УДК 621.311.001.57, 621.316.1

**АНАЛИЗ РИСКА ОТКАЗА ЛИНЕЙНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПУТЕМ ОЦЕНКИ
ПОПЕРЕЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ
ПО ДАННЫМ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

Д.А. Глухов¹, Э.Ф. Хакимзянов², Д.Е. Титов³, Г.Г. Угаров⁴, Р.Г. Мустафин²

¹Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ, г. Саратов, Россия

²Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

³Сколковский институт науки и технологий, ООО «МИГ», г. Москва, Россия

⁴«Камышинский технологический институт» филиал ФБГОУ ВО «Волгоградский
государственный технический университет», г. Камышин, Россия

motor_da@mail.ru

Резюме: В статье предложен метод оценки состояния изоляции воздушных линий электропередачи с использованием данных синхронизированных векторных измерений, приведено обоснование необходимых диагностических параметров.

Ключевые слова: мониторинг, оценка, изоляция, воздушные линии электропередачи, риск-ориентированный подход.

DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-11-12-34-45.

Для цитирования: Глухов Д.А., Хакимзянов Э.Ф., Титов Д.Е., Угаров Г.Г., Мустафин Р.Г. Анализ риска отказа линейной изоляции путем оценки поперечной проводимости воздушных линий электропередач по данным синхронизированных векторных измерений// Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2018. Т. 20. № 11-12. С. 34-45. DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-11-12-34-45.

**ANALYSIS OF RISK OF FAILURE OF LINEAR INSULATION BY EVALUATING
THE CROSS-SECOND CONDUCTIVITY OF TRANSMISSIONS LINES BY DATA OF
SYNCHRONIZED VECTOR MEASUREMENTS**

D.A. Glukhov¹, E.F. Khakimzyanov², D.Ye. Titov³, G.G. Ugarov⁴, R.G. Mustafin²

¹System Operator of the United Power System, Saratov, Russia

²Kazan state power university, Kazan, Russia

³Skolkovo Institute of Science and Technology, Mig ООО (Limited Liability Company),
Moscow, Russia

⁴Kamyshin Institute of Technology, Kamyshin, Russia

motor_da@mail.ru

Abstract: In the article the method of an estimation of a condition of isolation of overhead transmission lines with use of the data of the synchronized vector measurements is offered, the justification of necessary diagnostic parameters is resulted.

Keywords: monitoring, assessment, isolation, overhead power lines, risk-oriented approach.

For citation: D.A. Glukhov, E.F. Khakimzyanov, D.Ye. Titov, G.G. Ugarov, R.G. Mustafin.

Analysis of risk of failure of linear insulation by evaluating the cross-second conductivity of transmissions lines by data of synchronized vector measurements. Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS 2018. vol. 20. № 11-12. pp. 34-45. DOI:10.30724/1998-9903-2018-20-11-12-34-45.

Введение

Согласно отчету [1], основной причиной отказов электрооборудования (ЭО) за 2016 год является износ (более 20%), при этом основной причиной износа ЭО является старение и загрязнение изоляции. Сводные данные о причинах нарушений надежности электросетевого комплекса (ЭСК) приведены в табл.1 [1].

Стоит отметить, что отказ изоляции происходит не только вследствие старения, но и вследствие стихийных явлений (16,7% отказов), недостатков эксплуатации (13,3%), связанных с несвоевременными или некачественными работами по выявлению и устранению загрязнений и дефектов изоляции. Отказ изоляции происходит и вследствие других причин, также приведенных в табл.1. Часть отказов ВЛ из-за атмосферных перенапряжений также заключается в плохом состоянии изоляции.

Таблица 1

Причины нарушений надежности работы ЭСК в 2016 году

Причина нарушений	% от общего объема нарушений
Износ вследствие старения изоляции	20,7
Воздействия стихийных явлений	16,7
Падение деревьев	14,1
Недостатки эксплуатации	13,3
Воздействие посторонних лиц	12,6
Атмосферные перенапряжения	12,3
Воздействия птиц и животных	6,8
Конструктивные дефекты	2,3
Сверхнормативные воздействия стихии	1,2

Приведенные факты являются причиной применения планово-предупредительного подхода к осмотру, замене и чистке изоляции. Согласно Положению [2], в ЭСК намечен переход от системы планово-предупредительного оказания воздействия на активы к риск-ориентированному управлению активами (РОП). В связи с этим, в настоящее время невыясненными остаются вопросы оценки риска возникновения отказов и оценки последствий таких отказов.

