

Разработка метода определения места повреждения в сети 6 кВ для цифровой платформы интеллектуальных сервисов сетевой компании

А. Е. Мозохин

филиал ПАО «Россети Центр» - «Костромаэнерго»
mozokhin@mail.ru

В. А. Солдатов

Костромская государственная сельскохозяйственная академия
soldmel@rambler.ru

Аннотация. Разработаны эффективные методы и устройства локализации повреждений для сетей 110 кВ и выше. Однако они неэффективны для сетей 6-10-35 кВ из-за малой протяженности линий и отключающей способности и не позволяют определять режимы с замыканиями на землю и разомкнутыми цепями. Поэтому для сетей 6-10-35 кВ необходимо разработать собственные дистанционные методы и устройства для определения места повреждения. В статье предлагается и исследуется метод локализации повреждений для сетей 6 кВ. Рассмотрены три случая: использование напряжений и токов в начале линии, в конце линии и в начале и в конце линии одновременно. Показано, что ошибки определения места повреждения пропорциональны ошибкам измерения напряжений и токов. При погрешности измерений $\pm 5\%$ погрешности определения места повреждения составляют от 0,01 до 6,71%, за исключением режимов одновременных замыканий на землю и обрывов, а также двухфазных коротких замыканий. При погрешности измерения $\pm 0,2\%$ погрешности определения места повреждения составляют от 0,01 до 1,28%, за исключением режимов двухфазных коротких замыканий. Таким образом, произведенные расчеты и анализ показали высокую эффективность предложенного метода определения места повреждения при использовании критериев в начале, в конце и одновременно в начале и в конце строки. Предлагается использовать разработанный метод в качестве услуги в рамках цифровой платформы интеллектуальных сервисов сетевой компании.

Ключевые слова: определение места повреждения; критерии; электрическая сеть; погрешность; фидер 6 кВ; односторонний замер; двухсторонний замер; цифровая платформа

I. РАЗРАБОТКА ДИСТАНЦИОННОГО МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ДЛЯ СЕТЕЙ 6 КВ

A. Введение

Для высоковольтных сетей 110 кВ и выше с глухой нейтралью вопрос локализации места повреждения (ОМП) достаточно проработан [1–3]. Для сетей среднего напряжения 6-10-35 кВ необходимо разработать собственные новые методы локализации повреждений, так как в этих сетях протяженность линий и отключающая способность невелики. Существующие устройства [4–6] определяют в этих сетях только аварийные режимы с двухфазными и трехфазными короткими замыканиями. Сети 6-10-35 кВ работают с изолированной нейтралью, поэтому замыкания на землю в этих сетях не являются короткими замыканиями. В этих сетях замыкания на землю и разомкнутые цепи составляют до 70% всех возможных неисправностей. Целью данной работы

является разработка метода удаленного ОМП для сетей 6 кВ с использованием критериев, зависящих от напряжений и токов в начале линии (одностороннее измерение), в конце линии (одностороннее измерение), при в начале и в конце линии одновременно (двустороннее измерение), а также для интеграции метода ОМП в цифровую платформу интеллектуальных услуг.

B. Основная часть

Устройства ОМП подразделяются на дистанционные и топографические [7]. Удаленные позволяют определить место повреждения без обхода линии, а топографические требуют обхода линии. Для сетей 6-10-35 кВ эффективных выносных устройств нет. В основном используются топографические устройства. Один из типов удаленных устройств – это удаленные устройства, основанные на параметрах режима отказа. В основном они используют параметры электрической сети, а также напряжения и токи в определенных точках сети. Например, в [5] используются следующие формулы для определения расстояния до трехфазного, двухфазного и однофазного короткого замыкания (короткого замыкания).

$$L_{KЗC}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{KЗ}^{(3)} \cdot Z_{лр}} \cdot \sin \varphi_3$$

$$L_{KЗC}^{(2)} = \frac{U}{2 \cdot I_{KЗ}^{(2)} \cdot Z_{лр}} \cdot \sin \varphi_2$$

$$L_{KЗC}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{I_{KЗ}^{(1)} \cdot (2 \cdot Z_{лр} + Z_{нул})} \cdot \sin \varphi_1$$

