

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

СТАЦИИ

ISSN 0201-4564

2023 8

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

Оптимизация работы систем централизованного теплоснабжения на базе электродогревательных

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Водно-химический режим с использованием ВТИАМИН для блоков ПГУ

Повышение энергетической эффективности системы гидрозолаудаления тепловой электрической станции

Использование системы подогрева воздуха перед компрессором газотурбинной установки в качестве элемента системы регенерации тепла в парогазовой установке

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Устройство контроля сейсмичности

ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О термогидроупругом эффекте (эффект Мортон) в энергетических турбоагрегатах

Выбор методов и норм высоковольтных испытаний полимерных изоляторов

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, СВЯЗЬ

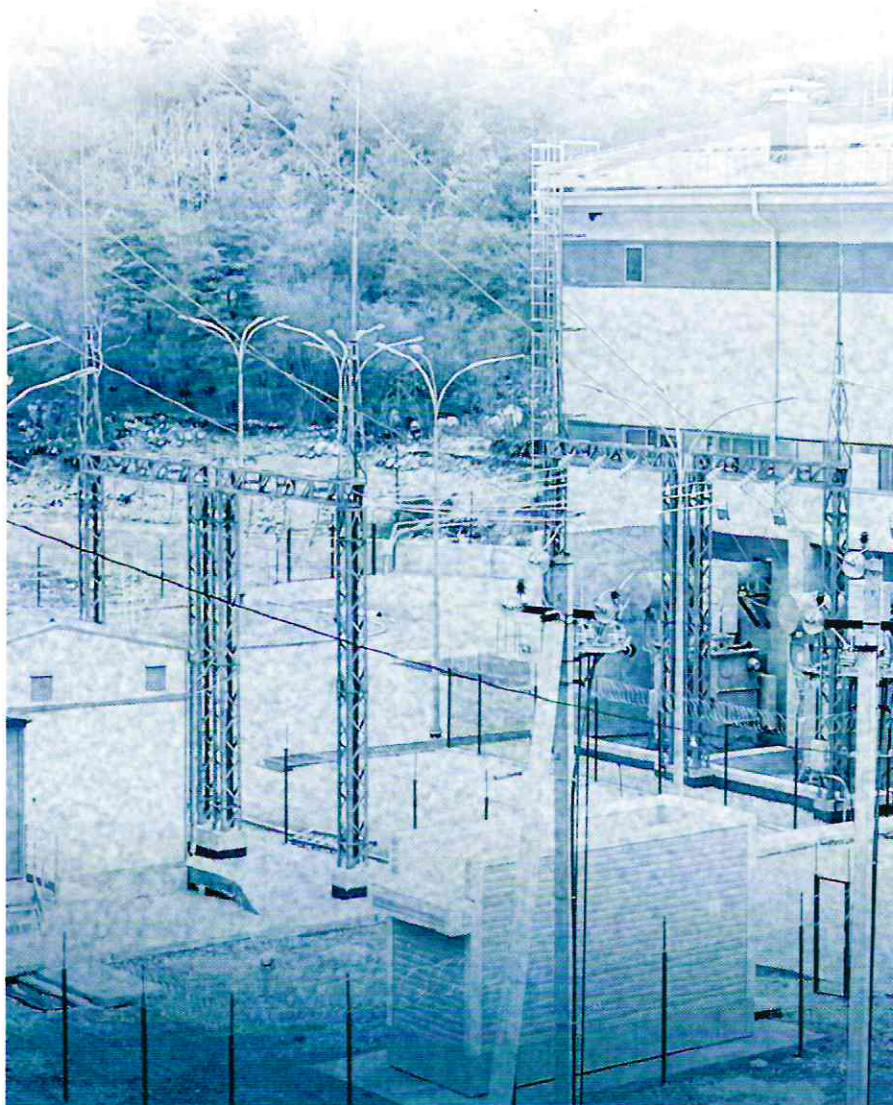
Идентификация повреждений электрической сети при многостороннем наблюдении

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ

Обзор методов диагностики ячеек комплектных распределительных устройств 6 – 10 кВ

ХРОНИКА

Новости электротехнических и электроэнергетических компаний



Идентификация повреждений электрической сети при многостороннем наблюдении

- **Кочетов И. Д.**¹, ООО “Релематика”; Чувашский государственный университет, Чувашская Республика, Чебоксары
- **Лямец Ю. Я.**, доктор техн. наук, ООО “Релематика”; Чувашский государственный университет, Чувашская Республика, Чебоксары
- **Никонов И. Ю.**, канд. техн. наук, ООО “Релематика”, Чувашская Республика, Чебоксары

Рассматривается электрическая сеть, состоящая из цепочечного соединения ненаблюдаемых участков и радиальных линий, наблюдаемых с одной стороны. Сеть может быть кольцевой или разомкнутой как линия электропередачи с ответвлениями. Предполагается, что наблюдение сети совершается на основе синхронизированных векторных измерений. Показано, что общий алгоритм идентификации повреждений вытекает из представления модели повреждённой сети в виде активного многополюсника, наблюдаемый текущий режим которого разделяется на виртуальные составляющие – нормальный и локальный режим. Последний активируется токами повреждений, благодаря чему открывается путь к определению мест их нахождения. Методика идентификации дополнена операцией алгоритмического наблюдения реально ненаблюдаемых сторон радиальных линий. В модели локального режима по обеим сторонам каждого участка сети располагаются шунты. Повреждённые участки не добавляют токов в свои шунты, между тем как ток замыкания, текущий из повреждённого участка, замыкается через оба шунта на его сторонах. Координата места повреждения связана с локальными токами на границах участка универсальным соотношением.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, идентификация повреждения, виртуальные нормальный и локальный режимы.