Риск-ориентированный подход к управлению ЭО

РОП представляет собой методологию, обеспечивающую целевое воздействие надзорных функций на объекты контроля, основанные на анализе состояния технических устройств, риска их аварий и инцидентов в соответствии со значимостью последствий таких аварий и инцидентов [3]. Под риском понимается событие, которое может произойти в будущем с определенной вероятностью и нанести определенный ущерб [4]. Риск может быть результатом как действия, так и бездействия.

В соответствии с методологией РОП, сформировались два основных направления исследований: исследования в области создания методологии оценки вероятности отказа и исследования с целью создания методик оценки последствий таких отказов. Оценка последствий отказов, основным фактором которой является длительность перерывов электроснабжения потребителей, должна включать в себя экономические показатели ущерба. Такая статистика по ЭСК ПАО «Россети» за 2016 год показана на рис.1 [1].

Как видно из рис.1, наиболее длительные перерывы электроснабжения наблюдались в Центральной, Южной частях России и в районах Поволжья. Концепция РОП на примере использования данных, представленных на рис.1, предполагает увеличение плановых затрат на противоаварийные мероприятия в тех дочерних сетевых компаниях ПАО «Россети», в которых продолжительность перерывов электроснабжения выше всего.

Методология оценки вероятности отказов должна строиться на основании статистики отказов, а также на основании результатов мониторинга состояния ЭО. Мониторинг при этом должен подразумевать непрерывный неразрушающий контроль.

Проблема оценки состояния изоляции воздушных линий электропередачи

На сегодняшний день основными методами диагностики состояния изоляции воздушных линий электропередачи (ВЛ) являются:

- визуальный осмотр;
- тепловизионный контроль;
- рентгенографическая диагностика;
- ультрафиолетовая диагностика;
- периодические высоковольтные испытания изоляции;
- непрерывный мониторинг посредством измерения токов утечки.

Рис. 1 Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей в сети 6 кВ и выше, в результате технологических нарушений (давай лучше в табл. с расшифровкой ТРК)

Все перечисленные мероприятия являются локальными методами обследования состояния изоляции. Для их применения необходимо сначала определить объект контроля (ВЛ), а также место проведения превентивной диагностики. В масштабах ЭСК выбрать первоочередной объект для диагностики бывает затруднительно. Более того, учитывая, что наиболее информативным параметром, отображающим состояние изоляции, является ток утечки, такой вид контроля состояния изоляции как визуальный осмотр зачастую малоэффективен.

Стоит отметить, что на настоящий момент нет готовых инструментов косвенной оценки увеличения тока утечки в какой-то из ВЛ. Однако увеличение тока утечки в изоляции ВЛ можно определить на основании оценки параметров схемы замещения. В соответствии со схемой замещения токоведущие части ВЛ электрически связаны с землёй поперечной проводимостью Y , следовательно суммарный ток утечки, протекающий по контурам фаза-земля-нейтраль, и фаза-земля-фаза, зависит от величины этой проводимости.

Применяемыми стандартными средствами оценки состояния на основании данных телеметрической информации невозможно определить поперечную проводимость ВЛ, однако, в связи с масштабным внедрением в ЕЭС России системы синхронизированных векторных измерений (СВИ), появилась возможность высокоточной оценки состояния ВЛ, а следовательно – оценки ее поперечной проводимости. В связи с этим, для формирования методики такой оценки необходимо определить главные измеряемые посредством СВИ параметры и математическую модель поперечной проводимости на основании данных СВИ.

Современное состояние и перспективы развития систем синхронизированных векторных измерений

Современные системы мониторинга переходных режимов (СМПР) в России состоят из устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) и концентраторов синхронизированных векторных данных (КСВД). Сбор информации для задач оперативно-диспетчерского и автоматического управления ЭЭС осуществляется в двух режимах: *on-line* и *off-line*. Создание системы мониторинга переходных режимов в России было инициировано ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2005 году в рамках проекта «ТЭО синхронного объединения энергосистем *UCTE* и ЕЭС/ОЭС» [5, 6]. В 2006 году на 16 энергообъектах ЕЭС была введена в эксплуатацию первая очередь СМПР. В 2015 году количество оснащенных энергообъектов составляло уже 69, а общее количество УСВИ достигло 400. На 2017 год комплексами СМПР оснащены 85 объектов, количество УСВИ составляет 551 устройство [7]. Диаграмма оснащённости СМПР ЕЭС России показана на рис. 2.

