



С.1.2-1. ОПТИМИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ И ОБЪЕМА УСТАВОК ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Балашов В.В., Колобродов Е.Н., Никулин А. В., Крупнов Д.Б.

ОАО «ВНИИР»

Россия

ekolobrodov@abselectro.com

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Интеллектуальное электронное устройство (ИЭУ) релейной защиты и автоматики (РЗА), дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), усовершенствованный способ торможения, сервисная функция ИЭУ, обеспечивающая автоматический расчет уставок ДЗТ.

1 ВВЕДЕНИЕ

Переход устройств РЗА на микропроцессорную элементную базу позволил разработать и внедрить более совершенные алгоритмы их работы. При этом наблюдается радикальное усложнение самих устройств РЗА в части объема задаваемых параметров и способов их проверки и тестирования. Все это приводит к существенному повышению требований к уровню знаний проектировщиков, наладчиков и эксплуатационного персонала и влечет за собой увеличение вероятности возникновения ошибок, вызванных человеческим фактором на всех стадиях реализации и последующей эксплуатации электроэнергетических объектов. При этом вычислительные возможности самих ИЭУ уже сейчас позволяют снизить число задаваемых параметров как за счет применения более совершенных алгоритмов, так и за счет внедрения ряда сервисных функций в терминалы.

В рамках данного доклада указанные соображения рассмотрены применительно к дифференциальной защите трансформатора (ДЗТ). При этом рассмотрены и проанализированы существующие способы повышения чувствительности, селективности и быстродействия. Отмечен ряд их недостатков, вызванных значительным увеличением числа задаваемых параметров и возможными отказами защиты при глубоком насыщении ТТ. Предложен усовершенствованный способ торможения, учитывающий степень насыщения ТТ, позволяющий оптимизировать число вводимых в ИЭУ параметров. Также на основе анализа аварийных параметров, топологии сети и параметров защищаемого объекта предложены сервисные функции ИЭУ, обеспечивающие автоматический расчет уставок ДЗТ и проверку ДЗТ токами нагрузки.

2 ТРАДИЦИОННЫЕ АЛГОРИТМЫ И УСТРОЙСТВА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В соответствии с [1] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений в трансформаторах (Т) мощностью от 6,3 МВА применяют дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ). Указанная защита относится к классу устройств РЗА, которые обеспечивают сравнение фазных токов по амплитуде и фазе со всех сторон контролируемого объекта.

Наибольшее распространение в отечественной энергетике до перехода на микропроцессорную элементную базу получили устройства ДЗТ РНТ-561, ДЗТ-11 и ДЗТ-21. При этом в данных защитах реализован лишь минимальный объем технических решений, обеспечивающих приемлемый уровень надежности и чувствительности ДЗТ. Это вызвано ограничениями, налагаемыми на данные устройства использованными элементными базами. Указанное ограничение также привело к формированию лимитированного объема четко детерминированных по значениям уставок. Еще большую определенность для указанных устройств внесли руководящие указания, в которых приведены рекомендации по расчету уставок указанных защит [2]. Таким образом, для данных устройств был достигнут разумный компромисс между обеспечением надежности и чувствительности дифференциальной защиты, ее аппаратной реализацией и задачами обслуживающего персонала. Это позволило минимизировать вероятность влияния человеческого фактора на процессы наладки и последующей эксплуатации устройств ДЗТ данных серий.

Переход на микропроцессорную элементную базу снял аппаратные ограничения на совершенствование устройств ДЗТ. Это привело к интеграции в указанные устройства ряда ранее не применяемых или нераспространенных для ДЗТ технических решений:

- корректировка коэффициентов передачи при измерении токов на отдельных сторонах программным путем [3]
- новые способы торможения (применение второй и/или пятой гармоники в торможении [4]);
- усложнение самой тормозной характеристики (введение второго участка торможения [4-7]);
- контроль исправности токовых цепей ДЗТ [5];
- контроль уровня дифференциальных токов небаланса [5, 6];
- анализ вида КЗ по мгновенным составляющим [4];
- варьирования способа определения уровня тока торможения (торможение по направлению тока [4]) и др.

Применение указанных выше способов повысило уровень технического совершенства устройств ДЗТ при условии корректного задания уставок. Однако применение дополнительных технических мероприятий приводит к увеличению числа задаваемых параметров и в том числе параметров первичного оборудования (силового Т и трансформаторов тока (ТТ)). При этом итоговое число уставок ИЭУ РЗА с функцией ДЗТ уже может превышать 20 значений. Это совместно с возникновением целого спектра микропроцессорных устройств ДЗТ различных производителей радикально усложняет процесс наладки, проверки и последующей эксплуатации устройств ДЗТ на микропроцессорной (МП) элементной базе.

С другой стороны, возможности устройств ДЗТ на МП элементной базе потенциально позволяют не только реализовывать новые технические решения, но и оптимизировать объем уставок ДЗТ, а также функций обслуживающего персонала. Реализация указанного потенциала обеспечит достижение разумного компромисса между требованиями обеспечения надежности и чувствительности ДЗТ, ее аппаратной реализацией и задачами обслуживающего персонала на новом этапе развития устройств РЗА. Это позволит минимизировать вероятность влияния человеческого фактора на процессы наладки и последующей эксплуатации ИЭУ ДЗТ в большей мере, чем при применении устройств ДЗТ, реализованных на предшествующих элементных базах

3 ОПТИМИЗАЦИЯ ОБЪЕМА УСТАВОК ДЗТ И ФУНКЦИЙ ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА

Сущность предлагаемого решения заключается в передаче части действий, выполняемых проектировщиками и наладчиками при выборе, задании и проверке уставок ДЗТ на уровень ИЭУ. Наиболее перспективными в этой связи представляются следующие направления исследований:

- сокращение объема уставок с их приведением к уставкам реализованных ранее защит;
- повышение уровня автоматизации проводимых для ДЗТ проверок с совершенствованием интерфейса человек машина.

3.1. Сокращение объема уставок.

В рамках первого вопроса выделены три категории уставок:

- уставки, требующие определения токов КЗ за объектом защиты и в удаленных точках сети;
- уставки, требующие специализированных расчетов или задаваемые априорно в соответствии с рекомендациями производителей РЗА;
- уставки, требующие определения токов КЗ только за объектом защиты.

Автоматизация для первой категории в виду недостатка объема данных, получаемых ИЭУ, может быть реализована только путем задания уставок в первичных величинах. При этом во всех современных ИЭУ указанная функция уже реализована, а к уставкам данной группы в рамках ДЗТ относятся преимущественно параметры силового Т и ТТ.

Оптимизация объема уставок, относящихся ко второй категории, является крайне важной задачей, так как во многих случаях корректно определить их величину для конкретного случая не представляется возможным. При этом проектировщикам и наладчикам приходится принимать рекомендуемые производителем уставки. Представляется целесообразным или исключить указанные неизменные уставки из основного перечня величин, которые требуют задания, или передать их расчет на уровень ИЭУ ДЗТ. Последнее реализуемо только для ряда уставок ДЗТ, а именно к величинам тока начала торможения второго участка и его коэффициента (рис. 1). Введение второго участка торможения в тормозной характеристики чувствительной ДЗТ обеспечивает отстройку от повышенных небалансов при внешних КЗ, сопровождающихся существенными уровнями токов небаланса. Этот эффект вызван насыщением трансформаторов тока одной из сторон защищаемого объекта сверх расчетных, определенных в [1]. В качестве задаваемого значения производители преимущественно рекомендуют некую фиксированную величину, которая одинакова для всех вариантов трансформаторов тока и не учитывает их особенности. При этом существует опасность, что зона погрешности (см. рис. 1.а) в районе начала второго участка торможения может пройти несколько выше характеристики срабатывания, что означает возможность излишнего срабатывания при внешнем КЗ.

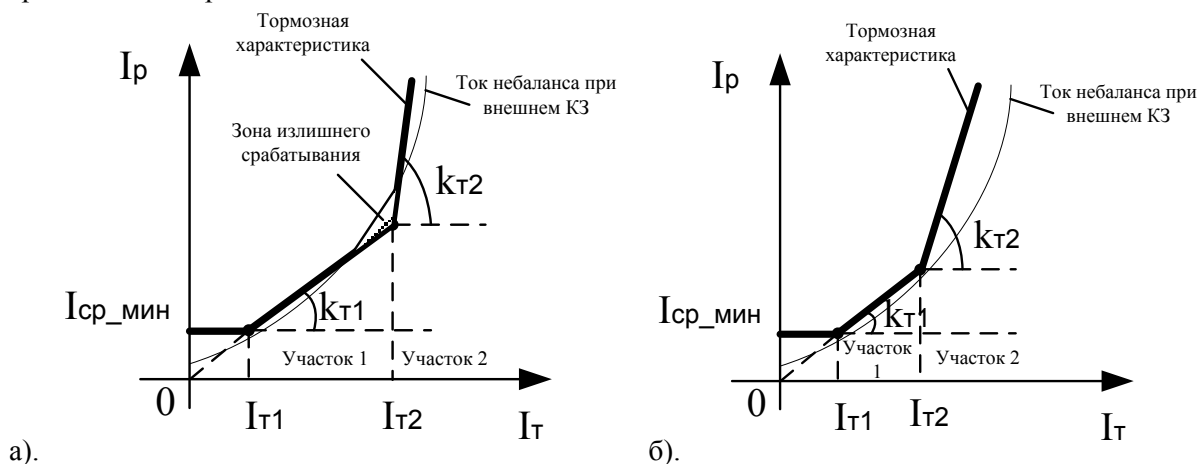


Рис. 1. Тормозная характеристика чувствительного ДЗТ и ток небаланса при внешнем КЗ при наличии (а) и отсутствии (б) зоны излишнего срабатывания.

С другой стороны для данного случая определяющим фактором является степень насыщения трансформаторов тока. При этом вычислительные ресурсы ИЭУ позволяют выделять участки правильной трансформации и, применив различные принципы фильтрации, реализовать корректное восстановление синусоидального сигнала [3]. Это позволяет выполнить динамический поиск границы между участками торможения (см. рис. 1) путем оценки степени насыщения ТТ. При этом значение коэффициента торможения должно быть таким, чтобы превышать уровень насыщения ТТ, но не допускать несрабатывания ДЗТ при насыщении ТТ в случае внутренних КЗ. Таким образом, второй участок торможения дифференциального токового реле с торможением сохраняется, а условия его ввода в работу определяются самим ИЭУ ДЗТ исходя из текущего состояния ТТ без применения дополнительных уставок. При

этом частично подобные решения уже применены [3, 8], но широкого распространения не получили.

Указанные решения уже позволяют сократить объем уставок ДЗТ до уровня приблизительно равного числу уставок реализованных ранее защит с сохранением улучшенной функциональности.

Уставки третьей группы играют критически важную роль для корректной работы большинства защит с абсолютной селективностью и в частности ДЗТ. При этом применение предельных или критических режимов в расчете указанных величин позволяет провести их оценку строго в соответствии с руководящими указаниями на базе исключительно параметров защищаемого объекта. При этом в ИЭУ ДЗТ целесообразно реализовать выбор уровня автоматизации:

- минимальный объем автоматических расчетов, аналогичный первой группе уставок;
- автоматический расчет уставок на базе данных, полученных ИЭУ, о защищаемом объекте, с минимальным участием человека.

В рамках ДЗТ автоматический расчет уставок применим к току срабатывания дифференциальной токовой отсечки, к току срабатывания ДЗТ при отсутствии торможения и к току начала торможения и коэффициенту торможения. При этом предельный режим в данном случае означает применение максимально возможного внешнего тока КЗ, наблюдаемого при нулевом значении сопротивления системы.

Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки определяется исходя из отстройки от броска тока намагничивания при включении Т (1) и из отстройки от токов небаланса при внешнем коротком замыкании (КЗ) (2) с учетом соотношения (3) [2].

$$I_{\text{диф_ТО1}} = k_{\text{отс_нам}} I_{\text{ном}}, \quad (1)$$

$$I_{\text{диф_ТО2}} = k_{\text{отс}} (k_{\text{одн}} k_{\text{ап}} \varepsilon + (\Delta U + U_{\text{ЛРТ}}) + I_{\text{нб}}''') I_{\text{к_внеш_макс}}, \quad (2)$$

$$I_{\text{ДТО_пер}} = \max(I_{\text{диф_ТО1}}, I_{\text{диф_ТО2}}), \quad (3)$$

где $k_{\text{отс_нам}}$, $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки уставки дифференциальной токовой отсечки от броска тока намагничивания и от токов небаланса при максимальном внешнем КЗ соответственно;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный первичный ток силового трансформатора с той из сторон, к которой происходит приведение уставки дифференциальной токовой отсечки;

$k_{\text{одн}}$, $k_{\text{ап}}$ - коэффициенты однотипности и апериодичности;

ε - погрешность трансформаторов тока (ТТ);

ΔU - максимальный диапазон регулирования устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);

$U_{\text{ЛРТ}}$ - учет влияния линейного регулировочного трансформатора (ЛРТ) при его нахождении в рамках защищаемой комплектной зоны;

$I_{\text{нб}}'''$ - ток небаланса в о.е., вызванный дискретностью шкалы регулирования ТТ;

$I_{\text{к_внеш_макс}}$ - максимальный ток внешнего КЗ.

В приведенных выше соотношениях недетерминированной величиной, изменяющейся для каждого конкретного случая применения, является исключительно максимальный ток внешнего КЗ. Остальные коэффициенты заданы априорно или исходя из параметров силового Т. Предельное значение тока внешнего КЗ исходя из предположения об установке РПН для Т на стороне высокого напряжения (ВН) наблюдаются при КЗ на стороне низкого напряжения (НН) Т или среднего напряжения (СН) (для трехобмоточного Т при условии выполнения соотношения (4)). При этом его величина с учетом выше означенных допущений определяется в соответствии с соотношением (5). С учетом того, что минимальное значение напряжения короткого замыкания для Т в соответствии с [1] не может быть ниже 8%, получаем предельный уровень внешнего тока КЗ, который далее может быть применен для соотношения (2).

$$U_{\text{к_вс}} < U_{\text{к_вн}}, \quad (4)$$

$$I_{к_внеш_максВ_КЗН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{к_ВН} * U_{ном_ВН}} = \frac{I_{ном_ВН}}{U_{к_ВН}}, \quad (5)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность Т;

$U_{ном_ВН}$ - номинальные напряжения Т со стороны ВН;

$U_{к_ВН}$, $U_{к_ВС}$ - напряжения короткого замыкания сторон ВН-НН и ВН-ВС (для трехобмоточного Т);

$I_{ном_ВН}$ - номинальный первичный ток стороны ВН.

При применении дифференциальной защиты на реакторе или при применении ДЗТ на блоке трансформатор – реактор максимальный ток внешнего КЗ определяется действием указанного выше элемента первичной сети. Реактор обеспечивает снижение токов КЗ до экономически обоснованных уровней, которые обеспечивают нормальную коммутацию выключателей фидерных ячеек КРУ на сторонах НН и СН при КЗ и предотвращают существенные перегревы кабельных линий [4]. Соответственно, при возникновении КЗ за реактором уровень тока КЗ на стороне НН или СН в пределе не превышает номинальный ток отключения выключателей фидерных ячеек КРУ. Исходя из анализа указанного параметра для ячеек КРУ, в качестве предельного значения тока внешнего КЗ в этом случае целесообразно принять величину порядка 20 кА.

Таким образом, для всех вариантов применения ДЗТ на Т приближенная оценка максимального уровня тока внешнего КЗ существует. Это указывает на возможность провести приближенный, но абсолютно корректный расчет тока срабатывания дифференциальной токовой отсечки основываясь лишь на данных самого защищаемого объекта, задаваемых для корректной работы ДЗТ ИЭУ РЗА (параметры силового Т и ТТ).

Ток срабатывания ДЗТ при отсутствии торможения определяется исходя из условий отстройки от броска тока намагничивания при включении Т в соответствии с соотношением (1), а также из отстройки от токов небаланса при токе, равном току начала торможения (6) с учетом соотношения (3) [2].

$$I_{диф_ТО2} = k_{отс} (k_{одн} k_{ап} \varepsilon + (\Delta U + U_{ЛРТ}) + I_{нб}^m) I_{нач_торм}, \quad (6)$$

Для данного расчета недетерминированной величиной, изменяющейся для каждого конкретного случая применения, является ток начала торможения. При этом для каждого конкретного способа торможения данное значение возможно определить аналитическим путем в соответствии с рекомендациями [2]. Для традиционных способов торможения от токов всех плеч или плеча с максимальным током значение указанного параметра не может превышать величину номинального тока Т. В этом случае значение тока срабатывания ДЗТ при отсутствии торможения также строго определено для всех случаев применения подобных защит на Т.

Значение коэффициента торможения определяется исходя из предотвращения действия защиты при максимальном внешнем КЗ, когда в связи с погрешностями ТТ, дискретностью шкалы коэффициентов трансформации трансформаторов тока и действием РПН наблюдаются достаточно значительные токи небаланса, действующие на ДЗТ [2]. При этом значение рассматриваемого параметра возможно определить аналитическим путем. В частности, для тормозной характеристики, имеющей 1-ый наклонный участок, задаваемый прямой, идущей из начала координат (рис. 1.б), значение коэффициента торможения оценивается с учетом соотношения (7).

$$k_{торм} = \frac{1,5 I_{неб_внеш_КЗ_max}}{I_{торм}}, \quad (7)$$

где $I_{неб_внеш_КЗ_max_втор}$ - максимальное значение тока небаланса при условии наиболее тяжелого внешнего КЗ;

$I_{торм_втор}$ - значение тока торможения при условии наиболее тяжелого внешнего КЗ.

С учетом введенных ранее допущений в части определения уровня максимального тока внешнего КЗ и способа определения тока торможения получим соотношения (8) и (9). Значение коэффициента торможения при этом однозначно определено соотношением (10).

$$I_{\text{торм}} = I_{\text{КЗ_внеш_макс}} \quad (8)$$

$$I_{\text{неб_внеш_КЗ_макс}} = (k_{\text{одн}} k_{\text{ап}} \varepsilon + (\Delta U + U_{\text{ЛРТ}}) + I_{\text{нб}}''') I_{\text{К_внеш_макс}} \quad (9)$$

$$k_{\text{торм}} \geq 1,5 * (k_{\text{одн}} k_{\text{ап}} \varepsilon + (\Delta U + U_{\text{ЛРТ}}) + I_{\text{нб}}''') \quad (10)$$

Таким образом, расчет достаточно существенного объема уставок, относящихся к третьей группе, возможно передать на уровень ИЭУ ДЗТ. При этом проведение проверки чувствительности ДЗТ в конкретных условиях без известной топологии сети и рассчитанных токов КЗ представляется затруднительным. Указанная функция должна оставаться за персоналом.

Проведенный в данном разделе анализ показывает, что применение различных способов оптимизации уставок, обеспечивающих передачу как можно большего объема расчетных функций на уровень ИЭУ ДЗТ, позволяет радикально снизить объем задаваемых для современных ДЗТ параметров. Это снижает вероятность возникновения ошибок, вызванных человеческим фактором и является одним из путей достижения разумного компромисса между требованиями обеспечения надежности и чувствительности ДЗТ, ее аппаратной реализацией и задачами обслуживающего персонала на новом этапе развития данных устройств.

3.2. Повышение уровня автоматизации проводимых для ДЗТ проверок.

Вторым важным направлением совершенствования всех ИЭУ на микропроцессорной элементной базе, включая и ИЭУ ДЗТ, является повышение уровня автоматизации проводимых для ДЗТ проверок [9]. Технические решения в данной области позволяют снизить число отказов, вызванных человеческим фактором.

Сущность предлагаемого решения заключается в передаче части действий, проводимых персоналом при проверке под нагрузкой, на уровень ИЭУ. При этом сама проверка под нагрузкой должна соответствовать всем нормативным документам, которые описывают ее последовательность. Применительно к ДЗТ сама проверка под нагрузкой включает два этапа:

- проверка правильности сбора вторичных цепей тока первичным током нагрузки;
- оценка уровней небалансов, возникающих при выводе из работы групп трансформаторов тока.

В зависимости от степени автоматизации и желания персонала каждый из указанных этапов может быть реализован как с, так и без участия человека. Предельный вариант (автоматическая проверка под нагрузкой) подразумевает полное исключение персонала, проводящего проверку, из самой процедуры проверки за исключением определения момента ее начала. По итогам автоматической проверки формируется отчет о результатах проверки с рекомендациями по корректировке подключений токовых цепей и цепей напряжения ДЗТ (рис. 2). Функции персонала при этом сводятся к фиксированию результатов проведенной проверки и последующему выполнению указанных выше рекомендаций (рис.2). Далее выполняется повторный запуск данной проверки до момента получения в отчете положительного результата (рис. 3).



Рис. 2. Результат неуспешной автоматической проверки под нагрузкой

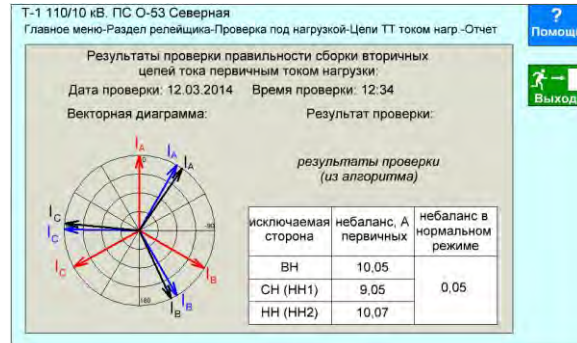


Рис. 3. Результат успешной автоматической проверки под нагрузкой

Автоматическая проверка под нагрузкой реализована в одноименном алгоритме (рис. 4). Каждый из блоков, приведенных на упрощенной схеме (см. рис. 4), обеспечивает выполнение определенного объема операций.

В блоке «Проверка наличия I» по факту пуска автоматической проверки под нагрузкой выполняется оценка наличия токов на входах проверяемого ДЗТ. При фиксации неисправности выводится соответствующее информационное сообщение на экран ИЭУ (см. рис. 2).

При успешном прохождении первичной проверки далее в блоках «Проверка фазных соотношений I» по соответствующим расчетным критериям для каждой из групп ТТ осуществляется симметрирование векторов токов. В рамках симметрирования группы ТТ, установленной со стороны ВН предполагается, что вектор напряжения фазы А априорно задан корректно, а во всех остальных группах предусмотрена возможность наличия только двух из трех токов (фазы А и С).

Далее в блоке «Проверка расположения векторов I» происходит сравнение векторов токов групп ТТ по условию их нахождения друг относительно друга в рамках определенной зоны, задаваемой с учетом группы соединения обмоток силового трансформатора. По итогам работы блока формируются рекомендации по корректировке схемы подключения вторичных цепей ТТ к ДЗТ при условии их некорректного подключения. Указанные рекомендации обобщаются в блоке «Пуск оценки небалансов» и выдаются на экран (см. рис. 2). После корректировки вторичных соединений групп ТТ запускается повторная проверка. При подтверждении корректности выполненных подключений происходит пуск блока «Оценка небалансов». В указанном блоке происходит автоматическая проверка уровней небаланса дифференциальных токов при наличии всех токов, а также при различных вариантах исключения одной группы ТТ из введенных в работу. По итогам проведенной проверки выполняется визуализация полученных результатов (см. рис. 3).

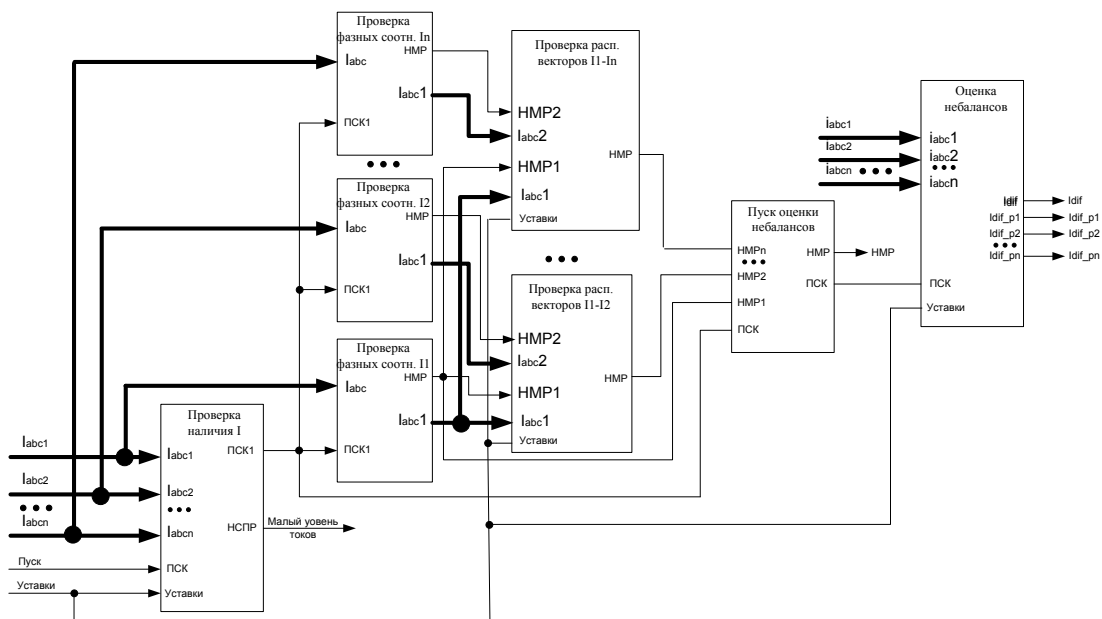


Рис. 4. Упрощенная блок схема алгоритма проверки под нагрузкой.

Таким образом, очевидно, что предлагаемый вариант реализации проверки под нагрузкой ДЗТ, проводимой в режиме тестирования ИЭУ, позволяет сократить влияние человеческого фактора с одновременным снижением требований к уровню эксплуатационного персонала. Также уменьшается время, затрачиваемое на проведение подобных проверок. Все это позволит снизить вероятность отказов ДЗТ, реализованных в рамках ИЭУ.

4 ПРОВЕДЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для представленного выше алгоритма автоматической проверки под нагрузкой, реализованного в рамках разработки ИЭУ РИТМ ДЗТ, проведены исследования его работы. Испытания проводились на моделях, реализованных в программах MATLAB и PSCAD.

Предметом исследования являлись проверка корректного взаимодействия отдельных блоков алгоритма, а также определение граничного диапазона его работы при подключении к ДЗТ трех или двух групп трансформаторов тока и подключением двух или трех ТТ на стороне НН защищаемого Т. Рассматривались следующие виды неисправности во вторичных аналоговых цепях:

- 1) перепутана полярность одной или двух обмоток ТТ;
- 2) перепутана маркировка фаз обмоток ТТ;
- 3) перепутана маркировка фаз обмоток ТТ и их полярность.

По каждому пункту выполнены серии испытаний с различными уровнями не симметрии в фазах. Полученные результаты указывают, что предлагаемый алгоритм автоматической проверки под нагрузкой обеспечивает корректное определение возникающих во вторичных цепях неисправностей при наличии не симметрии между фазами на уровне до 20%.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1). Предложено расширить функциональные возможности ИЭУ за счет передачи части действий, выполняемых проектировщиками и наладчиками на уровень ИЭУ. Это снизит вероятность возникновения ошибок, вызванных человеческим фактором, и обеспечит достижение компромисса между требованиями обеспечения надежности и чувствительности ДЗТ, ее аппаратной реализацией и задачами обслуживающего персонала на новом этапе развития данных устройств.

2) Осуществлена разработка алгоритма автоматической проверки под нагрузкой ДЗТ, примененного в режиме тестирования функций РЗА ИЭУ РИТМ ДЗТ. Алгоритм основан на проверке уровней и фаз токов с последующей оценкой работы ДЗТ.