Наблюдаемый режим энергообъекта подразделяется на составляющие – виртуальные режимы, воспроизводимые в соответствующих моделях и дающие некоторое представление о состоянии объекта. К числу виртуальных относятся режимы симметричных, несимметричных, модальных составляющих [1, 2]. Они протекают в двухпроводных каналах многопроводной системы. Особняком стоит пара виртуальных режимов, разделяющая наблюдаемый режим на чисто аварийный и предшествующий, экстраполированный на время после повреждения [3, 4]. Модель чисто аварийного режима активируется током повреждения, благодаря чему создаётся представление о самом повреждении. Тем не менее, даже такую модель нельзя интерпретировать как собственную характеристику повреждённого энергообъекта, так как она включает в себя пассивные подмодели внешних присоединений.

Собственную модель обнаруживает представление наблюдаемого повреждённого объекта в виде активного многополюсника – эквивалентного генератора относительно мест наблюдения [5]. Соответствующая пара виртуальных режимов получила название нормального и локального. Собст-

венная модель повреждённого энергообъекта находится в локальном режиме. К числу характеристик собственной модели относятся зависимости между координатой места замыкания и отношениями локальных компонентов электрических величин на вводах модели. В разветвлённой сети с большим числом участков, наблюдаемых только с одной стороны или же вовсе ненаблюдаемых, целесообразно предусмотреть предварительное выявление повреждённого участка, а затем уже обращение к его собственной характеристике для определения координаты места повреждения. Тем более, если повреждён не единственный участок.

Для распознавания повреждённых участков, а также для того сложного случая, когда на одном и том же участке оказываются два повреждения, предложен алгоритм, охарактеризованный как “метод перемещения шунтов” [6]. Его обобщение приводит к методу алгоритмического наблюдения, на базе которого строится далее идентификация повреждений в многоконцевой сети.

Наблюдаемый многополюсник

Модель двухпроводного канала наблюдаемой в n местах электрической сети представляет собой $(n + 1)$ -полюсник (рис. 1). В неповреждённом состоянии сети модель пассивна либо в силу того,

¹ Кочетов Иван Дмитриевич: kochetov_id@relematika.ru

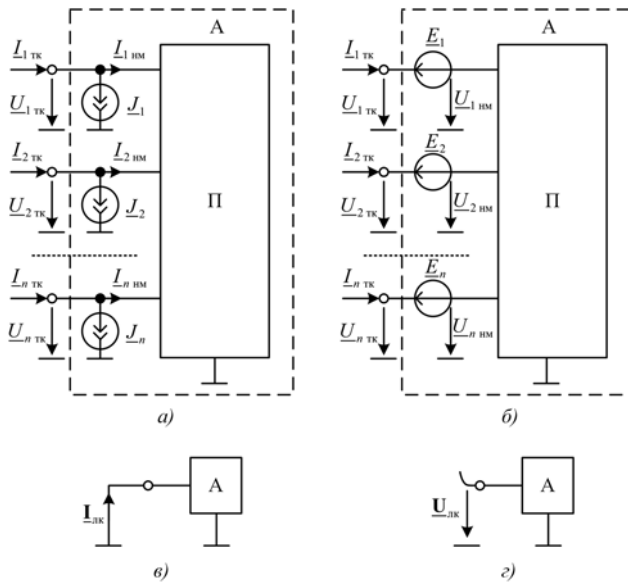


Рис. 1. Модель повреждённой сети как активный многополюсник:

a, б – с эквивалентными источниками (*a* – источниками тока, *б* – ЭДС); *в, з* – в локальном режиме (*в* – с зашунтированными вводами, *з* – с разомкнутыми)

что места наблюдения отделяют сеть от независимых источников, либо потому, что рассматривается чисто аварийный режим модели [4]. Замыкание, произошедшее в одном или нескольких неизвестных местах сети, вызывает протекание токов повреждения. В модель, прежде пассивную, они входят как зависимые источники токов, что делает модель активной с эквивалентными источниками на входах.

Положим, что токи и напряжения в каждом месте наблюдения регистрируются в комплексном базисе как $\underline{I}_{k\text{TK}}$, $\underline{U}_{k\text{TK}}$, где $k = 1, n$ – номер места наблюдения, индекс “тк” относит величины к текущему режиму, в состав которого входят виртуальные нормальный и локальный режимы.

