при АР;

– для отслеживания старения и других причин износа оборудования и сообщения возможного места аварии в [7] предлагается использовать интеллектуальную сеть;

– для определения наиболее вероятных для повреждения узлов в [8] предлагается использовать измерение напряжений в узлах сети и определять корреляцию между ними;

– для определения возможности замыканий фаз линий через большое сопротивление деревьев при их касании в [9] предлагается обеспечить глобальный мониторинг возможности касания и предложены новые модели расчета проводимости дерева и определения места повреждения;

– для ОМП [10] анализируются 3 метода: метод на основе измерения импеданса, метод бегущей волны и метод с использованием искусственного интеллекта, а также предлагается усовершенствованный метод ОМП;

– в [11] рассматривается моделирование нагрузки сопротивлением, током, мощностью или статическими и динамическими характеристиками, а также отмечается их эффективность для задачи ОМП.

Однако эти методы не позволяют определять все возможные АР.

1. Основные положения исследования

Задачу ОМП невозможно решить без расчета АР в фидерах 35–10–6 кВ. Расчет можно вести или методом фазных координат, или методом трех симметричных составляющих [12–14]. В данной работе для расчета фазных напряжений и токов использован метод фазных координат. А затем эти напряжения и токи преобразовывались в координаты

наты трех симметричных составляющих, то есть находились напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. Работа является продолжением исследований [15, 16] и, в частности, [17, 18] по разработке методов ОМП в сетях 35–10–6 кВ. Проведены комплексные исследования технической и экономической эффективности методов ОМП в сетях 35–10–6 кВ по эмпирическим критериям в координатах трех симметричных составляющих.

Были рассчитаны аварийные режимы фидеров 35, 10 и 6 кВ согласно расчетной схеме фидера, состоящей из цепочки: питающего трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда – треугольник»; первого участка линии; блока повреждений; второго участка линии; потребительского трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда – звезда с нулем»; нагрузки. Метод расчета АР в фидере отражен в [15, 16]. Согласно методу фазных координат, каждый из перечисленных элементов фидера моделировался своей матрицей передачи, связывающей напряжения и токи на входе элемента с напряжениями и токами на выходе элемента. Эквивалентная матрица передачи всего фидера равна произведению матриц передачи всех последовательно соединенных элементов.

В данной работе для сетей 35–10–6 кВ исследуется метод ОМП на основе эмпирических соотношений (критериев) в координатах трех симметричных составляющих. Режимы рассчитывались в 5 точках вдоль длины линии. По этим точкам находились интерполирующие функции [19] для каждого вида повреждения: однофазные замыкания на землю, двухфазные короткие замыкания, трехфазное короткое замыкание, обрывы. Для каждого вида АР формулы критериев определялись по следующему принципу: если напряжения или токи увеличиваются при перемещении точки аварии

вдоль длины линии, то они помещаются в числитель, а если наоборот, то в знаменатель. Графики интерполирующих функций хранятся в памяти компьютера. При возникновении повреждения выполняется замер фазных напряжений и токов в начале линии. Они пересчитываются в напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательности. По ним рассчитывается значение критерия согласно своей формуле. И затем по хранящемуся графику интерполирующей функции находится место возникновения АР.

2. Полученные результаты

Сами полученные эмпирические критерии в координатах трех симметричных составляющих представлены в табл. 1. В ней приняты обозначения модулей напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательности $U1, U2, U0, I1, I2, I0$. Критерии представлены только для АР с поврежденной фазой А. Аналогичные критерии получены и для АР с поврежденными фазами В и С.

Из табл. 1 видно, что для сетей 35, 10 и 6 кВ формулы критериев в координатах трех симметричных составляющих совпали, кроме режимов двухфазного короткого замыкания А–С и обрыва фазы А для сети 35 кВ. Это объясняется большой длиной линии 35 кВ (40 км) по сравнению с длинами линии 10 кВ (20 км) и линии 6 кВ (15 км), принятыми при расчетах. Но есть возможность преобразовать эти формулы, чтобы они были как для сетей 10 кВ и 6 кВ. Для этого надо убрать $U0$ в формуле КАС и убрать $U2$ в формуле КАоб. Это незначительно влияет на значения этих критериев КАС и КАоб.