3) Проведены исследования разработанного алгоритма на моделях, реализованных в программах MATLAB, PSCAD. Результаты исследований подтвердили адекватность и достоверность реализованных моделей и работоспособность предложенного алгоритма в широком диапазоне режимов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила устройства электроустановок. Изд. шестое. -М.: Энергоатомиздат, 1985
- [2] Руководящие указания. Выпуск 13Б. «Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты». Москва, Энергоатомиздат, 1985 г.
- [3] Шнеерсон Э.М. «Цифровая релейная защита». Москва, Энергоатомиздат, 2007 г.
- [4] Циглер Г. «Цифровые устройства дифференциальной защиты», Москва, Энергоатомиздат, 2005 г
- [5] Line distance protection REL 670. Technical reference manual. 1MRK 506 312-UEN. September 2011.
- [6] Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-ТЗ». Руководство по эксплуатации. БПВА.656122.074 РЭ. Москва, 2013 г.
- [7] Шкаф защиты трансформатора типа ШЭ2607 041. Руководство по эксплуатации. ЭКРА. 656453.031 РЭ. Чебоксары, 2009 г.
- [8] RE.316*4. Numerical Protection and Control Devices. 1KHA00835-UEN. Baden. 2004.
- [9] Балашов В.В., Колобродов Е.Н., Быков А.А., Рыбин Д.С., Никулин А.В. «Автоматическая проверка под нагрузкой – путь к повышению надежности функционирования РЗА»// Сборник докладов XXII конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». Москва, 27-29 мая 2014 г.



С.1.2-2. Релейная защита и автоматика дискретно управляемой выпрямительной установки плавки гололёда и проплавляемой воздушной линии электропередачи

И.И. ЛЕВЧЕНКО, Е.И. САЦУК, С.С. ШОВКОПЛЯС
СКФУ, ОАО «СО ЕЭС», ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова
Россия
showkopljias@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Воздушная линия электропередачи, установка плавки гололёда, дискретное управление, релейная защита, система управления, короткие замыкания, чувствительность, быстродействие, определения места повреждения

1 ВВЕДЕНИЕ

Практика показывает, что гололёдно - ветровые аварии на ВЛ относятся к числу наиболее тяжёлых и могут дезорганизовать электроснабжение больших экономических районов, что актуально для Северо-Кавказского, Южного федеральных округов и др. регионов РФ.

В настоящее время для предотвращения гололёдно-ветровых аварий на ВЛ напряжением 110 кВ и ниже, в основном, применяется плавка гололёда переменным током, а на ВЛ 220 кВ и выше – постоянным.

Авторами при непосредственном участии д.т.н., профессора Засыпкина А. С. предложена дискретно управляемая выпрямительная установка плавки гололёда (ДУ ВУПГ), в которой используется простейший, экономичный принцип управления вентилями от анодного напряжения, при этом действующее значение тока в проводах и изолированных грозозащитных тросах формируется управляемыми плечами коммутатора за счёт автоматического изменения схемы подключения проводов к полюсам управляемого выпрямительного моста, изменением длительности импульсов постоянного тока и бестоковых пауз за один период повторяемости, а также структурой выпрямительного моста [1 - 3].

Для анализа схем и расчёта параметров режима плавки гололёда на проводах импульсами постоянного тока произведено компьютерное моделирование с помощью программного пакета LTspice IV. В лабораторных условиях создана физическая модель ДУ ВУПГ на проводах импульсами постоянного тока. Компьютерная и физическая модели позволяют моделировать переходные процессы, определять параметры установившихся и аварийных режимов.

По договору с ОАО «МРСК Северного Кавказа» разработан, изготовлен и испытан в 2013 году на ПС 110 кВ «Ессентуки-2» макет ДУ ВУПГ на проводах ВЛ, с возможностью плавки гололёда на проводах и изолированных тросах импульсами постоянного тока одновременно и плавки гололёда на заземлённых грозозащитных тросах индуктированным током повышенной частоты.

В докладе кратко рассматриваются вопросы релейная защита и автоматика ДУ ВУПГ.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Структура релейной защиты ДУ ВУПГ

Предложен вариант выполнения релейной защиты ДУ ВУПГ, структура которого представлена на рис. 1, состоящая из следующих основных устройств.

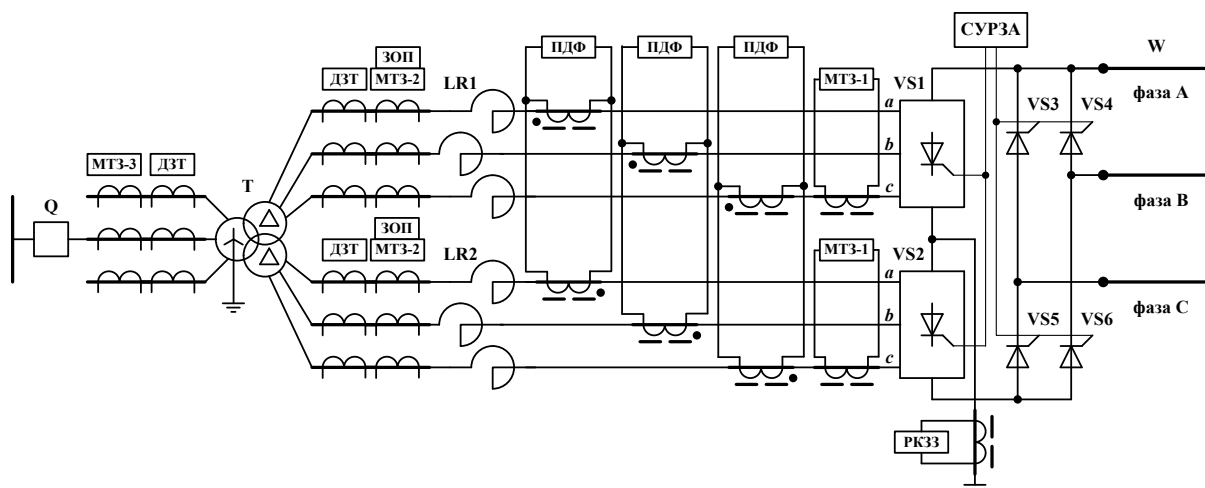


Рис. 1: Структура релейной защиты ДУ ВУПГ

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора плавки гололёда Т, выполняется как для силового трансформатора и действует на отключение выключателя Q при всех видах внутренних КЗ в пределах своей чувствительности. Возможное излишнее срабатывание ДЗТ совместно с ПДФ и РКЗЗ принимается как допущенное.

ПДФ - поперечная дифференциальная фазная защита выпрямителя, действует без выдержки времени при пробое плеча, устанавливается в каждую фазу и отстраивается от тока небаланса при междуфазном КЗ в начале ВЛ. Распознаёт полярность аварийного тока при срабатывании, чем обеспечивается выявление пробитого плеча в каждой фазе выпрямителя.

МТЗ - максимальная токовая защита, действует без выдержки времени и реализуется устройствами:

- МТЗ-1, установлена за реакторами LR1, LR2 до выпрямителя, выполняет защиту выпрямителей, коммутатора и ВЛ, имеет однофазное исполнение и несколько уставок в соответствии с количеством проплавляемых ВЛ на ПС. Срабатывает при пробое любого плеча выпрямителя;

- МТЗ-2, установлена на стороне НН трансформатора плавки гололёда, выполняет защиту реактора и ошиновки, имеет одну уставку по току, отстроенную от максимального тока плавки гололёда на любой ВЛ на ПС;

- МТЗ-3, установлена на стороне ВН трансформатора плавки гололёда, выполняет функцию резервной защиты трансформатора, имеет одну уставку по току. В качестве временного технического решения по отстройке от тока включения трансформатора, нагруженного на УПГ с ВЛ, может использоваться автоматический ввод с задержкой.

ЗОП - защита от обрыва провода ВЛ, имеет однофазное исполнение, является минимальной токовой защитой с выдержкой времени и отстраивается по времени от бестоковой паузы, а ток срабатывания выбирается меньшим минимального тока плавки гололёда на проводах ВЛ на ПС.

РКЗЗ - защищает ДУ ВУПГ и ВЛ от КЗ на землю в любой точке. Разработана методика расчёта уставки, которая выбирается по условию отстройки от зарядного тока наиболее протяженной ВЛ, обусловленного ёмкостью проводов относительно земли, при включении под постоянное напряжение. Действует без выдержки времени. Обеспечивает 100%-ную защиту за один период повторяемости.

Отключение УПГ производится воздействием на выключатель Q и на СУРЗА, при этом гарантировано отключение за 10 - 17 мс. Существует возможность реализации АПВ выключателя Q с запретом при действии ДЗТ и ПДФ.

Виды повреждений и состав устройств РЗ ДУ ВУПГ

Виды повреждений и состав устройств релейной защиты ДУ ВУПГ представлены в табл. 2. Срабатывание устройства при соответствующем виде повреждения обозначено (+).

Виды повреждений	Устройства релейной защиты				
	ДЗТ	ПДФ	МТЗ-1	ЗОП	РКЗЗ
Междуфазное КЗ на ВЛ			+		
КЗ на землю между Т и ВУ		+	+		+
Короткое замыкание на землю на ВЛ			+		+
Обрыв фазного провода ВЛ				+	
Пробой плеча управляемого ВМ		+	+		
Повреждение трансформатора плавки гололеда	+				

Табл. 1: Работа устройств релейной защиты при повреждениях выпрямительной установки плавки гололеда и на ВЛ

Влияние быстродействия РЗ на аварийные токи при пробое плеча

На рис. 2 показаны осциллограммы токов в фазах источника питания в режиме пробоя плеча ВМ в фазе А.

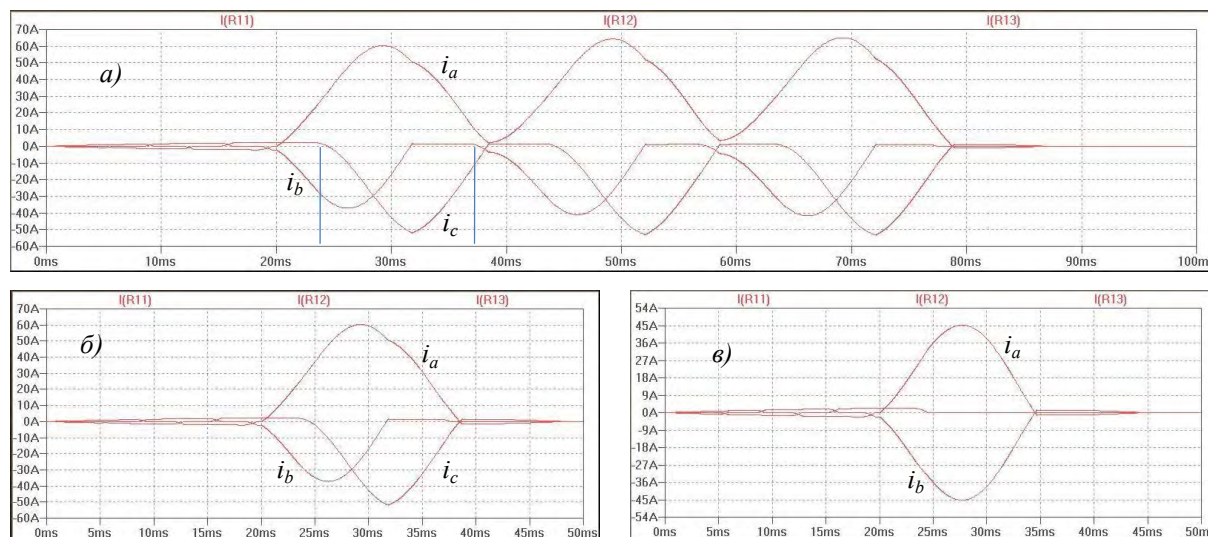


Рис. 2: Осциллограммы токов в фазах источника питания в режиме пробоя плеча ВМ в фазе А:
а) без воздействия на отключение; б) время срабатывания СУРЗА от 4 до 17 мс;
в) время срабатывания СУРЗА до 4 мс

Анализ осциллограмм б) и в) показывает, что максимальный интеграл Джоуля для неповрежденной фазы ВМ практически одинаков, поэтому достаточно реализовывать время срабатывания СУРЗА менее 17 мс.

Диагностические функции системы РЗ

К диагностическим функциям системы РЗ относятся:

- автоматическое определение поврежденного выпрямительного моста и пробитого плеча устройствами МТЗ и ПДФ с распознаванием полярности;
- определение места короткого замыкания на землю по току РКЗЗ [4, 5].
- выявление отказа включения и отключения любых плеч ДУ ВУПГ [6].

Требования к устройствам РЗА ДУ ВУПГ

Выполнение релейной защиты необходимо выполнить на современном МП терминале (производства НПП ЭКРА, ИЦ Бреслер, АБС Электро или др.), обладающем измерительными органами, которые позволяют фиксировать вторичные токи трансформаторов тока типа ТРУ при повреждениях, сопровождающихся большой постоянной составляющей в токе.

Шкафы устройств системы управления и релейной защиты должны располагаться в непосредственной близости к ДУ ВУПГ.

Экспериментальная проверка упрощённой схемы РЗ на макете ДУ ВУПГ

Проведены промышленные испытания макета ДУ ВУПГ на ПС 110 кВ Эссентуки-2 летом 2013 г. на ВЛ 110 кВ Эссентуки – Гражданская (№318). Фотографии макета ДУ ВУПГ, установленного в ОРУ-35 на ПС 110 кВ Эссентуки-2, приведены на рис. 3.

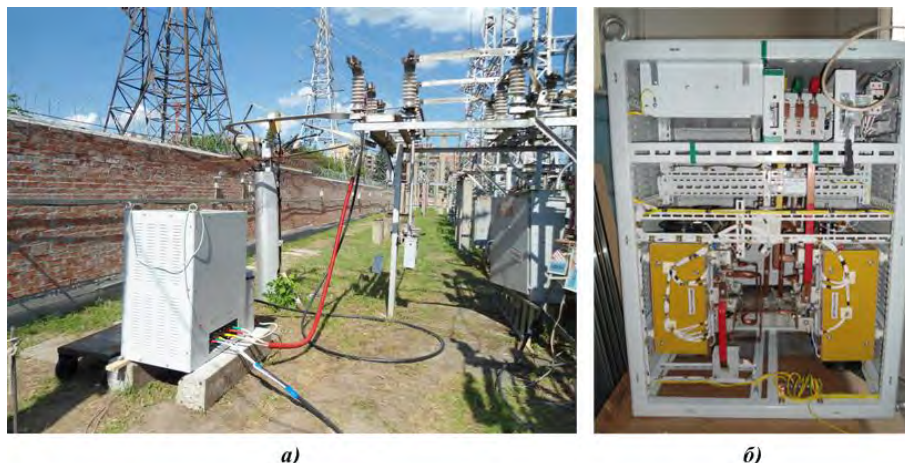


Рис. 3: Фотографии макета ДУ ВУПГ, установленного на ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Эссентуки-2 (а), и вид спереди со снятой передней крышкой (б)

Схема релейной защиты, токовой отсечки, и осциллограмма вторичных тока и напряжения на входе УПГ при межполюсном замыкании, приведены на рис. 4.

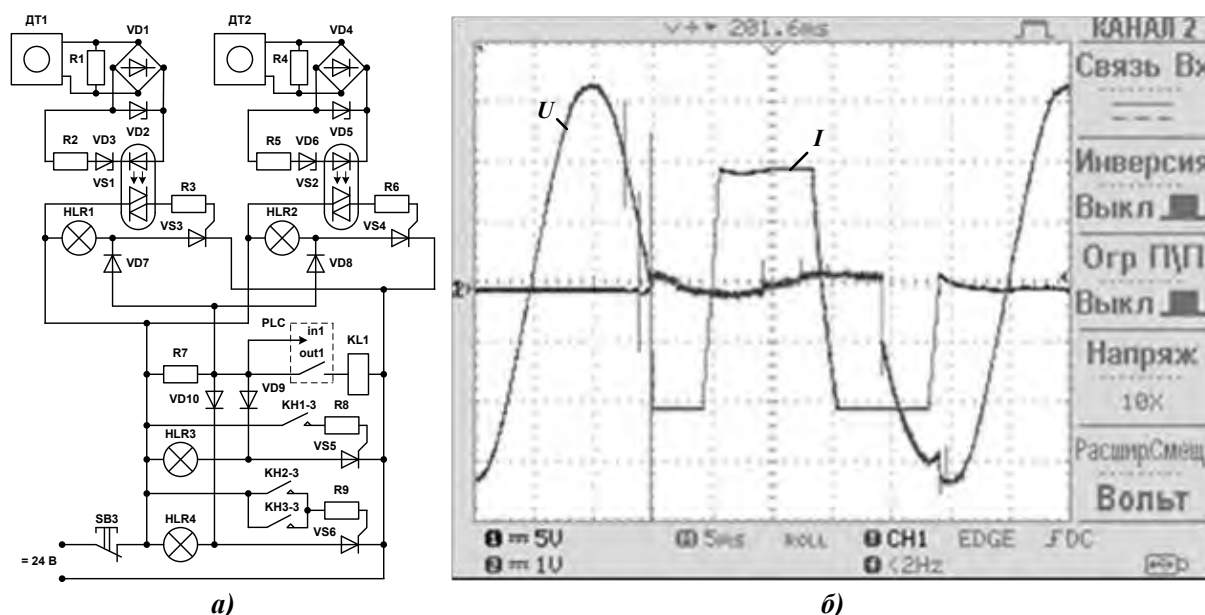


Рис. 4: Схема релейной защиты (а) и осциллограмма вторичных тока I и напряжения U на входе УПГ при опрокидывании инвертора (б)

Датчик тока $DT1$ установлен на входе УПГ в фазе B , а $DT2$ – в звене постоянного тока (ЗПТ), для резервирования действия которых установлены реле РУ-21-1 с герметичными контактами в ЗПТ – $KH1-3$ и на входе в фазах A – $KH2-3$ и C – $KH3-3$. При возникновении сверхтоков промежуточное реле $KL1$ снимает управление с плеч выпрямительного моста УПГ, который в течение 20 мс полностью закрывается.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Применение дискретно управляемых выпрямительных установок плавки гололеда обеспечивает существенное уменьшение времени плавки гололеда на всех трех фазах ВЛ и снижение расхода электроэнергии.

2. Предложена РЗА, которая позволяет снизить сопротивление токоограничивающих реакторов благодаря ограничению длительности аварийного тока одним периодом. Это, в свою очередь, приводит к увеличению тока плавки, снижению времени плавки и расхода электроэнергии.

3. РЗА выполняет диагностические функции автоматического определения места повреждения выпрямительной установки и ВЛ.

4. Экспериментально на макете ДУ ВУПГ при испытаниях на ПС 110 кВ Ессентуки-2 подтверждено быстрое действие СУРЗА.

5. Планируется создание и внедрение опытного образца универсальной УПГ на 10 кВ импульсами постоянного тока одновременно на проводах трёх фаз и изолированных ГТ и индуктированным током повышенной частоты на многократно заземлённых ГТ ВЛ с релейной защитой и автоматикой на современной МП базе, учитывая результаты проведённой работы.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Бердников Р. Н., Горюшин Ю. А., Дементьев Ю.А., Засыпкин А. С., Левченко И. И., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С. Способ плавки гололеда на проводах трехфазной воздушной линии электропередачи // Пат. 2465702 Рос. Федерация: МПК H02G7/16. – №2011123905; заявл. 14.06.11; опубл. 27.10.12, Бюл. №30.
- [2] Левченко И. И., Засыпкин А. С., Иванченко П. А., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С., Щуров А. Н. Установка для плавки гололёда на воздушных линиях электропередачи // Пат. 142064 Рос. Федерация: МПК H02G7/16. – №2013159313; заявл. 30.12.13; опубл. 20.06.14, Бюл. №17.
- [3] Левченко И. И., Засыпкин А. С., Иванченко П. А., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С., Щуров А. Н. Установка для плавки гололёда на воздушных линиях электропередачи // Пат. 2546643 Рос. Федерация: МПК H02G7/16. – №2013159314; заявл. 30.12.13; опубл. 10.04.15, Бюл. №10.
- [4] Засыпкин А. С., Левченко И. И., Сацук Е. И., Шовкопляс С. С. Способ определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в электрической сети // Пат. 2258233 Рос. Федерация: МПК G01R31/08. – №2003138230; заявл. 31.12.03; опубл. 10.08.05, Бюл. №22.
- [5] Засыпкин А. С., Шовкопляс С. С., Васильев С. В. Определение места повреждения на воздушной линии электропередачи при плавке гололеда переменным током // Изв. вузов. Электромеханика. – 2008. – Спецвып.: Диагностика энергооборудования. – С. 17-19.
- [6] Засыпкин А. С., Новиков О. Ю., Шовкопляс С. С., Щуров А. Н. Контроль отказов дискретно управляемой выпрямительной установки плавки гололёда // Изв. вузов. Электромеханика. – 2013. – №1. С. 19-22.



С.1.2-3. ЛЕСТНИЧНАЯ ДЕКОМПОЗИЦИЯ СИГНАЛОВ – ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА ВХОДНЫХ СИГНАЛОВ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

В.И. АНТОНОВ, В.А. НАУМОВ, А.А. ИЛЬИН, А.В. СОЛДАТОВ, Н.Г. ИВАНОВ
Чувашский государственный университет, ООО НПП «ЭКРА»

Россия
antonov_vi@ekra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Структурный анализ, лестничная декомпозиция сигналов, эффективные структурные модели, электроэнергетическая система, цифровая обработка сигналов.

1 ВВЕДЕНИЕ

Совершенствование методов оценки состояния и аварийного управления электроэнергетическими системами тесно связано с развитием методов структурного анализа сигналов [1 – 3]. Основу этих методов составляют структурные модели [4], способные представлять сигнал в базисе собственных сигналов (мод) электроэнергетической системы.

Основным препятствием к достижению полной информационной согласованности модели и сигнала является шум в сигнале. Именно из-за шума структурный анализ приобретает многозначность, представляя результаты анализа в некоторой области пространства оценок параметров модели, охватывающей область истинных параметров сигнала. Для повышения эффективности структурного анализа необходимо уменьшить указанную область неоднозначности, используя методы настройки структурных моделей, способные работать с сигналами с шумом.

В настоящем докладе рассматривается один из таких методов – метод лестничной (рекуррентной) декомпозиции сигналов по собственным модам электрической системы. Основная идея метода заключается в последовательном вычленении из сигнала компонентов, являющихся частью базиса собственных мод реакции электрической сети. При этом на каждом шаге декомпозиции сигнала создаются оптимальные условия для выделения текущего компонента.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Декомпозиция сигналов электроэнергетической системы по собственным модам (постановка задачи). Электрические величины множества нормальных и аварийных режимов электроэнергетических систем можно рассматривать как реакцию линейной инвариантной во времени системы (системы с постоянными коэффициентами) на некоторое возмущение. В основе этого постулата лежит предположение, что темпы мониторинга состояния электрической системы превосходит скорость изменения структуры системы. И важен он по той причине, что позволяет представлять электрические величины как совокупность слагаемых базиса собственных сигналов (мод) линейной системы [3]. Очевидно, что входной сигнал цифровой релейной защиты вбирает в себя все особенности режима электрической системы. Поэтому высшие гармоники во входном сигнале, вызванные нелинейностью, так или иначе присутствующей в реальной электрической системе, могут быть учтены тоже как часть реакции системы. Все, что не может быть воспринято как реакция линейной системы, будет отнесено к шуму в сигнале.

Как известно, базис собственных сигналов (мод) электрической системы определяется множеством слагаемых ее свободного процесса. Учитывая, что синусоидальные слагаемые принужденного режима могут рассматриваться как частный случай собственных мод системы, задачу структурного анализа сигнала аварийного процесса $x(t)$ можно сформулировать как задачу декомпозиции сигнала по собственным модам $x_i(t)$ электрической системы:

$$x(t) = \sum_{l=1}^{M_s} x_l(t) + n(t),$$

где M_s – число компонентов (мод), $n(t)$ – шум, t – непрерывное время.

Преобразование непрерывного сигнала $x(t)$ в цифровой сигнал $x(k)$ не меняет исходных положений задачи структурного анализа сигнала. Как и в случае непрерывного сигнала остаются неизвестными число компонентов M_s и параметры самих слагаемых $x_l(k)$ цифрового сигнала

$$x(k) = \sum_{l=1}^{M_s} x_l(k) + n(k), \quad (1)$$

где k – дискретное время (номер отсчета). При этом связь между корнями лапласовых изображений непрерывного сигнала $x(t)$ и его цифрового образа $x(k)$ будет следующей:

$$p_i T_s = \ln z_i,$$

где T_s – интервал дискретизации сигнала, i – номер корня.

Задача структурного анализа будет заключаться в определении компонентов сигнала (1). Естественно, из-за шума $n(k)$ составляющие $x_l(k)$ будут определены с некоторой погрешностью. Поэтому было бы правильно говорить, что в результате структурного анализа сигнала (1) будут получены оценки $\hat{x}_l(k)$, находящиеся в некоторой окрестности составляющих $x_l(k)$.

На различных этапах классического структурного анализа формируются три различные модели цифрового сигнала $x(k)$ [2, 5]. Вначале формируется *эффективная структурная модель* путем настройки модели на полное подавление входного сигнала [4]. Часть корней ее характеристического уравнения согласуется с множеством корней изображений слагаемых $x_l(k)$ сигнала. Поскольку селекция нужных корней затруднена из-за лишних «правильных» корней, вызванных шумом, то *модель эффективного ядра* [6], формируемая по множеству этих корней, хоть и близка к модели полезной части анализируемого сигнала, но будут содержать несуществующие слагаемые. Избавиться от них удастся при построении *компонентной модели* [2], в которой компоненты

$$x_l(k) = A_l e^{-\alpha_l T_s k} \sin(\omega_l T_s k + \psi_l), \quad (2)$$

сигнала будут представлены своими амплитудой A_l , коэффициентом затухания $\alpha_l \geq 0$, угловой частотой ω_l и начальной фазой ψ_l . Блок-схема, иллюстрирующая связь между моделями, приведена на рис. 1.

Коэффициенты a_m эффективной структурной модели

$$a_0 \hat{x}(k) = F_{M,\nu} \{x(k)\} = - \sum_{m=1}^M a_m x(k - mv), \quad (3)$$

определяют в результате решения задачи метода наименьших квадратов, формулируемой как задача минимизации критерия МНК

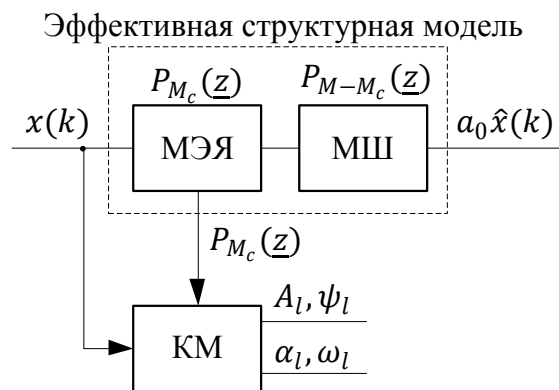


Рис. 1: Взаимодействие моделей в классическом алгоритме структурного анализа:
МЭЯ – модель эффективного ядра; МШ – модель шума; КМ – компонентная модель

$$\min_{a_m} \sum_{n=k-M-R}^k e^2(n), \quad k \geq Mv, \quad (4)$$

на заданном отрезке сигнала размером $Mv + R + 1$, где

$$e(k) = a_0 x(k) - a_0 \hat{x}(k) = \sum_{m=0}^M a_m x(k - mv) -$$

невязка, R – избыточность уравнений (отсчетов), M – порядок модели, v – коэффициент децимации отсчетов; $v = 1$, если нет децимации. Коэффициент a_0 модели (3) может быть произвольным; в некоторых методах решения задачи (4) он фиксируется (например, при использовании сингулярного разложения [7, 8]), а в других определяется в процессе настройки модели [9, 10]. Когда о сигнале мало данных и условия настройки неопределенны, коэффициент децимации $v = 1$; модель (3) в этом случае является начальным приближением к сигналу. Назовем ее *плотной*.