Модель в виде двух вариантов активного многополюсника по рис. 1 является вместе с тем вариантами эквивалентного генератора повреждённой сети относительно мест наблюдения. Внутренние параметры эквивалентного генератора представлены матрицей проводимостей \underline{Y} размера или обратной ей матрицей сопротивлений \underline{Z} пассивного многополюсника П. На каждом входе одна из наблюдаемых величин воздействует непосредственно на пассивный многополюсник. Их совместное действие определяет величины нормального режима. В модели по рис. 1, *a*

$$\underline{I}_{\text{HM}} = \underline{Y}\underline{U}_{\text{TK}}, \quad (1)$$

где $\underline{U}_{\text{TK}}$ – n -мерный вектор наблюдаемых напряжений; $\underline{I}_{\text{HM}}$ – вектор токов первого варианта нормального режима.

В модели по рис. 1, *б*

$$\underline{U}_{\text{HM}} = \underline{Z}\underline{I}_{\text{TK}}, \quad (2)$$

где $\underline{I}_{\text{TK}}$ – вектор наблюдаемых токов; $\underline{U}_{\text{HM}}$ – вектор напряжений второго варианта нормального режима.

Вслед за определением величин нормального режима могут быть определены векторы источников двух вариантов эквивалентного генератора

$$\underline{J} = \underline{I}_{\text{TK}} - \underline{I}_{\text{HM}}, \quad (3)$$

$$\underline{E} = \underline{U}_{\text{TK}} - \underline{U}_{\text{HM}}. \quad (4)$$

Векторы \underline{J} и \underline{E} относятся к первому и второму вариантам локального режима, дополняющего нормальный режим до наблюдаемого текущего режима

$$\underline{I}_{\text{LK}} = \underline{J}, \quad (5)$$

$$\underline{U}_{\text{LK}} = \underline{E}. \quad (6)$$

Равенства (5) и (6) говорят о том, что токи локального режима в его первом варианте суть не что иное, как токи КЗ эквивалентного генератора (рис. 1, *в*), а напряжения локального режима во втором варианте суть напряжения режима ХХ (рис. 1, *з*).

Заметим, что общее число вариантов разграничения нормального и локального режимов составляет 2^n . Все они, кроме двух, представленных на рис. 1, создаются модификациями эквивалентного генератора, отличающимися комбинацией вводов, одна часть которых выполнена с эквивалентными источниками тока, а другая – с ЭДС. Далее рассмотрена первая версия эквивалентного генератора по рис. 1, *a* с входными локальными токами по рис. 1, *в*.

В соответствии с разделением трёхфазной сети на три двухпроводных канала, трёхфазная система электрических величин разделяется на три составляющие; каждая из них действует в одном из каналов. Пусть $\underline{I}_{s\text{LK}}$ и $\underline{I}_{r\text{LK}}$ – составляющие локальных токов в зашунтированных вводах одного из каналов участка сети. Собственная характеристика каждого участка сети может быть заранее определена в функции отношения локальных токов в зашунтированных вводах (рис. 2) и определяется в общем случае в мгновенном базисе как соотношение мгновенных локальных токов разных концов сети [7]. В комплексном базисе существует аналогичное соотношение между комплексами локальных токов. Так, в однородном участке с сосредоточенными параметрами оно выражается простым соотношением

$$\frac{\underline{I}_{s\text{LK}}}{\underline{I}_{r\text{LK}}} = \frac{I_{s\text{LK}}}{I_{r\text{LK}}} = \frac{1 - x_f^*}{x_f^*}, \quad (7)$$

где $x_f^* = x_f / l$; l – длина участка; x_f – координата места замыкания. Отсюда

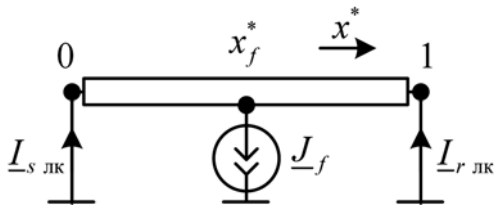


Рис. 2. Повреждённый участок сети в локальном режиме с зашунтированными входами

$$H = \frac{I_{S \text{ лк}} - I_{r \text{ лк}}}{I_{S \text{ лк}} + I_{r \text{ лк}}} = H = 1 - 2x_f^*, \quad (8)$$

и в итоге приходим к канонической формуле координаты места замыкания

$$x_f^* = 0,5(1 - H). \quad (9)$$

Метод алгоритмического наблюдения отдельных участков сети призван создать необходимые условия для того, чтобы применение формулы (9) стало возможным и по отношению к участкам, наблюдаемым только с одной стороны или же вовсе ненаблюдаемым.

Алгоритмическое наблюдение

Рассмотрим сеть, представляющую собой магистральную линию с ответвлениями (рис. 3, а) или же кольцевую структуру, с которой соединяются радиальные линии. Полагаем, что синхронизированные векторные измерения токов и напряжений осуществляются на конечных подстанциях, а участки сети между местами присоединения радиальных линий вовсе не наблюдаются, т.е. за сетью ведётся чисто внешнее наблюдение. Без ущерба для общности можно принять, что каждый участок моделируется однородной цепью без учёта распределённой ёмкости, которая усложняет зависимость (8), но сохраняет её однозначность, а для определения места повреждения это главное.