В табл. 2 представлены погрешности ОМП для всех рассмотренных аварийных режимов. Погрешности даны в километрах и в процентах. При этом погрешность измерений принята малой $\pm 0,2\%$.

Эмпирические критерии для сетей 35–10–6 кВ

Таблица 1

Empirical criteria for networks 35–10–6 kV

Table 1

Вид АР	Сеть 35 кВ	Сеть 10 кВ	Сеть 6 кВ
$\mathcal{Z}^{(1)}$ Фаза А	$KA0 = \frac{1}{U0}$	$KA0 = \frac{1}{U0}$	$KA0 = \frac{1}{U0}$
$K^{(2)}$ Фазы А–В	$KAB = \frac{U1 \cdot U0}{U2 \cdot I1 \cdot I2}$	$KAB = \frac{U1 \cdot U0}{U2 \cdot I1 \cdot I2}$	$KAB = \frac{U1 \cdot U0}{U2 \cdot I1 \cdot I2}$
$K^{(2)}$ Фазы А–С	$KAC = \frac{U1 \cdot U0}{U2 \cdot I1 \cdot I2}$	$KAC = \frac{U1}{U2 \cdot I1 \cdot I2}$	$KAC = \frac{U1}{U2 \cdot I1 \cdot I2}$
$K^{(3)}$ Фазы А–В–С	$KABC = \frac{U1 \cdot U2 \cdot U0}{I1}$	$KABC = \frac{U1 \cdot U2 \cdot U0}{I1}$	$KABC = \frac{U1 \cdot U2 \cdot U0}{I1}$
$\mathcal{Z}^{(1+1)}$ Фазы А–В	$Ka0b0 = \frac{U1}{U2 \cdot U0 \cdot I1 \cdot I2}$	$Ka0b0 = \frac{U1}{U2 \cdot U0 \cdot I1 \cdot I2}$	$Ka0b0 = \frac{U1}{U2 \cdot U0 \cdot I1 \cdot I2}$
$\mathcal{Z}^{(1+1)}$ Фазы А–С	$Ka0c0 = \frac{U1}{U2 \cdot U0 \cdot I1 \cdot I2}$	$Ka0c0 = \frac{U1}{U2 \cdot U0 \cdot I1 \cdot I2}$	$Ka0c0 = \frac{U1}{U2 \cdot U0 \cdot I1 \cdot I2}$
$O^{(1)}$ Обрыв А	$KAоб = \frac{U2}{U0}$	$KAоб = \frac{1}{U0}$	$KAоб = \frac{1}{U0}$

По данным табл. 2 вычислены диапазоны погрешностей для всех видов аварийных режимов. Диапазоны погрешностей в процентах представлены в табл. 3, а в метрах – в табл. 4.

Из табл. 3 видно, что все погрешности составляют менее 1 %, кроме режимов однофазных замыканий на землю, когда погрешность достигает 2,6 %.

Погрешности ОМП для сетей 35–10–6 кВ

Таблица 2

Errors in determining the fault location for 35–10–6 kV networks

Table 2

Режим	35 кВ		10 кВ		6 кВ	
	DL, км	DL, %	DL, км	DL, %	DL, км)	DL, %
3 ⁽¹⁾ Фаза А	0,608	1,52	0,446	2,23	0,285	1,9
3 ⁽¹⁾ Фаза В	0,636	1,59	0,494	2,47	0,288	1,92
3 ⁽¹⁾ Фаза С	0,684	1,71	0,527	2,635	0,296	1,97
K ⁽²⁾ Фазы А–В	0,045	0,112	0,016	0,08	0,011	0,0733
K ⁽²⁾ Фазы А–С	0,054	0,135	0,017	0,085	0,011	0,0733
K ⁽²⁾ Фазы В–С	0,052	0,13	0,016	0,08	0,011	0,0733
K ⁽³⁾ Фазы А–В–С	0,063	0,157	0,052	0,26	0,024	0,16
3 ⁽¹⁺¹⁾ Фазы А–В	0,055	0,137	0,017	0,085	0,011	0,0733
3 ⁽¹⁺¹⁾ Фазы А–С	0,056	0,14	0,017	0,085	0,011	0,0733
3 ⁽¹⁺¹⁾ Фазы В–С	0,056	0,14	0,017	0,085	0,012	0,08
O ⁽¹⁾ Обрыв А	0,02	0,0575	0,033	0,165	0,03	0,166
O ⁽¹⁾ Обрыв В	0,03	0,0775	0,086	0,43	0,06	0,426
O ⁽¹⁾ Обрыв С	0,04	0,095	0,036	0,18	0,03	0,18

