

4.3.2. Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса (технические науки)

doi:10.18286/1816-4501-2024-1-203-209

УДК: 621.315

Влияние параметров фидеров на точность определения места повреждения в электрических сетях 10 кв

В. А. Солдатов✉, доктор технических наук, профессор

С. Г. Лебедев, преподаватель кафедры информационных технологий в электроэнергетике
ФГБОУ ВО «Костромская государственная сельскохозяйственная академия»

156530, Костромская обл., п. Караваяево, Учебный городок, 34

✉soldmel@rambler.ru

Резюме. Работу проводили с целью исследования влияния различных параметров сельских фидеров 10 кВ на погрешность определения места повреждения (ОМП). Предметом исследования являлись погрешности ОМП при использовании разработанных эмпирических критериев для каждого аварийного режима (АР). Критерии ОМП представляют собой формулы, в числитель которых помещались напряжения и токи, увеличивающиеся при перемещении точки аварии вдоль длины линии, а в знаменатель – уменьшающиеся. Поэтому график критерия является всегда возрастающим. Эти критерии получены ранее в фазных координатах (ФК), в координатах трех симметричных составляющих (ТСС) и обобщенные критерии (ФК+ТСС). Исследования проведены при минимальных и при максимальных значениях параметров фидера 10 кВ. К параметрам фидера относятся: мощности питающего и потребительского трансформаторов, мощность нагрузки, тангенс угла нагрузки, сечение провода, расположение фаз на опоре, длина линии. В результате исследования были получены погрешности ОМП при установке приборов в начале линии (односторонний замер), в конце линии (односторонний замер), а также в начале и в конце линии одновременно (двухсторонний замер). Погрешности были получены при минимальных и при максимальных параметрах фидера 10 кВ, а также при различном расположении фаз на опоре. Была исследована только математическая погрешность ОМП. То есть считалось, что погрешности измерений очень малы и составляют $\pm 0,2\%$. Реальная погрешность будет зависеть от конкретных классов точности приборов измерения. Расчеты показали, что математическая погрешность ОМП составляет менее 1% для всех трех случаев: ФК, ТСС и ФК+ТСС. Исследования проведены для магистральных фидеров 10 кВ. Результаты исследований показали, что при изменении всех параметров фидеров 10 кВ разработанные критерии ОМП дают приемлемую математическую погрешность.

Ключевые слова: аварийный режим, определение места повреждения, электрические сети, методы, критерии, погрешность.

Для цитирования: Солдатов В. А., Лебедев С. Г. Влияние параметров фидеров на точность определения места повреждения в электрических сетях 10 кв // Вестник Ульяновской государственной сельскохозяйственной академии. 2022. № 1 (65). С. 203-209. doi:10.18286/1816-4501-2024-1-203-209

Influence of feeder parameters on accuracy of damage spotting in 10 kv power lines

V. A. Soldatov✉, **S. G. Lebedev**

FSBEI HE "Kostroma State Agricultural Academy"

156530, Kostroma region, Karavaevo village, Uchebnyi Gorodok, 34

soldmel@rambler.ru

Abstract. The work was carried out in order to study the influence of various parameters of rural 10 kV feeders on the error in location of the fault (LF). The subject of the study was the errors of LF when using the developed empirical criteria for each emergency mode (EM). The LF criteria are formulas in which the numerator includes voltages and currents that increase as the fault point moves along the length of the line, and the denominator includes those that decrease. Therefore, the criterion graph is always increasing. These criteria were obtained earlier in phase coordinates (PC), in the coordinates of three symmetrical components (TSC) and generalized criteria (PC+TSC). The studies were carried out at minimum and maximum values of feeder parameters of 10 kV. Feeder parameters include: power of supply and consumer transformers, load power, load angle tangent, wire cross-section, phase arrangement on the support, line length. As a result of the study, LF errors were obtained when installing devices at the beginning of the line (one-way

measurement), at the end of the line (one-way measurement), as well as at the beginning and end of the line simultaneously (two-way measurement). The errors were obtained at minimum and maximum feeder parameters of 10 kV, as well as at different phase locations on the support. Only the mathematical error of LF was investigated. It was believed that the measurement errors were very small and amounted to $\pm 0.2\%$. The actual error will depend on the specific accuracy classes of the measuring instruments. Calculations showed that mathematical error of the LF is less than 1% for all three cases: PC, TFC and PC+TFC. The studies were carried out for 10 kV main feeders. The research results showed that in case of changing of all the parameters of 10 kV feeders, the developed LF criteria give an acceptable mathematical error.