Алгоритмическое наблюдение реально ненаблюдаемых узлов сети осуществляется в предположении, что радиальные линии не повреждены, благодаря чему имеется возможность определить напряжения и токи на тех их сторонах, которые противоположны месту наблюдения, как то $\underline{U}_{1 \text{ тк}} = \underline{U}_{a \text{ тк}} - \underline{Z}_{a1} I_{a \text{ тк}}$, $I_{1 \text{ тк}} = I_{a \text{ тк}}$ (рис. 3, б).

Нормальный режим в модели по рис. 3, б создаётся источниками напряжения текущего режима (рис. 3, в). В связи с тем, что источники подключены к участкам сети непосредственно, структура нормального режима оказывается сегментированной, что упрощает идентификацию замыканий. Ток каждого из источников определяется только тремя напряжениями трёх соседних ветвей

$$I_{3 \text{ нм}} = (1/Z_{23})(U_{2 \text{ тк}} - U_{3 \text{ тк}}) + (1/Z_{34})(U_{4 \text{ тк}} - U_{3 \text{ тк}}).$$

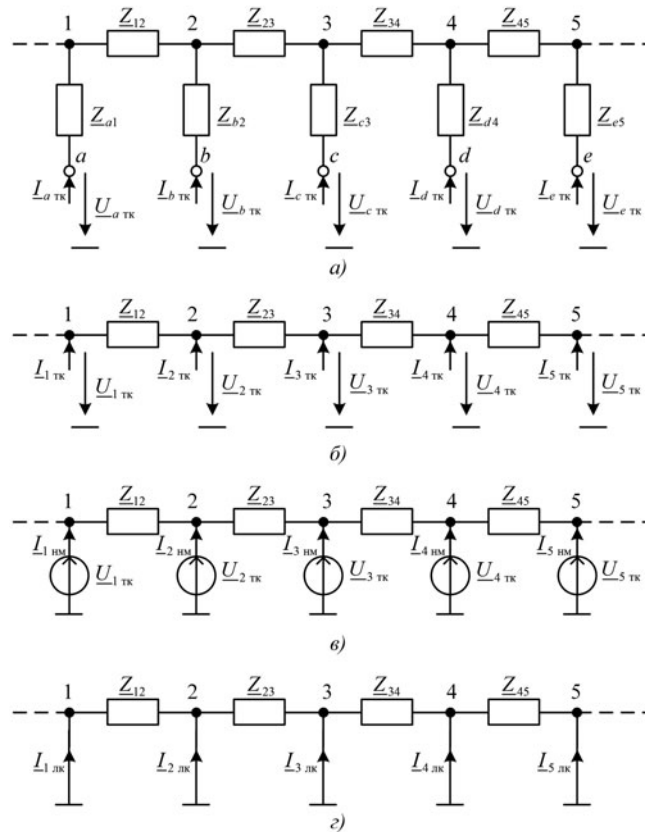


Рис. 3. Преобразование наблюдений в сегменте модели сети:

а – реальное наблюдение в местах а – е; б – виртуальное наблюдение в узлах 1 – 5; в – нормальный режим в данном сегменте; г – локальный режим

Локальные токи протекают в шунтах и определяются как разности токов текущего и нормального режимов в соответствующих ветвях

$$I_{k \text{ лк}} = I_{k \text{ тк}} - I_{k \text{ нм}},$$

где k – номер ветви (рис. 3, г). Важнейшее свойство локального режима в модели по рис. 3, г заключается в том, что ток повреждения, активирующий этот режим, замыкается в пределах зашунтированного повреждённого участка. Следовательно, нулевой уровень локального тока в какой-либо ветви свидетельствует о том, что соединённые с ней в общем узле участки сети не повреждены.

Идентификация повреждений в части сети

Рассмотрим тот же сегмент сети, что и на рис. 3, но на этот раз в повреждённом состоянии, насчитывающем четыре идентифицируемых варианта. Первые три варианта представлены моделями локального режима (рис. 4, а – в). Четвёртый вариант (рис. 4, г) занимает особое положение, так как он противоречит гипотезе о том, что радиальные линии не повреждены.

1. Замыкание на участке, отмеченом удельным сопротивлением Z_{23}^0 . Задача заключается в