Диапазоны погрешностей ОМП, %

Таблица 3

Ranges of errors in determining the fault location, %

Table 3

Вид АР	Сеть 35 кВ, %	Сеть 10 кВ, %	Сеть 6 кВ, %
Однофазные	1,52–1,71	2,23–2,635	1,9–1,97
Двухфазные	0,1125–0,135	0,08–0,085	0,0733
Трехфазное	0,1575	0,26	0,16
Двойные	0,1375–0,14	0,085	0,0733–0,08
Обрывы	0,0575–0,095	0,165–0,43	0,166–0,42

Диапазоны погрешностей ОМП, м

Таблица 4

Ranges of errors in determining the fault location, m

Table 4

Вид АР	Сеть 35 кВ, м	Сеть 10 кВ, м	Сеть 6 кВ, м
Однофазные	608–684	446–527	285–296
Двухфазные	45–54	16–17	11
Трехфазное	63	52	24
Двойные	55–56	17	11–12
Обрывы	20–40	33–86	30–60

Расчетные и измеренные фазные напряжения и токи

Table 5

Calculated and measured phase voltages and currents

Напряжения и токи	Расчетные	Измеренные	Погрешность, %
U _a , кВ	19,13	18,32	4,42
U _b , кВ	10,61	11,56	8,22
U _c , кВ	9,2	8,58	7,23
I _a , А	3,68	4	7,9
I _b , А	484	476	1,68
I _c , А	480	472	1,69

Из табл. 4 видно, что все погрешности составляют менее 86 м, кроме режимов однофазных замыканий на землю, когда погрешность достигает 684 м.

Еще раз отметим, что это теоретически возможные расчетные погрешности, которые получены при малой заданной погрешности измерений $\pm 0,2\%$. То есть по сути – это математические погрешности рассмотренного метода ОМП.

Как показывают расчеты, погрешность ОМП прямо пропорциональна результирующей погрешности измерений и точности задания исходных данных. Так, при результирующей точности $\pm 2,5\%$ максимальная погрешность ОМП близка к 3% , а при точности $\pm 5\%$ близка к 6% .

Существующие приборы ОМП работают с погрешностью $3\text{--}20\%$, кроме того, они неспособны определить АР с замыканиями на землю и обрывах.

Для подтверждения верности разработанного метода ОМП было проведено сравнение расчетных и измеренных напряжений и токов. Рассмотрено 7 вариантов согласно представленным протоколам испытаний НПО «Радиус-Автоматика». Для примера в табл. 5 приведены данные для линии 35 кВ длиной 30 км, отходящей от подстанции Коврово (Можайские сети). Произошло двухфазное краткое замыкание В–С на 12-м км от начала линии.

Из табл. 5 видно, что отличие напряжений составляет $4,4\text{--}8,2\%$, а токов $1,7\text{--}7,9\%$. По всем 7 протоколам погрешность расчетных и измеренных напряжений и токов составляет $3\text{--}9\%$. Погрешности обусловлены неточностью задания параметров питающего и потребительского трансформаторов, которые были неизвестны и приняты усредненными для сетей 35 кВ. Таким образом,

рассмотренный метод расчета дает достаточную для практического применения точность.

Кроме технической эффективности выявлена экономическая эффективность данного метода ОМП по методике, изложенной в [20, 21]. Рассчитывались следующие данные: капитальные вложения; ущерб от недоотпуска электроэнергии; эксплуатационные издержки; приведенные затраты; годовая экономия; годовой экономический эффект; срок окупаемости.