То есть существующие устройства ОМП обнаруживают только короткие замыкания и не обнаруживают АР с однофазными замыканиями на землю и с обрывами фаз. Для устранения этого недостатка в [8–9] были разработаны индивидуальные эмпирические критерии для каждого типа неисправности, а в [10] предложен метод определения типа неисправности. Работы [8–10] посвящены методам определения типа и места АР в сетях 6 кВ, основанных на применении эмпирических критериев. Критерии представляют собой формулы, индивидуальные для каждого типа АР. В числителе формулы помещаются напряжения и токи, увеличивающиеся при перемещении точки отказа по длине линии, а в знаменателе – убывающие. Параметры, которые не меняются, не учитываются. Это позволяет всегда получать график критериев с большой крутизной и определять место повреждения с достаточной точностью.

В [8] рассматриваются критерии, основанные на напряжениях и токах только в начале линии. Представляет интерес исследовать эффективность ОМП при использовании критериев, основанных на напряжениях и токах в конце линии, а также в начале и в конце одновременно.

Для сравнения в табл. 1 и 2 представлены эмпирические критерии, полученные на основе напряжений и токов в начале линии 6 кВ и в конце линии. Критерии представлены для режимов с поврежденной фазой А, В и С. Критерии зависят от фазных напряжений и токов $U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c$. Для сравнения в табл. 1 и 2 представлены эмпирические критерии, полученные по напряжениям и токам в начале линии 6 кВ и в конце линии. Критерии представлены для режимов с поврежденной фазой А, В и С. Критерии зависят от фазных напряжений и токов $U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c$.

ТАБЛИЦА I ФОРМУЛЫ ДЛЯ ЭМПИРИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАПРЯЖЕНИЙ И ТОКОВ В НАЧАЛЕ ЛИНИИ

Вид АР	Для поврежденной фазы А	Для поврежденной фазы В	Для поврежденной фазы С
Однофазное замыкание на землю	$K_{Ao} = \frac{U_a}{U_b \cdot U_c}$	$K_{Bo} = \frac{U_b}{U_a \cdot U_c}$	$K_{Co} = \frac{U_c}{U_a \cdot U_b}$
Двухфазные короткие замыкания	$K_{Ab} = \frac{U_a \cdot U_b}{I_a \cdot I_b}$	$K_{Bc} = \frac{U_b \cdot U_c}{I_b \cdot I_c}$	$K_{Ac} = \frac{U_a \cdot U_c}{I_a \cdot I_c}$
Трехфазное короткое замыкание	$K_{abc} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c}$	$K_{abc} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c}$	$K_{abc} = \frac{U_a \cdot U_b \cdot U_c}{I_a \cdot I_b \cdot I_c}$
Двойные замыкания на землю	$K_{Aob} = \frac{U_a \cdot U_b}{I_a \cdot I_b}$	$K_{Boc} = \frac{U_b \cdot U_c}{I_b \cdot I_c}$	$K_{Aoc} = \frac{U_a \cdot U_c}{I_a \cdot I_c}$
Обрывы фаз	$K_{obrA} = \frac{U_b \cdot U_c}{U_a} \cdot I_a$	$K_{obrB} = \frac{U_a \cdot U_c}{U_b} \cdot I_b$	$K_{obrC} = \frac{U_a \cdot U_b}{U_c} \cdot I_c$
Одновременные замыкания на землю с обрывами после	$K_{oobrA} = U_a$	$K_{oobrB} = U_b$	$K_{oobrC} = U_c$
Одновременные обрывы с замыканиями на землю после	$K_{obrAao} = I_a$	$K_{obrBbo} = I_b$	$K_{obrCco} = I_c$