Невязку (1), вычисленную с учетом (3), удобно рассматривать как выходной сигнал нерекурсивного фильтра. Одна часть корней его характеристического уравнения

$$P_M(z) = \sum_{m=0}^M a_m z^{-m} = a_M z^{-M} \prod_{m=1}^M (z - z_m) = a_M P_{M_c}(z) P_{M-M_c}(z) = 0 \quad (5)$$

отражает структуру сигнала [корни полинома $P_{M_c}(z)$], а другая часть связана с шумами в сигнале [корни $P_{M-M_c}(z)$], здесь M_c – порядок сигнала. Очевидно, что лишние корни, не согласующиеся с компонентами сигнала, необходимо удалить из полинома $P_M(z)$, трансформируя его в полином $P_{M_c}(z)$. Это одна из основных задач структурного анализа, и ее решение приводит к следующей модели, получившей название *модели эффективного ядра* [6]. Характеристический полином модели эффективного ядра

$$P_{M_c}(z) = \prod_{m=1}^{M_c} (z - z_m) \quad (6)$$

содержит только те корни, которые согласуются с компонентами сигнала.

Каждой паре комплексно-сопряженных корней z_l и $z_{l+1} = z_l^*$ характеристического уравнения эффективной модели (6) соответствует *элементарный сигнал* 2-го порядка – затухающая синусоидальная слагаемая (2)

$$x_l(k) = e^{-\alpha_l T_s k} [c_l \sin(k\omega_l T_s) + s_l \cos(k\omega_l T_s)] \quad (7)$$

($c_l = A_l \cos \psi_l$ и $s_l = A_l \sin \psi_l$ – ортогональные составляющие), представляемая моделью

$$\hat{x}_l(k) = F_{2,v_l}\{x_l(k)\} = -b_{1,l}x_l(k - v_l) - b_{2,l}x_l(k - 2v_l), \quad (8)$$

где

$$\begin{cases} b_{1,l} = -2e^{-\alpha_l v_l T_s} \cos \omega_l v_l T_s, \\ b_{2,l} = e^{-2\alpha_l v_l T_s}, \end{cases} \quad (9)$$

$$\alpha_l v_l T_s + j\omega_l v_l T_s = \ln z_l.$$

Кратные действительные корни $z_l = z_{l+1} = d$ формируют элементарный сигнал критического режима системы 2-го порядка

$$x_l(k) = e^{-\alpha_l k T_s} (A_{1,l} k T_s + A_{0,l}),$$

модель которого соответствует (8), но ее коэффициенты будут вычисляться по-другому:

$$\begin{cases} b_{1,l} = -2e^{-\alpha_l v_l T_s}, \\ b_{2,l} = e^{-2\alpha_l v_l T_s}, \end{cases}$$

$$\alpha_l v_l T_s = \ln z_l.$$

Действительный корень z_l полинома (6) определяет элементарный сигнал 1-го порядка – аperiodическую составляющую

$$x_l(k) = A_l e^{-\alpha_l T_s k},$$

единственный коэффициент модели

$$\hat{x}_l(k) = F_{1,v_l}\{x_l(k)\} = -b_{1,l}x_l(k - v_l) \quad (10)$$

которой определяется аналогично (9):

$$\begin{cases} b_{1,l} = -e^{-\alpha_l v_l T_s}, \\ \alpha_l v_l T_s = \ln \underline{z}_l. \end{cases}$$

К сожалению, прямой анализ корней пилотной модели не дает полного избавления модели от лишних компонентов. Поэтому окончательная селекция компонентов производится на этапе построения компонентной модели, когда по физически реализуемым корням полинома $P_{M_c}(z)$ модели определяются амплитуды и начальные фазы составляющих сигнала [2]. Критерий селекции прост: из модели удаляются составляющие, амплитуды которых несравненно меньше амплитуды основной гармоники.

Очевидно, характеристики пилотной модели оказывают значительное влияние на точность распознавания структуры сигнала, поскольку в дальнейших процедурах структурного анализа используются корни его характеристического уравнения (5). Так как пилотная модель настраивается в условиях практически полной неопределенности, то рассчитывать на полную согласованность ее корней с корнями сигнала нельзя. Поэтому нужны стратегии, исключающие влияние свойств пилотной модели на результаты структурного анализа. Искомые качества обеспечиваются сочетанием адаптивной вариации частоты дискретизации с лестничной декомпозицией сигнала.

В последующих разделах статьи излагаются основы нового метода структурного анализа и приводится пример обработки сигнала реального процесса в энергосистеме.

Метод лестничной декомпозиции. Исследования показывают [5], что разрешающая способность структурного анализа существенно повышается, если процедуре декомпозиции сигнала придать рекуррентность. Действительно, если на $(l - 1)$ -ом шаге какой-либо компонент $x_{l-1}(k)$ сигнала $x(k)$ определен, то его можно вычесть из сигнала, и дальнейший анализ структуры вести уже на отсчетах остаточного сигнала

$$r_{l-1}(k) = x(k) - x_{l-1}(k)$$

с исключенным компонентом. Это позволяет уменьшить порядок настраиваемой модели и повышает относительный вес оставшихся компонентов в сигнале, что, несомненно, улучшает распознаваемость компонентов сигнала.

Предполагается, что энергия процесса сосредоточена в низкочастотных составляющих электроэнергетического сигнала. Поэтому вначале определяют параметры основной гармоники и аperiодических составляющих, а затем – параметры высокочастотных слагаемых.

Алгоритм предусматривает выполнение следующих операций:

1. Настройка структурной модели (3) с учетом коэффициента децимации сигнала, выбираемого на основе рекомендаций, изложенных в [12]:

$$a_0 \hat{r}_{l-1}(k) = F_{M_l, v_l}\{r_{l-1}(k)\} = - \sum_{m=1}^{M_l} a_m r_{l-1}(k - m v_l) \quad (11)$$

Принятый коэффициент децимации создает оптимальные условия для настройки модели на остаточный сигнал $r_{l-1}(k)$ и оценки корней \underline{z}_l и $\underline{z}_{l+1} = \underline{z}_l^*$, соответствующих распознаваемой составляющей сигнала. Удаляя из характеристического полинома основной модели (11) полином элементарной составляющей

$$P_{2, v_l}(z) = (z - \underline{z}_l)(z - \underline{z}_l^*), \quad (12)$$

получают полином $P_{(M_l-2), v_l}(z)$ и по нему – сам оператор выделения элементарной составляющей $F_{(M_l-2), v_l}\{r_{l-1}(k)\}$. Тогда разностный сигнал

$$d_l(k) = r_{l-1}(k) - F_{(M_l-2), v_l}\{r_{l-1}(k)\}, \quad (13)$$

полученный как результат вычитания из отсчетов остаточного сигнала $r_{l-1}(k)$ отсчетов на выходе оператора выделения элементарной составляющей, содержит только слагаемую, пропорциональную распознаваемой составляющей, и шум. Остается лишь определить ее

параметры с учетом влияния на нее моделей предыдущих этапов и новой модели $F_{(M_l-2),\nu_l}\{r_{l-1}(k)\}$.

2. Решение задачи наименьших квадратов, формулируемой как задача минимизации функции невязок

$$E(k) = \min_{\hat{A}_l, \hat{\psi}_l} \sum_{n=k-R+1}^k [d_l(n) - x_l(n)]^2, \quad (14)$$

где модель распознаваемой составляющей $x_l(l)$ определяется согласно (7), \hat{A}_l и $\hat{\psi}_l$ – искомые оценки амплитуды и начальной фазы составляющей. Необходимые параметры α_l и ω_l элементарного сигнала определяются из (9). После этого определяется смещение, внесенное в оценки параметров распознаваемой составляющей сигнала предыдущими шагами декомпозиции (рассмотрено в п.4).

3. Получение нового остаточного сигнала

$$r_l(k) = r_{l-1}(k) - F_{2,\nu_l}\{r_{l-1}(k)\}, \quad (15)$$

свободного от распознанной на данном шаге составляющей $x_l(k)$. Заграждающий оператор F_{2,ν_l} строится по характеристическому полиному распознаваемой составляющей (12) на основе модели (8).

4. Передача последующему шагу декомпозиции характеристического полинома совокупной модели распознанных компонентов сигнала

$$Q_{l-1}(z) = \prod_{q=1}^{l-1} P_{M_q, \nu_q}(z) \quad (16)$$

с целью учета смещения, вносимого предыдущими шагами декомпозиции. В (16) M_q и ν_q – порядок модели элементарного сигнала [модель (8) или (10)] и коэффициент децимации q -го шага декомпозиции. Совокупный характеристический полином оператора, определяющий влияние предыдущих шагов декомпозиции сигнала (влияние заграждающих операторов элементарных составляющих) и оператора выделения элементарного сигнала данного шага декомпозиции, с учетом (16) будет следующим:

$$P_{c,l}(z) = P_{(M_l-2),\nu_l}(z)Q_{l-1}(z) = P_{(M_l-2),\nu_l}(z) \prod_{q=1}^{l-1} P_{M_q, \nu_q}(z).$$

Коэффициент передачи на комплексной частоте элементарного сигнала $\underline{p}_l = -\alpha_l + j\omega_l$ вычисляется как

$$\underline{K}_l(-\alpha_l, j\omega_l) = P_{(M_l-2),\nu_l}[z = e^{(-\alpha_l + j\omega_l)\nu_l T_s}] \prod_{q=1}^{l-1} P_{M_q, \nu_q}[z = e^{(-\alpha_l + j\omega_l)\nu_q T_s}] \quad (17)$$

Истинные параметры искомой составляющей – амплитуда и начальная фаза – определяются с учетом коэффициента передачи (17):

$$\begin{cases} A_l = \frac{\hat{A}_l}{|\underline{K}_l(-\alpha_l, j\omega_l)|}, \\ \psi_l = \hat{\psi}_l - \arg\{\underline{K}_l(-\alpha_l, j\omega_l)\}. \end{cases} \quad (18)$$

5. Формирование совокупного характеристического полинома распознанных компонентов сигнала для передачи его на следующий шаг декомпозиции. Для этого к полиному (16) добавляется полином (12) заграждающего оператора элементарной составляющей данного шага декомпозиции:

$$Q_l(z) = Q_{l-1}(z)P_{2,\nu_l}(z).$$

Для оценки следующей составляющей сигнала все операции повторяются, но уже с моделью более низкого порядка (в данном случае ее порядок уменьшается на 2).

Обработка сигнала реального процесса в энергосистеме. Отсчеты сигнала взяты из статьи [6], частота дискретизации сигнала $f_s = 1200$ Гц. Согласно цитируемой работе, сигнал процесса (рис. 2) включает в себя основную гармонику, аperiodическую составляющую и шум $n(i)$:

$$x(k) = 2,72 \cos(k2\pi 50,18/1200 + 2,77) + 2,27(0,9418)^k + n(i). \quad (19)$$

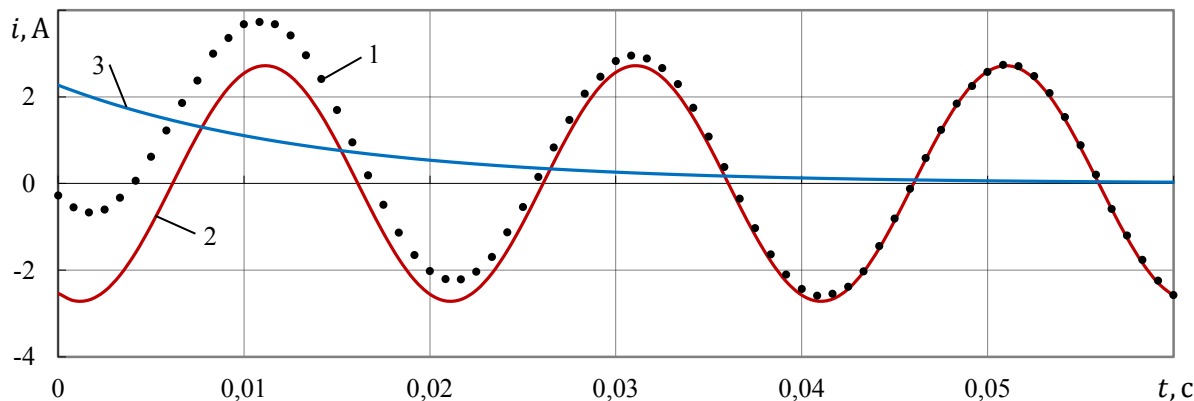


Рис. 2: Сигнал и его компоненты [6]: 1 – отсчеты сигнала; 2 - основная гармоника частотой 50,18 Гц; 3 - аperiodическая составляющая с основанием $e^{-\alpha T_s} = 0,9418$, α - коэффициент затухания, $T_s = 1/1200$ с – период дискретизации.

Во всех вычислениях по предлагаемому методу используется арифметика двойной точности. Начальный порядок модели принят равным 7 ($M_1 = 7$).

Декомпозицию процесса на элементарные сигналы метод осуществляет в два шага. На первом шаге определяется основная гармоника, а на втором - аperiodическая составляющая.

Настройка пилотной модели порядка $M_1 = 7$ на первом шаге [$l = 1, r_0(k) = x(k), v_0 = 1$] дает корни и соответствующие им параметры составляющих модели, представленные в табл. 1.

Табл. 1

Составляющие модели	Корни	Частота \hat{f} , Гц	Затухание $\hat{\alpha}$, c^{-1}
Основная	$0,9642 \pm j0,2586$	50,04	-2,07
Аperiodическая	0,9363	0	-78,99
Первая затухающая	$-0,1245 \pm j0,8070$	329,24	-243,18
Вторая затухающая	$-0,8140 \pm j0,2854$	535,61	-177,36

Для уточнения параметров основной гармоники настраивается основная структурная модель (11) при коэффициенте децимации $v_1 = 2$. Полученные параметры модели представлены в табл. 2. При анализе данных таблицы надо помнить, что частота дискретизации виртуально изменена и равна 600 Гц. Оценка частоты основной гармоники сигнала улучшена, об этом косвенно свидетельствует тот факт, что коэффициент затухания в оценке основной гармоники уменьшился.

Табл. 2

Составляющие модели	Корни	Частота \hat{f} , Гц	Затухание $\hat{\alpha}$, c^{-1}
Основная	$0,8651 \pm j0,5008$	50,12	-0,25
Аperiodическая	0,8851	0	-73,26
Первая затухающая	$-0,0356 \pm j0,9803$	153,47	-11,52
Вторая затухающая	$-0,8574 \pm j0,3296$	264,96	-50,98

Амплитуда и фаза основной гармоники определяется путем решения задачи (14) (затухание принимается равным 0). Поскольку корни соответствуют корням модели с децимацией отсчетов, то и модель (13) тоже будет использовать децимированные отсчеты.

Истинное значение амплитуды $A_1 = 2,76$ и начальной фазы $\psi_1 = 2,77$ основной гармоники определены согласно (18). Комплексный коэффициент $\underline{K}_1(0, j2\pi 50, 12)$ вычисляется по (17), полагая, что $P_{M_1,1}(\underline{z}) = 1$.

Апериодическая составляющая определяется по отсчетам остаточного сигнала $r_1(k)$ (рис. 3) на выходе заграждающего оператора согласно (15). Как видно, апериодическая слагаемая в остаточном сигнале слабо выражена на фоне шума, поскольку заграждающий оператор основной гармоники сильно подавляет низкочастотный спектр сигнала и подчеркивает высокочастотные составляющие. Метод лестничной декомпозиции устраняет этот недостаток. Покажем это.

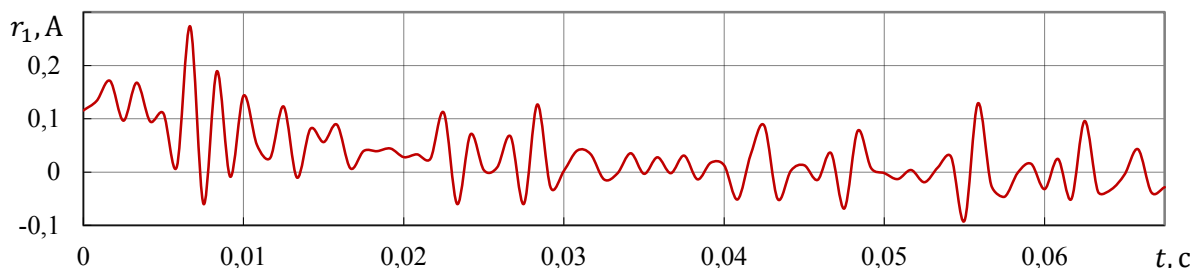


Рис. 3: Остаточный сигнал $r_1(k)$, используемый для настройки основной структурной модели при оценке апериодической составляющей.

Поскольку основная гармоника исключена из остаточного сигнала $r_1(k)$, то на втором шаге декомпозиции используется модель меньшего порядка: $M_2 = M_1 - 2 = 5$, коэффициент децимации $\nu_2 = 1$. Параметры модели, настроенной на остаточный сигнал $r_1(k)$ при принятых условиях, приведены в табл. 3.

Табл. 3

Составляющие модели	Корни	Частота \hat{f} , Гц	Затухание $\hat{\alpha}$, c^{-1}
Апериодическая	0,9385	0	-76,15
Первая затухающая	$-0,1306 \pm j0,8376$	329,54	-198,25
Вторая затухающая	$-0,8167 \pm j0,2881$	535,23	-172,61

Как видно из таблицы, оценка основания апериодической составляющей $e^{-\alpha T_s} = 0,9385$ на втором шаге декомпозиции улучшена, но еще недостаточно приближена к значению в структуре сигнала (19). Как и в случае оценки основной гармоники, для уточнения и оценки параметров апериодической составляющей формируется разностный сигнал $d_2(k)$. Коэффициенты оператора получают из корней табл. 3, за исключением корня 0,9385, соответствующей апериодической составляющей.

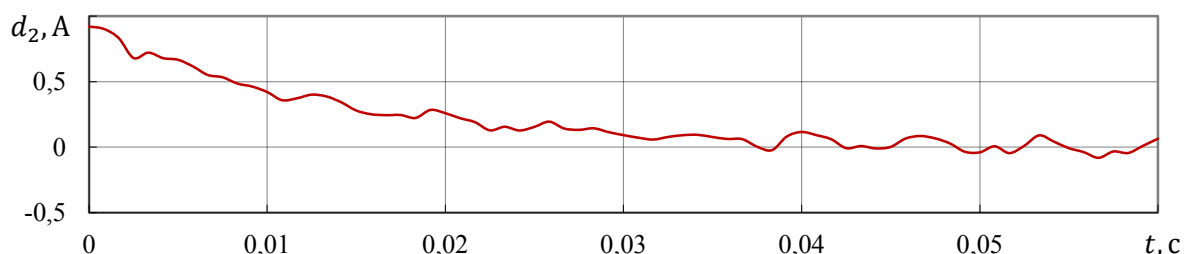


Рис. 4: Разностный сигнал $d_2(k)$, используемый для уточнения основания и оценки амплитуды и фазы апериодической составляющей. По сравнению с остаточным сигналом (рис. 3), значительно повышено отношение сигнал/шум.

Кривая разностного сигнала $d_2(k)$ показана на рис. 4. Видно, что оператор выделения элементарной составляющей существенно повысила отношение сигнал/шум, что позволило

блоку элементарного сигнала улучшить оценку апериодической составляющей, приближая ее к структуре (19). Основание апериодической составляющей после уточнения $e^{-\alpha T_s} = 0,9428$.

Таким образом, метод лестничной декомпозиции позволил распознать структуру сигнала на одном и том же отрезке сигнала при меньшем порядке структурной модели, чем в классическом методе структурного анализа [6].

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Лестничная декомпозиция сигнала позволяет на каждом шаге выделения элементарной составляющей вычленивать из структурной модели оператор, подавляющий все остальные компоненты и шум сигнала и формирующий разностный сигнал, пропорциональный распознаваемой элементарной составляющей.

2. Метод лестничной декомпозиции в сочетании с вариацией частоты дискретизации является эффективным методом повышения разрешающей способности структурного анализа сигналов электроэнергетических систем.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Антонов В.И. Структурный анализ входных сигналов цифровых систем релейной защиты и противоаварийной автоматики // Электротехника. 1995. № 6. С. 56 - 61.
- [2] Антонов В.И., Лазарева Н.М., Пуляев В.И. Методы обработки цифровых сигналов энергосистем // М., НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик». 2000.
- [3] Антонов В.И., Наумов В.А., Фомин А.И., Солдатов А.В. Адаптивный структурный анализ входных сигналов цифровой релейной защиты и автоматики // Электротехника. 2015. (В портфеле редакции).
- [4] Антонов В.И., Ильин А.А., Лазарева Н.М. Адаптивные структурные модели входных сигналов релейной защиты и автоматики // Электротехника. 2012. №1. С.52-55.
- [5] Антонов В.И., Ильин А.А., Лазарева Н.М., Ольгина М.А. Эффективные методы структурного анализа цифровых сигналов электроэнергетических систем // Вестник Чувашского университета. № 3-4. 2000. С. 82-90.
- [6] Антонов В.И., Наумов В.А., Фомин А.И. Эффективные структурные модели входных сигналов цифровой релейной защиты и автоматики // Электричество. 2012. №11. С.2-8.
- [7] Антонов В.И., Лямец Ю.Я. Разрешающая способность метода наименьших квадратов при оценивании основной гармоники тока короткого замыкания // Изв. вузов. Энергетика. 1990. №2. С. 48–51.
- [8] Lobos T., Kozina T., Koglin H.-J. Power System Harmonic Estimation using Linear Least Squares Method and SVD/ IEE Proc., Gener. Transm. Distrib. Vol. 148, No. 6, November 2001. P. 567-572.
- [9] Лямец Ю.Я., Антонов В.И., Арсентьев А.П. Адаптивная цифровая обработка входных величин релейной защиты // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. №6. 1988. С. 51-59.
- [10] Антонов В.И., Лазарева Н.М. Решетчатый адаптивный фильтр с контролем достоверности результата для распознавания сигналов электрических систем // Изв. РАН. Энергетика. №6. 1997 г. С.63-69.
- [11] Антонов В.И., Наумов В.А., Фомин А.И., Солдатов А.В. Обработка сигнала с высокой частотой дискретизации в цифровой релейной защите и автоматике // Цифровая электротехника: проблемы и достижения: Сб. научных трудов НПП «ЭКРА». Выпуск II. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ». 2013. С. 12-21.
- [12] Антонов В.И., Наумов В.А., Солдатов А.В., Иванов Н.Г. Фундаментальные свойства эффективных структурных моделей тока короткого замыкания электрической сети // Цифровая электротехника: проблемы и достижения: Сб. научных трудов НПП «ЭКРА». Выпуск III. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ». 2014. С. 18-29.



С.1.2-4. Возможные пути совершенствования релейной защиты неуправляемых шунтирующих реакторов 330-750 кВ

В.В. НАГАЙ, И.В. НАГАЙ
филиал «ЭНЕКС» (ОАО) «Южэнергосетьпроект»
Россия
orzpa@uesp.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

шунтирующий реактор, релейная защита, продольная дифференциальная токовая защита, основная защита, ток включения реактора.

1 ВВЕДЕНИЕ

В данной статье рассмотрены некоторые вопросы совершенствования релейной защиты неуправляемых шунтирующих реакторов (далее ШР), к которым относится большинство применяемых в России и энергосистеме Юга ШР 330-750 кВ (кроме них применяются, хотя и значительно реже с тем же назначением компенсационные реакторы и управляемые шунтирующие реакторы, последние по конструкции являются специальными трансформаторами).

На многих подстанциях (ПС) и электростанциях (ЭС) может быть установлено несколько групп ШР 330-750 кВ, например: на ПС 500 кВ «Шахты» – три группы линейных реакторов, на ПС 500 кВ «Буденновск» – две, на Ростовской АЭС после строительства четвертого энергоблока должны будут использоваться семь групп ШР.

Неуправляемые реакторы 330-750 кВ выполняются пофазными, с питанием только со стороны линейных вводов (ЛВ), а со стороны нейтрали (ШР заземляются) отсутствуют источники питания, обмотки, как правило расщепляются, т.е. обычно на фазу приходится один линейный ввод и два ввода со стороны нейтрали (НВ1 и НВ2).

В качестве устройств релейной защиты ШР 330-750 кВ ранее применялись дифференциальные токовые защиты (продольная и поперечная), газовые и технологические защиты, а также двухступенчатая резервная токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП), для реакторов с номинальным напряжением 500 кВ и выше также использовался контроль изоляции вводов (КИВ). Устройства защиты выполнялись на базе электромеханических реле.

В настоящее время согласно действующим нормам технологического проектирования [1] подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ для таких реакторов предусматриваются следующие устройства РЗА:

- два комплекта продольной дифференциальной токовой защиты (ДЗР);
- два комплекта поперечной дифференциальной токовой защиты (ПДЗР);
- газовая защита (ГЗ);
- контроль изоляции вводов (КИВ) при использовании маслонаполненных высоковольтных вводов;
- технологические защиты.

Использование ТЗНП для неуправляемых ШР 330-750 кВ признано (ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС») не обязательным при наличии двух комплектов основных защит. Т.е.,

фактически, сейчас для современных комплексов РЗА ШР отказались от реализации резервных защит (что оправдано с учетом того, что реакторы являются «тупиковыми» элементами сети и не подпитывают точку КЗ). При этом максимальные токовые защиты (МТЗ), включенные на фазные токи или их разности, и ранее практически не использовались для защиты ШР 330-750 кВ (т.к. междуфазные КЗ возможны только на ошиновке высшего напряжения ШР, которая, как правило, попадает в защищаемую зону устройств РЗА линий или шин, в зависимости от схемы включения реактора).

На рис. 1 показан пример состава устройств РЗА (с отображением основных функций) для линейного ШР 500 кВ, оснащенного современным комплексом релейной защиты.

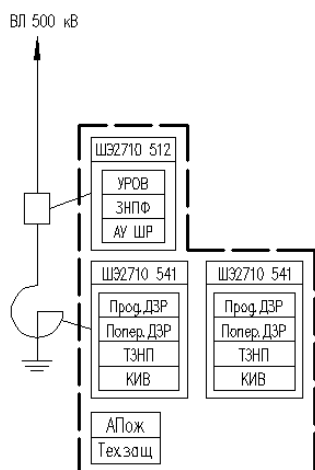


Рис. 1. Пример состава устройств защит и автоматики для ШР 500 кВ

Совершенствование газовых защит (ГЗ) реакторов сводилось, в основном, к увеличению количества контактов сигнальных и отключающих ступеней реле и применению контроля изоляции цепей. В целом, конструкция современных ГЗ и КИВ ШР не имеет значительных отличий от ГЗ и КИВ (авто)трансформаторов.

Значительно большие изменения претерпели основные дифференциальные защиты реакторов – кроме увеличения их нормируемого количества произошел также переход на новую элементную базу (с электромеханических реле к микропроцессорным терминалам).

Часть производителей выпускает особые серии шкафов/терминалов защит ШР 330-750 кВ (например, НПП «ЭКРА» предлагает шкафы типа ШЭ2710 541), ряд других производителей предлагают универсальные терминалы дифференциальных и токовых защит (конфигурируются для защиты соответствующего основного оборудования проектными и наладочными организациями), например, как фирма «General Electric» с терминалом типа Т60.

Продольная дифференциальная защита предназначена для защиты реакторов от внутренних КЗ на землю. Ее надежное срабатывание при витковых КЗ по принципу действия не обеспечивается, оно возможно при таких повреждениях только вследствие возрастания тока небаланса сверх уставки.

Поперечная дифференциальная защита предназначена для защиты реакторов как от витковых КЗ, так и от внутренних КЗ на землю. При таких же видах повреждения по принципу действия работает и ТЗНП (но с выдержками времени и относительной селективностью, т.к. необходимо отстраивать данную защиту от КЗ на землю во внешней сети, разновременности включения полюсов выключателя, циклов ОАПВ и т.д.).

Необходимо отметить, что современные ШР 330-750 кВ имеют большее количество встроенных в линейные вводы ШР трансформаторов тока (ТТ). Ранее их было, как правило, всего два (оба ТТ с классом точности «10Р») на фазу, сейчас пять-шесть (из них 3-4 ТТ с классом точности «10Р», остальные для учета и измерений). Нередко вместо класса точности ТТ «10Р» для релейных обмоток применяется ТТ класс точности «5Р», что с учетом условий выбора уставок позволяет несколько повысить чувствительность дифференциальных защит к внутренним повреждениям.