Расчеты показывают, что за счет снижения времени на обнаружение и устранение аварии, а также недоотпуска электроэнергии потребителям для сетей 35–10–6 кВ достигается существенная экономия. Кроме того, недоотпуск электроэнергии может привести к порче продукции и нарушению технологических процессов. Годовой экономический эффект исследованного метода ОМП составляет в расчете на 1 фидер: 200 тыс. руб. для сети 35 кВ; 150 тыс. руб. для сети 10 кВ; 110 тыс. руб. для сети 6 кВ. При этом для рассмотренных сетей срок окупаемости составляет около одного года.

При оснащении 1000 фидеров приборами с разработанным методом ОМП годовой экономический эффект может составить: для сетей 35 кВ – 200 млн руб; для сетей 10 кВ – 150 млн руб; для сетей 6 кВ – 110 млн руб.

Заключение

Таким образом, исследованный метод ОМП по эмпирическим критериям в координатах трех симметричных составляющих дает приемлемую для практического применения точность, и он эффективен как с технической, так и с экономической точки зрения.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждено распоряжением Правительства Российской Федерации № 1715-р от 13.11.2009. М., 2009. 144 с.
2. Будзко И.А., Лещинская Т.Б., Сукманов В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: Колос, 2000. 536 с.
3. Аржанников Е.А., Чухин А.М. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи. М.: НТФ «Энергопресс», 1998. 87 с.
4. Минуллин Р.Г. Методы и аппаратура определения мест повреждений в электросетях. Казань: ИЦ «Энергопрогресс», 2002.
5. Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП». Руководство по эксплуатации. М., 2012. 64 с.

6. Faulty Feeder Identification Based on Data Analysis and Similarity Comparison for Flexible Grounding System in Electric Distribution Networks / K. Liu, S. Zhang, B. Li et al. // *Sensors*. 2021. No. 21 (1). 154 p. DOI: 10.3390/s21010154
7. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines / A. Parejo, E. Personal, D.F. Larios et al. *Sensors*. 2019. No. 19 (3), 576. DOI: 10.3390/s19030576
8. Eissa M., Kassem A. Hierarchical Clustering based optimal PMU placement for power system fault observability // *Heliyon*. 2018. No. 4 (8), e00725. DOI: 10.1016/j.heliyon.2018.e00725
9. Bahador N., Matinfar H.R., Namdari F. A Framework for Wide-area Monitoring of Tree-related High Impedance Faults in Medium-voltage Networks // *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2018. No. 13 (1). P. 1–10. DOI: 10.5370/JEET.2018.13.1.001
10. Cho M.Y., Hoang T.T. Feature Selection and Parameters Optimization of SVM Using Particle Swarm Optimization for Fault Classification in Power Distribution Systems // *Computational Intelligence and Neuroscience*. 2017. No. 3. P. 1–9. DOI: 10.1155/2017/4135465
11. Patiño-Ipus D., Cifuentes-Chaves H., Mora-Flórez J. Fault location in power distribution systems considering a dynamic load model // *Ingeniería e Investigación*. 2015. No. 35 (1Sup). P. 34–41. DOI: 10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53673
12. Fault Location Using Distributed Parameter Transmisiyn Line Model / A. Gopalakrishnar, M. Kezunovic, S.M. McKenna, D.M. Hamai // *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2000. Vol. 15, no. 4. P. 1169–1174.
13. Hannien S. Single phase earth faults in high impedance ground networks characteristics, indication and location. Technical Research Center of Finland (VTT), Espoo, Finland, 2001.
14. Aucoin B.M., Jones R.H. High impedance fault detection implementation issues // *IEEE Transaction on Power Delivery*. 1996. Vol. 11, no. 1. P. 139–144.
15. Лосев С.Б. Чернин А.Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. М.: Энергоатомиздат, 1983. 528 с.
16. Бернас С., Цек З. Математические модели элементов электроэнергетических систем: пер. с пол. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
17. Солдатов В.А., Фокин И.В. Эмпирические критерии в координатах трех симметричных составляющих для определения места повреждения в электрических сетях 35 кВ при двухстороннем замере // *Аграрный вестник Нечерноземья*. 2021. № 2 (2). С. 36–40. DOI: 10.52025/2712-8679_2021_02_36
18. Солдатов В.А., Ширококов Д.А. Критерии определения места аварийного режима в сетях 6 кВ при использовании координат трех симметричных составляющих при одностороннем и двухстороннем замерах // *Аграрный вестник Нечерноземья*. 2021. № 3 (3). С. 59–63. DOI: 10.52025/2712-8679_2021_03_59
19. Заварыгин В.М. Численные методы. М.: Просвещение, 1991. 250 с.
20. Василькова Т.М., Максимов М.М. Экономика и организация предприятий АПК: нормативно-справочные материалы: учеб. пособие. Кострома: КГСХА, 2012. 430 с.
21. Водяников В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК: учеб. пособие для вузов. М.: ИКФ «ЭКМОС», 2002. 304 с.