ТАБЛИЦА II ФОРМУЛЫ ДЛЯ ЭМПИРИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАПРЯЖЕНИЙ И ТОКОВ В КОНЦЕ ЛИНИИ

Вид аварийного режима	Для поврежденной фазы А	Для поврежденной фазы В	Для поврежденной фазы С
Однофазное замыкание на землю	$K_{Ao} = \frac{1}{U_a \cdot U_b \cdot U_c}$	$K_{Bo} = \frac{1}{U_a \cdot U_b \cdot U_c}$	$K_{Co} = \frac{1}{U_a \cdot U_b \cdot U_c}$
Двухфазные короткие замыкания	$K_{Ab} = \frac{U_b \cdot I_b}{U_a \cdot I_a}$	$K_{Bc} = \frac{U_c \cdot I_c}{U_b \cdot I_b}$	$K_{Ac} = \frac{U_a \cdot I_a}{U_c \cdot I_c}$
Трехфазное короткое замыкание	$K_{abc} = \frac{1}{U_a \cdot U_b \cdot U_c \cdot I_a \cdot I_b \cdot I_c}$	$K_{abc} = \frac{1}{U_a \cdot U_b \cdot U_c \cdot I_a \cdot I_b \cdot I_c}$	$K_{abc} = \frac{1}{U_a \cdot U_b \cdot U_c \cdot I_a \cdot I_b \cdot I_c}$
Двойные замыкания на землю	$K_{Aob} = \frac{I_b}{I_a \cdot U_b}$	$K_{Boc} = \frac{I_c}{I_b \cdot U_b}$	$K_{Aoc} = \frac{I_a}{I_c \cdot U_c}$
Обрывы фаз	$K_{obrA} = U_a \cdot U_b \cdot U_c$	$K_{obrB} = U_a \cdot U_b \cdot U_c$	$K_{obrC} = U_a \cdot U_b \cdot U_c$
Одновременные замыкания на землю с обрывами после	$K_{oobrA} = \frac{1}{U_a \cdot I_a}$	$K_{oobrB} = \frac{1}{U_b \cdot I_b}$	$K_{oobrC} = \frac{U_c}{I_c}$

Вид аварийного режима	Для поврежденной фазы А	Для поврежденной фазы В	Для поврежденной фазы С
Одновременные обрывы с замыканиями на землю после	$K_{obrAao} = \frac{I_a}{U_a}$	$K_{obrBbo} = \frac{I_b}{U_b}$	$K_{obrAao} = \frac{I_c}{U_c}$

Табл. 1 и 2 показывают, что полученные критерии «в начале» и «в конце» строки различаются. Критерии «в начале» используют напряжения и токи до повреждения, а критерии «в конце» используют напряжения и токи после повреждения.

Например, для однофазного замыкания на землю фазы А получены следующие критерии начала и конца, а также обобщенный критерий:

$$K_{aonach} = \frac{U_{анач}}{U_{бнач} \cdot U_{снач}}$$

$$K_{aокон} = \frac{1}{U_{акон} \cdot U_{бкон} \cdot U_{скон}}$$

$$K_{aообщ} = K_{aонач} \cdot K_{aокон}$$

Обобщенные критерии являются продуктом критериев в начале и в конце линии, при этом напряжения и токи рассчитываются методом фазовых координат [11]. Полиномы интерполяции на основе матрицы Вандермонда [11] были получены из расчетных данных критериев в четырех точках для линии длиной 15 км и в трех точках для линии длиной 5 км, по которым было определено местоположение разлома.

Результаты расчетной неопределенности PML для линий длиной 15 км и 5 км сведены в табл. 3 для ошибки $\pm 5\%$ и в табл. 4 для ошибки $\pm 0,2\%$. Ошибки приводятся для неисправностей, возникающих в середине линии (т.е. в точках 7,5 км и 2,5 км соответственно). Погрешности рассчитываются для измерений в начале строки (критерий в начале), в конце строки (критерий в конце), а также в начале и в конце строки одновременно (критерий в начале и в конце).