С целью повышения чувствительности поперечных дифференциальных токовых защит ШР 330-750 кВ Московский институт «Энергосетьпроект» предлагал дополнительно применять в нейтральных выводах реакторов дифференциальные трансформаторы тока ДТФ-35 оригинальной разработки, которые имеют две встречно включенные первичные обмотки, т.е. используют магнитное суммирование, точнее, разность МДС [3]. По заявлениям разработчиков [3] чувствительность поперечной дифференциальной защиты существенно увеличивалась (приводилась количественная оценка – в пять раз, достигаемый минимальный дифференциальный ток срабатывания оценивался в 12 А первичных). В настоящее время при проектировании применение ТТ типа ДТФ-35 является допустимым, но не обязательным (согласно действующим нормативным документам).

Важным обстоятельством является также техническое совершенствование устройств РЗА шин и линий, современные защиты которых, как правило (редкие исключения – ДФЗ производства фирмы “General Electric” типа L60 и др.), позволяют выполнять раздельное подключение цепей переменного тока реактора и выключателей ВЛ. Ранее, из-за вынужденного совмещения токовых цепей устройств РЗА реакторов и линий (шин), а также технических трудностей с раздельным их подключением (электрическое, а не программное суммирование) приходилось использовать коэффициенты трансформации ТТ (Ктт), встроенных в ЛВ ШПР, те же, что и в цепях выключателей линий 330-750 кВ (как правило, 1000/1А или 2000/1А). Пример распределения защит линейного ШПР 500 кВ по обмоткам ТТ показан на рис. 2.

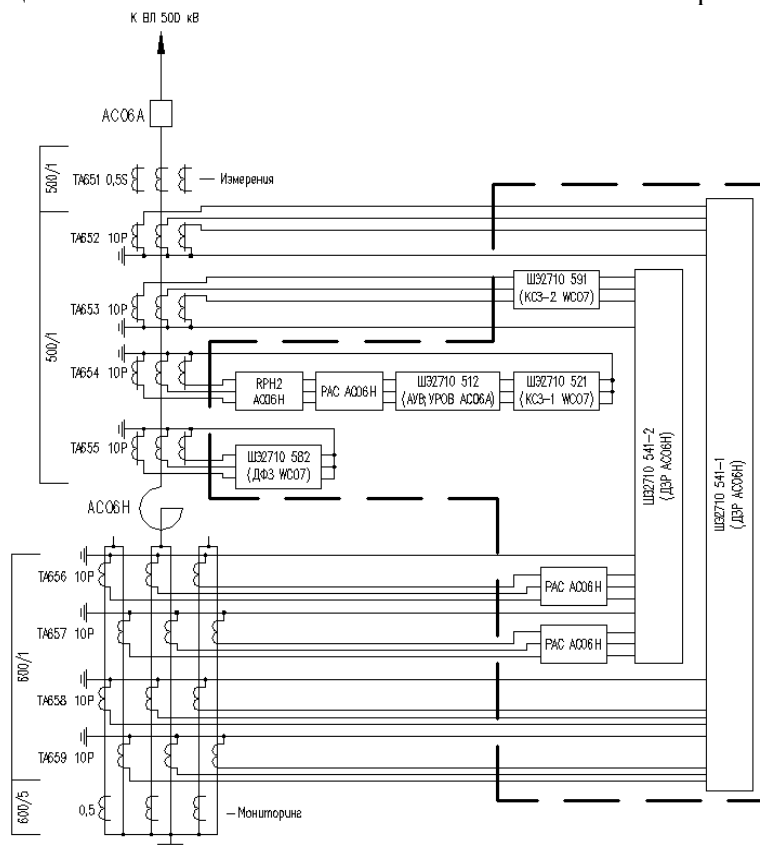


Рис. 2 Пример распределения защит линейного ШПР 500 кВ по обмоткам ТТ

Включение защиты реактора на ТТ с первичным номинальным током близким к номинальному току реактора позволяет выполнить продольную защиту более чувствительной.

В настоящее время для современных микропроцессорных защит реакторов с учетом вышесказанного начальные токи срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты составляют $(0,2-0,3)I_{ном.ШПР}$ (номинальных токов реактора), а начальные токи срабатывания поперечной дифференциальной токовой защиты находятся в диапазоне $(0,15-0,3)I_{ном.ШПР}$. Широко применяются современные алгоритмы торможения (в том числе характеристики с двумя разными наклонами и двумя точками перегиба).

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Тем не менее, несмотря на достаточно высокое техническое совершенство современных комплексов РЗА ШПР 330-750 кВ, в энергосистеме были отмечены случаи излишнего (неправильного) действия (а также отказы) специализированных современных микропроцессорных шкафов защит ШПР 330-750 кВ. Соответственно, актуальны анализ проблем функционирования защит ШПР и разработка рекомендаций/мероприятий по повышению надежности работы устройств РЗА реакторов.

В качестве примера: случаи излишнего срабатывания наблюдались в августе 2014 г. на Ростовской АЭС с современными микропроцессорными защитами линейного реактора 500 кВ ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Буденновск (см рис. 3). Причем излишние действия шкафов РЗА носили не единичный, а систематический характер (срабатывание происходило сразу в двух одинаковых по выполняемым функциям шкафах при практически всех оперативных включениях ШР 500 кВ). Включение ШР 500 кВ сопровождалось переходным процессом, при котором срабатывала продольная дифференциальная токовая защита с начальным током срабатывания $0,3 I_{ном.ШР}$. Срабатывание происходило не в самом начале переходного процесса (он довольно длительный), а через несколько секунд после включения реактора и в одной и той же фазе (в конкретном случае в фазе В). Последнее можно объяснить незначительным различием характеристик измерительных ТТ в разных фазах. При этом более чувствительная ПДЗР (с начальным током срабатывания $0,15 I_{ном.ШР}$) не срабатывала.

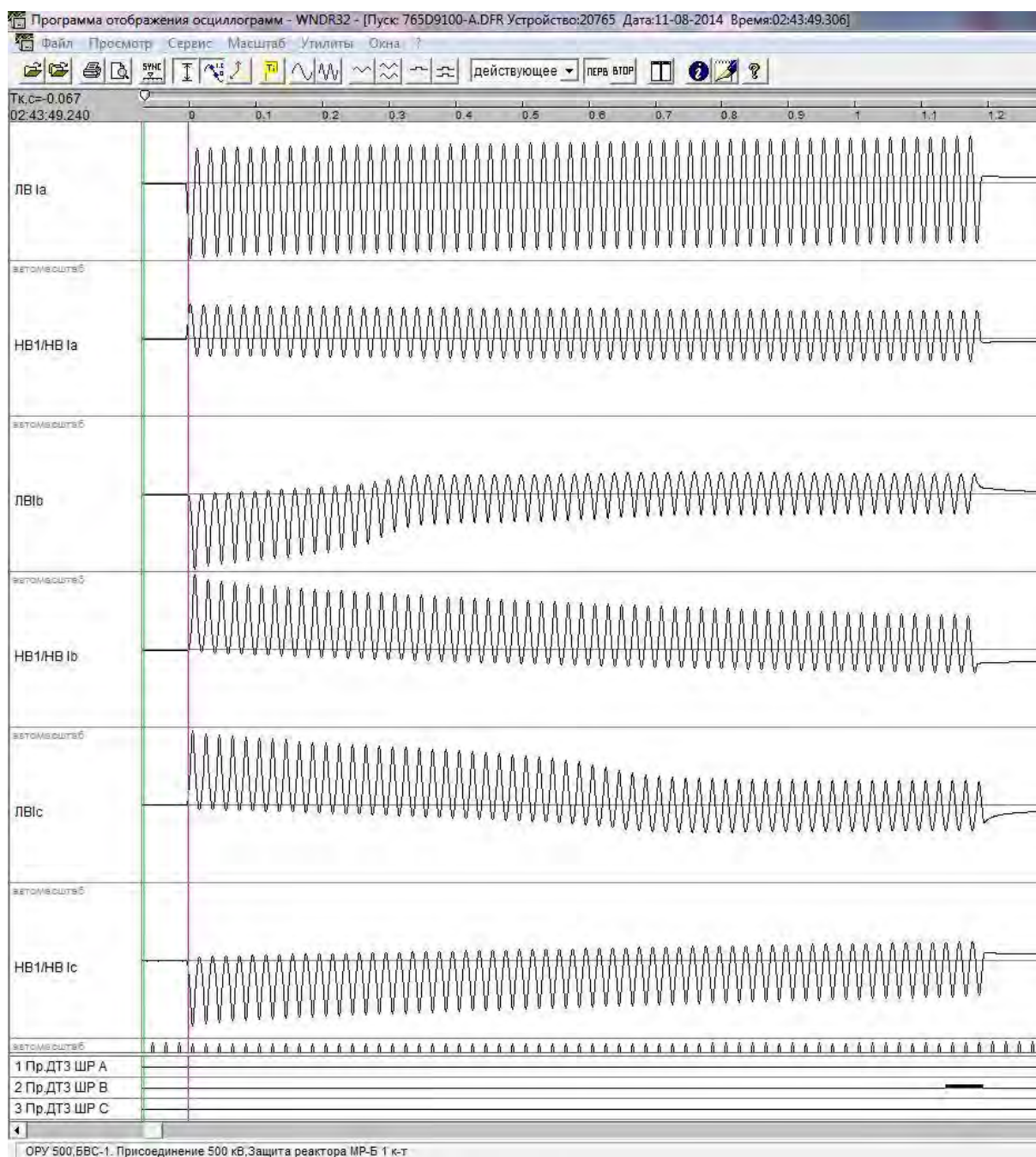


Рис. 3. Осциллограмма функционирования шкафа ШЭ2710 541 на Ростовской АЭС.

В процессе расследования технологического отклонения (термин ОАО «Концерн Росэнергоатом») завод-изготовитель (НПП «ЭКРА») рекомендовал для решения данной технической проблемы повысить коэффициент трансформации ТТ в линейных вводах ШР 500 кВ до 2000/1А, что в свою очередь потребовало применения дополнительных промежуточных выравнивающих трансформаторов в составе шкафов защиты реактора, т.к. вторичные базисные токи оказались вне диапазона выравнивания (0,251-16) А для данных терминалов.

Для исключения излишних срабатываний при оперативных включениях в энергосистеме Юга России некоторые новые ШР 330 кВ были введены в эксплуатацию со значительно заглубленными уставками ДЗР (с начальным током срабатывания $I_{d0*} = (0,8-1,0)I_{ном.ШР}$). Такой вариант отстройки от режимов включения нельзя признать оптимальным из-за потери чувствительности.

Таким образом, на сегодняшний день практика эксплуатации и ввода оборудования в работу показывает, что имеются определенные проблемы с функционированием ДЗР в переходных режимах (оперативных включениях) в микропроцессорных шкафах РЗА ШР 330-500 кВ.

Излишние срабатывания происходят из-за увеличения тока небаланса ДЗР сверх уставки I_{d0*} в переходном режиме. Ток небаланса увеличивается из-за возрастания сквозного тока через защиту и некоторого насыщения (классифицированного как сравнительно неглубокое в ходе расследования излишнего срабатывания РЗ ШР, описанного ранее) ТТ в переходном режиме аperiodической составляющей сквозного тока. Необходимо отметить, что увеличение тока небаланса из-за возрастания сквозного тока через защиту должно учитываться при помощи торможения в ДЗР.

В описанном выше случае излишнего срабатывания свою роль сыграл также отказ Ростовской АЭС от использования для выключателей ШР 500 кВ устройств точной коммутации. Применение последних позволяет существенно снижать содержание аperiodической составляющей тока и длительность переходного процесса при оперативных коммутациях выключателей реакторов. На подстанциях ОАО «ФСК ЕЭС» на новых реакторных элегазовых выключателях практически всегда устанавливаются устройства точной коммутации, которые, как правило, поставляются комплектно с выключателями.

Одним из технических мероприятий по отстройке от токов небаланса в переходном режиме является использование функции блокировки при бросках намагничивающего тока (БНТ), которая выполняется по аналогии с современными основными защитами (авто)трансформаторов (контролируется относительный уровень второй гармонической составляющей в дифференциальном токе). Такое решение характерно, как для многих универсальных терминалов дифференциальных защит иностранного производства, так и для специализированных шкафов, НПП «ЭКРА».

Такое решение не в полной мере учитывает, что условия работы защит ШР довольно значительно отличаются от условий работы дифференциальных защит (авто)трансформаторов (далее Т(АТ)).

Недостатком применения указанной блокировки при БНТ применительно к ШР 330-750 кВ является то, что в силу своей конструкции и режима работы в отличие от устройств РЗА Т(АТ) для защит реакторов БНТ не столь критичен. У (авто)трансформаторов при БНТ нарушается баланс токов не только в плечах защиты, но и в самих обмотках защищаемого оборудования. Напротив, у реакторов, так как они представляют собой простую последовательную индуктивную цепь, при отсутствии внутренних повреждений токи, протекающие через ЛВ и вводы нейтрали (НВ1 и НВ2), равны. Соответственно, применение блокировки при БНТ для отстройки от насыщений ТТ нельзя признать достаточно эффективным. Также надо учитывать известный эффект, что блокировка при БНТ может в определенных условиях приводить к отказу дифференциальной токовой защиты.

Так, например, на ПС 500 кВ «Шахты» 07.02.2015 г. имело место следующее технологическое нарушение, когда произошел пробой изоляции между контактами ранее отключенного линейного выключателя 500 кВ в фазе А, после чего произошел пробой основной изоляции линейного шунтирующего реактора 500 кВ в фазе В. Повреждение ШР 500 кВ было отключено в результате срабатывания газовой защиты, причем продольная

дифференциальная защита не сработала из-за действия блокировки по второй гармонической составляющей тока, предусмотренной производителем РЗА для отстройки от ложных срабатываний при включениях реакторов и насыщении ТТ апериодическими составляющими тока.

Кроме других условий (с точки зрения работы дифференциальных защит) протекания БНТ в ШР, существуют еще отличия от функционирования (авто)трансформаторов (Т(АТ)). Так, у последних, как правило, имеется РПН, учет работы которого увеличивает уставку начального тока срабатывания основной защиты на 0,1-0,2 базисных (номинальных) тока Т(АТ). Из-за отсутствия РПН у ШР меньше минимальные ограничения на величины уставок ДЗР. Также для неуправляемых ШР практически отсутствует проблема отстройки от токов внешних КЗ и отсутствует необходимость выполнять компенсацию фазового сдвига.

Приведем известную формулу для расчета начального тока срабатывания (рекомендовано к применению НПП «ЭКРА» для шкафов типа ШЭ2710 541 [2], у других производителей устройств РЗА используются похожие выражения):

$$I_{Д0*} = K_{омс} \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{Т0*};$$

где $K_{омс}$ – коэффициент отстройки, $K_{одн}$ – коэффициент однотипности для ТТ плеч защиты, $K_{пер}$ – коэффициент переходного режима, ε – относительное значение полной погрешности ТТ, $\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность внешнего выравнивания токов плеч (учитывает округления при вычислении базисных токов и собственные погрешности измерений токов плеч самого устройства РЗА), $\Delta f_{ПТТ}$ – относительная погрешность выравнивающих промежуточных (авто)трансформаторов в цепях переменного тока ДЗР, $I_{Т0*}$ – относительный ток начала торможения, принимается обычно равным базисному (номинальному) току.

Из данной формулы следует, что выбираемая уставка зависит, главным образом, от погрешностей ТТ и устройств РЗА. Расчет начального тока срабатывания поперечной дифференциальной токовой защиты производится по аналогичному выражению.

Рассмотрим также такой вариант отстройки от переходных режимов коммутации ШР как использование повышенных $K_{тт}$ (предложено НПП «ЭКРА»). ТТ, встроенные в ЛВ реакторов, имеют, как правило, следующие $K_{тт} = (2000-1500-1000-500)/1A$. Номинальный ток стандартного реактора 500 кВ (группа из трех аппаратов, каждый номинальной мощностью по 60 000 кВА) составляет около 200 А.

Выпускаемые промышленностью терминалы дифференциальных защит имеют некоторые ограничения в части выравнивания токов плеч. Например, для терминалов Т60 соотношения вторичных базисных токов не должны превышать 32. Для шкафов производства НПП «ЭКРА» вторичные базисные токи должны находиться в диапазоне 0,251-16 А, что сужает их возможности, так как доступный диапазон един для ТТ с номинальными токами 1 и 5 А (пороговое значение 0,251 А по отношению к номинальному току 5 А занижено, а по отношению к 1 А несколько завышено). В случае выхода базисных токов за пределы диапазона выравнивания необходимо использовать промежуточные выравнивающие (авто)трансформаторы в цепях переменного тока (ПТТ), что предлагается со стороны НПП «ЭКРА» [2]. При использовании ТТ с повышенными $K_{тт}$ (например, стандартные значения 1000/1, 1500/1, 2000/1А и т.д.) в шкафах НПП «ЭКРА» ШЭ2710 541 приходится использовать ПТТ.

Применение ПТТ сопряжено со значительным ухудшением условий функционирования устройств РЗА, т.к. уменьшается надежность токовых цепей, требуется учитывать дополнительные погрешности, вносимые ПТТ (т.е. увеличиваются токи небаланса и, соответственно, параметры срабатывания, т.е. уставки начального дифференциального тока срабатывания и коэффициента торможения; погрешность ПТТ ориентировочно принимается равной 5%), увеличивается вторичная нагрузка на трансформаторы тока. Необходимо отметить, что типовое задание на проектирование ОАО «ФСК ЕЭС» предписывает, что «технические решения по релейной защите должны быть выполнены без установки промежуточных трансформаторов тока».

Работа ТТ в начале характеристики намагничивания при малых относительных токах (5-10% от номинального значения) сопровождается повышенными относительными погрешностями, а номинальный ток ШР около 200А соответствует 10% от номинального первичного тока ТТ (т.е. номинальный ток реактора сопоставим с допустимой погрешностью ТТ при $K_{тт}$, равном 2000/1А). Работу с уставками, меньшими разрешенной для ТТ погрешности, можно считать рискованной и недопустимой.

В повышении $K_{тт}$ и использовании ПТТ есть определенный смысл, такие решения базируются на том, что при повышении $K_{тт}$ увеличивается допустимая вторичная номинальная мощность ТТ, встроенных в линейные вводы, из-за увеличения количества используемых витков вторичной обмотки, так как особенностью конструкции таких ТТ является выбор нужного $K_{тт}$ при помощи подключения к соответствующему ответвлению вторичной обмотки, а учет погрешности ПТТ приводит к загромождению ДЗР. Но, на наш взгляд, подобные решения допустимы только в качестве временных, т.к. они сопровождаются вышеуказанными недостатками.

Дифференциальный ток ДЗР вычисляется как геометрическая сумма токов всех плеч (ЛВ, НВ1 и НВ2). Так, например, НПП «ЭКРА» формирует его согласно выражению [2]:

$$I_{д} = |i_{НВ1} + i_{НВ2} + i_{ЛВ}|;$$

где $I_{д}$ – дифференциальный ток, $i_{ЛВ}$ – ток стороны ЛВ, $i_{НВ1}$ – ток стороны НВ1, $i_{НВ2}$ – ток стороны НВ2.

В большинстве терминалов РЗА ШР других производителей дифференциальный ток формируется аналогично. В качестве тормозного тока в универсальных терминалах используется, как правило, полусумма модулей всех токов плеч ДЗР или максимальный ток одного из плеч (в зависимости от производителя) и т.п. решения, характерные для защит Т(АТ).

НПП «ЭКРА» использует сигнал торможения, учитывающий особенности конструкции и назначения ШР:

$$I_{т} = |i_{НВ1} + i_{НВ2}|;$$

где $I_{т}$ – тормозной ток.

Такое формирование тормозного сигнала более предпочтительно, так как питание к ШР подводится только со стороны ЛВ, соответственно данный способ дает эффективное торможение от токов нагрузки и минимальное при внутренних КЗ, что должно улучшать чувствительность защиты и позволять избегать эффекта «переторможения».

Считаем, что способ формирования дифференциального тока ДЗР можно усовершенствовать, используя выражение:

$$I_{д} = |i_{ЛВ}| - |i_{НВ1} + i_{НВ2}|.$$

В случаях, когда токи через вводы стороны нейтрали (НВ1 и НВ2) превышают ток, протекающий через линейные вводы, ДЗР не должна срабатывать, так как дифференциальный ток в приведенном выше выражении принимает отрицательное значение, что должно соответствовать области несрабатывания защиты.

Рассматриваемый способ формирования рабочего сигнала дает следующие преимущества:

- для ДЗР становится несущественной проблема правильной «фазировки» токовых плеч в линейных и нейтральных вводах относительно друг друга;
- минимизируется влияние угловых погрешностей ТТ и устройств РЗА на формирование дифференциального тока;
- обеспечивается отстройка от токов небаланса при включениях ШР, когда в результате различного насыщения ТТ токи плеч со стороны нейтральных выводов превышают по величине токи плеч ДЗР на стороне линейных вводов (как в приведенном выше примере неправильного срабатывания ДЗР на Ростовской АЭС).

Недостатком предложенного способа является некоторое снижение чувствительности при КЗ на землю через переходное сопротивление. Этот эффект будет проявляться тем сильнее, чем больше будет переходное сопротивление в месте повреждения.

Возможно применение измерительного органа, использующего предложенный способ формирования дифференциального тока, в качестве пускового для функции ДЗР,

использующей геометрическую сумму токов всех плеч (традиционный способ формирования дифференциального тока). При этом уставку пускового органа допустимо снизить до минимально возможной величины.

Для защит ШР, имеющих проблемы с излишними действиями, имеет смысл проверить правильность и эффективность работы цифровых фильтров и ввести измерительные органы, которые бы учитывали возможность насыщения ТТ плеч защиты, вместо малоэффективных блокировок при БНТ.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании вышесказанного можно сформулировать следующие выводы:

- обеспечение надежного функционирования защит шунтирующих реакторов может быть достигнуто при обоснованном выборе коэффициентов трансформации трансформаторов тока и их нагрузок (сечений контрольных кабелей);

- у современных микропроцессорных комплексов РЗА ШР необходимо отказаться от использования промежуточных трансформаторов тока, применение ПТТ допускать как временную или вынужденную меру в конкретных условиях проектирования или эксплуатации;

- для неуправляемых ШР необходимо применение специализированных устройств РЗА, учитывающих конструктивные особенности шунтирующих реакторов по сравнению с автотрансформаторами (трансформаторами);

- применение универсальных терминалов РЗА для защиты ШР следует допускать в случае учета конструктивных особенностей реакторов и выполнения соответствующих мероприятий при конфигурации устройств;

- необходимо пересмотреть концепцию блокировки дифференциальных защит ШР при БНТ с учетом конструктивного выполнения шунтирующих реакторов;

- при разработке новых устройств РЗА ШР необходимо уточнение алгоритмов функционирования с учетом режимов их работы;

- в качестве тормозного сигнала ДЗР предпочтительней использование суммы токов ветвей со стороны нейтрали, а при формировании рабочего (дифференциального) сигнала возможно использование разности модулей токов со стороны линейных и нейтральных выводов.

Выполнение данных мероприятий при проектировании и изготовлении защит ШР 330-750 кВ позволит повысить надежность работы устройств РЗА шунтирующих реакторов.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС). – Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2009г. №136.
- [2] Шкаф защиты шунтирующего реактора напряжением 330-750 кВ типа ШЭ2710 541. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.046 РЭ. Том 1.
- [3] Горина О.В. Быстродействующая защита высокой чувствительности объектов с двумя параллельными ветвями в одной фазе. ЭЛЕКТРО №3, 2002. – С. 24-25.



С.1.2-5. Формирование основных требований к релейной защите электроэнергетических систем, содержащих малые распределенные электростанции

Г.С. НУДЕЛЬМАН, О.А. ОНИСОВА
ОАО «ВНИИР»
Россия
onisova@vniir.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, малые распределенные электростанции, режимы энергосистем, требования к релейной защите

1 ВВЕДЕНИЕ

Аналитические прогнозы [1-3] связывают перспективы развития энергетики России с процессом диверсификации генерирующих мощностей энергосистемы и, в том числе, с более широким использованием электростанций малой мощности, подключаемых на уровне распределительной сети в непосредственной близости от потребителей энергии (т.н. малых распределенных электростанций).

Внедрение малых распределенных электростанций сопровождается возникновением в распределительной сети ранее не характерных для нее электрических режимов; с увеличением количества таких станций и ростом доли генерируемой ими мощности их влияние на энергосистему приобретает системный масштаб, начиная в ряде случаев определять надёжность и устойчивость работы крупных энергорайонов. Примером этому служит ряд аварий, зафиксированных в зарубежных странах с высоким уровнем развития малой распределенной энергетики, и имеющих схожие сценарии развития: отключение значительной доли малых электростанций при аварийных возмущениях или переходных процессах провоцировало (или усугубляло) общесистемный дефицит мощности, что в свою очередь приводило к значительному снижению частоты в энергорайоне.

Изменения, происходящие в энергосистеме в связи с развитием принципов децентрализованного генерирования энергии, требуют решения комплекса научно-технических задач и – в их числе – совершенствования системы релейной защиты, первоочередным условием которого является формирование требований к релейной защите энергосистем, содержащих малые распределенные электростанции.

2 ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Требования к релейной защите (РЗ) должны определяться исходя из особенностей электроэнергетических систем (ЭЭС) с малыми электростанциями, присущих им как объекту защиты, т.е. на основе результатов исследований качественных и предельных количественных

характеристик электрических режимов таких систем (рис. 1). Кроме того, представляется целесообразным определить подходы к управлению электростанциями малой мощности в аварийных режимах. При небольшой доле малых распределенных электростанций в составе энергосистемы (а также в тех случаях, когда речь идет об электростанциях мощностью не более 1...2 МВА) оправданным, а в ряде случаев – необходимым является подход, связанный с отключением генераторов малых электростанций при внешних возмущениях. В тех случаях, когда электростанция обеспечивает электроснабжение близких по мощности потребителей, при внешних возмущениях и авариях целесообразно выполнять выделение станции на местную нагрузку. С увеличением количества малых электростанций в составе энергосистемы и ростом доли вырабатываемой ими мощности излишние отключения этих станций при внешних возмущениях становятся нежелательными, так как могут приводить к значительному снижению запаса реактивной мощности в системе, к перегрузкам и отключению сетевого оборудования, усугубляя развитие аварийного процесса. В этом случае необходимо, по возможности, сохранить параллельную работу электростанций при внешних возмущениях.



Рис. 1

На основе сформированных требований могут быть разработаны обоснованные рекомендации по построению системы релейной защиты ЭЭС с электростанциями малой мощности, определяющие состав и размещение основных функций релейной защиты сетевых элементов и генерирующего оборудования в прилегающей сети; определены направления развития принципов и алгоритмов релейной защиты.

3 ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ, СВЯЗАННЫЕ С ВНЕДРЕНИЕМ МАЛЫХ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Режимы коротких замыканий

С созданием малых электростанций расширяются диапазоны возможных параметров режимов повреждений в распределительной сети. В частности, становится характерным сближение величин токов короткого замыкания и рабочих токов (вплоть до пересечения их диапазонов). Последняя особенность наиболее явно проявляется в следующих ситуациях:

- при работе малой электростанции в мощной сети, когда составляющая тока короткого замыкания (КЗ) от электростанции в большинстве случаев оказывается меньше токов рабочего режима в прилегающей сети;
- при подключении относительно мощной малой электростанции в промежуточном узле слабой распределительной сети (рис. 2), при котором имеет место значительное уменьшение составляющей тока короткого замыкания от внешней сети ($I_{\Sigma C}$) при коротких замыканиях на линии W2, а также при коротких замыканиях через переходные сопротивления на линии W1. В качестве примера на рис. 3 приведены графики изменения тока $I_{\Sigma C}$ в зависимости от удаленности точки КЗ на линии W2, полученные для сети 10 кВ при отсутствии малой электростанции и при включении в промежуточном узле малой электростанции мощностью 6 МВА. Серия расчетов, выполненная для характерных параметров распределительных сетей, показывает, что в начальный момент времени короткого замыкания в конце линии W2 составляющая тока повреждения от внешней сети может уменьшаться в 1,3-1,5 раза при металлических КЗ и до 2-х раз при КЗ через переходные сопротивления величиной до 5 Ом.