Keywords: emergency mode, fault location specification, power lines, methods, criteria, error.

For citation: Soldatov V. A., Lebedev S. G. Influence of feeder parameters on accuracy of damage spotting in 10 kv power lines // Vestnik of Ulyanovsk state agricultural academy. 2024;1(65): 203-209 doi:10.18286/1816-4501-2024-1-203-209

Введение

Актуальность работы заключается в том, что сельские электрические сети состоят в основном из воздушных линий 6-10-35 кВ [1-4]. Они расположены на пересеченной местности и их обход при плохой погоде затруднителен, поэтому снижение времени на обнаружение и устранение аварии позволяет снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии. Наиболее распространенными являются сети 10 кВ.

С развитием электротехнологий повышаются требования к электроснабжению сельскохозяйственных потребителей. Все больше потребителей становятся потребителями I категории. К ним относятся: животноводческие фермы и комплексы, птицефабрики, помещения инкубаторов, помещения для выращивания бройлеров, свиноводческие комплексы с электрическим обогревом.

Перерывы в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей приводят к нарушению технологических процессов: пропуск доек, нарушение водоснабжения, перерывы в кормлении, отключение вентиляции и отопления, изменение микроклимата, повышение или снижение температуры относительно номинальной, нарушение освещения. Так, при отключении электроснабжения инкубатора в Костромской области на 11 часов погибли 1 миллион цыплят из-за выхода из строя вентиляции и отопления.

Пересеченная сельская местность, длинные линии, уровень отключающих мощностей и режим работы нейтрали вызывают трудности эксплуатации сельских распределительных сетей, и в частности, сетей 6-10-35 кВ. То есть для распределительных сельских сетей 6-10-35 кВ задача ОМП не решена и до сих пор нет эффективных методов и средств обнаружения аварийных режимов, поэтому для этих сетей необходимо разрабатывать свои методы и средства ОМП.

За рубежом исследованы следующие методы ОМП:

- в [5] предлагается использовать интеллектуальную сеть, которая должна уметь отслеживать старение и другие причины износа оборудования и сообщать возможное место аварии;

- в [6] предлагается использовать измерение напряжений в узлах сети и определять корреляцию

между ними, а также наиболее вероятные для повреждения узлы;

- в [7] анализируются 3 метода ОМП: метод на основе измерения импеданса, метод бегущей волны и метод с использованием искусственного интеллекта. Предлагается усовершенствованный метод ОМП.

- в [8] рассматриваются модели нагрузки сопротивлением, током, мощностью или статическими и динамическими характеристиками. Отмечается их эффективность для задачи ОМП.

Однако эти методы не позволяют определять все возможные АР, поэтому в [9-12] исследован метод ОМП в сетях 10 кВ на основе эмпирических критериев.

Распределительные электрические сети имеют два основных вида работы нейтрали: глухозаземленную (сети класса 110 кВ и выше) и изолированную (сети класса 6-10-35 кВ). Режим работы нейтрали оказывает большое влияние на задачу определения места повреждения (ОМП) [1-4, 9-12]. Глухозаземленная нейтраль облегчает задачу ОМП, так как в этом случае все замыкания являются короткими, и расстояние до места аварии определяется достаточно точно. Изолированная нейтраль в сетях 6-10-35 кВ позволяет с достаточной точностью определять только междуфазные короткие замыкания. Но, согласно статистике, около 70 % всех поврежденных составляют замыкания на землю и обрывы, которые невозможно определить существующими дистанционными приборами [13]. Наша работа посвящена исследованию эффективности новых методов ОМП по эмпирическим критериям с использованием метода фазных координат (фазные напряжения и токи) и метода координат трех симметричных составляющих (напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательностей) [10-12].

Методы расчета аварийных режимов в фазных координатах и в координатах трех симметричных составляющих описаны в [14-20]. Разработанный метод [10-12] позволит значительно уменьшить затраты времени на поиск и устранение в сетях 10 кВ, что сократит недоотпуск электроэнергии потребителям.

Цель работы – исследование влияния различных параметров сельских фидеров 10 кВ на погрешность определения места повреждения (ОМП).