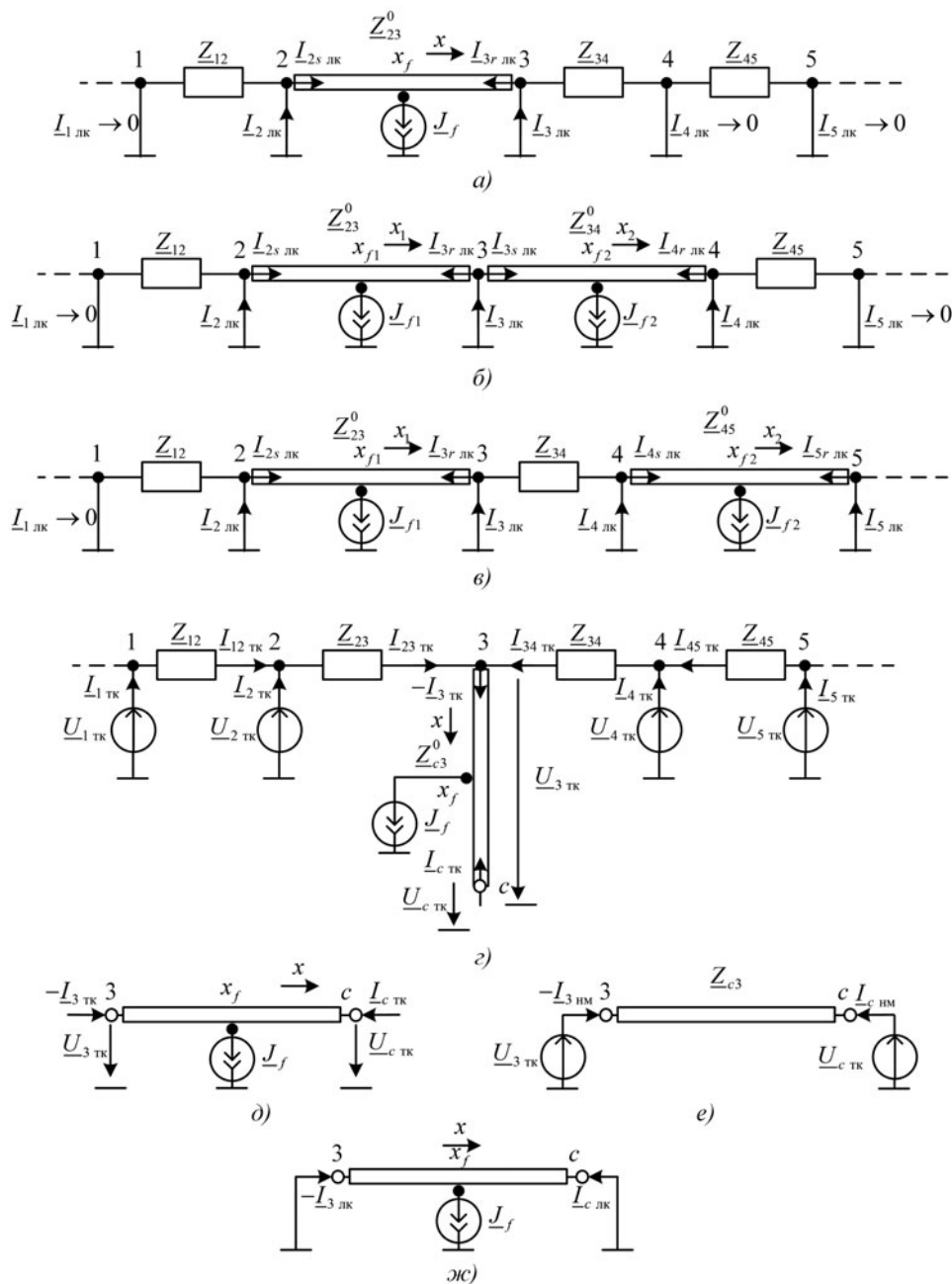


Рис. 4. Варианты повреждений в сегменте модели сети:

a – повреждён одиночный участок; *б* – повреждены два соседних участка; *в* – повреждённые участки расположены через один; *г* – повреждена радиальная линия; *д* – модель данной линии с реально наблюдаемой и виртуально наблюдаемой сторонами (*c* и 3); *e* – её модель в нормальном режиме, *ж* – в локальном режиме

определении повреждённого участка и координаты x_f места повреждения (рис. 4, *a*). На повреждённый участок указывают нулевые уровни токов $I_{1\text{ лк}}$, $I_{4\text{ лк}}$, $I_{5\text{ лк}}$ неповреждённых участков Z_{12} , Z_{34} , Z_{45} и ненулевой уровень локальных токов $I_{2\text{ лк}}$, $I_{3\text{ лк}}$ повреждённого участка. Значение x_f^* определяется по формулам (8), (9). В данном случае токи в начале и в конце повреждённого участка совпадают с алгоритмически наблюдаемыми токами $I_{2\text{ лк}} = I_{2s\text{ лк}}$, $I_{3\text{ лк}} = I_{3r\text{ лк}}$, в связи с чем в формуле (8)

$$H = \frac{I_{2\text{ лк}} - I_{3\text{ лк}}}{I_{2\text{ лк}} + I_{3\text{ лк}}}$$

2. Замыкания на двух смежных участках Z_{23}^0 и Z_{34}^0 (рис. 4, *б*). Требуется определить координаты x_{f1} и x_{f2} двух мест повреждения. Задача осложняется тем, что токи $I_{3r\text{ лк}}$ и $I_{3s\text{ лк}}$, на которые разветвляется известный ток $I_{3\text{ лк}}$, неизвестны. Однако имеется возможность привлечь соотношение (7). Введём обозначение для встречающегося там параметра