Рис. 2 Оснащённость СМПР ЕЭС России на 2017 год [6]

Наибольшее количество объектов, оснащенных СМПР, находится в ОЭС Урала (29 объектов, 156 УСВИ), наименьшая оснащённость – в ОЭС Востока (2 объекта, 6 УСВИ). Общее количество КСВД по ЕЭС России на 2017 год составляет 47 устройств.

К 2020 году планируется оснастить СМПР порядка 200 объектов [8]. Концепция предполагает на первом этапе оснастить СМПР все ПС классом напряжения 500 кВ и выше, а также электрические станции установленной мощностью 500 МВА и выше [9].

По мере развития СМПР в России сложились предпосылки к нормированию характеристик УСВИ. Сегодня существует Стандарт АО «СО ЕЭС» [10], устанавливающий:

- требования к функциональности УСВИ;
- требования к составу измеряемых параметров УСВИ;
- требования к метрологическому обеспечению УСВИ;
- требования к синхронизации измерений УСВИ;

– порядок и методику сертификационных испытаний УСВИ, а также минимальный перечень документов и информации по УСВИ, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации.

Все вновь разрабатываемые и модернизируемые УСВИ в ЕЭС России должны соответствовать указанному стандарту. В табл. 2 сведены данные по точности существующих в мире промышленных УСВИ.

Как видно из табл. 2, применяемые в ЕЭС России УСВИ являются наиболее точными в части замера углов векторов, а также частоты. Согласно [10] для синхронизации УСВИ должны использоваться приемники сигналов глобальных навигационных систем с точностью синхронизации не хуже 1 мкс, что соответствует погрешности измерений 0,018 эл. градусов. Стоит отметить, что современные спутниковые системы имеют точность 15 нс, что соответствует точности 0,00027 эл. градусов.

Таблица 2

Сводные данные по точности существующих промышленных УСВИ

УСВИ	<i>SMART-WAMS</i> (Россия)	<i>BEN6000</i> (Бельгия)	<i>SEL 421</i> (США)	<i>RES 521</i> (Швеция)	<i>Arbiter</i> (США)
U , кВ	$\pm(0,3-0,5) \%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,02\%$
Фазовый угол	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,2^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,3^\circ$
I_{ij} , А	$\pm(0,3-0,5) \%$	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,2\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,03\%$
Угол φ_{ij} между I_{ij} и U_i	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,2^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$
Частота, Гц	$\pm 0,001$	$\pm 0,002$	$\pm 0,01$	$\pm 0,002$	$\pm 0,005$

На основании указанных данных стоит отметить возможность измерения векторов токов и напряжений по концам ВЛ с достаточно высокой точностью. Используя указанные данные, можно производить косвенную оценку состояния изоляции ВЛ с целью выявления наиболее рискованного элемента электрической сети. Для формирования методики такой оценки необходимо определить главные измеряемые посредством СВИ параметры и математическую модель поперечной проводимости на основании данных СВИ.

Определение диагностических параметров для оценки состояния изоляции с использованием данных СВИ

На рис. 3 показана принципиальная схема (а) и П-образная схема замещения (б) ВЛ.

Рис. 3 Однолинейная схема ВЛ

а – принципиальная; б – П-образная схема замещения

Приведенная схема является универсальной для обозначения ВЛ, соединяющей две части энергосистемы (ЭС) вне зависимости от количества источников питания. Приняв за нулевое значение генерацию $P_{Г2} + jQ_{Г2}$, можно получить схему замещения для тупиковой ВЛ. В любом случае эквивалентная схема замещения выглядит еще более упрощенно, поскольку в передающем конце ВЛ суммарный баланс потребления/генерации можно изобразить эквивалентной генерацией, а в приемном – эквивалентной нагрузкой.

Ток, протекающий по участку цепи, зависит от разности модулей напряжений и от угла сдвига фаз δ по концам ВЛ. При этом разность модулей напряжения формирует переток реактивной мощности, а фазовый сдвиг (разность углов фазы по концам ВЛ) формирует переток активной мощности.