ТАБЛИЦА III ПОГРЕШНОСТЬ ОМП ДЛЯ ДЛИНЫ ЛИНИИ 15 КМ И 5 КМ ПРИ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ $\pm 5\%$

Вид аварийного режима	Протяженность линии 15 км			Протяженность линии 5 км			
	Критерии «по началу»	Критерии «по концу»	Критерии «по началу и концу»	Критерии «по началу»	Критерии «по концу»	Критерии «по началу и концу»	
Однофазные замыкания на землю	ф. А	6,37	0,01	0,01	4,94	0,01	0,01
	ф. В	6,40	0,01	0,01	4,94	0,01	0,01
	ф. С	6,41	0,01	0,01	4,96	0,01	0,01
Короткие замыкания	ф. АВ	3,49	-	3,43	3,08	-	2,86
	ф. ВС	3,46	-	3,37	2,94	-	2,74
	ф. АС	3,48	-	3,38	3,06	-	2,82
	ф. АВС	2,23	5,42	2,29	1,28	1,38	0,01
	Обрывы	ф. А	3,38	4,14	1,54	2,66	4,1
	ф. В	3,38	4,18	1,56	2,64	3,9	0,98
	ф. С	3,39	3,94	1,49	2,68	3,92	1
	ф. А	-	5,05	3,38	-	3,22	2

Вид аварийного режима	Протяженность линии 15 км			Протяженность линии 5 км			
	Критерии «по началу»	Критерии «по концу»	Критерии «по началу и концу»	Критерии «по началу»	Критерии «по концу»	Критерии «по началу и концу»	
Замыкания на землю с последующими обрывами	ф. В	-	5,34	3,79	-	4,28	2,92
	ф. С	-	5,0	3,36	-	4,6	4,26
Обрывы с последующими замыканиями	ф. А	6,71	1,22	0,78	5,02	2,72	1,2
	ф. В	6,08	1,44	0,86	4,98	3,26	1,34
	ф. С	6,63	1,25	0,8	5	2,88	1,24
Двойные замыкания на землю	ф. АВ	6,56	0,01	0,01	5,38	0,01	0,01
	ф. ВС	6,63	1,1	0,73	5,42	0,8	0,38
	ф. АС	6,61	0,01	0,01	5,52	0,01	0,01

ТАБЛИЦА IV ПОГРЕШНОСТЬ ОМП ДЛЯ ДЛИНЫ ЛИНИИ 15 км И 5 км ПРИ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ $\pm 0,2\%$

Вид аварийного режима	Протяженность линии 15 км			Протяженность линии 5 км			
	Критерии «по началу»	Критерии «по концу»	Критерии «по началу и концу»	Критерии «по началу»	Критерии «по концу»	Критерии «по началу и концу»	
Однофазные замыкания на землю	ф. А	6,37	0,01	0,01	4,94	0,01	0,01
	ф. В	6,40	0,01	0,01	4,94	0,01	0,01
	ф. С	6,41	0,01	0,01	4,96	0,01	0,01
Короткие замыкания	ф. АВ	3,49	-	3,43	3,08	-	2,86
	ф. ВС	3,46	-	3,37	2,94	-	2,74
	ф. АС	3,48	-	3,38	3,06	-	2,82
	ф. АВ С	2,23	5,42	2,29	1,28	1,38	0,01
Обрывы	ф. А	3,38	4,14	1,54	2,66	4,1	1,04
	ф. В	3,38	4,18	1,56	2,64	3,9	0,98
	ф. С	3,39	3,94	1,49	2,68	3,92	1
Замыкания на землю с последующими обрывами	ф. А	-	5,05	3,38	-	3,22	2
	ф. В	-	5,34	3,79	-	4,28	2,92
	ф. С	-	5,0	3,36	-	4,6	4,26
Обрывы с последующими замыканиями	ф. А	6,71	1,22	0,78	5,02	2,72	1,2
	ф. В	6,08	1,44	0,86	4,98	3,26	1,34
	ф. С	6,63	1,25	0,8	5	2,88	1,24
Двойные замыкания на землю	ф. АВ	6,56	0,01	0,01	5,38	0,01	0,01
	ф. ВС	6,63	1,1	0,73	5,42	0,8	0,38
	ф. АС	6,61	0,01	0,01	5,52	0,01	0,01

Табл. 3 и 4 показывают, что неопределенность ОМП сильно зависит от неопределенности измерения.