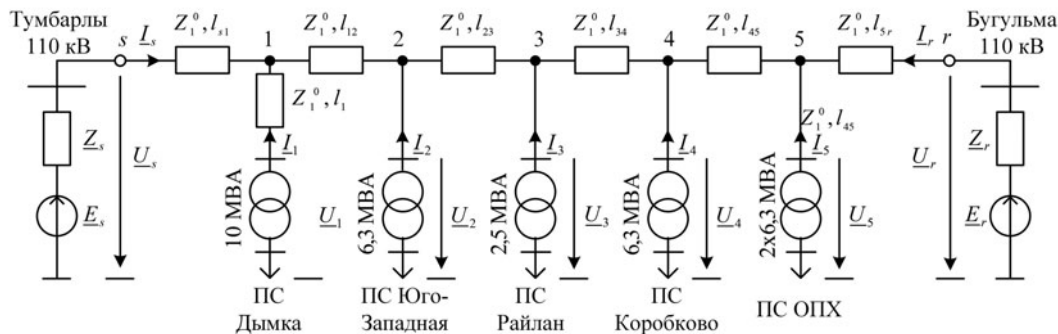


Рис. 5. Модель сети 110 кВ Тумбарлы – Бугульма

$$\sigma_k = \frac{x_{jk}^*}{1 - x_{jk}^*}, \quad k = 1, 2, \dots \quad (10)$$

и заметим, что $\underline{I}_{3r\text{ лк}} = \sigma_1 \underline{I}_{2s\text{ лк}} = \sigma_1 \underline{I}_{2\text{ лк}}$, $\underline{I}_{3s\text{ лк}} = \sigma_2 \underline{I}_{4r\text{ лк}} = \sigma_2 \underline{I}_{4\text{ лк}}$, после чего получим уравнение с комплексными коэффициентами и двумя вещественными неизвестными σ_1 и σ_2

$$\underline{I}_{2\text{ лк}} \sigma_1 + \underline{I}_{4\text{ лк}} \sigma_2 = \underline{I}_{3\text{ лк}}. \quad (11)$$

В полярной форме $\underline{I}_{k\text{ лк}} = I_{k\text{ лк}} \exp j\psi_{k\text{ лк}}$, с учётом чего решения уравнения (11) принимают вид

$$\sigma_1 = \frac{I_{3\text{ лк}} \sin(\psi_{3\text{ лк}} - \psi_{4\text{ лк}})}{I_{2\text{ лк}} \sin(\psi_{2\text{ лк}} - \psi_{4\text{ лк}})}, \quad (12)$$

$$\sigma_2 = -\frac{I_{3\text{ лк}} \sin(\psi_{3\text{ лк}} - \psi_{2\text{ лк}})}{I_{4\text{ лк}} \sin(\psi_{2\text{ лк}} - \psi_{4\text{ лк}})}. \quad (13)$$

3. Замыкания на двух разнесённых участках \underline{Z}_{23}^0 и \underline{Z}_{45}^0 (рис. 4, в). В этом случае имеются четыре локальных тока ненулевого уровня: $\underline{I}_{k\text{ лк}}$, $k = 2, 3, 4, 5$. Если токи повреждения разных участков \underline{J}_{f1} и \underline{J}_{f2} не синфазны, то ситуация проясняет синфазность токов $\underline{I}_{2\text{ лк}} = \underline{I}_{2s\text{ лк}}$ и $\underline{I}_{3\text{ лк}} = \underline{I}_{3r\text{ лк}}$, а также токов $\underline{I}_{4\text{ лк}} = \underline{I}_{4s\text{ лк}}$ и $\underline{I}_{5\text{ лк}} = \underline{I}_{5r\text{ лк}}$, с одной стороны, и расхождение фаз токов $\underline{I}_{3\text{ лк}}$ и $\underline{I}_{4\text{ лк}}$, с другой.

4. Замыкание в одной из радиальных линий. На рис. 4, г – это линия с3. Изначально принятая гипотеза о том, что радиальные линии не повреждены, приведшая к модели локального режима по рис. 3, г, требует пересмотра, но только в отношении повреждённой линии. Чтобы оценить координату x_f места её повреждения, требуется определить напряжения и токи узла 3 во всех режимах, начиная с текущего. На этот раз возникает необходимость в определении текущих токов в продольных участках сети

$$\underline{I}_{12\text{ тк}} = (1 / \underline{Z}_{12})(\underline{U}_{1\text{ тк}} - \underline{U}_{2\text{ тк}}), \quad (14)$$

$$\underline{I}_{54\text{ тк}} = (1 / \underline{Z}_{45})(\underline{U}_{5\text{ тк}} - \underline{U}_{4\text{ тк}}), \quad (15)$$

$$-\underline{I}_{3\text{ тк}} = \underline{I}_{12\text{ тк}} + \underline{I}_{2\text{ тк}} + \underline{I}_{54\text{ тк}} + \underline{I}_{4\text{ тк}}, \quad (16)$$