Материалы и методы

Ранее было исследовано влияние расположения приборов измерения в начале, в конце и в начал, и в конце линии одновременно на погрешность ОМП при использовании критериев в ФК, критериев в координатах ТСС и обобщенных критериев [10-12].

Так, например, формулы критериев для трехфазного короткого замыкания в фазных координатах и в координатах трех симметричных составляющих при измерении в начале линии имеют вид:

$$K_{ABC(ФК)} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c};$$

$$K_{ABC(ТСС)} = \frac{U_1 \cdot U_2 \cdot U_0 \cdot I_2}{I_1}.$$

Здесь обозначено: $U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c$ – фазные напряжения и токи; $U_1, U_2, U_0, I_1, I_2, I_0$ – напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Представляет интерес проведение исследований по влиянию различных параметров фидера 10 кВ на точность определения места повреждения. Исследования проведены при металлических замыканиях.

Для рассмотрения были приняты два варианта: 1 – с минимальными параметрами фидера 10 кВ и 2 – с максимальными параметрами фидера. Значения параметров принимались следующими:

Длина линии: 1 – 10 км; 2 – 20 км.

Мощность питающего трансформатора: 1 – 4 МВА; 2 – 6,3 МВА.

Мощность потребительского трансформатора: 1 – 0,4 МВА; 2 – 2,5 МВА

Мощность нагрузки: 1 – 500 кВА; 2 – 2250 кВА

Тангенс угла нагрузки: 1 – 0,3; 2 – 0,7.

Сечение провода: 1 – АС-50; 2 – АС-95.

При этом каждый из этих вариантов рассматривался при различных координатах фаз на опоре:

1 – горизонтальное расположение фаз:

($X_1 = -1, X_2 = 0, X_3 = 1, Y_1 = 9,1, Y_2 = 9,1, Y_3 = 9,1$ (метров));

2 – расположение фаз по треугольнику:

($X_1 = -0,5, X_2 = 0, X_3 = 0,5, Y_1 = 9,1, Y_2 = 9,966, Y_3 = 9,1$ (метров)).

Таким образом, были получены погрешности при четырех возможных сочетаниях параметров линии 10 кВ:

- 1) Горизонтальное расположение фаз, минимальные параметры фидера.
- 2) Горизонтальное расположение фаз, максимальные параметры фидера.
- 3) Треугольное расположение фаз, минимальные параметры фидера.
- 4) Треугольное расположение фаз, максимальные параметры фидера.

Все исследования математической погрешности ОМП проводились при наивысшем классе точности тракта измерения 0,2. Реальная погрешность будет зависеть от сочетания классов точности приборов измерения в линии 10 кВ.

Результаты

Погрешности ОМП при горизонтальном расположении фаз и минимальных параметрах фидера приведены в таблице 1.

Таблица 1. Погрешности ОМП при горизонтальном расположении фаз и минимальных параметрах фидера

Вид АР	Погрешность, %								
	ФК			ТСС			ФК+ ТСС		
	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К
1-фА0	0.195	0.00026	0.00013	11.595	11.54	5.785	0.195	0.00026	0.00012
1ф-В0	0.195	0.00029	0.00014	12.36	12.28	6.16	0.195	0.00028	0.00014
1ф-С0	0.195	0.00029	0.00014	12.86	12.77	6.405	0.195	0.00028	0.00014
2ф-АВ	0.115	2.985	0.11	0.09	0.97	0.08	0.05	0.735	0.05
2-фАС	0.11	4.63	0.11	0.095	0.86	0.095	0.055	5.235	0.05
2ф-ВС	0.115	2.85	0.11	0.09	0.79	0.08	0.055	0.62	0.05
3ф-АВС	0.065	0.08	0.01318	0.18	0.09	0.06	0,05	0.04659	0.00088
2-еА0+В0	0.1	0.195	0.065	0.095	4.17	0.095	0.05	0.185	0.05
2-еА0+С0	0.1	0.175	0.065	0.095	9.455	0.095	0.05	0.175	0.055
2-еВ0+С0	0.1	0.18	0.065	0.095	2.83	0.095	0.05	0.17	0.055
1-фобА	0.155	0.13	0.08	0.17	0.2	0.095	0.09	0.08	0.03026
1-фобВ	0.16	0.175	0.085	0.455	0.2	0.205	0.25	0.095	0.055
1-фобС	0.16	0.17	0.085	0.2	0.2	0.115	0.125	0.095	0.075
1-фА0+обА	0.2	0.35	0.19	–	–	–	0.2	0.35	0.19
1-фВ0+обВ	0.205	0.25	0.135	–	–	–	0.205	0.25	0.135
1-фС0+обС	0.2	0.265	0.15	–	–	–	0.2	0.26	0.15
1-фобА+А0	0.195	0.00148	0.00073	–	0.26	0.265	0.195	0.00337	0.00165
1-фобВ+В0	0.2	0.04496	0.022	–	0.21	0.205	0.2	0.02289	0.01058
1-фобС+С0	0.2	0.0014	0.00071	–	0.37	0.37	0.2	0.00219	0.00111