Обратимся к векторной диаграмме ВЛ (рис. 4), построенной для схемы замещения, представленной на рис. 3 в фазных значениях напряжений.

Рис. 4. Векторная диаграмма ВЛ

Из рис. 4 видно, что падение напряжения (геометрическая разность напряжений по концам ВЛ) зависит от тока линии $\underline{I}_л$ и продольного сопротивления ВЛ. Однако ток линии $\underline{I}_л$ невозможно измерить, поскольку эта величина имеет место лишь в П-образной схеме замещения (рис.3, б). Применительно к указанной схеме имеется возможность непосредственного замера векторов тока $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_2$ по концам ВЛ. Имея синхронизированные векторы тока по концам ВЛ и зная параметры поперечной проводимости, можно определить ток $\underline{I}_л$ на основании схемы замещения (рис.3, б), и векторной диаграммы ВЛ (рис. 4):

$$\underline{I}_л = \underline{I}_2 + \underline{I}_{b2} + \underline{I}_{g2} = \underline{I}_1 - \underline{I}_{b1} - \underline{I}_{g1}; \quad (1)$$

где $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ – синхронизированные векторы токов по концам ВЛ; $\underline{I}_{b1}$, $\underline{I}_{g1}$, $\underline{I}_{b2}$, $\underline{I}_{g2}$ – векторы токов поперечной проводимости для схемы на рис.3, причем:

$$\underline{I}_{bn} = \underline{U}_n \phi \frac{jB}{2}; \quad (2)$$

$$\underline{I}_{gn} = \underline{U}_n \phi \frac{G}{2}, \quad (3)$$

где $\underline{I}_{bn}$ – ток реактивной проводимости конца ВЛ; $\underline{I}_{gn}$ – ток активной проводимости конца ВЛ; $\underline{U}_n \phi$ – фазный вектор напряжения конца ВЛ.

Запишем выражение (1) с учетом (2) и (3):

$$\underline{I}_л = \underline{I}_2 + \underline{U}_2 \frac{jB}{2} + \underline{U}_2 \frac{G}{2} + \underline{U}_1 \frac{jB}{2} + \underline{U}_1 \frac{G}{2}; \quad (4)$$

$$\underline{I}_1 - \underline{I}_2 = (\underline{U}_1 + \underline{U}_2) \cdot \left(\frac{jB}{2} + \frac{G}{2} \right). \quad (5)$$

Поскольку $jB + G = Y$, запишем выражение для полной поперечной проводимости Y , используя (5):

$$Y = \frac{2(\underline{I}_1 - \underline{I}_2)}{(\underline{U}_1 + \underline{U}_2)}. \quad (6)$$

В комплексной форме выражение (6) примет вид

$$Y = \frac{2(I_1 \cdot e^{jx_1} - I_2 \cdot e^{jx_2})}{(U_1 \cdot e^{jx_3} + U_2 \cdot e^{jx_4})}, \quad (7)$$

где I_1, I_2, U_1, U_2 – измеренные модули токов и напряжений по концам ВЛ; x_1, x_2, x_3, x_4 – фазовые углы векторов.

Таким образом, искомыми параметрами для определения поперечной проводимости являются: $I_1, I_2, U_1, U_2, x_1, x_2, x_3, x_4$.

Однако, учитывая низкое значение активной составляющей проводимости G для ВЛ 220 кВ и ниже, в особенности коротких, при помощи формулы (7) нельзя в полной мере обеспечить достаточный уровень точности оценки состояния изоляции. В качестве примера достаточно взять параметры действующей ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС–Балаковская протяженностью 10,45 км. Активная составляющая поперечной проводимости для указанной ВЛ на основании данных эксплуатирующей организации – Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Нижне-Волжское ПМЭС, составляет $G=0,3$ мкСм при полной поперечной проводимости, равной $Y=0,3-j29$ мкСм. Очевидно, что увеличение потерь в изоляции указанной ВЛ в 20 раз приведет к увеличению полной поперечной проводимости всего на 2%, что укладывается в погрешность первичных измерительных приборов, равную не более 3% в соответствии с [11] для трансформаторов напряжений и от 0,5% до 10% в зависимости от класса точности используемой для измерений обмотки в соответствии с [12].