References

1. *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda* [Russia's Energy Strategy for the period up to 2030]. *Rasporyazhenie Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii № 1715-r ot 13.11.2009* [Decree of the Government of the Russian Federation No. 1715-r dated 13.11.2009]. Moscow; 2009. 144 p. (In Russ.)
2. Budzko I.A., Leshchinskaya T.B., Sukmanov V.I. *Elektrosnabzhenie sel'skogo khozyaystva* [Electricity supply to agriculture]. Moscow: Kolos Publ.; 2000. 536 p. (In Russ.)
3. Arzhannikov E.A., Chukhin A.M. *Metody i pribory opredeleniya mest povrezhdeniya na liniyakh elektroperedachi* [Methods and devices for determining damage locations on power transmission lines]. Moscow: Energopress Publ.; 1998. 87 p. (In Russ.)
4. Minullin R.G. *Metody i apparatura opredeleniya mest povrezhdeniy v elektrosetyakh* [Methods and equipment for determining damage locations in power grids]. Kazan': Energoprogress Publ.; 2002. (In Russ.)
5. *Ustroystvo opredeleniya mesta povrezhdeniya na vozduzhnykh liniyakh elektroperedachi "Sirius-2-OMP"*. *Rukovodstvo po ekspluatatsii* [The device for determining the location of damage on overhead power lines "Sirius-2-OMP". Operation manual]. Moscow; 2012. 64 p. (In Russ.)
6. Liu K, Zhang S, Li B, Zhang C, Liu B, Jin H, Zhao J. Faulty Feeder Identification Based on Data Analysis and Similarity Comparison for Flexible Grounding System in Electric Distribution Networks. *Sensors*. 2021;21(1):154. DOI: 10.3390/s21010154
7. Parejo A., Personal E., Larios DF., Guerrero J.I., García A., León C. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines. *Sensors*. 2019;19(3):576. DOI: 10.3390/s19030576
8. Eissa M., Kassem A. Hierarchical Clustering based optimal PMU placement for power system fault observability. *Heliyon*. 2018;4(8):e00725. DOI: 10.1016/j.heliyon.2018.e00725