4.3.2. Электротехнологии, электрооборудование и энергоснабжение агропромышленного комплекса (технические науки)

Погрешности ОМП составляют менее 1 % для ФК, ТСС и ФК+ТСС. Исключения составляют:

- для ФК – режимы двухфазных коротких замыканий при замере в конце, когда погрешность составляет 2,85...4,63 %;
- для ТСС – однофазные замыкания на землю, когда погрешность при замере в начале составляет 11,598...12,86 %, при замере в конце – 11,54...12,77 %, при замере в начале и в конце одновременно – 5,785...6,16 %;

- для ТСС – двойные замыкания на землю при замере в конце, когда погрешность составляет 2,83...9,455 %. При этом режимы одновременных замыканий и обрывов не определяются;

- для ФК+ТСС все погрешности не превышают 1 %.

Погрешности ОМП при горизонтальном расположении фаз и максимальных параметрах фидера представлены в таблице 2.

Таблица 2. Погрешности ОМП при горизонтальном расположении фаз и максимальных параметрах фидера

Вид АР	Погрешность, %								
	ФК			ТСС			ФК+ ТСС		
	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К
1-фА0	0.185	8.2E-05	3.8E-05	2.125	2.12	1.06	0.17	7.4E-05	3.1E-05
1ф-В0	0.185	9.8E-05	4.5E-05	2.32	2.315	1.16	0.17	7.4E-05	3.1E-05
1ф-С0	0.185	9.4E-05	4.3E-05	2.42	2.39	1.205	0.17	7.4E-05	3.1E-05
2ф-АВ	0.11	4.265	0.105	0.075	0.9	0.07	0.047	0.74	0.04452
2-фАС	0.105	5.8	0.105	0.08	0.85	0.08	0.048	0.675	0.047345
2ф-ВС	0.11	2.515	0.105	0.075	0.79	0.07	0.048	0.6	0.04903
3ф-АВС	0.065	0.055	0.01576	0.76	0.1	0.095	0.065	17.47	0.00228
2-еА0+В0	0.1	0.23	0.04238	0.075	1.635	0.075	0.048	0.275	0.00228
2-еА0+С0	0.1	0.12	0.145	0.075	2.27	0.075	0.047	0.125	0.00228
2-еВ0+С0	0.1	0.11	0.15	0.08	1.405	0.075	0.047	0.115	0.00228
1-фобА	0.155	0.23	0.355	0.17	0.205	0.095	0.09	0.185	0.00228
1-фобВ	0.16	0.17	0.085	0.43	0.2	0.195	0.22	0.09	0.06
1-фобС	0.155	0.16	0.08	0.175	0.2	0.1	0.1	0.09	0.13
1-фА0+обА	0.2	0.28	0.125	–	–	–	0.2	0.28	0.125
1-фВ0+обВ	0.185	1.865	0.38	–	–	–	0.185	1.855	0.375
1-фС0+обС	0.2	0.45	0.185	–	–	–	0.2	0.445	0.18
1-фобА+А0	0.195	0.00037	0.00018	–	0.09	0.085	0.195	0.00014	6.7E-05
1-фобВ+В0	0.2	0.03445	0.01698	–	0.22	0.215	0.2	0.00014	6.7E-05
1-фобС+С0	0.2	0.03445	0.00019	–	0.335	0.33	0.195	0.00014	6.7E-05

Таблица 3. Погрешности ОМП при треугольном расположении фаз и минимальных параметрах фидера