и два варианта определения напряжения $\underline{U}_{3\text{ тк}}$ на пути слева и справа

$$\underline{U}_{3\text{ тк}} = \begin{cases} \underline{U}_{2\text{ тк}} - \underline{Z}_{23} \underline{I}_{23\text{ тк}}; \\ \underline{U}_{4\text{ тк}} - \underline{Z}_{34} \underline{I}_{43\text{ тк}}. \end{cases} \quad (17)$$

В результате за повреждённой линией удаётся установить двустороннее наблюдение – реальное наблюдение на стороне с и алгоритмическое на стороне 3 (рис. 4, д). Линия обретает собственный нормальный режим (рис. 4, е) с током

$$\underline{I}_{\text{нм}} = \underline{I}_{\text{снм}} = \underline{I}_{3\text{ нм}} = (1 / \underline{Z}_{c3})(\underline{U}_{c\text{ тк}} - \underline{U}_{3\text{ тк}})$$

и соответствующий локальный режим (рис. 4, ж) с токами $\underline{I}_{c\text{ лк}} = \underline{I}_{c\text{ тк}} - \underline{I}_{\text{нм}}$ и $(-\underline{I}_{3\text{ лк}}) = -\underline{I}_{3\text{ тк}} - \underline{I}_{\text{нм}}$. Координата места повреждения определяется по общей схеме (8), (9) с параметром

$$\underline{H} = \frac{-\underline{I}_{3\text{ лк}} - \underline{I}_{c\text{ лк}}}{-\underline{I}_{3\text{ тк}} + \underline{I}_{c\text{ лк}}}.$$

Пример. Рассматривается магистральная линия электропередачи 110 кВ Тумбарлы – Бугульма Татэнерго с пятью ответвлениями. Сеть имеет 5 участков магистральной линии, выполненных проводами марки АС-95/16 с удельным сопротивлением $\underline{Z}_1^0 = 0,30 + j0,42$ Ом / км и длинами $l_{s1} = 6,0$ км, $l_{12} = 4,7$ км, $l_{34} = 1,98$ км, $l_{45} = 18,93$ км и $l_{5r} = 5,2$ км, а также участок, выполненный проводом АС-120/19 с удельным сопротивлением $\underline{Z}_2^0 = 0,24 + j0,41$ Ом / км и длиной $l_{23} = 8,4$ км. Номинальные мощности трансформаторов подстанций указаны на рис. 5, первое ответвление имеет линию электропередачи длиной $l_1 = 7,12$ км. Предполагается, что осуществляется синхронизированное векторное измерение токов и напряжений на конечных подстанциях $\underline{I}_k, \underline{U}_k, k = 1, 5$ и на магистральной линии $\underline{I}_s, \underline{U}_s$ и $\underline{I}_r, \underline{U}_r$ (рис. 5).

Рассматриваются четыре случая однофазных КЗ через переходное сопротивление $R_f = 30$ Ом в местах с координатами x_f отсчитываемыми от начала каждого участка. Режим 1 – КЗ на участке 23

Таблица 1

Локальные токи в местах, где ведётся синхронизированное векторное наблюдение

Параметры	Вариант			
	1	2	3	4
$I_{s\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	0	0	0
$I_{1\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	0	0	$1,07 \angle -11,72^\circ$
$I_{2\text{ лк}}, \text{ кА}$	$0,72 \angle -10,5^\circ$	$0,63 \angle -18,67^\circ$	$0,65 \angle -17,04^\circ$	0
$I_{3\text{ лк}}, \text{ кА}$	$1,08 \angle -10,5^\circ$	$2,05 \angle -18,54^\circ$	$0,98 \angle -17,04^\circ$	0
$I_{4\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	$0,47 \angle -18,45^\circ$	$1,16 \angle -15,57^\circ$	0
$I_{5\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	0	$0,49 \angle -15,57^\circ$	0

Таблица 2

Оценка координат мест повреждения для случаев КЗ в магистральной линии

Координата места повреждения	Вариант					
	1		2		3	
$\hat{x}_{f_{s1}}^*$, отн. ед.	–		–		–	
$\hat{x}_{f_{12}}^*$, отн. ед.	0	0	0	0	0	-1,0
$\hat{x}_{f_{23}}^*$, отн. ед.	0,3	0,3	0,7646	0,6	0,6	0,6
$\hat{x}_{f_{34}}^*$, отн. ед.	1	1	0,1874	0,3	0,5422	1 (в точке 3), 0 (в точке 4)
$\hat{x}_{f_{45}}^*$, отн. ед.	–		1	1	0,3	0,3
$\hat{x}_{f_{5r}}^*$, отн. ед.	–		–		1	1

Таблица 3

Локальные токи и их соотношения для случая КЗ в ответвлении

Локальные токи в узлах		Оценка координаты места повреждения	
$I_{1\text{ лк}}, \text{ кА}$	$1,07 \angle -11,72^\circ$	$\hat{x}_{f_1}^*$, отн. ед.	0,2
$I_{2\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	$\hat{x}_{f_2}^*$, отн. ед.	–
$I_{3\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	$\hat{x}_{f_3}^*$, отн. ед.	–
$I_{4\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	$\hat{x}_{f_4}^*$, отн. ед.	–
$I_{5\text{ лк}}, \text{ кА}$	0	$\hat{x}_{f_5}^*$, отн. ед.	–

($x_f^* = 0,3$ отн. ед.), режим 2 – КЗ на смежных участках 23 и 34 ($x_{f_1}^* = 0,6$ отн. ед., $x_{f_2}^* = 0,3$ отн. ед.), режим 3 – КЗ на разнесенных участках 23 и 45 ($x_{f_1}^* = 0,6$ отн. ед., $x_{f_2}^* = 0,3$ отн. ед.), режим 4 – КЗ в радиальной линии 1 до ПС Дымка ($x_f^* = 0,4$ отн. ед.).