При погрешности измерения $\pm 5\%$ и длине линии 15 км погрешность ОМП составляет:

- по критерию «по началу» от 2,23 до 6,71% (режимы с одновременным замыканием на землю и обрывом цепи не обнаруживаются);
- по критерию «до конца» от 0,01 до 5,42% (режимы с двухфазными короткими замыканиями не определены);
- по критерию «по началу и по окончанию» от 0,01 до 3,79% (обнаружены все режимы).

При погрешности измерения $\pm 5\%$ и длине линии 5 км погрешность ОМП составляет:

- по критерию «по началу» от 1,28 до 5,52% (режимы с одновременным замыканием на землю и обрывом цепи не обнаруживаются);
- по критерию «до конца» от 0,01 до 4,6% (режимы с двухфазными короткими замыканиями не определены);
- по критерию «по началу и по окончанию» от 0,01 до 4,26% (обнаружены все режимы).

При погрешности измерения $\pm 0,2\%$ и длине линии 15 км погрешность ОМП составляет:

- по критерию «по началу» от 0,01 до 0,57% (все режимы определены);
- по критерию «до конца» от 0,01 до 0,21% (режимы с двухфазными короткими замыканиями не обнаруживаются);
- по критерию «по началу и по окончанию» от 0,01 до 0,15% (обнаружены все режимы).

При погрешности измерения $\pm 0,2\%$ и длине линии 5 км погрешность ОМП составляет:

- по критерию «в начале» от 0,01 до 0,21% (все режимы определены);
- по критерию «до конца» от 0,01 до 0,43% (режимы с двухфазными короткими замыканиями не обнаруживаются);
- по критериям «в начале и в конце» не превышают 0,01% (все режимы определены).

То есть ошибки частоты вращения почти прямо пропорциональны ошибкам измерения. Погрешности оборотов при погрешности измерения $\pm 0,2\%$ более чем в 10 раз меньше погрешностей числа оборотов при погрешности измерения $\pm 5\%$.

II. ИНТЕГРАЦИЯ СЕРВИСА ОМП В ЦИФРОВУЮ ПЛАТФОРМУ СЕТЕВОЙ КОМПАНИИ

На данный момент АСУ ТП (АСУ ТП) сетевой компании представляет собой корпоративную информационную систему (КИС), которая обеспечивает автоматизацию основных видов бизнес-процессов, связанных с деятельностью по передаче и распределению электроэнергии [12]. В соответствии с данной структурой КИС сетевой компании представляет собой совокупность систем управления различными видами оперативно-диспетчерской, технологической, финансово-хозяйственной деятельности. КИС является основным источником информации при формировании базовых сервисов платформы цифровой интеграции. Из структуры КИС также следует, что появление платформы цифровой интеграции невозможно без формирования автоматизированной информационно-управленческой

среды на электросетевых объектах. При этом разработка средств автоматизации должна вестись в направлении интеграции как автоматизированных систем диспетчерского управления, так и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Рассмотрим сценарий интеграции интеллектуальных сервисов сетевой компании в цифровую платформу на примере программно-аппаратного комплекса локализации неисправностей (ПАК ОМП). При таком сценарии интеграции начальным этапом развития информационно-управляющей среды электрических распределительных сетей следует считать внедрение простейших устройств ОМП. На следующем этапе осуществляется формирование иерархического ПАК ОМП. Затем необходимо перейти на следующий уровень развития – создание интеллектуальной системы ОМП за счет использования подсистемы прогнозирования и внедрение на ее основе системы проактивного управления на разные временные интервалы [13–15]. Еще одним направлением развития является переход автоматизированных систем управления в Интернет вещей, который в будущем позволит полностью автоматизировать диспетчеризацию и управление процессами.

Многоуровневая структура позволяет формировать информационные системы необходимого масштаба, интегрировать их с другими подсистемами сетевой компании. В структурной схеме, предложенной на рис. 1, на каждом уровне управления присутствует интеллектуальный модуль, позволяющий оперативно оценивать состояние сети в текущих и аварийных ситуациях, выдавать интересующую информацию в доверенную сеть, которая создает основу для формирования интеллектуальных сервисов цифровой платформы [16].