С учетом сказанного следует отметить необходимость в определении непосредственно активной составляющей поперечной проводимости G для оценки риска отказа линейной изоляции.

Для определения активной составляющей поперечной проводимости необходимо разложить полученную в (7) полную активную проводимость на комплексные составляющие. Для начала запишем числитель в (7) в тригонометрической форме записи векторов на комплексной плоскости:

$$\begin{aligned} 2 \cdot (I_\Delta \cos(x_\Delta) + jI_\Delta \sin(x_\Delta)) = \\ 2 \cdot ((I_1 \cos(x_1) + jI_1 \sin(x_1)) - (I_2 \cos(x_2) + jI_2 \sin(x_2))) \end{aligned} \quad (8)$$

где I_Δ – модуль разности векторов тока по концам ВЛ.

Знаменатель в (7) в тригонометрической форме равен:

$$\begin{aligned} (U_\Sigma \cos(x_\Sigma) + jU_\Sigma \sin(x_\Sigma)) = \\ ((U_1 \cos(x_1) + jU_1 \sin(x_1)) + (U_2 \cos(x_2) + jU_2 \sin(x_2))) \end{aligned} \quad (9)$$

где U_Σ – модуль суммы векторов фазных напряжений по концам ВЛ.

Для определения Y по (7) необходимо (8) разделить на (9). Определим для начала модуль поперечной проводимости. Для этого разделим модули полученных в (8) и (9) величин:

$$Y = 2 \cdot \left| \frac{I_{\Delta} \cos(x_{\Delta})}{\cos \left(\arctg \left(\frac{jI_{\Delta} \sin(x_{\Delta})}{I_{\Delta} \cos(x_{\Delta})} \right) \right)} \right| \div \left| \frac{U_{\Sigma} \cos(x_{\Sigma})}{\cos \left(\arctg \left(\frac{jU_{\Sigma} \sin(x_{\Sigma})}{U_{\Sigma} \cos(x_{\Sigma})} \right) \right)} \right| =$$

$$2 \cdot \left| \frac{I_{\Delta} \cos(x_{\Delta})}{\cos \left(\arctg \left(\frac{jI_{\Delta} \sin(x_{\Delta})}{I_{\Delta} \cos(x_{\Delta})} \right) \right)} \right| \cdot \left| \frac{\cos \left(\arctg \left(\frac{jU_{\Sigma} \sin(x_{\Sigma})}{U_{\Sigma} \cos(x_{\Sigma})} \right) \right)}{U_{\Sigma} \cos(x_{\Sigma})} \right|;$$
(10)

Активную и емкостную составляющие определим на основании формулы деления комплексных чисел в тригонометрической форме:

$$Z = \frac{Z_1}{Z_2} = \frac{|Z_1|}{|Z_2|} \cdot (\cos(\varphi_1 - \varphi_2) + j \sin(\varphi_1 - \varphi_2));$$
(11)

где Z – итоговое значение; Z_1 и Z_2 – соответственно делимое и делитель в комплексной форме.

Учитывая, что емкостная проводимость отрицательная, в выражении (10) в скобках вместо «+» будет «-». Соотношение модулей и есть Y (представлено в (10)). Приведя (10) к виду (11), получим отдельно по составляющим:

$$G = 2 \cdot \left| \frac{I_1 \cos(x_1) - I_2 \cos(x_2)}{\cos \left(\arctg \left(\frac{jI_1 \sin(x_1) - jI_2 \sin(x_2)}{I_1 \cos(x_1) - I_2 \cos(x_2)} \right) \right)} \right| \cdot \left| \frac{\cos \left(\arctg \left(\frac{jU_1 \sin(x_3) + jU_2 \sin(x_4)}{U_1 \cos(x_3) + U_2 \cos(x_4)} \right) \right)}{U_1 \cos(x_3) + U_2 \cos(x_4)} \right|.$$

$$\cos \left(\arctg \left(\frac{jI_1 \sin(x_1) - jI_2 \sin(x_2)}{I_1 \cos(x_1) - I_2 \cos(x_2)} \right) - \arctg \left(\frac{jU_1 \sin(x_3) + jU_2 \sin(x_4)}{U_1 \cos(x_3) + U_2 \cos(x_4)} \right) \right);$$
(11)