Вид АР	Погрешность, %								
	ФК			ТСС			ФК+ ТСС		
	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К
1-фА0	0.195	0.00026	0.00013	12.315	12.24	6.12	0.195	0.00026	0.00013
1ф-В0	0.195	0.00026	0.00013	12.29	12.21	6.105	0.195	0.00026	0.00013
1ф-С0	0.195	0.00026	0.00013	12.38	12.3	6.15	0.195	0.00026	0.00013
2ф-АВ	0.115	6.195	0.11	0.095	3.21	1.61	0.055	7.24	0.055
2-фАС	0.11	4.615	0.11	0.095	2.6	1.05	0.055	5.24	0.055
2ф-ВС	0.115	6.24	0.11	0.09	1.385	0.695	0.055	1.135	0.055
3ф-АВС	0.065	3.835	0.08	0.14	0.09	0.044	0.06	0.1	0.02638
2-еА0+В0	0.1	0.18	0.065	0.095	12.52	6.255	0.05	0.18	0.055
2-еА0+С0	0.1	0.18	0.065	0.095	9.185	4.59	0.05	0.18	0.055
2-еВ0+С0	0.1	0.18	0.065	0.095	11.785	5.895	0.05	0.18	0.055
1-фобА	0.155	0.16	0.08	0.345	0.2	0.1	0.075	0.085	0.0057
1-фобВ	0.16	0.17	0.085	0.12	0.2	0.1	0.03659	0.095	0.0057
1-фобС	0.155	0.17	0.085	0.02881	0.2	0.1	0.00977	0.095	0.0057
1-фА0+обА	0.21	0.27	0.15	–	–	63.685	0.21	0.27	0.15
1-фВ0+обВ	0.205	0.26	0.145	–	–	87.76	0.205	0.26	0.145
1-фС0+обС	0.21	0.27	0.15	–	–	80.455	0.21	0.27	0.15
1-фобА+А0	0.2	0.04693	0.02304	–	0.255	0.12	0.195	0.08	0.0452
1-фобВ+В0	0.2	0.04856	0.02381	–	0.205	0.105	0.195	0.02466	0.01137
1-фобС+С0	0.2	0.04689	0.02334	–	0.23	0.865	0.2	0.075	0.04587

Погрешности ОМП составляют менее 1 % для ФК, ТСС и ФК+ТСС. Исключения составляют:

- для ФК – режимы двухфазных коротких замыканий при замере в конце, когда погрешность составляет 2,515...5,8 %;

- для ТСС – однофазные замыкания на землю, когда погрешность при замере в начале составляет 2,125...2,42 %, при замере в конце – 2,12...2,39 %, при замере в начале и в конце одновременно – 1,06...1,205 %;

- для ТСС – двойные замыкания на землю при замере в конце, когда погрешность составляет 1,405...2,27 %. При этом режимы одновременных замыканий и обрывов не определяются;

- для ФК+ТСС все погрешности не превышают 1 %.

Погрешности ОМП при треугольном расположении фаз и минимальных параметрах фидера представлены в таблице 3.

Погрешности ОМП составляют менее 1 % для ФК, ТСС и ФК+ТСС. Исключения составляют:

- для ФК – режимы двухфазных коротких замыканий при замере в конце, когда погрешность составляет 4,615...6,24 %;

- для ТСС – однофазные замыкания на землю, когда погрешность при замере в начале составляет 12,29...12,38 %, при замере в конце – 12,21...12,3 %, при замере в начале и в конце одновременно – 6,105...6,15 %;

- для ТСС – двойные замыкания на землю при замере в конце, когда погрешность составляет 9,185...12,52 %. При этом режимы одновременных замыканий и обрывов не определяются;

- для ФК+ТСС – режимы двухфазных коротких замыканий при замере в конце, когда погрешность составляет 1,135...7,24 %.

Погрешности ОМП при треугольном расположении фаз и максимальных параметрах фидера представлены в таблице 4.