Рис. 1. Перспективная блок-схема развития сервиса ОМП сетевой компании: а – уровень измерительно-информационного комплекса; б – уровень информационно-вычислительного комплекса энергообъекта (УСПД – устройства системы передачи данных); в – уровень информационно-вычислительного комплекса ЦОД; г – уровень автоматизированного рабочего места (АРМ)

Необходимым условием современного развития цифровой инфраструктуры системы управления в сетевых компаниях является формирование

концентратора интеллектуальных услуг. Его основой должна стать платформа цифровой интеграции, объединяющая такие аналитические модули, как определение места неисправности, прогнозирование энергопотребления, мониторинг потерь мощности, оценка состояния активных сетевых устройств, поддержка принятия решений для оперативного управления, стратегического планирования и т. Д.

Архитектура цифровой платформы интеллектуальных услуг региональной сетевой компании (РСК) представлена на рис. 2.

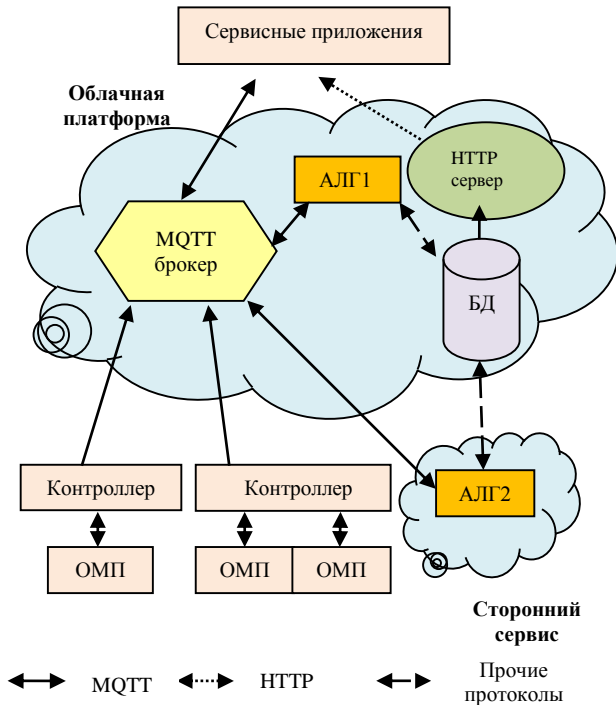


Рис. 2. Архитектура цифровой платформы интеллектуальных сервисов РСК: АЛГ – алгоритмы; АСУ – локальные автоматизированные системы управления на объектах; БД – база данных; MQTT (Message Queue Telemetry Transport) — упрощенный сетевой протокол, который используется для обмена сообщениями между устройствами по принципу «издатель-подписчик»

Сервисы цифровой платформы могут быть ориентированы на использование всеми видами функционального обслуживания клиентов (энергоснабжающие и электросетевые компании, жилищно-коммунальные предприятия, бытовые потребители) в качестве системы поддержки принятия решений в текущей ситуации и на стратегическую перспективу. Примеры основных услуг: определение места и типа повреждения; прогнозирование энергопотребления (краткосрочное, среднесрочное, долгосрочное); задачи по модернизации или ремонту действующих устройств сетевой инфраструктуры (счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения, средства сбора и передачи данных); перспективное развитие электросетевого хозяйства (технологические присоединения); взаимодействие с потребителями по вопросам энергосбережения.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В отличие от более ранних исследований, рассматривается метод ОМП по эмпирическим критериям для фидеров 6 кВ. Мы рассматриваем критерии ОМП, полученные для трех случаев измерения напряжений и токов: измерения производятся в начале линии,

измерения производятся в конце линии, и измерения производятся одновременно в начале и в конце линии. Рассмотрены длины линий 15 км и 5 км. Предполагается, что ошибки измерения составляют $\pm 5\%$ и $\pm 0,2\%$. Показано, что ошибки ОМП практически прямо пропорциональны ошибкам измерений. При погрешности измерения $\pm 5\%$ погрешность ОМП не превышает 7%. При погрешности измерения $\pm 0,2\%$ погрешность ОМП не превышает 0,6%.