В табл. 1 приведены локальные токи в местах, где ведётся синхронизированное векторное наблюдение. Видно, что локальные токи обнаружи-

ваются только на тех участках, которые являются смежными с повреждённым участком.

В табл. 2 представлены оценки координат мест повреждения для случаев повреждения на каждом участке магистральной ЛЭП (варианты 1 – 3). Для каждого варианта в левом столбце приведены соотношения без учёта выражений (12), (13), в правом столбце – с их учётом. В каждом случае истинная координата места КЗ определяется без погрешности.

В табл. 3 приведены локальные токи в каждом месте наблюдения и оценка координаты места повреждения для четвёртого варианта КЗ (в радиальной линии). Видно, что локальный ток возникает только в том ответвлении, где произошло повреждение.

Выводы

1. В локальном режиме электрической сети осуществляется непосредственная связь токов в местах наблюдения с токами замыкания, возникшими в идентифицируемых местах повреждения. Алгоритмическое наблюдение узлов сети приводит к разделению её модели на отдельные участки, что создаёт унифицированные процедуры идентификации замыканий на разных участках.

2. Алгоритм идентификации замыканий, оперирующий токами локального режима, инвариантен к числу мест синхронизированного наблюдения электрической сети.

3. На примере магистральной линии электропередачи с пятью ответвлениями показано, что идентификация повреждённого участка разветвлённой линии возможна при наличии устройств синхронизированных векторных измерений, открывающих путь к многостороннему наблюдению энергообъекта. Каждый участок линии разделяется на обособленный сегмент сети, в котором протекают локальные токи, соотношение которых однозначно определяет координату места повреждения.

Список литературы

1. *Фадке, А. Г.* Компьютерная релейная защита в энергосистемах [Текст] / А. Г. Фадке, Д. С. Торп; пер. с англ. – М.: Техносфера, 2019.
2. *Рибейро, П. Ф.* Обработка сигналов в интеллектуальных сетях энергосистем [Текст] / П. Ф. Рибейро, К. А. Дуке, П. М. Силвейра, А. С. Серкейра; пер. с англ. – М.: Техносфера, 2020.
3. *Попов, И. Н.* Релейная защита, основанная на контроле переходных процессов [Текст] / И. Н. Попов, В. Ф. Лачугин, Г. В. Соколова. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. *Fikri, M.* New algorithm for distance protection of high voltage transmission lines [Text] / M. Fikri, M. El-Sayed // IEE Proc. – 1988. – Vol. 135, № 5. – P. 436 – 440.
5. *Кочетов, И. Д.* Эквивалентные генераторы модели наблюдаемого энергообъекта как индикаторы повреждений [Текст] / И. Д. Кочетов, Ю. Я. Лямец // Электрические станции. – 2022. – № 10. – С. 34 – 42.
6. *Лямец, Ю. Я.* Составляющие токов короткого замыкания в наблюдаемой электрической сети [Текст] / Ю. Я. Лямец, А. А. Белянин // Электротехника. – 2016. – № 10. – С. 40 – 44.
7. *Кочетов, И. Д.* Определение места повреждения электропередачи по мгновенным значениям токов и напряжений на обеих сторонах [Текст] / И. Д. Кочетов, Ю. Я. Лямец // Электрические станции. – 2022. – № 6. – С. 34 – 41.

Уважаемые читатели!

На сайте журнала www.elst.energy-journals.ru, в разделе «Подписки» вы можете приобрести статьи, уже хранящиеся в базе данных журнала — с 2014 г. по настоящее время (база будет пополняться), оплатив их самостоятельно, переведя деньги на расчетный счёт издательства, или запросить счёт.

Кроме этого, здесь же вы можете заказать и приобрести любую статью, опубликованную в журнале «Электрические станции», начиная с 1930 г., но пока не попавшую в базу данных.

Для этого необходимо сообщить в редакцию el.st.podpiska@gmail.com все известные вам данные о статье (номер журнала, год, автора, название статьи, страницы) и дождаться ответа с подтверждением о возможности выполнения вашего заказа. После этого вы сможете оплатить статью самостоятельно, переведя деньги на расчетный счёт издательства, или запросить счёт. Как только редакция получит уведомление об оплате, вам будут направлены либо pdf-файлы статей, опубликованных в 2001 – 2013 гг., либо сканкопии статей, опубликованных в 1930 – 2000 гг.