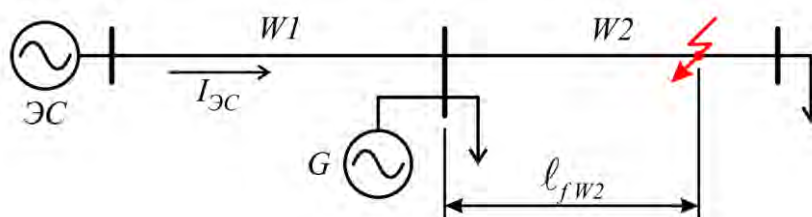


Рис. 2

В связи с электрической близостью генераторов малых электростанций действующие значения токов короткого замыкания в распределительной сети претерпевают значительные изменения во времени. Установившийся режим для генераторов малой мощности наступает, как правило, через 0,1-0,5 с. Изменение составляющей тока КЗ от малой электростанции определяется и типом системы возбуждения. Генераторы, оснащенные системой самовозбуждения, при близких КЗ не обеспечивают поддержание установившегося значения тока КЗ на примерно постоянном уровне; составляющая тока КЗ от таких генераторов может снижаться до уровня номинальных значений и ниже за время менее 0,5 с. Вследствие этого происходит перераспределение токов короткого замыкания в сетевых элементах.

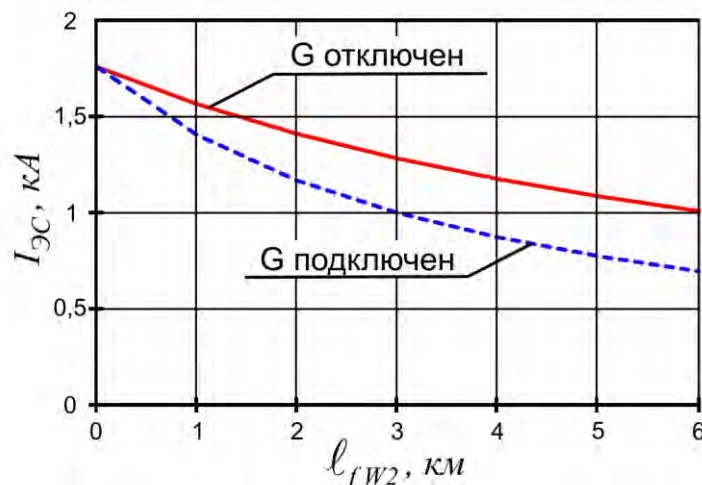


Рис. 3

Режимы несинхронных включений

При работе в распределительной сети электростанций действие существующих устройств сетевой автоматики (АПВ, АВР) может приводить к несинхронным включениям генераторов малых электростанций и источников внешней сети. Т.к. мощность внешней сети, как правило,

значительно превышает мощность малых электростанций, режимы несинхронных включений могут сопровождаться возникновением электромагнитных моментов, превышающих значения моментов при коротких замыканиях на выводах генераторов этих станций (на значения которых, как правило, рассчитываются электрические машины) и представляют значительную угрозу механической прочности генераторов.

Синхронные качания и асинхронные режимы

Становится вероятным возникновение синхронных качаний и асинхронных режимов на уровне распределительной сети. При этом характеристики электромеханических переходных процессов в электрических сетях с малыми электростанциями имеют качественные особенности, отличающие их от процессов при качаниях и нарушениях устойчивости параллельной работы крупных электростанций:

- ввиду небольших значений постоянных инерции агрегатов малой электростанции становится высокой вероятностью нарушения ее синхронной динамической устойчивости при коротких замыканиях. Рис. 4 иллюстрирует полученный по результатам исследований диапазон значений допустимого по условиям устойчивости времени отключения близкого трехфазного короткого замыкания в зависимости от величины постоянной инерции агрегата «генератор – первичный двигатель». При малых постоянных инерции (1-2 с) допустимое время отключения близких коротких замыканий должно быть менее 0,2 с – это существенно ужесточает требования к быстрдействию релейной защиты;
- асинхронные режимы в распределительной сети характеризуются высокими скоростью развития, размахом колебаний и частотой скольжения. Кроме того, угол э.д.с. генераторов в исходном режиме невелик: малые электростанции обычно работают на местную нагрузку без выдачи мощности во внешнюю сеть. В этих условиях асинхронный режим отдельных малых электростанций относительно мощных источников внешней сети с высокой вероятностью завершается ресинхронизацией (в некоторых случаях – через 1-2 цикла);
- в распределительной сети, содержащей несколько малых электростанций, могут иметь место нарушение синхронизма между генераторами в пределах распределительной сети и длительные многочастотные асинхронные режимы. Это тем более вероятно в условиях, когда агрегаты малых электростанций различаются значениями постоянных инерций и особенностями реакции первичных двигателей на возмущения.

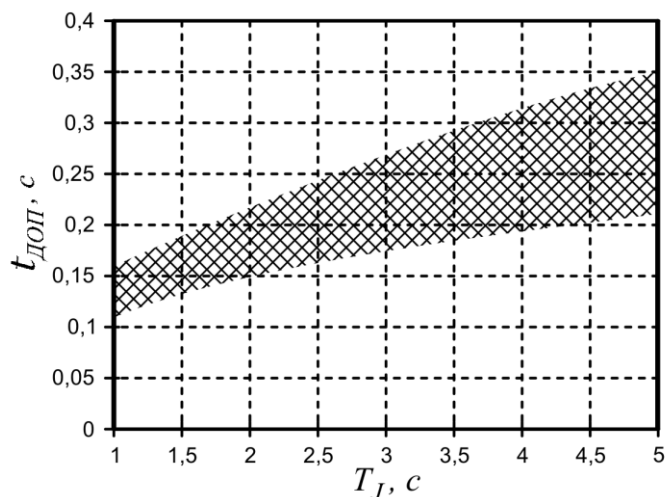


Рис. 4

Нарушения устойчивости по напряжению

В распределительных сетях с малыми электростанциями предел передаваемой мощности ограничивается в большинстве случаев не условиями устойчивости, а перегрузочной способностью оборудования. В этих условиях имеет место высокая вероятность аварий,

связанных не с нарушением статической устойчивости («по углу»), а со снижением напряжения. Характерный сценарий развития такой аварии связан с возникновением перегрузки и последующим отключением сетевых элементов, что провоцирует снижение напряжения, нарушение устойчивости электродвигателей нагрузки и в итоге приводит к дальнейшему лавинообразному снижению напряжения.

Режим потери связи с внешней энергосистемой

При отключении линий электропередачи или других сетевых элементов, связывающих малые электростанции с источниками внешней энергосистемы, режим в отделившемся фрагменте будет определяться соотношениями мощности нагрузки в нем и мощности, генерируемой малыми электростанциями. Во многих случаях малые электростанции «покрывают» лишь небольшую часть нагрузки прилежащей сети и вследствие образовавшегося дефицита мощности режим после отделения характеризуется значительными снижениями частоты и/или напряжения. При приблизительном равенстве генерируемой мощности и мощности нагрузки существенных отклонений режимных параметров в отделившемся фрагменте не происходит. Тем не менее, при отсутствии продуманных решений по обеспечению автономной работы режим потери связи с внешней сетью характеризуется следующими негативными проявлениями:

- вероятностью несинхронных включений при действии устройств АПВ со стороны внешней энергосистемы;
- подпиткой короткого замыкания, отключенного со стороны внешней энергосистемы, током локальной электростанции, обуславливающей невозможность оперативного восстановления электрической связи с централизованной энергосистемой);
- недостаточной чувствительностью релейной защиты к повреждениям в отделившемся от внешней сети фрагменте вследствие снижения величин токов короткого замыкания;
- снижением качества питающего напряжения; нарушением нормальной работы электроприемников при отклонениях параметров электрического режима от допустимых значений; риском отключения локальных электростанций, не предназначенных для работы в автономном режиме, технологической автоматикой генераторов или их чувствительной релейной защитой.

Приведенные выше особенности электрических режимов обуславливают значительное усложнение условий функционирования релейной защиты распределительной сети при создании в ней малых распределенных электростанций. Следует выделить следующие основные факторы, оказывающие наибольшее влияние на требования к системе РЗ в новых условиях:

- сближение диапазонов параметров рабочих и аварийных режимов, вследствие чего усложняется решение задач обеспечения чувствительности и дальнего резервирования релейной защиты;
- высокие требования к быстродействию локализации повреждений по условиям обеспечения устойчивой параллельной работы малых электростанций с источниками внешней сети и между собой;
- вероятность возникновения глубоких синхронных качаний и асинхронных режимов с высокой частотой скольжения (в некоторых случаях более 10 Гц/с), развития многочастотных асинхронных режимов;
- высокая вероятность аварий, связанных со снижением напряжения;
- вероятность значительных отклонений режимных параметров (частоты и напряжения) от значений, характерных для нормальных режимов;
- риск возникновения несинхронных включений, представляющих угрозу механической прочности агрегатов малых электростанций.

В обобщенном виде электроэнергетическая система с малыми распределенными электростанциями может быть представлена следующим образом: малая электростанция (группа электростанций, локальная энергосистема), подключенная на уровне распределительной сети 6...220 кВ, работает в параллель с эквивалентным генератором внешней сети (рис. 5). Релейную защиту такой системы целесообразно разделить на РЗ внешней сети, РЗ внутренней сети, делительную защиту (ДлЗ). ДлЗ приобретает большую

важность в условиях создания во внутренней сети малых электростанций (и тем более – локальных энергосистем), в том числе, по следующей причине: как правило, РЗ прилегающей сети проектировалась без учета возможности появления электростанций и даже при выполнении мероприятий по совершенствованию только за счет нее все возникшие при внедрении малых электростанций задачи не смогут быть решены.



Рис. 5

4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ РЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С МАЛЫМИ РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

1) Малая доля электростанций малой мощности в распределительной сети. Электростанции мощностью 1...2 МВА.

Состав оборудования, принципы действия и параметры срабатывания системы РЗ выбираются исходя из того, что электростанции малой мощности при возмущениях и авариях отключаются от сети и влияния на характеристики аварийных режимов во внешней и внутренней сети не оказывают.

Особенности выбора оборудования системы РЗ:

- преимущественное использование существующего оборудования РЗ во внешней и внутренней сети с выполнением (при необходимости) корректировки параметров срабатывания устройств РЗ;
- создание ДлЗ, действующей с меньшей выдержкой времени на отключение генераторов малых электростанций, с большей – на отключение выключателя в точке подключения малой электростанции к внешней сети;
- применение комплекта защит генератора, действующих на его отключение при внешних повреждениях, как правило, с минимальной выдержкой времени.

Принципы действия и параметры срабатывания РЗ должны соответствовать следующим требованиям:

- должно обеспечиваться надежное отключение генераторов малых электростанций при возникновении повреждений (в том числе на удаленных концах линий связи с системой) и аварий во внешней сети, при отключениях вышестоящих связей с внешней сетью (потере связи с внешней сетью);
- влияние малых электростанций до их отключения не должно приводить к недопустимому снижению чувствительности, нарушению условий селективности действия, недопустимому увеличению времени действия (в том числе, за счет каскадных отключений) релейной защиты внешней сети;
- должны быть приняты меры по предотвращению несинхронных включений в распределительной сети. Такие меры не должны приводить к невозможности или увеличению времени действия АПВ (особенно при подключении малой электростанции к промежуточной подстанции, отпайке или линии с ответвлениями).

2) Электростанции, работающие на сбалансированную нагрузку. Локальные энергосистемы.

Состав оборудования, принципы действия и параметры срабатывания системы РЗ выбираются исходя из того, что электростанции малой мощности в условиях аварийных возмущений во внешней сети выделяются на местную нагрузку.

Особенности выбора оборудования РЗ:

- преимущественное использование существующего оборудования РЗ во внешней сети с выполнением (при необходимости) корректировки параметров срабатывания устройств РЗ; модернизация РЗ во внутренней сети;
- создание ДлЗ, действующей на выделение малой электростанции на местную нагрузку;
- применение комплекта защит генератора, действующих при внешних возмущениях на отключение генератора с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания ДлЗ.

Используемые принципы действия и параметры срабатывания РЗ должны соответствовать следующим требованиям:

- при возникновении повреждений (в том числе, на удаленных концах линий связи с системой) и аварий во внешней сети, отключениях вышестоящих связей с внешней сетью должно осуществляться выделение малых электростанций на местную нагрузку с возможностью последующего восстановления параллельной работы с внешней сетью. При невозможности сохранения (после планового и аварийного отключения) устойчивой и надежной работы фрагментов сети, содержащих малые электростанции и местную нагрузку, при аварийных возмущениях во внешней сети необходимо выполнять отключение генераторов малых электростанций с последующим восстановлением электроснабжения местной нагрузки от внешней сети;
- быстродействие, чувствительность и селективность релейной защиты внутренней сети (в том числе, после ее планового или аварийного отключения от внешней сети) должны обеспечиваться с учетом влияния малых электростанций на параметры электрических режимов;
- влияние малых электростанций до их выделения на местную нагрузку не должно приводить к недопустимому снижению эффективности функционирования РЗ внешней сети и проблемам применения АПВ (см. требования предыдущего пункта).

3) Значительная доля электростанций малой мощности в энергорайоне.

Состав оборудования, принципы действия и параметры срабатывания системы РЗ выбираются с учетом обеспечения параллельной работы малых электростанций между собой и с источниками внешней сети при аварийных возмущениях.

Особенности выбора оборудования РЗ:

- модернизация релейной защиты во внешней и внутренней сети;
- создание ДлЗ, действующей на выделение малой электростанции на местную нагрузку с выдержкой времени, как правило, согласованной с основными защитами и устройствами противоаварийной автоматики внешней сети (в общем случае – с максимально допустимой по условиям устойчивости выдержкой времени);
- применение комплекта защит генератора, действующих при внешних возмущениях на отключение генератора с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания ДлЗ и внешних защит.

Используемые принципы действия и параметры срабатывания РЗ должны соответствовать следующим требованиям:

- не допускать излишних отключений малых электростанций при внешних возмущениях;
- обеспечивать требуемые быстродействие, чувствительность и селективность релейной защиты как внешней, так и внутренней сети с учетом влияния малых электростанций на параметры электрических режимов;
- обеспечивать правильную работу РЗ в условиях значительных отклонений частоты и напряжения от характерных для нормального режима значений, при глубоких синхронных качаниях и в асинхронных режимах;
- не допускать возникновения несинхронных включений;

- обеспечить отделение малых электростанций на сбалансированную нагрузку или собственные нужды при авариях во внешней сети (в том числе, связанных со снижением напряжения); при отключениях вышестоящих связей с сетью внешней энергосистемы, связанных с возникновением локальных дефицитов мощности, представляющих угрозу сохранению устойчивости в отделившемся фрагменте; при развитии асинхронных режимов. При этом если результаты исследований электрических режимов показывают возможность быстрой ресинхронизации и отсутствует риск вторичных нарушений устойчивости и развития многочастотных асинхронных режимов, в отдельных случаях может быть допущено кратковременное существование асинхронного режима. Должна быть предусмотрена возможность последующего восстановления параллельной работы с внешней сетью.

5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) Проведено исследование характеристик электрических режимов электроэнергетических систем с малыми распределенными электростанциями; выявлены особенности электрических режимов, оказывающее наибольшее влияние на функционирование устройств релейной защиты.

2) Предложены подходы к управлению электростанциями малой мощности в аварийных режимах, учитывающие долю малых электростанций в составе генерирующих мощностей энергосистемы и их влияние на устойчивость и надежность работы прилегающей сети.

3) Сформированы требования к релейной защите электроэнергетических систем с малыми распределенными электростанциями, задающие необходимый уровень технического совершенства релейной защиты в новых условиях.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г. ФГБУН «Институт энергетических исследований Российской академии наук» и Аналитическим центром при Правительстве Российской Федерации, Москва, 2014.
- [2] Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Проект. [*Электронный ресурс: <http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/621/621d81f0fb5a11919f912bfafb3248d6.pdf>*], Минэнерго РФ, Москва, 2014.
- [3] Миролюбова Е. Тенденции генерирующего сектора энергетики // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2011. – №2. – С. 12-14.



С.1.2-6. Централизованные системы РЗА объектов малой генерации

Я.Л. АРЦИШЕВСКИЙ, С.А. ВОСТРОКНУТОВ, А.А. ЗЕМЦОВ
ФГБОУ ВПО «НИУ МЭИ», «РУЭЛТА МСК», ОАО «ФСК ЕЭС»
Россия
rzias@yandex.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Электроинформационная сеть, малая распределенная генерация, централизованная РЗА, преобразующие инвестиции

1 ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время модернизация энергосистем в направлении внедрения распределенной когенерации, как совместного производства электрической и тепловой энергии в энергетических установках различного типа является общемировой тенденцией [1].

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2030 года доля распределенной когенерации может достичь 15% в производстве электроэнергии на тепловых электростанциях [2]. При этом большое распространение получают мини-ТЭЦ. В настоящее время в России до 30% действующих котельных могут быть эффективно преобразованы в мини-ТЭЦ общей электрической мощностью ~100 ГВт [3].

Наибольший эффект от применения мини-ТЭЦ, потенциально обеспечивающий надёжность и качество электроснабжения, достигается при работе их параллельно с внешней распределительной сетью в составе электроэнергетической системы (ЭЭС).

Вместе с тем, при параллельной работе мини-ТЭЦ с ЭЭС существует и много нерешенных проблем в современных условиях в том числе – необходимость обеспечивать быстрдействие релейной защиты и предусматривать решения в части создания новой селективной специальной противоаварийной автоматики (СПА) для устойчивого выделения на изолированную работу со сбалансированной нагрузкой с сохранением электроснабжения ответственных потребителей.

Появление генерирующего источника малой генерации (мини-ТЭЦ) в распределительной сети приводит к ужесточению требований к релейной защите и автоматике (далее – РЗА), как в части быстрдействия по критерию динамической устойчивости агрегатов мини-ТЭЦ, так в части селективности при появлении двухстороннего питания и требований чувствительности с учетом многовариантности параллельного электропитания.

В этих условиях обеспечение надежного и качественного электроснабжения высокотехнологичных потребителей возможно, в том числе, за счет централизации обработки логической информации в РЗА. При этом предусматривается решение следующих задач:

– разработка алгоритмов релейной защиты и сетевой автоматики (РЗА), предусматривающих централизацию обработки дискретных сигналов и выдачу команд на коммутационные аппараты по функциям РЗ, автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР) и устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) сети 10 кВ;

– разработка селективной специальной балансирующей автоматики отключения нагрузки (далее – САОН) с возможностью управления нагрузкой, в том числе на напряжении 0,4 кВ;

– создание электроинформационных сетей за счет интеграции с волоконно-оптическими линиями связи (далее – ВОЛС), когда кроме электроснабжения обеспечивается информационное обеспечение потребителей.

Такой вариант развития РЗА сети 10/0,4 кВ при включении мини-ТЭЦ на шины 10 кВ центра питания на основе электроинформационной сети, предусматривает создание энергоэффективной инфраструктуры высокотехнологичных жилой и производственной зон на основе «преобразующих инвестиций» и соответствует актуальным направлениям развития научных исследований в области РЗА [4] в части:

- разработки новых принципов построения систем РЗА на основе современных коммуникационных технологий;
- разработки принципов построения защит, которые автоматически подстраиваются (адаптируются) под режимы функционирования ЭЭС;
- реализации повышенных требований к РЗА, управляемости и наблюдаемости режимов распределительных сетей с источниками распределенной генерации;
- осуществления комплексного подхода к обеспечению надежности работы ЭЭС, включающего обоснованные решения в части аппаратно-программных средств, устройств и систем РЗА с целью обеспечения живучести объектов распределенной генерации ЭЭС.

2 АКТУАЛЬНОСТЬ СОЗДАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРОИНФОРМАЦИОННЫХ СЕТЕЙ

Современное общество проявляет свою информационную сущность в форме быстро растущих потребностей в информационном обеспечении (интернет, цифровое телевидение, видеонаблюдение, пожарная и охранная сигнализации, системы безопасности, различные корпоративные сети связи высокотехнологических установок и производств и т.д.). Одновременно потребители нуждаются в качественном и надежном электро- и теплоснабжении.

Поэтому интегрирование электрических сетей и информационных сетей с автоматизированными системами технологического управления (АСТУ), автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого учета электроэнергии АИИСКУЭ, РЗА в электроинформационные сети (далее – ЭИС) может снизить цены для потребителей при повышении качества оказания услуг за счет энергоэффективного производства и распределения электрической и тепловой энергии [5], а также диверсификации деятельности территориальных компаний за счет информационной компоненты.

Создание ЭИС позволит обеспечить:

- информационную наблюдаемость и управляемость сети электроснабжения за счет высоконадежной дублированной сети связи;
- объективный учет всех оперативных и аварийных событий и явлений в сети электроснабжения;
- реализацию потенциальной энергоэффективности источника распределенной генерации за счет оптимального ведения режима его работы;
- непрерывное, «прямое» измерение потерь электроэнергии, выявление хищений и уменьшение коммерческих потерь электроэнергии в каждом узле системы электроснабжения (далее – СЭС);
- реализацию энергосберегающих мероприятий за счет АИИСКУЭ;
- централизованное управление источниками реактивной мощности и оптимизацию режима по качеству напряжения в различных узлах сети электроснабжения и уменьшение технических потерь;
- непрерывность работы многофункциональной АСТУ;
- информационное обеспечение жилой и производственной зон и реализацию различных технологических, корпоративных сетей потребителей, включая их энергетические инженерные сети;
- потребности Информационного общества.

Для создания интегрированных электроинформационных сетей потребителей предусматривается выделение для потребителей электрической энергии в каждом из узлов

связи, например до 48 жил ВОЛС в каждом направлении кольцевой сети связи. Для обеспечения надежности централизованной РЗА требуется два двунаправленных кольца связи – всего 4 жилы в каждом направлении. Для обеспечения надежности АСТУ, включая АИИСКУЭ – столько же. Еще 4 жилы ВОЛС – для резерва.

3 ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ РЗА

Быстродействие РЗА в уже существующей сети электроснабжения можно обеспечить с помощью централизации ее действий и интеграции с сетями связи.

Понятие централизованной релейной защиты известно давно [6]. Однако только на рубеже второго и третьего тысячелетий системы связи, удовлетворяющие специфическим требованиям таких РЗА, стали доступными для массового применения.

Интеграция силовой и информационной сетей обеспечивается путем совмещения в пространстве на распределительных пунктах (РП) и трансформаторных подстанциях (ТП) узлов обеих сетей. При этом возможно и совпадение трасс прокладки силовых электрических кабелей 10 кВ с трассами прокладки оптических кабелей ВОЛС, например, два кабеля по 24 жилы, т.е. 48 жил, что может существенно упростить землеотвод.

Имеются два принципиально различных способа централизации:

– централизация обработки измерительной информации от трансформаторов тока (ТА) и напряжения (ТВ) подобно дифференциальным токовым защитам. В рассматриваемой задаче это малоэффективный вариант для РЗА территориально разнесенных объектов;

– централизация обработки только логической информации от измерительных реле типовых устройств РЗА уже установленных на различных территориально разнесенных объектах сети 10 кВ.

Для решения задач, рассматриваемых в данной работе, целесообразен второй вариант.

На рисунке 1 показано подключение информационных узлов – локальных модулей (ЛМ) к устройствам РЗ, измерительным трансформаторам тока и напряжения, а также коммутационным аппаратам. Каждый ЛМ подключен к своему информационному кольцу ВОЛС. Выходные команды ЛМ дублируются и подаются на входы устройств РЗ. Каждое устройство РЗ взаимодействует с двумя ЛМ. Таким образом, достигается требуемый уровень надежности системы РЗ и достоверности передаваемой информации.

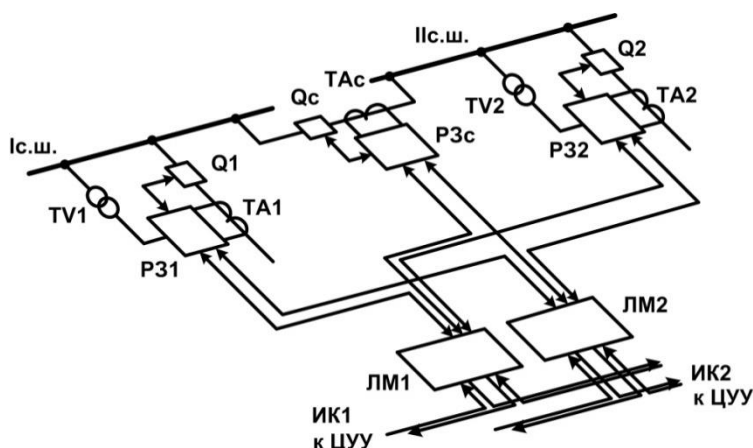


Рис. 1: Подключение элементов системы РЗ к элементам защищаемой сети

На рисунке 1 отображены: ЦУУ – центральное устройство управления, ЛМ – локальный модуль, РЗ – устройство релейной защиты, ТА – трансформатор тока, ТВ – измерительный трансформатор напряжения, Q – выключатель, ИК – информационное кольцо.

При указанном подходе силовая электрическая сеть теряет свойство распределенности в пространстве, и все ТП и РП 10 кВ оказываются «наблюдаемыми» и «управляемыми» с центрального устройства управления, на котором располагаются программно-технические

комплексы (ПТК) централизованной системы релейной защиты и автоматики (ЦРЗА) и ПТК оперативно-диспетчерского управления и контроля, включая системы автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ).

Централизованная РЗА позволит обеспечить:

- повышение надежности электроснабжения за счет селективного отключения поврежденных участков сети электроснабжения с автоматическим переносом точки секционирования (РЗ, АВР, УРОВ, АПВ);

- повышение качества электроснабжения за счет отказа от выдержек времени в алгоритмах работы системы РЗ. Длительность провала напряжения – (100-150) мс для параллельных присоединений и (300-500) мс – для потребителей электрической энергии поврежденного фидера;

- реализацию ряда операций РЗ, АВР, УРОВ, АПВ за один временной интервал времени (0,5 с);

- уменьшение материалоемкости и стоимости ячеек ТП и РП в результате замены силовых выключателей на более дешевые выключатели нагрузки и переход на более компактные силовые ячейки 10 кВ;

- обеспечение динамической устойчивости агрегатов мини-ТЭЦ за счет снижения длительности площадки ускорения до (100-150) мс;

- повышение термоустойчивости электрооборудования и снижение пожароопасности за счет уменьшения длительности воздействия токов короткого замыкания (КЗ) до (100-150) мс;

- повышение срока эксплуатации силовых кабелей, особенно изношенных, и предотвращение повреждения экранов кабелей из сшитого полиэтилена в однофазном исполнении;

- снижение требований к электрооборудованию (кабели, конструкции ТП и РП) в части длительности воздействия токов КЗ до (100-150) мс, сохранение ресурса электрооборудования, особенно в давно работающих сетях;

- повышение устойчивости нагрузки высокотехнологичных зон за счет минимизации длительности провалов напряжения питания;

- адаптивное изменение наборов уставок терминалов микропроцессорных РЗА (МП РЗА) при изменении конфигурации электропитания от мини-ТЭЦ и ЭЭС путем быстродействующей смены «масок» анализа логических сигналов централизованной РЗА без использования каналов межобъектовой связи и без задержки при загрузлении уставок.

На рисунке 2 приведен пример и показаны точки КЗ в сети электроснабжения 10/0,4 кВ с трехагрегатной мини-ТЭЦ на I секции шин связи ПС 110/10 кВ с ЭЭС. От шин 10 кВ данной ПС осуществляется электроснабжение района мегаполиса. Приведенный фрагмент типовой схемы электроснабжения 10/0,4 кВ района мегаполиса – два луча с АВР.

Ток КЗ в точке К1 ликвидируется отключением выключателя Q17. Затем, в бестоковую паузу, по команде централизованной РЗА, отключается выключатель Q32 и включается секционный выключатель QC на ТПЗ. При этом электроснабжение всех потребителей восстанавливается.