$$B = 2 \cdot \left| \frac{I_1 \cos(x_1) - I_2 \cos(x_2)}{\cos \left(\arctg \left(\frac{jI_1 \sin(x_1) - jI_2 \sin(x_2)}{I_1 \cos(x_1) - I_2 \cos(x_2)} \right) \right)} \right| \cdot \left| \frac{\cos \left(\arctg \left(\frac{jU_1 \sin(x_3) + jU_2 \sin(x_4)}{U_1 \cos(x_3) + U_2 \cos(x_4)} \right) \right)}{U_1 \cos(x_3) + U_2 \cos(x_4)} \right|.$$

$$\left(-j \sin \left(\arctg \left(\frac{jI_1 \sin(x_1) - jI_2 \sin(x_2)}{I_1 \cos(x_1) - I_2 \cos(x_2)} \right) - \arctg \left(\frac{jU_1 \sin(x_3) + jU_2 \sin(x_4)}{U_1 \cos(x_3) + U_2 \cos(x_4)} \right) \right) \right);$$
(12)

где G и B – активная и емкостная проводимости ВЛ, мСм.

Для определения G и B в мкСм необходимо (11) и (12) умножить на 1000.

Поскольку в (11) и (12) использованы фазные значения напряжений и токов, проводимость можно определить для каждой фазы, а это значит, что можно не только выявить ВЛ с ухудшенными изоляционными свойствами, но и выявить фазу, что упрощает задачу диагностики состояния изоляторов.

Оценка погрешности первичных измерителей

С целью оценки влияния погрешности первичных измерителей тока и напряжения проведено моделирование ухудшения изоляции для ВЛ в ПК *RastrWin3* в соответствии с однолинейной схемой, приведенной на рис. 3. В качестве объекта моделирования

использовалась короткая ВЛ 110 кВ длиной 10 км (рис. 5). Параметры схемы замещения, рассчитанные в соответствии с [13], приведены в табл. 3.

Рис. 5 исследуемая расчетная модель

Таблица 3

Среднегодовые параметры схемы замещения

Наименование	Длина, км	Марка провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	G, мкСм
ВЛ 1	10	АС 185/29	1,59	4,13	27,47	0,066

Удельная активная проводимость для рассматриваемой ВЛ менялась в соответствии с табл. 4, составленной на основании данных об удельных потерях на корону в зависимости от погодных условий [13].

Таблица 4

Параметры активной поперечной проводимости для нормальной изоляции в зависимости от погодных условий

Погодные условия	Сухая погода	Сухой снег	Дождь	Изморозь	Среднегодовое значение
Удельные потери мощности на корону, кВт/км	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08
Удельная активная проводимость, мкСм/км	0,00165	0,0083	0,0248	0,083	0,0066
Активная проводимость для ВЛ 1 (10 км), мкСм	0,017	0,083	0,25	0,83	0,066

Предварительный анализ данных табл. 4 позволил сделать вывод, что в зависимости от погодных условий значение активной проводимости ВЛ 110 кВ может увеличиваться в 50 раз для нормальной изоляции. Следовательно, увеличение активной проводимости в 50 раз не может быть связано с ухудшением изоляции. Более того, это служит основанием для необходимости учета погодных условий при оценке поперечной проводимости.

В ходе моделирования поперечная проводимость для рассматриваемой ВЛ менялась в диапазоне от 0,017 до 64 мкСм до увеличения полной поперечной проводимости в 2 раза. Опыты проводились для различных режимов загрузки ВЛ, при этом переток активной мощности по линии увеличивался от 0 до 30 МВт при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,9$.

В ходе моделирования выявлено, что при постоянной нагрузке модули и углы векторов напряжений по концам ВЛ неизменны вне зависимости от величины поперечной проводимости, поэтому проводимый анализ был направлен на выявление изменений значений модулей и углов векторов тока, а также разницы углов векторов тока по концам ВЛ.

Предварительный итог исследовательской работы заключается в том, что при включении ВЛ в режиме холостого хода и изменении полной поперечной проводимости ВЛ в 2 раза за счет активной составляющей ток холостого хода изменяется многократно. Такой режим маловероятен, поэтому данные для режима холостого хода ВЛ не учитывались. Однако на основании этих данных можно сделать вывод, что в режиме холостого хода уровень погрешности первичных измерителей тока и напряжения вполне позволяет определить процесс увеличения поперечной проводимости ВЛ.