9. Bahador N., Matinfar H.R., Namdari F. A Framework for Wide-area Monitoring of Tree-related High Impedance Faults in Medium-voltage Networks. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2018;13(1):1–10. DOI: 10.5370/JEET.2018.13.1.001
10. Cho M.Y., Hoang, T.T. Feature Selection and Parameters Optimization of SVM Using Particle Swarm Optimization for Fault Classification in Power Distribution Systems. *Computational Intelligence and Neuroscience*. 2017(3):1–9. DOI: 10.1155/2017/4135465
11. Patiño-Ipus D., Cifuentes-Chaves H., Mora-Flórez J. Fault location in power distribution systems considering a dynamic load model. *Ingeniería e Investigación*. 2015;35(1Sup):34–41. DOI: 10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53673
12. Gopalakrishnar A., Kezunovic M., McKenna S.M., Hamai D.M. Fault Location Using Distributed Parameter Transmisiyn Line Model. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 2000;4(15):1169–1174.
13. Hannien S. Single phase earth faults in high impedance ground networks characteristics, indication and location. Technical Research Center of Finland (VTT), Espoo, Finland; 2001.
14. Aucoin B.M., Jones R.H. High impedance fault detection implementation issues. *IEEE Transaction on Power Delivery*. 1996;1(11):139–144.
15. Losev S.B., Chernin A.B. *Vychislenie elektricheskikh velichin v nesimmetrichnykh rezhimakh elektricheskikh sistem* [Calculation of electrical quantities in asymmetric modes of electrical systems]. Moscow: Energoatomizdat Publ.; 1983. 528 p. (In Russ.)
16. Bernas S., Tsek Z. *Matematicheskie modeli elementov elektroenergeticheskikh sistem* [Mathematical models of elements of electric power systems]. Moscow: Energoizdat Publ.; 1982. 312 p. (In Russ.)
17. Soldatov V.A., Fokin I.V. Two-sided measurement empirical criteria in the coordinates of three symmetrical components for detcting the fault location in 35 kV electrical power networks. *Agrarnyy vestnik nechernozem'ya* [Agrarian bulletin of the non-chernozem area]. 2021;2(2):36–40. DOI: 10.52025/2712-8679_2021_02_36
18. Soldatov V.A., Shirobokov D.A. Criteria for determining the location of emergency mode in 6 kV networks when using the coordinates of three symmetric components in one- and two-sided measurement. *Agrarnyy vestnik nechernozem'ya* [Agrarian bulletin of the non-chernozem area]. 2021;3(3):59–63. DOI: 10.52025/2712-8679_2021_03_59
19. Zavarygin V.M. *Chislennyye metody* [Numerical methods]. Moscow: Prosveshchenie Publ.; 1991. 250 p. (In Russ.)
20. Vasil'kova T.M., Maksimov M.M. *Ekonomika i organizatsiya predpriyatiy APK: normativno-spravochnyye materialy* [Economics and organization of agricultural enterprises: regulatory and reference materials]. Kostroma: Kostroma State Agricultural Academy Publ.; 2012. 430 p. (In Russ.).
21. Vodyannikov V.T. *Ekonomicheskaya otsenka energetiki APK* [Economic assessment of agricultural energy]. Moscow: EKMOS Publ.; 2002. 304 p. (In Russ.)

Информация об авторах

Солдатов Валерий Александрович, д-р техн. наук, проф., заведующий кафедрой информационных технологий в электроэнергетике, Костромская государственная сельскохозяйственная академия, поселок Караваево, Костромской район, Костромская область, Россия; soldmel@rambler.ru.

Климов Николай Александрович, канд. техн. наук, доц., доц. кафедры информационных технологий в электроэнергетике, Костромская государственная сельскохозяйственная академия, поселок Караваево, Костромской район, Костромская область, Россия; na-klimov@yandex.ru.

Яблоков Алексей Сергеевич, канд. техн. наук, доц., кафедра информационных технологий в электроэнергетике, Костромская государственная сельскохозяйственная академия, поселок Караваево, Костромской район, Костромская область, Россия; yablokov-1991@mail.ru.

Information about the authors

Valeriy A. Soldatov, Dr. Sci. (Eng.), Prof., Head of the Department of Information Technologies in Electroenergetics, Kostroma State Agricultural Academy, Karavaevo, Kostroma district, Kostroma region, Russia; soldmel@rambler.ru.

Nikolai A. Klimov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof., Ass. Prof. of the Department of Information Technologies in Electroenergetics, Kostroma State Agricultural Academy, Karavaevo, Kostroma district, Kostroma region, Russia; na-klimov@yandex.ru.

Aleksey S. Yablokov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof., the Department of Information Technologies in Electroenergetics, Kostroma State Agricultural Academy, Karavaevo, Kostroma district, Kostroma region, Russia; yablokov-1991@mail.ru.

Статья поступила в редакцию 07.06.2022; одобрена после рецензирования 20.08.2022; принята к публикации 09.09.2022.

The article was submitted 07.06.2022; approved after reviewing 20.08.2022; accepted for publication 09.09.2022.