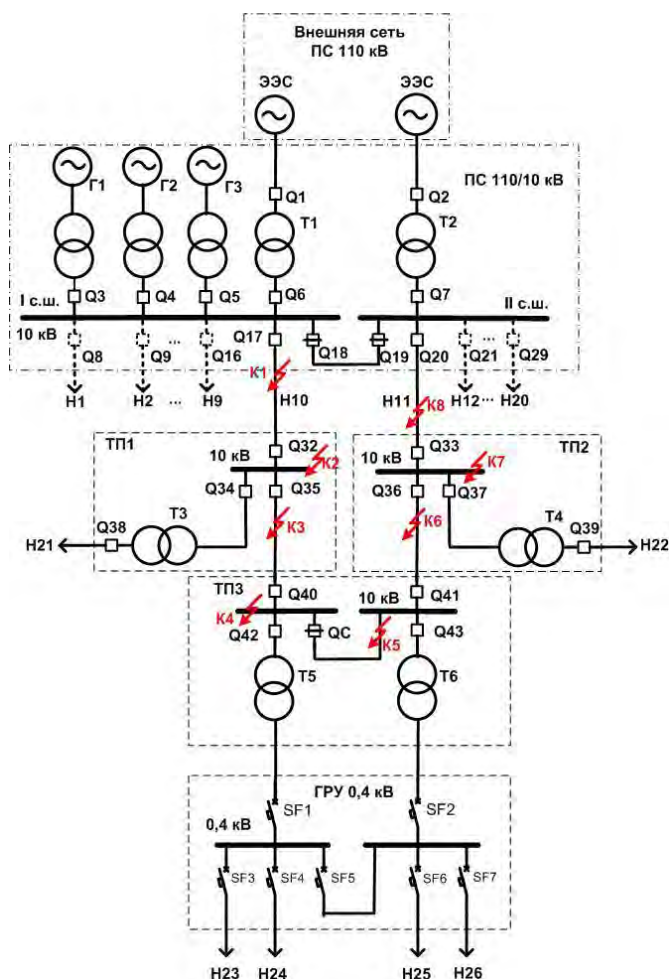


Рис. 2: Пример сети электроснабжения 10/0,4 кВ с трехагрегатной мини-ТЭЦ

На рисунке 3 приведены осциллограммы напряжений в различных точках сети электроснабжения 10 кВ, отражающие действия централизованной РЗ, АВР, АПВ при КЗ в точке К1 вблизи шин генераторного напряжения, полученные на RTDS модели.

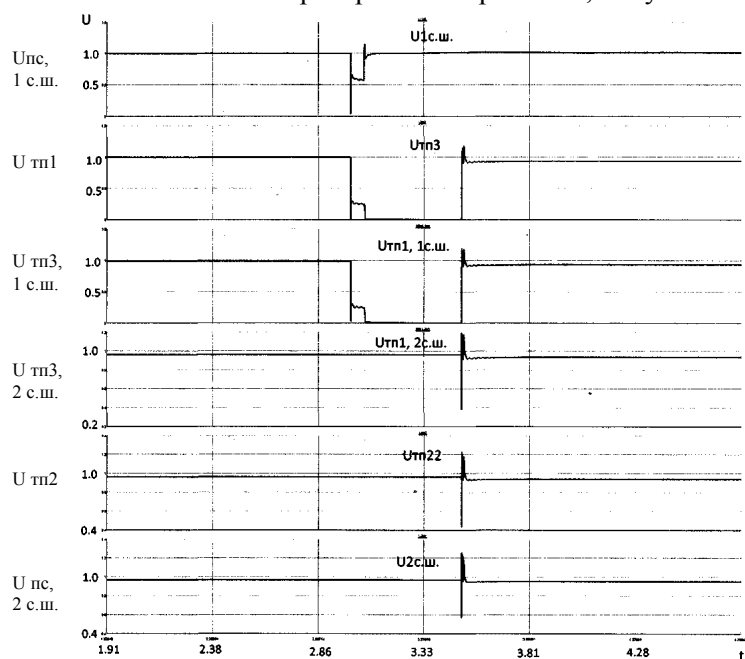


Рис. 3: Осциллограммы напряжений в контрольных точках RTDS модели отражающие действия централизованной РЗ, АВР, АПВ при КЗ в точке К1 по схеме на рисунке 2

Из экспериментальных осциллограмм на рисунке 3 видно, что длительность протекания токов КЗ не превышает 100 мс, такова же и длительность работы на КЗ генераторов мини-ТЭЦ.

Длительность провалов напряжения на всех шинах ТП 10/0,4 кВ не превышает 0,5 с.

Таким же свойством обладают наборы осциллограмм при КЗ и в других точках (К2 – К8), показанных на рисунке 2.

4 СЕЛЕКТИВНАЯ ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА МИНИ-ТЭЦ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 КВ

Данная специальная противоаварийная автоматика (СПА) создается для решения следующих задач:

– сохранения устойчивости мини-ТЭЦ и уменьшения вероятности глубокого развития аварий в случае выделения ее с дефицитом/избытком мощности на сбалансированную нагрузку при аварийных снижениях частоты и/или напряжения в энергосистеме. В этом случае СПА должна быстро отключать мини-ТЭЦ от энергосистемы и при необходимости произвести разгрузку/загрузку генераторов мини-ТЭЦ для ликвидации небалансов активной мощности. В противном случае при остановке генераторов все потребители мини-ТЭЦ потеряют тепло и электроснабжение со значительным ущербом;

– сохранения электроснабжения ответственных потребителей, в том числе ответственной двигательной нагрузки в послеаварийном режиме, находящихся в зоне электроснабжения мини-ТЭЦ. СПА должна избирательно отключать только неотчетливую нагрузку, сохранив электроснабжение ответственных потребителей при выделении мини-ТЭЦ на сбалансированную нагрузку с дефицитом активной мощности для минимизации ущерба.

К ответственной нагрузке, например, может относиться нагрузка 1-ой категории по надежности электроснабжения (например, для жилых домов – противопожарные устройства (пожарные насосы, системы подпора воздуха, дымоудаления, пожарной сигнализации и оповещения о пожаре), лифты, аварийное освещение, огни светового ограждения, для зданий лечебно-профилактических учреждений – электроприемники операционных и родильных блоков, отделений анестезиологии, реанимации и интенсивной терапии, противопожарных устройств и охранной сигнализации, эвакуационного освещения и больничных лифтов и т.д.) [7], а также особая группа 1-ой категории для промышленных предприятий.

К неотчетливым потребителям обычно относится нагрузка 2-ой и 3-ей категорий по надежности электроснабжения.

Для решения этих задач новые централизованные комплексы СПА должны удовлетворять современным техническим требованиям быстродействия, адаптивности, селективности, чувствительности, надежности, экономичности, а также, общим требованиям и основным параметрам к ПА стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» [8].

Высокое быстродействие СПА обеспечивается за счет полного и непрерывного решения задач автоматической дозировки воздействий (АДВ) в предаварийном режиме по известному принципу «I-ДО». При этом вид и величина АДВ автоматически определяется заранее, до возникновения аварийного режима и соответственно до реализации команды, оставляя минимальную обработку, завершающую формирование управляющих воздействий (УВ), на момент выявления аварийной ситуации.

При этом также выполняется требование адаптивности СПА за счет автоматической перенастройки противоаварийных УВ на переключения в зависимости от полученной информации о схеме, параметрах сети и др. в режиме реального времени и обработки ее в доаварийном режиме. Это позволяет производить отключение только реально необходимого объема нагрузки, минимизировать объем отключений и исключить передозировку.

Требование селективности ПА известно и достаточно полно выполняется в части интересов энергоснабжающих организаций в части суммарного объема мощности отключаемой

нагрузки, вместе с тем, в части интересов электропотребителей при отключениях на уровне 10 кВ это требование удовлетворяется не полностью, так как вместе с неотвеченной нагрузкой часто отключается и более ответственные электропотребители. Особенно это стало актуально в современных условиях значительного роста ответственных потребителей и требований к их надежному электроснабжению, в том числе и при выделении мини-ТЭЦ на сбалансированную нагрузку в аварийных режимах. Например, в жилом секторе мегаполисов в аварийных режимах, необходимо сохранить аварийное освещение, электропитание котельных, лифтов, систем допуска, подачи воды, пожаротушение, дымоудаление, по квартирам обеспечить лимитированное по мощности электроснабжение на уровне аварийной социальной брони и др.

Для реализации этой задачи в комплексе СПА применена новая селективная САОН мини-ТЭЦ с возможностью реализации управляющих действий на уровне напряжения 0,4 кВ, за счет использования коммутационных аппаратов на 0,4 кВ на основе автоматических выключателей с дистанционным управлением, оснащенных специальными приемниками команд САОН в качестве которых, например, используются счетчики учета электроэнергии с коммутационными аппаратами и модифицированным программным обеспечением.

Структурная схема СПА, обеспечивающая выделение мини-ТЭЦ на сбалансированную нагрузку с сохранением электроснабжения ответственных потребителей, изображена на рисунке 4.

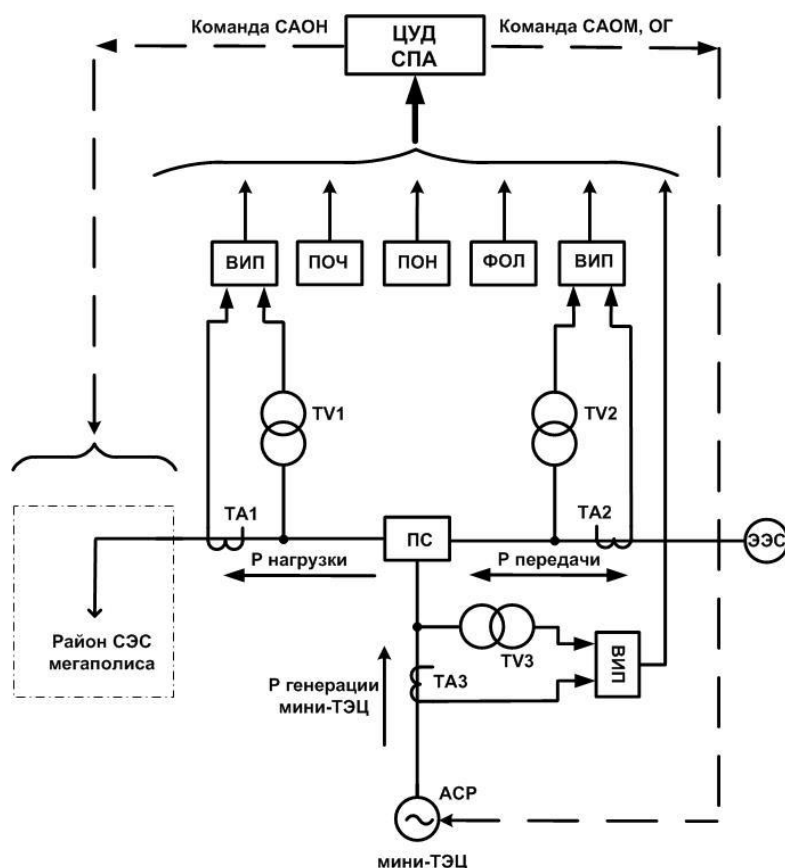


Рис. 4: Структурная схема СПА

Информация о текущих значениях мощности генерации мини-ТЭЦ ($P_{\text{генерации}}$), мощности передачи из/в ЭЭС ($P_{\text{передачи}}$), мощности нагрузки ($P_{\text{нагрузки}}$), частоты и др. поступает от вторичных измерительных преобразователей (ВИП) в центральное устройство управления и дозировки воздействий специальной противоаварийной автоматики (ЦУД СПА) в режиме реального времени и обрабатывается в доаварийном режиме.

В аварийных режимах, например, при снижениях частоты и/или напряжения, информация от пусковых органов: по частоте (ПОЧ), напряжению (ПОН), устройства ФОЛ

(фиксация отключения линии связи с ЭЭС) и др., также поступает в ЦУД СПА, где оценивается степень тяжести аварийного возмущения, вид и объем УВ и выдаются, при необходимости, команды на реализацию управляющих воздействий в исполнительные устройства СПА: от специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) на передатчики отключения нагрузки (ПдОН) для реализации отключения неответственной нагрузки, а также в автоматическую систему регулирования турбин (АСР) для последующего регулирования частоты вращения турбин мини-ТЭЦ.

В аварийных режимах при повышении частоты реализуется действие системы аварийного ограничения мощности генераторов (САОМ) на разгрузку разной интенсивности генераторов мини-ТЭЦ или отключение части генераторов (ОГ) мини-ТЭЦ с последующей подгонкой частоты до значения 50 Гц с помощью действия регуляторов частоты вращения турбин АСР.

Приведенная на рисунке 4 структура СПА учитывает возможность значительных небалансов активной мощности после отделения мини-ТЭЦ от ЭЭС, малые моменты инерции, как собственно агрегатов мини-ТЭЦ, так и современной высокотехнологичной нагрузки районов СЭС мегаполисов с небольшой относительной долей вращающихся электродвигателей.

Требование экономичности, в том числе реализуется в САОН мини-ТЭЦ за счет применения способа передачи сигналов-команд по силовой сети (10; 0,4 кВ) посредством быстродействующей манипуляции рабочим напряжением сети [9].

В этом случае отсутствует необходимость высокочастотной обработки сетей или прокладки отдельных выделенных силовых линий электропитания к ответственным потребителям, запитанных от своих выключателей, отдельно от неответственной нагрузки. Система передачи сигналов-команд при этом упрощается, а ее надежность возрастает. Простота реализации данного способа передачи сигналов-команд обеспечивает возможность осуществления управления большим количеством рассредоточенных в сетях 0,4 кВ электроприемников. Конкурирующим вариантом для этого способа передачи сигналов – команд на противоаварийное управление нагрузкой является интеграция с иерархической АИИСКУЭ с использованием концентраторов в качестве приемников сигналов-команд нижнего уровня.

Принцип действия способа передачи сигналов-команд по силовой сети основан на том, что при возникновении аварии по команде от ЦУД СПА передатчики ПдОН, устанавливаемые на фидерах 10 кВ подстанции (ПС 110 кВ) формируют команды на программное кратковременное отключение и включение определенных фидеров, при этом количество и конкретные номера выключателей 10 кВ определяются в результате АДВ. Структурная схема способа передачи команд по силовой распределительной сети представлена на рисунке 5. При этом создаются (с помощью Q8-Q17) кратковременные перерывы электроснабжения разных фиксированных длительностей на исполнительных устройствах всех, связанных с данной линией, потребителей электроэнергии, в распределительном устройстве на напряжении 0,4 кВ. Эти перерывы электроснабжения, как время-импульсные кодовые команды, воспринимаются и распознаются приемниками отключения нагрузки (ПрОН), которые избирательно действуют, например, на отключение автоматических выключателей 0,4 кВ с независимым дистанционным расцепителем (SF3). ПрОН в массовом порядке устанавливаются на выключателях неответственных электроприемников 0,4 кВ.

Техническая реализация рассматриваемого способа передачи команд САОН, проверенная на программно-аппаратном комплексе RTDS, предусматривала в качестве команды – отключение и последующее двухкратное автоматическое повторное включение (АПВ) силового выключателя на питающем центре. При этом в напряжении питания нагрузки при передаче команды САОН возникает двойной провал, параметры которого определяются параметрами используемого двухкратного АПВ.

Для ограничения отклонений частоты при действии САОН кроме двухкратного АПВ дополнительно используется однократное АПВ.

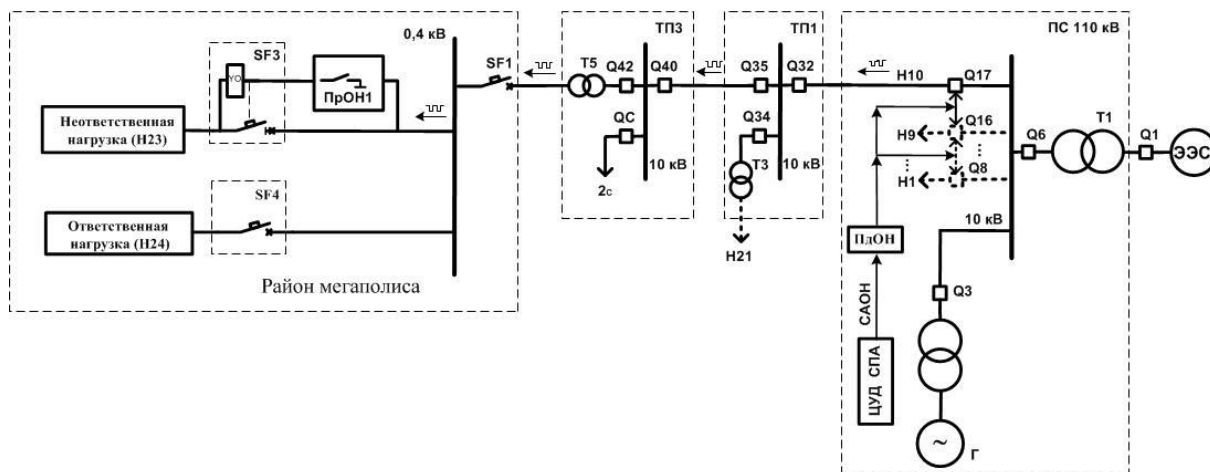


Рис.5: Структурная схема способа передачи команд САОН мини-ТЭЦ

Критерием эффективности действия САОН мини-ТЭЦ при этом является быстрое и селективное отключение нагрузки в объеме, обеспечивающим ограничение отклонения частоты во время переходного процесса в пределах, не более чем $f = 48,5 - 51,5$ Гц.

На рисунке 6 приведена экспериментальная осциллограмма, полученная с помощью программно-аппаратного комплекса RTDS, при действии САОН после отключения связи с ЭЭС (например, с помощью силового выключателя Q1) с дефицитом активной мощности $P_{\text{деф}} = 0,4$, причем $P_{\text{Г}} = 0,6$; $P_{\text{Н}} = 1,0$.

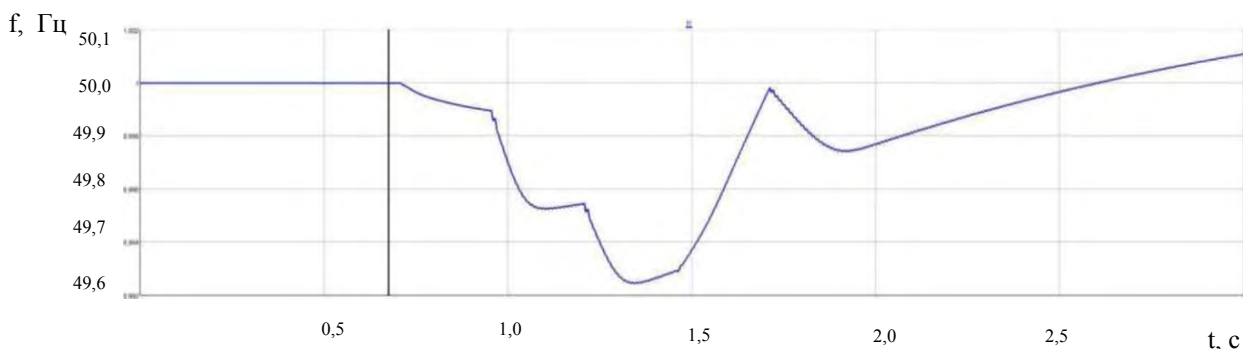


Рис.6: Экспериментальная осциллограмма, полученная с помощью программно-аппаратного комплекса типа RTDS

Из осциллограммы видно, что действие САОН предотвращает выход частоты за допустимые пределы. Таким же свойством обладают осциллограммы, полученные на RTDS, при любом сочетании $P_{\text{Г}} = 0,3-1,0$ и $P_{\text{Н}} = 0-1,4$.

Наряду с быстродействующим противоаварийным управлением нагрузкой предусматривается оперативное технологическое управление по критериям энергосбережения, оптимизация эксплуатации сетей и осуществления функции контроля и управления энергопотреблением за счёт интеграции с сетью связи, что позволяет:

- отключать потребителей электроэнергии (неплательщиков);
- контролировать и при необходимости ограничивать максимумы электропотребления;
- автоматически изменять топологию распределительной сети для снижения потерь электроэнергии;
- оперативно выполнять и устранять различные повреждения элементов силовой электрической сети в целях уменьшения средней продолжительности отключения потребителей электроэнергии и др.

Очевидно, что рассмотренные действия СПА требуют жесткой координации с работой РЗ и сетевой автоматики централизованной РЗА.

Рассмотренные принципы построения комплексов централизованной РЗА позволяют снять ограничения на допустимые режимы работы и реализовать наивыгоднейшие и эффективные режимы когенерации с максимальным коэффициентом использования энергии первичного топлива (газа).

Технические параметры централизованной РЗА позволяют снизить капитальные (за счет применения выключателей нагрузки и отказа от выдержки времени) и эксплуатационные расходы в части первичного оборудования системы электроснабжения 10 кВ.

Создание и эксплуатация систем тепло- и электроснабжения на базе мини-ТЭЦ и информационного обеспечения территорий целесообразно возлагать на многопрофильные компании с персоналом, имеющим соответствующие специальности и квалификацию.

5 РЕШЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ КОМПЛЕКСОВ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ РЗА

Для внедрения комплексов централизованной РЗА необходимо освоить выпуск пяти наукоемких изделий:

1. Микропроцессорное центральное устройство управления (ЦУУ) централизованной релейной защиты и автоматики. Устанавливается на подстанции питающего центра 10 кВ.

2. Микропроцессорное центральное устройство управления и дозировки воздействий специальной противоаварийной автоматики (ЦУД СПА). Устанавливается на подстанции питающего центра 10 кВ.

3. Локальные модули ЛМ интеграции группировки каналов связи с комплектами устройств РЗА трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. Устанавливается на каждой ТП 10/0,4 кВ в сети электроснабжения.

4. Микропроцессорный терминал РЗА (ПдОН) питающего фидера 10 кВ с модифицированным программным обеспечением для формирования команд специальной противоаварийной автоматики. Устанавливается на фидерах 10 кВ ПС.

5. Микропроцессорный счетчик-коммутатор (ПрОН) учета электроэнергии с модулем связи РЛИ многофункциональной АИИСКУЭ с модифицированным программным обеспечением для приема и реализации команд СПА на отключение неответственных электроприемников 0,4 кВ. Устанавливается в массовом порядке в щитках и др. рядом с автоматическими выключателями с дистанционным управлением неответственных электроприемников 0,4 кВ.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В докладе проведен анализ результатов моделирования на RTDS работы комплекса централизованной РЗА в сети с мини-ТЭЦ и определены количественные значения параметров длительности протекания токов КЗ и пределов отклонения частоты.

Рассматриваемый комплекс централизованной РЗА в интегрированной электроинформационной сети позволяет реализовать инфраструктурный, преобразующий характер инвестиций (так называемый «импакт-инвестинг» [10]) в СЭС с мини-ТЭЦ распределенной когенерации за счет комплексного, надежного тепло- и электроснабжения и информационного обеспечения высокотехнологичных жилой и производственной зон.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Анджело Инверниччи. Распределительные системы и распределенная генерация: Стратегия, деятельность и дальнейшее развитие // ELECTRA. Издательство CIGRE, апрель 2008. №237. С 22-29.
- [2] Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р.
- [3] Дильман М. Д., Филиппов С. П., Ионов М. С. Проблемы и перспективы использования когенерационных установок при реконструкции систем электроснабжения // VII Мелентьевские чтения. Прогнозирование развития мировой и российской энергетики:

подходы, проблемы, решения. 17-19 апреля 2013.

- [4] Нудельман Г.С., Гвоздев Д.Б., Жуков А.В. Направления научных исследований в области релейной защиты и автоматики // Релейщик. 2014. №4. С.16-18.
- [5] Пережогин Ю.Д. Когенерация – главный способ повышения экономической эффективности теплоснабжения // Региональная энергетика и энергосбережение. 2014. № 6. С.62-65.
- [6] Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей // Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
- [7] СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий // М., Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.
- [8] Аттестационные требования к устройствам противоаварийной автоматики (ПА) // Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-33.040.20.123-2012.
- [9] Арцишевский Я.Л., Земцов А.А. Заявка на изобретение. Способ аварийного ограничения нагрузки в силовой распределительной сети // Рег. №2013148884, вх. №076051 от 01.11.2013.
- [10] Всероссийская конференция. Промышленная политика регионов: Энерго – и ресурсоэффективность, импортозамещение, новые резервы развития // Аналитический центр при Правительстве РФ. М., 3-4 февраля 2015.



С.1.2-8. Способ защиты цепей возбуждения генераторов от замыкания на землю в одной точке

А.А. НЕСТЕРИН, Ю.В. РОМАНОВ, А.О. АШМАРИН

ООО «Исследовательский центр «Бреслер»

Россия

romanov_uv@ic-bresler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Замыкание в одной точке цепи возбуждения, контроль изоляции, защита с наложением контрольного тока.

1 ВВЕДЕНИЕ

Замыкание на землю (корпус) в одной точке обмотки возбуждения (ОВ) не является критичным, однако появление такого повреждения предшествует опасному для генератора замыканию в двух точках. Последнее опасно тем, что увеличивается ток и происходит горение изоляции обмотки ротора. Возникающая несимметрия магнитного потока приводит к сильным вибрациям и, как следствие, к дальнейшим повреждениям, приводящим к выходу из строя самого генератора [1]. Устанавливаемые на гидрогенераторах защиты действуют на отключение, а на турбогенераторах могут действовать на сигнал.

В настоящее время наибольшее распространение получили защиты типа КЗР-3 и БЭ 1104. По принципу действия в обеих используется наложение тока низкой частоты и для исключения ложного срабатывания требуется контроль отскока заземляющей щётки (ЗЩ) и релейной щётки (для БЭ 1104). Рядом исследований было установлено, что целесообразный диапазон частоты наложенного тока составляет 12-18 Гц. [2]

В данной работе проведено исследование защит с наложением на предмет их устойчивости к неполному отскоку РЩ и ЗЩ. Контролируемая цепь возбуждения (ЦВ) была принята в виде, представленном на рис. 1. На рис. 1 $C_{СВ}$ – ёмкость системы возбуждения относительно земли; $C_{ОВ}$ – ёмкость обмотки возбуждения относительно корпуса; $R_{из.СВ}$ – эквивалентное сопротивление изоляции системы возбуждения; $R_{из.ОВ}$ – эквивалентное сопротивление изоляции обмотки возбуждения.

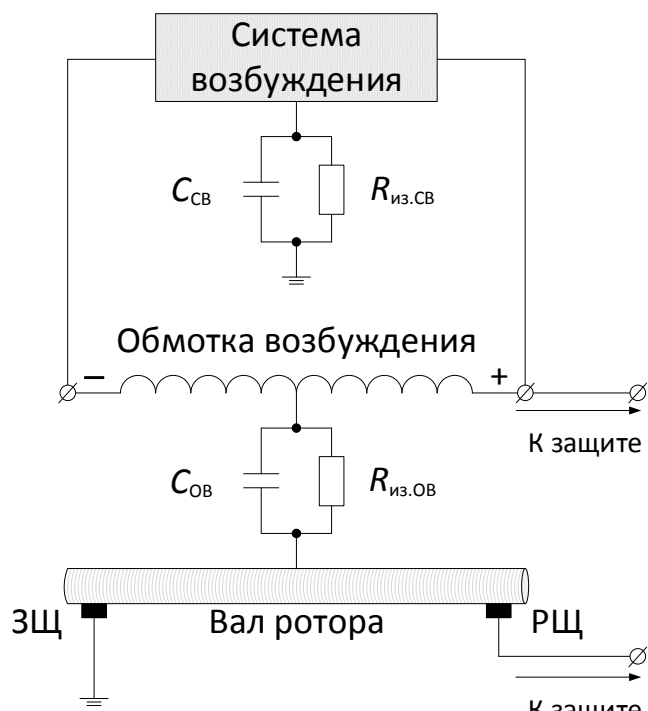


Рис. 1: Контролируемая цепь возбуждения

Для моделирования была использована схема замещения ЦВ, изображённая на рис. 2. Индуктивным сопротивлением ОБ было решено пренебречь в связи с незначительным влиянием на рассматриваемые задачи и упрощением исследуемой модели.