Таким образом, проведенные расчеты и анализ показали высокую эффективность предложенного метода ОМП при использовании в начале эмпирических критериев (одностороннее измерение), критериев в конце (одностороннее измерение), а также критериев в начале и в конце. конец линии одновременно (двухсторонний замер). Оптимальный вариант – двухсторонний замер.

Предлагаемая обновленная структура автоматизированной системы технологического управления сетевой компанией включает на каждом уровне управления интеллектуальный модуль, позволяющий объединить информацию из разрозненных корпоративных и технических систем в единую доверенную программную среду, основанную на платформе цифровой интеграции. Архитектура платформы предполагает как локальное выполнение без доступа к глобальной сети Интернет, так и облачное представление на арендованных ресурсах. Основными сервисами платформы являются сервис определения местоположения и типа повреждений, сервис прогнозирования энергопотребления и сервис поддержки управленческих решений для стратегического планирования.

Возможность поэтапного внедрения цифровой платформы интеллектуальных услуг сетевой компании создает методологическую основу и определяет последовательность развития системы прямого цифрового управления электросетевым комплексом в соответствии с Энергетической стратегией России и принятой Единой технической политикой ПАО Россети.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. М.: Энергоатомиздат, 2003. 272 с.
- [2] Swagata Das, Surya Santoso, Anish Gaikwad, Mahendra Patel Impedance-Based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application. IEEE Access, Volume 2, New York, 2009.
- [3] M.M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski Fault Location in Power Networks 1st ed. New York, USA: Springer-Verlag, 2010.
- [4] Микропроцессорный терминал Сирус-2-ОМП [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.rza.ru/catalog/opredelenie-mesta-povrezhdeniya-lep-6-750-kv/sirius-2-omp.php> (дата обращения 20.11.21)
- [5] Программно-аппаратный комплекс определения места повреждения линий электропередачи 6-750 кВ на базе микропроцессорного устройства Бреслер-0107.090 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.bresler.ru/ustrojstva-rza/189-omp-bresler-0107-090> (дата обращения 20.11.21)
- [6] А-Сигнал ОМП – монитор электрической сети [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://antraks.ru/produksiya/universalnoe-ustrojstvo-monitoringa/a-signal-omp.html> (дата обращения 20.11.21)
- [7] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.
- [8] Солдатов В.А., Мозохин А.Е. Эмпирические критерии для определения места повреждения в электрических сетях 6 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. №5(50). С. 100-102.
- [9] Солдатов В.А. Анализ влияния параметров электрических сетей 6 кВ на погрешность определения места повреждения по эмпирическим критериям [Текст] / В.А. Солдатов, А.Е. Мозохин // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. №3(54). С. 111-113.
- [10] Солдатов В.А., Мозохин А.Е. Метод определения вида повреждения в распределительных электрических сетях напряжением 6 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2021. №2(65). С. 138-141.
- [11] Заварыгин В.М. Численные методы. М: Просвещение, 1991. 250 с.
- [12] Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [Электронный ресурс] // Протокол совета директоров ПАО «Россети» № 252 от 08.11.2019. 2019. 219 с. – Режим доступа: <http://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf> (дата обращения: 20.11.2021)
- [13] Smart meter data analytics for distribution network connectivity verification / W. Luan, J. Peng, M. Maras, et. al. // IEEE Transactions on Smart Grid. 2015. Vol. 6, no. 4. P. 1964–1971. doi: 10.1109/TSG.2015.2421304
- [14] Development of a controller hardware-in-the-loop platform for microgrid distributed control applications / Y. Du, H. Tu, S. Lukic, et. al. // IEEE Electronic Power Grid (eGrid). 2018. doi: 10.1109/eGRID.2018.8598696
- [15] Alahakoon D., Yu X. Smart electricity meter data intelligence for future energy systems: a survey // IEEE Transactions on Industrial Informatics. 2016. Vol. 12, no. 1. P. 425–436. doi:10.1109/TII.2015.2414355
- [16] Староверов Б.А., Мозохин А.Е. Структура и этапы построения автоматизированной системы управления электросетями в масштабах региональной сетевой компании // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2020. № 1. С. 69-76. DOI: 10.17588/2072-2672.2020.1.069-076.