Итоги изменения значений модуля, угла, а также разности углов векторов тока по концам ВЛ для перетоков активной мощности по ВЛ от 5 до 30 МВт показаны на рис. 6.

Анализ результатов моделирования (рис. 6) показал: ВЛ, имеющие низкую активную поперечную проводимость (короткие ВЛ напряжением 110 кВ и ниже) сложно диагностировать с применением предложенного метода, поскольку изменения измеряемых величин укладываются в погрешность первичных измерителей (трансформаторов тока и напряжения), причем такие изменения снижаются с увеличением передаваемой по ВЛ мощности. Однако стоит отметить, что моделируемые изменения поперечной проводимости ВЛ не являются предаварийными. Это значит, что предлагаемый метод возможно использовать на ВЛ 110 кВ после более детального изучения. Результаты такого исследования будут приведены в следующей статье. Пока стоит отметить, что использование высокоточных измерительных трансформаторов, таких как оптические, позволит снять все вопросы о допустимости использования предложенного метода на коротких ВЛ напряжением 110 кВ и ниже.

Рис. 6 Результаты моделирования процессов ухудшения изоляции короткой ВЛ 110 кВ

Выводы

1. Проведен анализ аварийности электросетевого комплекса. Выявлено, что одной из основных причин отказов электрооборудования, в частности ВЛ, является отказ изоляции.

2. Предложен метод оценки риска отказа изоляции ВЛ путем анализа данных синхронизированных векторных измерений по концам ВЛ.

3. Проведен анализ современного состояния и перспектив развития систем синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России.

4. Сформирована математическая модель оценки поперечной проводимости фазы ВЛ на основании данных СВИ, а также ее отдельных составляющих.

5. Проведено моделирование процесса ухудшения изоляции путем увеличения активной составляющей поперечной проводимости короткой ВЛ 110 кВ в ПК *RasrWin3*; выявлено, что традиционные измерительные трансформаторы не позволяют провести полноценную оценку риска отказа изоляции для коротких ВЛ 110 кВ и ниже, однако использование оптических измерительных трансформаторов позволит расширить область применения предлагаемого метода.

Литература

1. Годовой отчет ПАО «Россети» за 2016 год. М.: ПАО «Россети», 2017. 206 с.
2. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». М.: ПАО «Россети», 2017. 196 с.
3. Михалкин К.С. Внедрение системы риск-ориентированного подхода к организации надзорной деятельности [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gosnadzor.ru/activity/government/3%20-%20риск-ориентир%20подход-Михалкин-1.pdf>.
4. Политика управления рисками ОАО «Россети». М.: ОАО «Россети», 2014. 10 с.
5. Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок. 2006. № 2.
6. Куликов Ю.А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления // Энергетик. 2009. № 1. С. 10–13.
7. Михайленко В.С., Рыбасова О.С., Костюкова С.С. Перспективы применения устройств векторной регистрации для оптимизации работы электрической сети в режиме реального времени // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02–06 октября 2017, Самара в 3 т. Т 2. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. С.321–324.
8. Паспорт «Программы инновационного развития ОАО «СО ЕЭС» на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года». ОАО «СО ЕЭС», 2016. 78 с.
9. Жуков А.В., Дубинин Д.М., Уткин Д.Н., Гайдамакин Ф.Н., Данилин А.В., Топорков Д.Н. Разработка и внедрение автоматической системы сбора информации с регистраторов системы мониторинга переходных режимов в ЕЭС России // Релейщик. 2013. №3. С. 18–23.
10. СТО 59012820.29.020.011-2016 Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования. АО «СО ЕЭС», 2016. 37 с.
11. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 1983-2001; введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2016. 44 с.
12. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. – Взамен ГОСТ 7746-2001; введ. 2017-03-01. М.: Стандартинформ, 2016. 39 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей / под редакцией Д.Л. Файбисовича М.: ЭНАС, 2012. 376 с.

Авторы публикации

Глухов Дмитрий Александрович – ведущий специалист отдела устойчивости и противоаварийной автоматики службы электрических режимов. Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ. E-mail: gluhov@srdu.ru.

Хакимзянов Эльмир Фердинатович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» (РЗА) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: eig86@mail.ru.