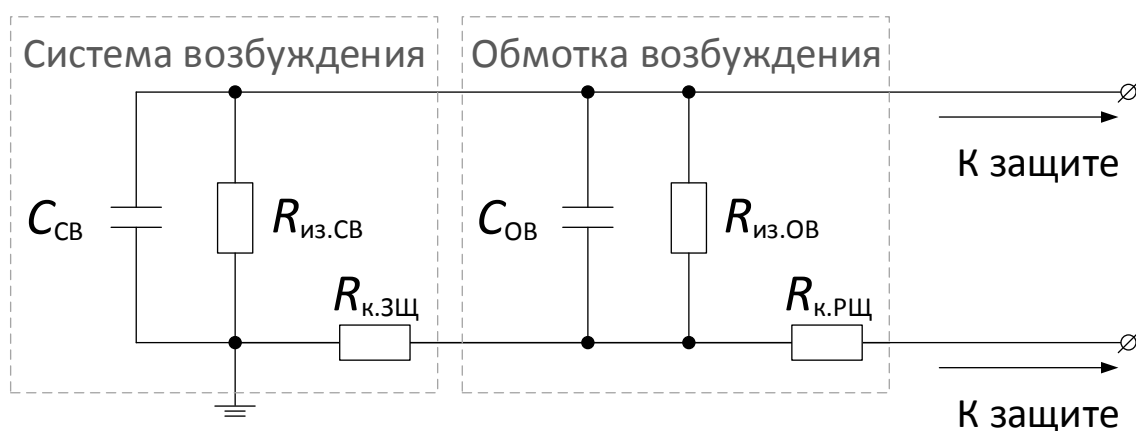


Рис. 2: Схема замещения цепи возбуждения

2 ЗАЩИТА КЗР-3

Защита, разработанная по предложению Гринблата А.Л., реагирует на активную составляющую тока, пропорциональную сопротивлению изоляции. Она подключается к одному из полюсов ОБ и контуру земли через разделительный конденсатор для развязки от постоянного тока [3]. Компенсация сопротивления конденсатора осуществляется путём последовательного включения дросселя, настроенного в резонанс на частоте источника наложения 25 Гц. Работающее по такому принципу устройство КЗР-3 имеет явный недостаток, заключающийся в низкой чувствительности при больших ёмкостях ЦВ, и поэтому применяется при ёмкости не более 2 мкФ.

3 ЗАЩИТА БЭ-1104, БЭ-1105

Дальнейшим развитием защиты с наложением стала разработка Назарова Ю.Г. и Федосеева М.А. [2]. Она получила компенсацию ёмкостного сопротивления, что позволило

применять её при больших значениях ёмкостной проводимости цепей возбуждения. Схема защиты с компенсирующей ветвью приведена на рис. 3. Устройство подключается одним концом к потенциальному выводу ОВ, а другим к РЦ. Сопротивление R_K и ёмкость C_K компенсирующей ветви подбираются такими, чтобы токи I_1 и I_2 при нормальном сопротивлении изоляции были равны по модулю и по фазе. В нормальном режиме ΔU будет равно нулю, а при ухудшении изоляции оно начнёт увеличиваться. По такому принципу действия работает выпускаемая ЧЭАЗом защита, состоящая из блоков БЭ 1104 и БЭ 1105. Блок БЭ 1105 является полосовым фильтром, настроенным на пропускание частоты наложения. УОН – устройство ограничения напряжения, которое снижает напряжения до 140 В при входной амплитуде напряжения 2400 В. Блок БЭ 1104 содержит источник прикладываемого напряжения $E_{\text{нал}}$ с частотой $17,5 \pm 2$ Гц, обмотки w_1 , w_2 , w_3 измерительного трансформатора тока и компенсирующую ветвь с дискретно изменяемыми R_K и C_K .

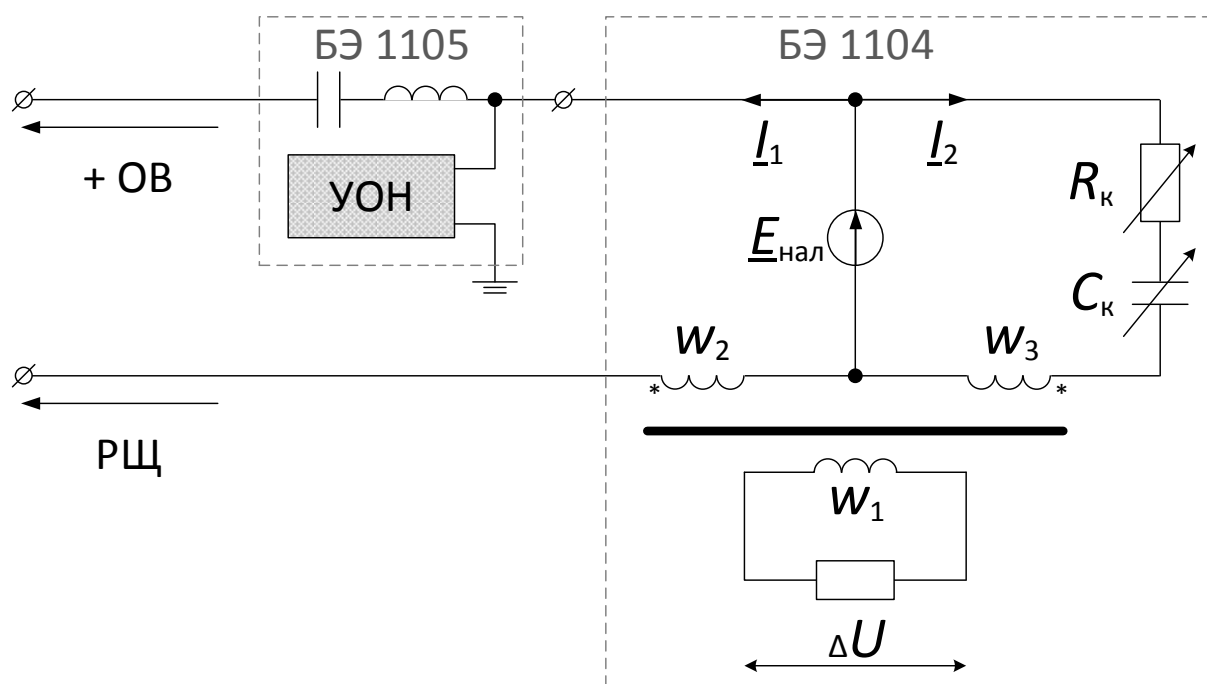


Рис. 3: Схема защиты с компенсирующей ветвью

Исследования показали, что защита правильно измеряет сопротивление изоляции при хорошем контакте РЦ и ЗЦ с валом (рис. 1). Однако исходя из условий, в которых находятся РЦ и ЗЦ, контакт с валом ротора зачастую может иметь переходное сопротивление ($R_{k,зц}$ и $R_{k,рц}$ на рис. 2) [4]. Для исключения ложного срабатывания применяется блокировка при отскоке РЦ или ЗЦ, которая реагирует на появление ёмкостного тока. Данное решение не всегда позволяет выявить плохой контакт РЦ или ЗЦ с валом ротора, а только при достаточно большом переходном сопротивлении в месте контакта.

Проведено моделирование защиты БЭ 1104 для определения влияния переходных сопротивлений $R_{k,зц}$ и $R_{k,рц}$ на величину замера. Значения $R_{k,зц}$ и $R_{k,рц}$ задавались в диапазоне от 0 до 1 кОм. Ёмкости варьировались от 0,2 до 5 мкФ для системы возбуждения $C_{св}$ и от 0,2 до 2 мкФ для обмотки возбуждения $C_{ов}$. На рис. 4 приведены результаты моделирования. На представленных графиках по оси абсцисс отложены значения величины измеряемого сопротивления изоляции $R_{из}$, зависящего от суммарного переходного сопротивления контактов $R_k = R_{k,зц} + R_{k,рц}$ и результирующей ёмкости ЦВ. Области ⊕ на рис. 4 отображают множество формируемых замеров в зависимости от варьируемых величин. Можно наблюдать, что хороший контакт РЦ и ЗЦ (т.е. при $R_k=0$) обеспечивает правильное измерение $R_{из}$, появление сопротивления R_k приводит к возникновению методической погрешности и, как следствие, к искажению замера. Так, при R_k порядка 400 Ом для сопротивления изоляции 10 кОм замер $R_{из}$ может снизиться до 5,7 кОм, для сопротивления 80 кОм он снижается до 10 кОм, а для 80 МОм –

до 11,4 кОм. Без чувствительного контроля отскока щёток подобное искажение вынуждает существенно загрублять защиту.

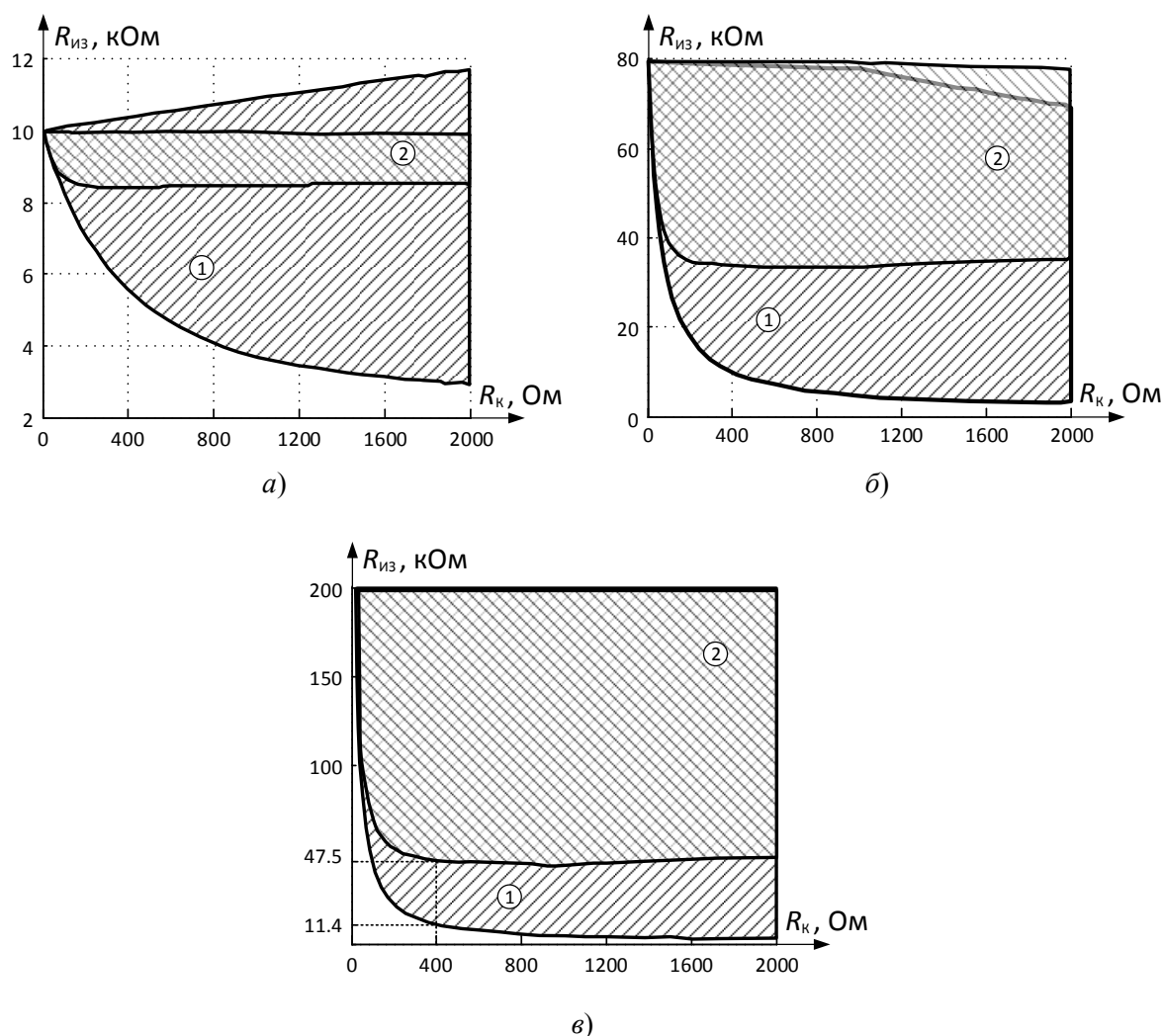


Рис. 4: Области попадания замера при различных реальных значениях $R_{из}$
а) $R_{из} = 10$ кОм; б) $R_{из} = 80$ кОм; в) $R_{из} = 80$ МОм

Также результаты исследования показывают, что на точность измерения сопротивления изоляции положительно сказывается установка заземляющего устройства типа ЗБ-1Б [5]. Оно устанавливается между РЩ и контуром заземления и повышает надёжность заземления вала генератора. Так, области замеров ② на рис. 4 получены путём моделирования с использованием ЗБ-1Б. Нижняя граница множества $R_{из}$ оказывается значительно выше, чем для множества ①, благодаря чему вероятность неправильной работы защиты снижается.

4 РАЗРАБОТАННЫЙ СПОСОБ ЗАЩИТЫ

Разработан способ защиты, позволяющий улучшить измерение сопротивления изоляции при плохом контакте РЩ и ЗЩ. Как и БЭ 1104, он основан на наложении низкочастотного контрольного тока и подключается к ЦВ аналогичным образом (рис. 5). Предлагаемый способ не предусматривает компенсирующую ветвь, поэтому нет необходимости в специальной настройке защиты на этапе наладки и в оперативных переключениях при переходе от одной системы возбуждения к другой.

Измерительный блок отвечает за цифровую обработку используемых замеров и выполнение логической части. Используемые в данном блоке частотный фильтр и устройство ограничения напряжения аналогичны по функциям БЭ 1105.

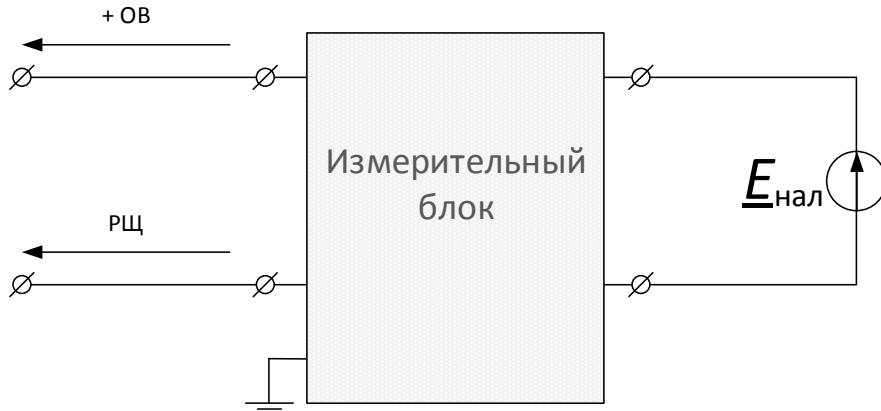


Рис. 5: Реализация разработанного способа

Приведённые на рис. 6 результаты исследований указывают на явное преимущество разработанного способа над БЭ 1104. Варьируемые величины задавались в тех же диапазонах, что и при исследовании БЭ 1104. Области ① рис. 6 отображают множество замеров без использования ЗБ-1Б, а области ② – с заземлением РЩ.

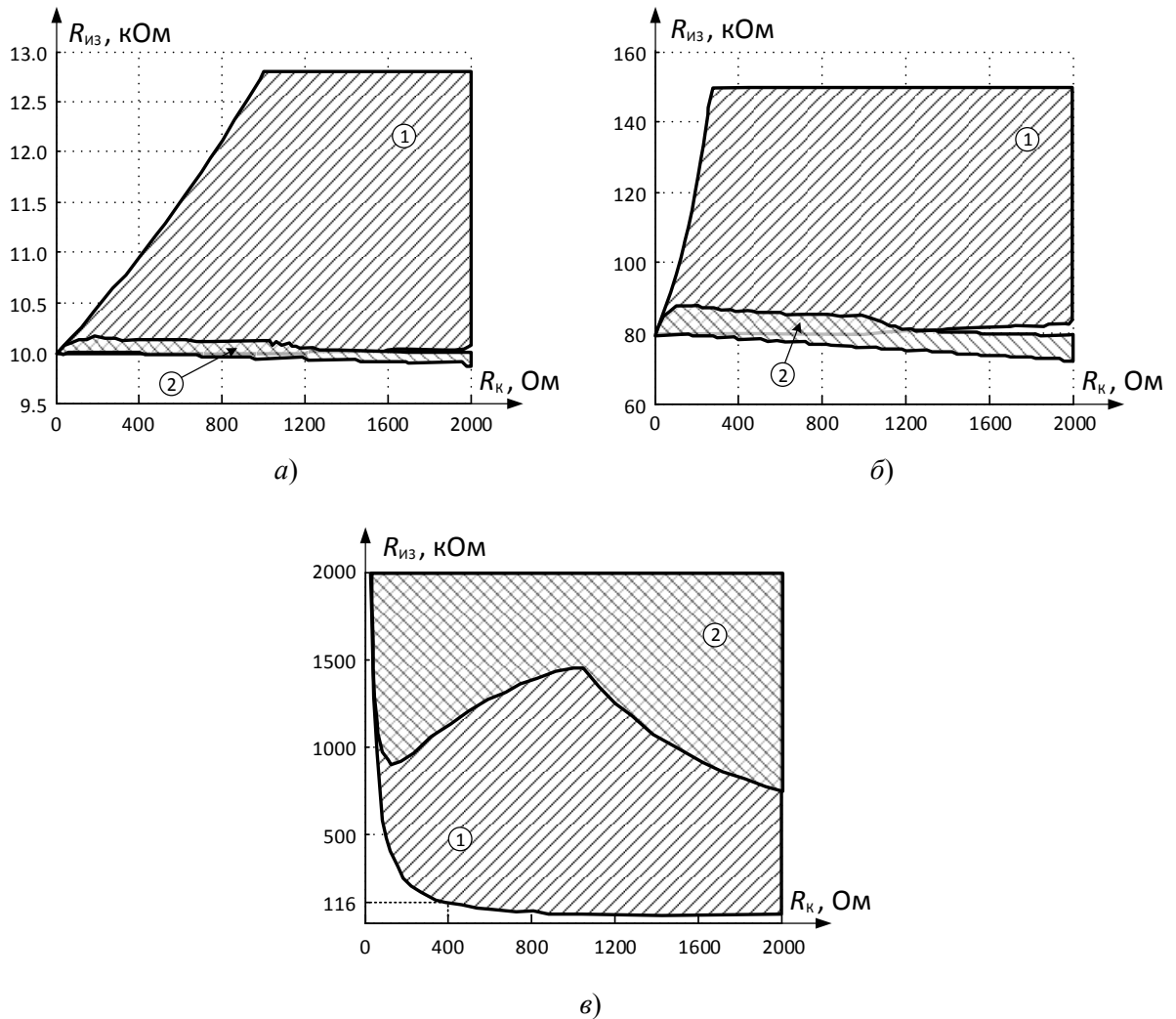


Рис. 6: Области попадания замера при различных реальных значениях $R_{из}$

а) $R_{из} = 10 \text{ кОм}$; б) $R_{из} = 80 \text{ кОм}$; в) $R_{из} = 80 \text{ МОм}$

Как показано выше, установка ЗБ-1Б способствует лучшему измерению сопротивления изоляции защитой БЭ 1104. То же справедливо и для разработанного способа, что демонстрируется областями ② на рис. 6. Следует отметить, что даже при отсутствии ЗБ-1Б замер $R_{из}$, полученный по этому способу, не опускается ниже 85 кОм (диапазон измерения сопротивления изоляции защитой БЭ 1104 ограничивается 80 кОм). Как видно из рис. 6, при $R_{из} = 10$ и 80 кОм области ① не опускаются ниже реальной величины, а находятся выше. При $R_{из} = 80$ МОм и $R_k = 400$ Ом наблюдаемый замер не опускается ниже 116 кОм. Более точное измерение сопротивления изоляции позволяет повысить чувствительность защиты.

5 ВЫВОДЫ

1. Неполное нарушение контакта релейной или заземляющей щётки с валом генератора может привести к ложной работе устройств защиты цепей возбуждения от замыкания на землю в одной точке с наложением контрольного тока низкой частоты (к примеру, БЭ 1104).
2. Использование заземляющего устройства ЗБ-1Б значительно улучшает условия работы защиты с наложением контрольного тока при неполном нарушении контакта щёток с валом.
3. Разработанный способ защиты позволяет практически полностью отстроиться от влияния неполного нарушения контакта щёток с валом на занижения замера сопротивления изоляции цепей возбуждения. Также данный способ позволяет упростить наладку и эксплуатацию защиты.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Таубес И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов. – М.: Энергоиздат, 1981. С. 4-5.
- [2] Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1992. С. 414-418.
- [3] Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор - трансформатор. – М.: Энергоиздат, 1982. С. 90-94.
- [4] Алексеев В.Г., Левиуш А.И., Белозор А.Н., Ахмадов И. Отказ защиты ротора из-за ненадежного контакта релейной щетки с валом // Электрические станции, 2013, №1, С. 34-36.
- [5] Воронин В.К., Евдокимов С.А., Левиуш А.И., Трофимов А.Л. Влияние надежности заземления вала турбоагрегата на работу устройств контроля и защиты цепей возбуждения // Электрические станции, 2006, №3, С. 61-66.



С.1.2-9. ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ ЗАЩИТА ПРИСОЕДИНЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6-10 КВ. ОТ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

М. Я. КЛЕЦЕЛЬ, Б. Е. МАШРАПОВ

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия

Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова,
Республика Казахстан
bokamashrapov@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

ячейка комплектного распределительно устройства, дуга, централизованная защита, закон Кирхгофа, подпитка от электродвигателей.

1 ВВЕДЕНИЕ

В сетях напряжением 6 – 10 кВ самыми разрушительными для ячеек комплектных распределительных устройств (КРУ) являются междуфазные дуговые короткие замыкания (КЗ) [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Подавляющее большинство известных устройств для защиты КРУ от этих повреждений являются автономными (используют информацию только от защищаемого элемента) и обладают различными недостатками, описанными в [7]. Есть предложения по построению и централизованных защит [8, 9] (они используют информацию от нескольких защищаемых присоединений). Однако защита в [8] не обеспечивает отключение без выдержки времени КЗ в отсеке трансформаторов тока и кабельной разделки ячейки КРУ, а в [9] отключает эти КЗ быстро, но может одновременно с поврежденным присоединением отключить неповрежденное, если оно не имеет источников, подпитывающих КЗ. В данной работе предлагается централизованная защита без указанных недостатков.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Принцип действия. Принцип действия защиты основан на использовании явления подпитки точки КЗ электродвигателями (ЭД) и закона Кирхгофа. Она приходит в действие, если значение остаточного напряжения на шинах $U_{ост} \leq 0,5U_n$ (где U_n – номинальное напряжение на шинах), и срабатывает при КЗ на шинах на отключение выключателей ввода питания и мощных электродвигателей, если выполнилось одно из следующих неравенств:

$$а) |I_B| \geq p_1 \left| \sum_{i=1}^n I_i \right|, \quad б) |I_B| \leq p_2 \left| \sum_{i=1}^n I_i \right|, \quad (1)$$

где I_i – вектор тока в i -ом присоединении; I_B – вектор тока на вводе, p_1 и p_2 – коэффициенты, соответствующие суммарным максимальным погрешностям, действующим в сторону уменьшения и увеличения; n – количество присоединений.

Она срабатывает на отключение поврежденного присоединения, если [10]:

$$p_2 \left(\sum_{i=1}^{n, i \neq k} I_i + I_B \right) \leq I_k \leq p_1 \left(\sum_{i=1}^{n, i \neq k} I_i + I_B \right); \quad (2)$$

где I_k – модуль тока в поврежденном k -ом присоединении; I_i – модуль тока в неповрежденном i -ом присоединении; I_B – модуль тока на вводе.

Расчеты [9] показали, что при погрешностях трансформаторов тока 10% и реализующего устройства и расчетов 5%,

$$p_1=0,74; p_2=1,35. \quad (3)$$

При этом (1) имеет место, если суммарный ток, передаваемый в нагрузку по неповрежденным присоединениям, не превышает 10% от тока КЗ.

При наличии двух секций шин, соединенных секционным выключателем, рассматривается питание их потребителей от одного ввода. Тогда в условия срабатывания (1, 2) вводятся дополнительные слагаемые, соответствующие токам в присоединениях второй секции шин.

Реализация и анализ работы. На рисунке 1 дана принципиальная схема защиты, реализующей (1) и (2), содержащая датчики тока ДТ1, ..., ДТ(3 m) (m – количество присоединений с учетом ввода, $m=n+1$), логические элементы И1, ..., И(3 m), ИЛИ1, ..., ИЛИ($m+3$), исполнительные элементы ИО1, ..., ИО(m), блок контроля БК линейных напряжений и блоки I, II и III, обрабатывающие информацию о величине токов, соответственно, в фазах А, В и С присоединений, поступающую от ДТ1, ..., ДТ(3 m). Эти блоки состоят из выпрямителей BS1, ..., BS($m+1$), сумматоров С1, С2, вычитателей В1, ..., В($m-1$), усилителей У1, ..., У m и У($m+1$), ..., У(2 m) с коэффициентами p_1 и p_2 усиления, и элементов сравнения ЭС1 и ЭС($m+1$), в которых проверяется выполнение неравенств (1а) и (1б), и элементов сравнения ЭС2, ..., ЭС m и ЭС($m+2$), ..., ЭС(2 m), в которых проверяется выполнение правой и левой частей неравенства (2).

Схема на рисунке 1 отличается от представленной в [10] наличием элементов ИЛИ1, ИЛИ2, ИЛИ3, ИЛИ4, ИО1 и в каждом блоке I, II, III сумматора С1, усилителей У1 и У($m+1$), элементов сравнения ЭС1 и ЭС($m+1$) и выпрямителя BS($m+1$). Эти элементы позволяют реализовать защиту шин от междуфазных КЗ.

Рассмотрим работу предлагаемой защиты при КЗ между фазами А и В n -го присоединения. При этом считаем, что напряжение на шинах понизилось до $0,5U_n$, в результате чего ЭД переходят в режим генератора, и блок БК 6 выдает сигнал на один из входов каждого элемента И1, ..., И(3 m). Сумма токов, протекающих в фазах А ввода и всех присоединений, кроме n -го, равна току в n -ом присоединении (по закону Кирхгофа). На выходах С2 появляется напряжение, соответствующее этой сумме, и подается на В1, ..., В($m-1$), к другим входам которых приложено напряжение от BS1 и BS2, ..., BS m , соответствующее току в фазах А на вводе и 1-го, ..., n -го присоединений. Разность этих напряжений с выходов В1, ..., В($m-1$) подается на У2, ..., У m и У($m+2$), ..., У(2 m). На их выходах появляются напряжения, соответствующие правой и левой частям неравенства (2), и подаются на входы ЭС2, ..., ЭС m и ЭС($m+2$), ..., ЭС(2 m). К их другим входам приложено напряжение от BS2, ..., BS m . При этом для тока в n -ом присоединении выполняется неравенство (2), сигналы появляются только на выходах ЭС m и ЭС(2 m) и поступают на элемент И(m). Он срабатывает, запуская (через ИЛИ($m+3$)) элемент ИО m , который и отключает n -ое присоединение. В остальных режимах работа устройства анализируется аналогично.