Таблица 4. Погрешности ОМП при треугольном расположении фаз и максимальных параметрах фидера

Вид АР	Погрешность, %								
	ФК			ТСС			ФК+ТСС		
	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К	Н	К	Н+К
1-фА0	0.185	9E-05	4.1E-05	2.325	2.315	1.16	0.17	8.2E-05	3.4E-05
1ф-В0	0.185	9E-05	4.1E-05	2.325	2.315	1.16	0.17	8.2E-05	3.4E-05
1ф-С0	0.185	9E-05	4.1E-05	2.325	2.315	1.16	0.17	8.2E-05	3.4E-05
2ф-АВ	0.11	7.69	0.105	0.075	1.245	0.08	0.05	1.475	0.05
2-фАС	0.11	5.59	0.105	0.08	1.31	0.08	0.048	1.35	0.05
2ф-ВС	0.11	7.7	0.105	0.075	1.425	0.075	0.049	1.2	0.05
3ф-АВС	0.065	0.36	0.325	0.46	0.1	0.15	0.125	0.31	0.02455
2-еА0+В0	0.1	0.12	0.155	0.075	2.3	0.075	0.047	0.12	0.0029
2-еА0+С0	0.1	0.12	0.155	0.075	2.125	0.075	0.047	0.12	0.00288
2-еВ0+С0	0.1	0.12	0.155	0.075	2.325	0.075	0.047	0.12	0.0029
1-фобА	0.155	0.175	0.105	0.155	0.2	0.075	0.04258	0.105	0.00209
1-фобВ	0.16	0.165	0.08	0.09	0.2	0.0451	0.02899	0.09	0.00209
1-фобС	0.155	0.165	0.08	0.04357	0.2	0.02134	0.01415	0.09	0.00209
1-фА0+обА	0.19	0.83	0.265	–	–	–	0.19	0.825	0.26
1-фВ0+обВ	0.19	1.135	0.31	–	–	–	0.19	1.13	0.31
1-фС0+обС	0.19	0.83	0.265	–	–	–	0.19	0.83	0.26
1-фобА+А0	0.195	0.03572	0.0175	–	0.36	0.065	0.12	0.08	0.03704
1-фобВ+В0	0.2	0.03487	0.01716	–	0.215	0.215	0.2	0.01909	0.00897
1-фобС+С0	0.2	0.03524	0.01744	–	0.635	0.63	0.2	0.06	0.03185

Погрешности ОМП составляют менее 1 % для ФК, ТСС и ФК+ТСС. Исключения составляют:

- для ФК – режимы двухфазных коротких замыканий при замере в конце, когда погрешность составляет 5,59...7,7 %;

- для ТСС – однофазные замыкания на землю, когда погрешность при замере в начале составляет 2,325 %, при замере в конце – 2,315 %, при замере в начале и в конце одновременно – 1,16 %;

- для ТСС – двойные замыкания на землю при замере в конце, когда погрешность составляет 2,125...2,325 %. При этом режимы одновременных замыканий и обрывов не определяются;

- для ФК+ТСС – режимы двухфазных коротких замыканий при замере в конце, когда погрешность составляет 1,2...1,475 %.

Обсуждение

В электрических сетях 10 кВ дистанционные методы ОМП позволяют сократить время на обнаружение и устранение аварии, что дает технический и экономический эффект. Предыдущие исследования возможных методов ОМП показали, что они не позволяют определять все возможные аварийные режимы в сетях 10 кВ, поэтому необходимо разрабатывать новые эффективные методы. Одним из таких методов является метод ОМП на основе эмпирических критериев, рассмотренный в [10-12]. Возникла

необходимость подтверждения его эффективности при всех возможных параметрах фидеров 10 кВ, чему и посвящена данная работа. Исследования проведены при максимальных и минимальных значениях параметров фидеров. Причем рассмотрены случаи установки приборов измерения в начале, в конце, а также одновременно в начале и в конце линии. Необходимо отметить, что представленные погрешности являются теоретическими, полученными для наивысшего класса точности приборов измерения 0,2 и они малы. То есть в данном случае стоит говорить о математических погрешностях метода. На практике же погрешности ОМП будут определяться классами точности конкретно применяемых измерительных приборов. Исследования показывают, что погрешности ОМП при обобщенных критериях близки к погрешностям измерения. Так при погрешности измерения $\pm 0,2\%$ погрешности ОМП не превышают 1%. При погрешности измерения $\pm 2,5\%$

погрешности ОМП не превышают 3%. При погрешности измерения $\pm 5\%$ погрешности ОМП не превышают 6%.

Рассматриваемый метод ОМП справедлив при всех возможных параметрах и для всех аварийных режимов фидеров 10 кВ.