Титов Дмитрий Евгеньевич – канд. техн. наук, научный сотрудник Сколковского института науки и технологий, генеральный директор ООО «МИГ». E-mail: dm30081989@yandex.ru.

Угаров Геннадий Григорьевич – д-р техн. наук, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Камышинского технологического института - филиал ФБГОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет». E-mail: motor_da@mail.ru.

Мустафин Рамиль Гамилович – канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» (РЗА) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: ramil.mustafin@gmail.com.

References

1. Godovoy otchet PAO «Rosseti» za 2016 god. M.: PAO «Rosseti», 2017. 206 p.
2. Polozheniye PAO «Rosseti» «O yedinoj tekhnicheskoy politiki v elektrosetevom komplekse». M.:PAO «Rosseti», 2017. 196 p.
3. Mikhalkin K.S. Vnedreniye sistemy risk - oriyentirovannogo podkhoda k organizatsii nadzornoj deyatel'nosti [Elektronnyy resurs]. URL: <http://www.gosnadzor.ru/activity/government/3%20-%20risk-oriyentir%20podkhod-Mikhalkin-1.pdf>.
4. Risk management policy of Rosseti JSC. M.: Rosseti OJSC, 2014. 10 p.
5. Ayuyev B.I. O sisteme monitoringa perekhodnykh rezhimov / Energorynok. 2006. N 2.
6. Kulikov Yu.A. Ispol'zovaniye tekhnologii vektornogo izmereniya parametrov v YEES Rossii dlya informatsionnogo obespecheniya operativno-dispatcherskogo upravleniya / «Energetik». 2009. N 1. Pp 10–13.
7. Mikhaylenko V.S. Perspektivy primeneniya ustroystv vektornoy registratsii dlya optimizatsii raboty elektricheskoy seti v rezhime real'nogo vremeni/ V.S. Mikhaylenko, O.S. Rybasova, S.S. Kostyukova// Elektroenergetika glazami molodezhi: nauchnyye trudy VIII Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, 02-06 oktyabrya 2017, Samara. v 3 t. T 2. Samara: FGBOU VO SamGTU, 2017. P. 321–324.
8. Pasport «Programmy innovatsionnogo razvitiya OAO «SO YEES» na 2016-2020 gody i na perspektivu do 2025 goda». OAO «SO YEES», 2016. 78 p.
9. Zhukov A.V. Razrabotka i vnedreniye avtomaticheskoy sistemy sbora informatsii s registratorov sistemy monitoringa perekhodnykh rezhimov v YEES Rossii / A.V. Zhukov, D.M. Dubinin, D.N. Utkin, F.N. Gaydamakin, A.V. Danilin, D.N. Toporkov // Releyshchik. 2013. №3. P. 18–23.
10. STO 59012820.29.020.011-2016. Releynaya zashchita i avtomatika. Ustroystva sinkhronizirovannykh vektornykh izmereniy. Normy i trebovaniya. AO «SO YEES», 2016. 37 p.
11. GOST 1983-2015. Voltage transformers. General specifications. – In exchange for GOST 1983-2001; Enter. 2017-03-01. M.: Standartinform, 2016. 44 p.
12. GOST 7746-2015. Current transformers. General specifications. – In exchange for GOST 7746-2001; Enter. 2017-03-01. Moscow: Standartinform, 2016. 39 p.
13. Handbook on the design of electrical networks edited by D.L. Faibisovich, M.: ENAS, 2012. 376 p.

Authors of the publication

Dmitry A. Glukhov – PhD in Engineering sciences, Associate Professor Department of stability and antiemergency automatic equipment of service of the electric modes of System Operator of the United Power System, Saratov branch, Saratov, Russia. E-mail: gluhov@srdu.ru.

Elmir F. Khakimzyanov – Kazan state power university, Kazan, Russia. E-mail: eig86@mail.ru.

Dmitry Ye. Titov – PhD in Engineering sciences, researcher Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russia. E-mail: dm30081989@yandex.ru.

Gennady G. Ugarov – Grand PhD in Engineering sciences, Professor Kamyshin Institute of Technology, Kamyshin, Russia. E-mail: motor_da@mail.ru.

Ramil G. Mustafin – PhD in Physico-mathematical sciences, Associate Professor Kazan state power university, Kazan, Russia. E-mail: ramil.mustafin@gmail.com.

Поступила в редакцию

11 декабря 2018 г.