Заключение

Предложенный метод ОМП для сетей 10 кВ считается достаточно эффективным при всех возможных параметрах фидеров как при одностороннем, так и при двухстороннем замерах. Наибольшую точность ОМП дает использование обобщенных критериев при установке приборов в начале и в конце линии одновременно. Этот вариант позволяет определять абсолютно все возможные аварийные режимы с малой математической погрешностью при металлических замыканиях. В дальнейшем будет исследована его эффективность и при замыканиях через переходное сопротивление.

Литература

1. Кузнецов, А. П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи / А. П. Кузнецов. М.: Энергоатомиздат, 1989. - 94 с.
2. Аржанников Е. А. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи / Е. А. Аржанников, А. М. Чухин. - М. : «Энергопресс», 1998. 87 с.
3. Шалыт Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г. М. Шалыт. М. : Энергоиздат, 1982. 312 с.
4. Малый А. С. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима / А. С. Малый, Г. М. Шалыт, А. И. Айзенфельд. М.: Энергия, 1972. 216 с.
5. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines / A. Parejo, E. Personal, D. Francisco, et al. // Sensors. 2019. Vol. 19. No.3. P. 576-583. doi: 10.3390/s19030576.
6. Hierarchical Clustering based optimal PMU placement for power system fault observability / M. Eissa, A. Kassem. // Heliyon. 2018. Vol. 4. No. 8. P. 275-281. doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00725.
7. Cho M., Hoang T. Feature Selection and Parameters Optimization of SVM Using Particle Swarm Optimization for Fault Classification in Power Distribution Systems // Computational Intelligence and Neuroscience. 2017. Vol. 217. No.3. P.1-9. doi: 10.1155/2017/4135465.
8. Patino-Ipus D., Cifuentes-Chaves H., Mora-Florez J. Fault location in power distribution systems considering a dynamic load model // Ingenieria e Investigacion. 2015. Vol. 35. No.1. P. 34-41. doi: 10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53673.
9. Баранов А. А. Влияние параметров линии в модели расчета несимметричных аварийных режимов фидеров 6-10 кВ / А.А. Баранов // Актуальные проблемы науки в АПК: Сборник статей 62-й международной научно-практической конференции в трех томах. Кострома, 2011. Т. 2. С. 130–132.
10. Солдатов В. А., Мелешко М. И., Лебедев С. Г. Определение места повреждения в электрических сетях 10 кВ по обобщенным критериям // Научные приоритеты АПК России и за рубежом. Сборник статей 72-й научно-практической конференции с международным участием, Костромская ГСХА, 2021. С. 356-359.
11. Солдатов В. А., Лебедев С. Г. Критерии определения места аварийных режимов в сетях 10 кВ при использовании фазных координат и координат трех симметричных составляющих в начале линии // Аграрный вестник нечерноземья. Научно-практический журнал Костромской ГСХА. 2022. №2 (6). С. 54-60.
12. Солдатов В. А., Лебедев С. Г., Мелешко М. И. Определение места повреждения в сетях 10 кВ при использовании фазных координат и координат трех симметричных составляющих в конце линии // Стратегические направления развития агропромышленного комплекса. Сборник статей 73-й Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Костромская ГСХА, 2022. С. 150-157.
13. Устройство определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи «Сириус-2-ОМП». Руководство по эксплуатации. Москва: 2012. 64 с.
14. Лосев С. Б., Чернин А. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем: научное издание. М.: Энергоатомиздат, 1983. 528 с.
15. Гусейнов А. М. Расчет в фазных координатах несимметричных установившихся режимов в сложных системах // Электричество. 1989. №3. С. 23-34.

16. Берман А. П. Расчет несимметричных режимов электрических систем с использованием фазных координат // *Электричество*. 1985. №12. С. 6-12.
17. Мельников, Н.А. *Электрические сети и системы*. М.: Энергия, 1975. 463 с.
18. Бернас С. Математические модели элементов электроэнергетических систем Пер. с польск. / С. Бернас, З. Цек. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
19. Заславская, Т.Б. Алгоритм расчета в фазных координатах сети большого объема // *Труды Сиб.НИИЭ*. 1972. Вып. 23. С. 66–74.
20. Лосев С. Б. Об использовании фазных координат при расчете сложносимметричных режимов // *Электричество*. 1979. №1. С. 15-23.

References

1. Kuznetsov A. P. Specification of damage location on overhead power lines M.: Energoatomizdat, 1989. 94 p.
2. Arzhannikov E. A., Chukhin A. M Methods and instruments for specification of fault locations of power lines / E. A. Arzhannikov. M.: "Energopress", 1998. 87 p.
3. Shalyt G. M. Specification of damage locations of power lines. M.: Energoizdat, 1982. 312 p.
4. Malyi A. S., Shalyt G. M., Aizenfeld A. I. Specification of locations of damage of power lines based on emergency mode parameters. M.: Energy, 1972. 216 p.
5. Monitoring and Fault Location Sensor Network for Underground Distribution Lines / A. Parejo, E. Personal, D. Francisco, et al. // *Sensors*. 2019. Vol. 19. No.3. P. 576-583. doi: 10.3390/s19030576.
6. Eissa M., Kassem A. Hierarchical Cluster ring based optimal PMU placement for power system fault observability // *Heliyon*. 2018. Vol. 4.No. 8. P. 275-281. doi:10.1016/j.heliyon.2018.e00725.
7. Cho M., Hoang T. Feature Selection and Parameters Optimization of SVM Using Particle Swarm Optimization for Fault Classification in Power Distribution Systems // *Computational Intelligence and Neuroscience*. 2017. Vol. 217. No. 3. P.1-9. doi: 10.1155/2017/4135465.
8. Patino-Ipus D., Cifuentes-Chaves H., Mora-Florez J. Fault location in power distribution systems considering a dynamic load model // *Ingenieria e Investigacion*. 2015. Vol. 35. No. 1. P. 34-41. doi: 10.15446/ing.investig.v35n1Sup.53673.
9. Baranov A. A. Influence of line parameters in the model for calculating asymmetrical emergency modes of 6-10 kV feeders / A.A. Baranov // *Current problems of science in the agro-industrial complex: Collection of articles of the 62nd international scientific and practical conference in three volumes*. Kostroma, 2011. Vol. 2. P. 130–132.
10. Soldatov V. A., Meleshko M. I., Lebedev S. G. Specification of damage location in 10 kV electrical power lines using generalized criteria // *Scientific priorities of the agro-industrial complex of Russia and abroad. Collection of articles of the 72nd scientific and practical conference with international participation, Kostroma State Agricultural Academy, 2021*. P. 356-359.
11. Soldatov V. A., Lebedev S. G. Criteria for specification of the location of emergency conditions in 10 kV lines using phase coordinates and coordinates of three symmetrical components at the beginning of the line // *Agrarian Bulletin of Non-Black Soil Region. Scientific and practical journal of Kostroma State Agricultural Academy*. 2022. No. 2 (6). P. 54-60.
12. Soldatov V. A., Lebedev S. G., Meleshko M. I. Specification of damage location in 10 kV electrical power lines using phase coordinates and coordinates of three symmetrical components at the end of the line // *Strategic directions for the development of the agro-industrial complex. Collection of articles of the 73rd All-Russian scientific-practical conference with international participation, Kostroma State Agricultural Academy, 2022*. P. 150-157.
13. Device for specification of damage location of overhead power lines "Sirius-2-LF". Manual. Moscow: 2012. 64 p.
14. Losev S. B., Chernin A. B. Calculation of electrical quantities in asymmetrical modes of electrical systems: scientific publication. M.: Energoatomizdat, 1983. 528 p.
15. Guseinov A. M. Calculation in phase coordinates of asymmetric steady-state modes in complex systems // *Electricity*. 1989. No. 3. P. 23-34.
16. Berman A.P. Calculation of asymmetrical modes of electrical systems using phase coordinates // *Electricity*. 1985. No.12. P. 6-12.
17. Melnikov N.A. *Electrical power lines and systems*. M.: Energy, 1975. 463 p.
18. Bernas S., Tsek Z. *Mathematical models of elements of electrical power systems Translated from Polish*. M.: Energoizdat, 1982. 312 p.
19. Zaslavskaya, T.B. Calculation algorithm in phase coordinates for a large-volume network // *Proceedings of Sib.SRIE*. 1972. Issue. 23. P. 66–74.
20. Losev S. B. On the use of phase coordinates in calculation of complex asymmetric modes // *Electricity*. 1979. №1. P. 15-23.