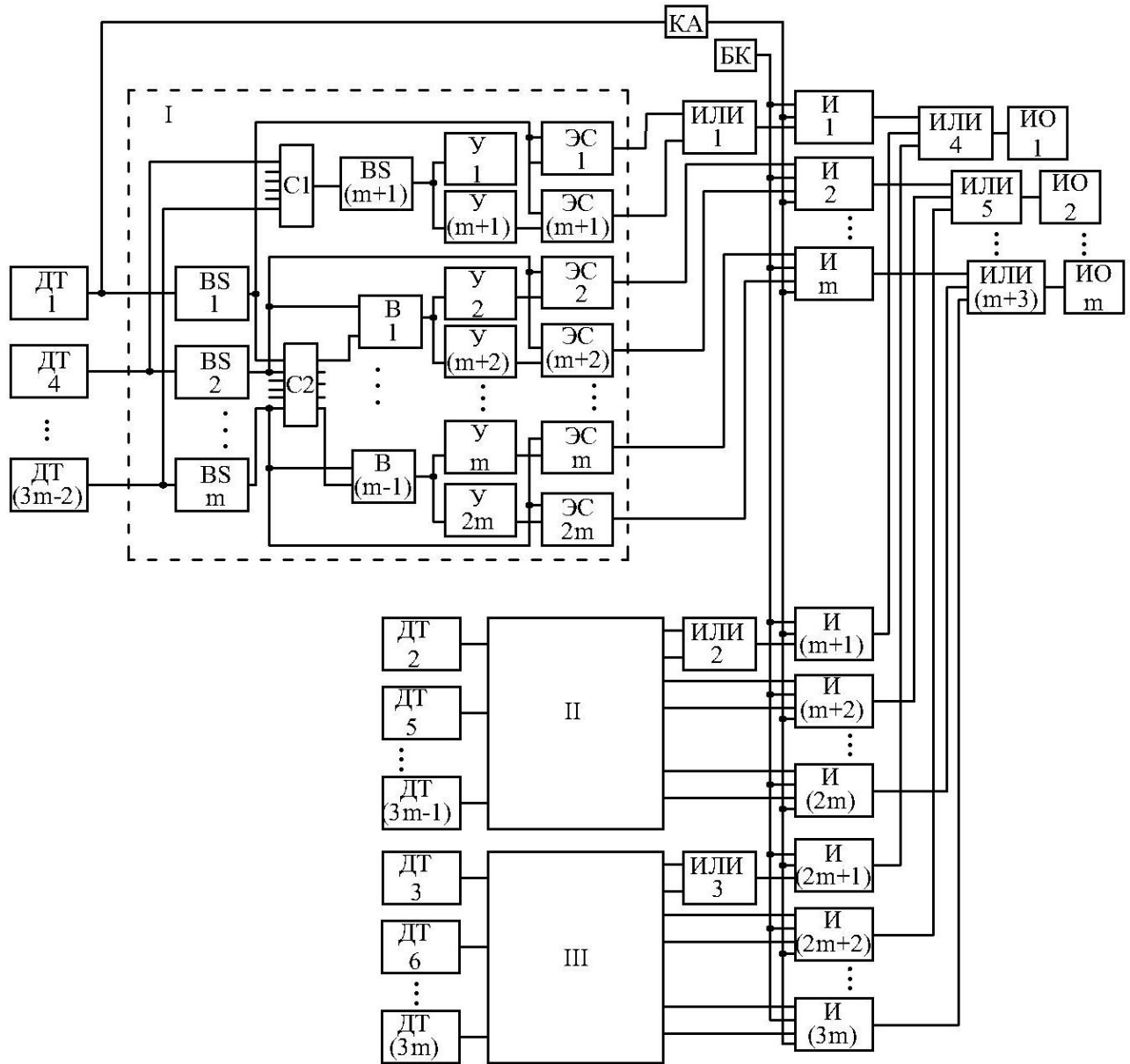


Рис.1: Принципиальная схема защиты.

Чувствительность и область использования. Анализ работы предлагаемой защиты показал, что она всегда чувствительна к междуфазным дуговым КЗ на шинах и в ячейках КРУ, и при определенной длине кабеля к короткому замыканию в нем, если при этом напряжение на шинах понижается до $U_{ост} = 0,5U_n$. Исходя из этого условия находится длина l защищаемой части кабеля. $U_{ост} = \sqrt{3}I_{кз}^{(3)}R_k$ (R_k – сопротивление кабеля), а ток $I_{кз}^{(3)}$ трехфазного КЗ выражается через U_n и суммарное сопротивление сети до точки КЗ. В результате получаем:

$$l = \frac{s_k X_\Sigma}{2\rho}, \quad (4)$$

где X_Σ – суммарное сопротивление элементов сети до шин; ρ – удельное сопротивление материала жилы кабеля, s_k – ее сечение.

Как видно из (4), чем больше сечение s_k кабеля при заданной мощности питающего трансформатора, тем больше его защищаемая часть. С увеличением мощности X_Σ уменьшается, и при неизменном s_k уменьшается и l .

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенная централизованная защита присоединений напряжением 6-10 кВ от междуфазных дуговых замыканий обладает достаточной чувствительностью. В некоторых случаях, указанных в статье, она может выполняться без цепей напряжения. Защита срабатывает без выдержки времени при КЗ на шинах, в ячейках комплектных распределительных устройств и в кабеле, если его длина не превышает, рассчитанной по формуле (4). При этом длина защищаемой части кабеля зависит от его сечения и мощности питающего трансформатора.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Maziarz S., Szynol J. Examining the conditions of eliminating hazard due to arc faults inside switchgears and transformer stations // *Przegląd Elektrotechniczny*. 2001. № 3. P. 62-65.
- [2] Bielówka M. Experimental measurements of the fault arc parameters // *Przegląd Elektrotechniczny*. 2008. № 4. P. 98-101.
- [3] Partyka R., Kowalak D. The effects of fault-arc in medium voltage gas isolated switchboards installed on ships // *Przegląd Elektrotechniczny*. 2013. № 8. P. 290-293
- [4] Kletsel M., Kabdualiyev N., Mashrapov B., Neftissov A. Protection of busbar based on reed switches // *Przegląd Elektrotechniczny*. 2014. № 1. P. 88-89.
- [5] Land H.B., Eddins C.L., Gauthier L.R., Klimek J.M. Design of a sensor to predict arcing faults in nuclear switchgear // *IEEE Transactions on Nuclear Science*. 2003. № 50(4). P. 1161 – 1165.
- [6] Brechtken D., Preventive arc fault protection // *Transmission and Distribution Conference and Exposition*. 2001. № 1. P. 311 – 316.
- [7] Нагай В.И., Сарры С.В., Луконин А.В. Быстродействующие релейные защиты высоковольтного оборудования корпусной конструкции с датчиками электрических и неэлектрических величин. / *Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем // Москва 7-10 сентября 2009*. С. 425-432.
- [8] А.с. 1644287 СССР, МКИ⁵ Н02Н7/26 Устройство для централизованной токовой защиты сети / Г.Е. Болгарцев, М.Я. Клецель, К.И. Никитин, В.М. Шатохин (СССР). - №4352486/07, заявл. 30.12.87; опубл. 23.04.91, бюл. №15 – 3 с.: ил.
- [9] Клецель М.Я., Кабдуалиев Н.М., Машрапов Б.Е. Быстродействующая защита шин и отходящих присоединений напряжением 6-10 кВ // *Известия Томского политехнического университета*. 2013. Т. 323. № 4. С. 175 – 178.
- [10] А.с. 78683 KZ, Н02Н7/26 Устройство для защиты присоединений подстанций от коротких замыканий / Кабдуалиев Н.М., Кислов А.П., Клецель М.Я., Машрапов Б.Е. - №2012/0459.1, заявл. 19.04.2012; опубл. 15.07.2013, бюл. №7 – 4 с.: ил



С.1.2-10. Измерение степени расстройки компенсации емкостного тока замыкания на землю на основе метода наложения токов двух частот

С.Н. ПАШКОВСКИЙ, Р.А. ВАЙНШТЕЙН, А.Н. СЕРБУЛОВ,
В.В. ШЕСТАКОВА, С.М. ЮДИН

ООО НПП «ЭКРА», Томский политехнический университет
Россия
pashkovsky_sn@ekra.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Дугогасящий реактор, измерение расстройки компенсации, наложение токов двух частот, трансформатор напряжения, методическая погрешность.

1 ВВЕДЕНИЕ

Наиболее распространенными сетями среднего напряжения являются распределительные сети городов и крупных промышленных предприятий с заземлением нейтрали через дугогасящие реакторы (ДГР) для компенсации емкостного тока замыкания на землю. Эффективность применения компенсации при прочих равных условиях тем выше, чем точнее настроены ДГР при текущем значении емкостного тока, который может изменяться в довольно широких пределах из-за включения или отключения отдельных участков сети. Точность настройки принято оценивать коэффициентом расстройки компенсации, которая определяется следующим образом

$$\nu = 1 - I_L / I_C, \quad (1)$$

где I_L , I_C – соответственно суммарный ток дугогасящих реакторов и суммарный емкостный ток при замыкании на землю.

В процессе эксплуатации сети необходимо непрерывно измерять коэффициент ν , чтобы осуществлять соответствующее изменение тока ДГР. При использовании в сети плавно регулируемых ДГР осуществляется автоматическая настройка компенсации емкостных токов. При этом достаточно зафиксировать отклонение и знак расстройки в пределах некоторой заданной зоны нечувствительности. При использовании в сети ДГР со ступенчатым ручным управлением, что встречается довольно часто, полезна непрерывная индикация расстройки компенсации в некоторых пределах. Как правило, достаточно пределов $\pm 0,2$.

Известны устройства, основанные на измерении напряжения промышленной частоты на ДГР, например [1]. Для реализации устройств, основанных на измерении напряжения промышленной частоты, необходимые электрические величины создаются путем введения в сети искусственной несимметрии. Однако при этом в ряде случаев имеют место большие методические погрешности из-за влияния случайного по модулю и по фазе естественного напряжения несимметрии.

В последние годы предложен и реализован на практике метод настройки ДГР, основанный на измерении частоты свободных колебаний в контуре нулевой последовательности [2].

Известен ряд методов и устройств, основанных на наложении на сеть токов с частотой, отличной от промышленной [3–4]. Важным преимуществом методов, основанных на наложении на сеть токов непромышленной частоты, является принципиальная возможность отстройки от влияния случайного напряжения несимметрии с помощью соответствующей фильтрации по частоте. Заслуживают внимания методы настройки ДГР, основанные на одновременном наложении токов двух частот. Реализация метода наложения двух частот, предложенная в [5], требует измерения суммарного тока ДГР, что не всегда можно

осуществить, так как дугогасящие реакторы могут быть установлены на различных подстанциях сети.

Цель работы: разработка способа контроля настройки дугогасящих реакторов в электрических сетях 6–35 кВ, основанного на наложении токов двух частот, отличающихся от промышленной с использованием типового высоковольтного электротехнического оборудования.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Точность настройки компенсации емкостных токов принято оценивать коэффициентом расстройки компенсации, которая определяется следующим образом

$$\nu = 1 - I_L / I_C, \quad (1)$$

где I_L , I_C – соответственно суммарный ток дугогасящих реакторов и суммарный емкостный ток при замыкании на землю.

Специфика задачи настройки ДГР состоит в том, что значения емкостной проводимости сети относительно земли и значения индуктивности ДГР определять не требуется, а требуется определять только их соотношение. Это очевидно из (1), так как токи I_L , I_C соответственно равны $I_L = U_\phi / \omega_n L$, $I_C = U_\phi \omega_n C$, где U_ϕ – фазное напряжение сети, ω_n – частота промышленного тока. Следовательно,

$$\nu = 1 - \frac{1}{\omega_n^2 LC}, \quad (2)$$

где C – суммарная емкость фаз сети относительно земли; L – эквивалентная индуктивность ДГР.

В данной работе предлагается и анализируется вариант реализации метода наложения токов двух частот, который, по мнению авторов, не имеет принципиальных недостатков по сравнению с известными предложениями по использованию такого метода.

Схема подключения основных элементов для реализации измерения расстройки компенсации приведена на рис. 1.

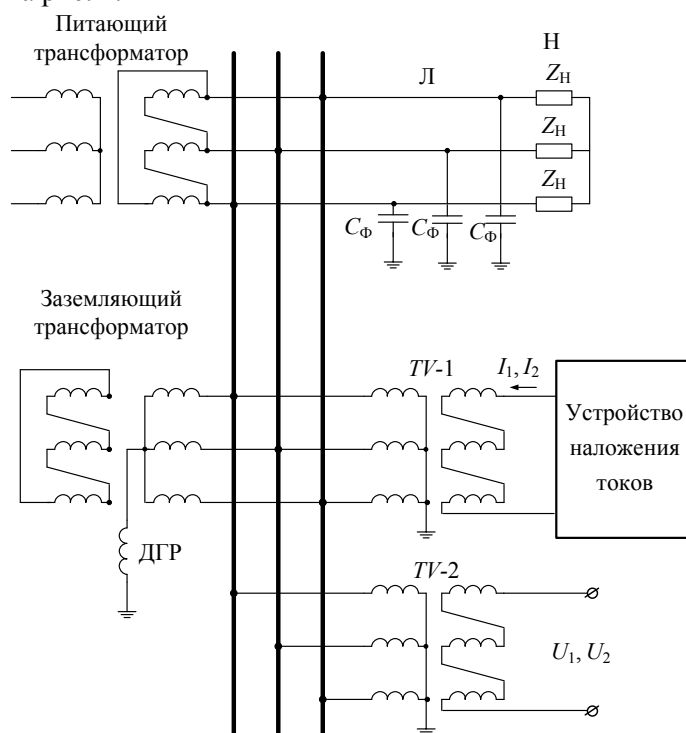


Рис. 1: Схема подключения основных элементов для реализации измерения расстройки компенсации

Наложение вспомогательных токов осуществляется через вторичные обмотки типовых трансформаторов напряжения. Такое решение данной задачи обусловлено также и тем, что в настоящее время имеется опыт использования трансформаторов напряжения для наложения тока не промышленной частоты с целью выполнения защит от замыканий на землю в обмотке статора синхронных генераторов [6].

В схеме рис. 1 все линии и нагрузки сети замещены одной эквивалентной линией L с суммарной емкостью фаз C_ϕ и эквивалентной нагрузкой N . Продольные сопротивления участков линий сети на частоте наложенных токов намного меньше емкостных сопротивлений фаз и сопротивления дугогасящих реакторов, поэтому при любом размещении ДГР они могут быть замещены одним эквивалентным ДГР и эквивалентным заземляющим трансформатором.

Через вторичную обмотку трансформатора напряжения TV-1, соединенную по схеме разомкнутого треугольника, на сеть накладываются токи I_1, I_2 двух частот ω_1, ω_2 , причем $\omega_1 < \omega_n$, а $\omega_2 > \omega_n$. Так как токи вводятся через разомкнутый треугольник, то они создают в сети напряжения нулевой последовательности U_1, U_2 , соответственно с частотами ω_1, ω_2 , которые выделяются частотными фильтрами и измеряются на разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения TV-2.

По отношению к источникам токов I_1, I_2 все фазы сети соединены через малые сопротивления питающего трансформатора и нагрузки, поэтому исходная схема может быть замещена схемой нулевой последовательности, приведенной на рис. 2.

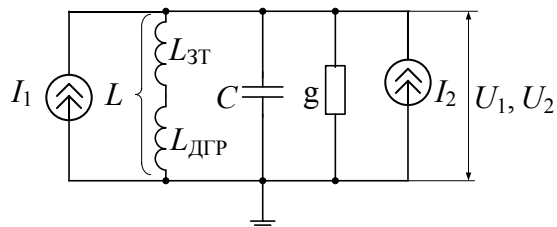


Рис. 2: Схема замещения нулевой последовательности

В работе рассматриваются только принципиальные основы предлагаемого метода контроля расстройки компенсации и основные методические погрешности. Аппаратные погрешности должны, безусловно, учитываться, но на стадии конкретной технической реализации. При такой постановке задачи трансформаторы TV-1 и TV-2 принимаются идеальными, а вторичные и первичные токи и напряжения частот ω_1, ω_2 строго пропорциональными друг другу. Для упрощения дальнейших записей первичные и вторичные токи и напряжения обозначены одинаково.

В схеме замещения кроме параметров L и C учтена также проводимость g , учитывающая активную проводимость изоляции фаз сети, потери в ДГР, а также эквивалентная индуктивность заземляющих трансформаторов $L_{зт}$, к нейтрали которых подключены дугогасящие реакторы с эквивалентной индуктивностью $L_{ДГР}$. Если мощность заземляющих трансформаторов соизмерима с мощностью ДГР, то индуктивность $L_{зт}$ может составлять несколько процентов от индуктивности ДГР. Однако, как видно из схемы рис. 2, влияние индуктивности заземляющих трансформаторов в данном случае автоматически учитывается в эквивалентной индуктивности L и не вызывает методических погрешностей.

Примем для вводимых в контур нулевой последовательности токов и их частоты общие обозначения I_k и ω_k . Тогда абсолютное значение напряжения частоты ω_k , измеряемого на контуре нулевой последовательности, будет равно

$$U_k = I_k Z_k,$$

где Z_k – модуль сопротивления контура нулевой последовательности относительно точки приложения токов I_k .

Выражение для модуля сопротивления Z_k может быть получено в соответствии со схемой рис. 2 и после некоторых преобразований будет иметь вид

$$Z_K = \frac{1}{\omega_K C \sqrt{\left(\frac{g}{\omega_K C}\right)^2 + \left(1 - \frac{1}{\omega_K^2 LC}\right)^2}}. \quad (3)$$

Подставим в (3) величину LC , выраженную из (2), а проводимость g представим, как это принято, через относительную величину d , называемую коэффициентом демпфирования и определяемую как $d=g/(\omega_n C)$. При этом получим

$$U_K = \frac{I_K}{C \omega_1 \sqrt{d^2 + \frac{\omega_1^2}{\omega_K^2} \left(\frac{\omega_E^2}{\omega_1^2} - 1 + \nu\right)^2}}.$$

Чтобы получить параметр, зависящий от ν , но независящий от абсолютных параметров конкретной сети, формируется величина, пропорциональная отношению напряжений на частоте ω_1 и ω_2 , которую обозначим A_ν ,

$$A_\nu = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_1 \sqrt{d^2 + \frac{1}{K_2^2} (K_2^2 - 1 + \nu)^2}}{I_2 \sqrt{d^2 + \frac{1}{K_1^2} (K_1^2 - 1 + \nu)^2}}, \quad (4)$$

где $K_1 = \omega_1 / \omega_n$, $K_2 = \omega_2 / \omega_n$.

Коэффициент демпфирования d величина малая и, как правило, лежит в пределах 0,03–0,05, поэтому она вносит небольшую методическую погрешность в измерение ν , которая проанализирована далее, поэтому примем пока $d=0$. Также примем, что источник токов I_1 , I_2 выполнен так, что соблюдается условие $I_1/I_2=1$. Тогда

$$A_\nu = \frac{U_1}{U_2} = \frac{K_1^2 (K_2^2 - 1 + \nu)}{K_2^2 (K_1^2 - 1 + \nu)}. \quad (5)$$

При решении задачи автоматической настройки компенсации важно оценить чувствительность параметра A_ν к малым отклонениям ν от нулевого значения, так как точность поддержания расстройки должна быть не хуже чем $\pm 0,05$. Чувствительность может быть оценена значением производной $dA_\nu/d\nu$, отнесенной к A_ν при $\nu=0$, которая равна

$$\left. \frac{dA_\nu}{d\nu} \right|_{\nu=0} = \frac{K_1^2 - K_2^2}{(K_1^2 - 1)(K_2^2 - 1)}. \quad (6)$$

Чтобы установить, как при малых значениях ν чувствительность зависит от частоты токов I_1 и I_2 , представим предварительно относительные значения частот следующим образом

$$K_1 = \frac{\omega_\Pi + \Delta\omega}{\omega_\Pi} = 1 + \Delta\omega_*, \quad K_2 = \frac{\omega_\Pi - \Delta\omega}{\omega_\Pi} = 1 - \Delta\omega_*. \quad (7)$$

После подстановки (7) в (6) и некоторых преобразований получим

$$\frac{dA_\nu}{d\nu} = \frac{4}{\Delta\omega(\Delta\omega^2 - 4)}. \quad (8)$$

Как следует из (8), чувствительность к малым отклонениям ν тем выше, чем меньше $\Delta\omega$, то есть чем ближе частоты токов I_1 , I_2 к промышленной частоте. Однако необходимо учитывать, что работа системы автоматической настройки компенсации не должна нарушаться и при больших расстройках компенсации, которые могут иметь место при отключении и повторном включении больших участков сети. Примем максимальное возможное значение расстройки компенсации равным $\nu_{\max} = \pm 0,7$. При таких расстройках компенсации не должна нарушаться монотонность зависимости A_ν от ν . Для выполнения этого условия относительные значения частот K_1 и K_2 должны быть приняты такими, чтобы при изменении расстройки компенсации в пределах $\pm 0,7$ ни числитель, ни знаменатель выражения (5) не обращались в ноль.

С учетом такого ограничения частота выше промышленной ($K_1 > 1$) определяется максимальной перекомпенсацией ($\nu_{\max} < 0$) и должна удовлетворять условию

$$K_1 \geq \sqrt{1 + \nu_{\max}}.$$

Частота ниже промышленной ($K_2 < 1$) определяется максимальной недокомпенсацией ($\nu_{\max} > 0$) по условию

$$K_2 \leq \sqrt{1 - \nu_{\max}}.$$

При $|\nu_{\max}| = |0,7|$ получаем $K_1 \geq 1,304$, $K_2 \leq 0,547$. Принимаем далее $K_1 = 1,5$ (75 Гц), $K_2 = 0,5$ (25 Гц). При таких значениях частот производная по (6) равна 2,1. Это означает, что в области малых значений ν при ее изменении, например, на 0,01, параметр A_ν изменяется на 0,021.

Для реализации автоматической настройки компенсации необходимо сформировать параметр ΔA_ν , который должен удовлетворять условиям

$$\text{при } \nu = 0, \Delta A_\nu = 0; \text{ при } \nu > 0, \Delta A_\nu > 0; \text{ при } \nu < 0, \Delta A_\nu < 0. \quad (9)$$

Возможны два варианта формирования такого сигнала. Сигнал формируется как разность текущего значения A_ν и его значения при $\nu = 0$. В соответствии с (5) этот сигнал, отнесенный к A_ν , равен

$$\Delta A_{\nu^*} = 1 - \frac{(K_1^2 - 1)(K_2^2 - 1 + \nu)}{(K_2^2 - 1)(K_1^2 - 1 + \nu)}. \quad (10)$$

Очевидное преобразование (10) позволяет получить выражение для ΔA_{ν^*} в виде в

$$\Delta A_{\nu^*} = \frac{(K_2^2 - K_1^2)\nu}{(K_2^2 - 1)(K_1^2 - 1 + \nu)}. \quad (11)$$

На рис. 3, а приведена зависимость $\Delta A_{\nu^*}(\nu)$, построенная по выражению (11), в диапазоне малых значений расстройки компенсации $\nu = \pm 0,05$, которая, как видно, практически линейная.

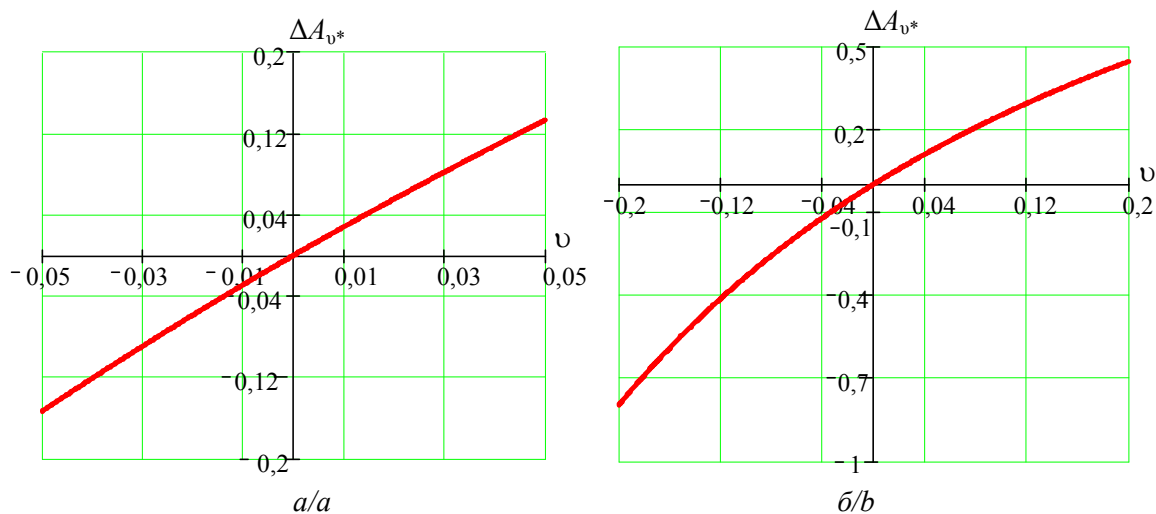


Рис. 3: Изменение параметра ΔA_{ν^*} при ν : а) $\pm 0,05$; б) $\pm 0,2$

Следовательно, с точки зрения обеспечения точности автоматической настройки, чувствительность к положительным и отрицательным отклонениям будет практически одинаковой. Нелинейность зависимости $\Delta A_{\nu^*}(\nu)$ существенно проявляется при реализации визуальной индикации расстройки компенсации в сетях без плавно регулируемых ДГР в диапазоне $\nu = \pm 0,2$.

Другой возможный вариант формирования сигнала, удовлетворяющего условию (9), заключается в организации вычислительной процедуры, соответствующей выделению в явном виде расстройки компенсации ν из выражения (5). Это дает сигнал, отнесенный к A_ν при $\nu = 0$

$$\Delta A_{v^*} = \frac{A_v K_2^2 (K_1^2 - 1) - K_1^2 (K_2^2 - 1)}{K_1^2 - A_v K_2^2}. \quad (12)$$

Сигнал ΔA_{v^*} по (12) линейно зависит от расстройки компенсации в большом диапазоне изменения v , что показано на рис. 4.

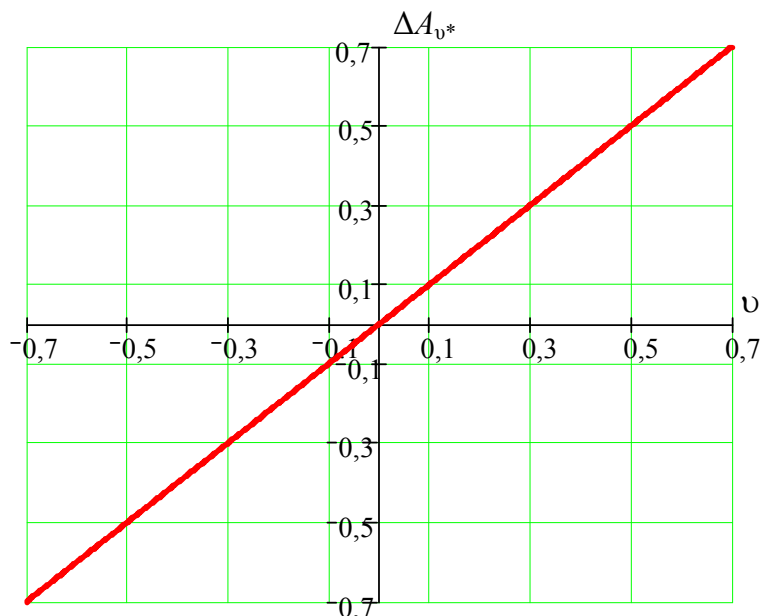


Рис. 4: Зависимость параметра ΔA_{v^*} по (12) в диапазоне $v=\pm 0,7$

Далее определим абсолютную погрешность $\Delta v_{\text{погр}}$ измерения v , которую вносит активная проводимость в контуре нулевой последовательности. Эту погрешность можно найти, определив $\Delta v_{\text{погр}}$ из условия равенства правых частей выражений (4) и (5). Причем в (4) нужно принять $d \neq 0$, $v=0$ и $I_1/I_2=1$, а в (5) $v=v_0+\Delta v_{\text{погр}}$, где v_0 – это значение фактической расстройки, при котором определяется $\Delta v_{\text{погр}}$. Тогда получим

$$\frac{K_1^2 (K_2^2 - 1 + v_0 + \Delta v_{\text{погр}})}{K_2^2 (K_1^2 - 1 + v_0 + \Delta v_{\text{погр}})} = \frac{\sqrt{d^2 + \frac{1}{K_2^2} (K_2^2 - 1)^2}}{\sqrt{d^2 + \frac{1}{K_1^2} (K_1^2 - 1)^2}}. \quad (13)$$

Важно определить погрешность при фактически точной настройке. Зависимость абсолютной погрешности от значения коэффициента демпфирования при $v_0=0$ приведена на рис. 5.

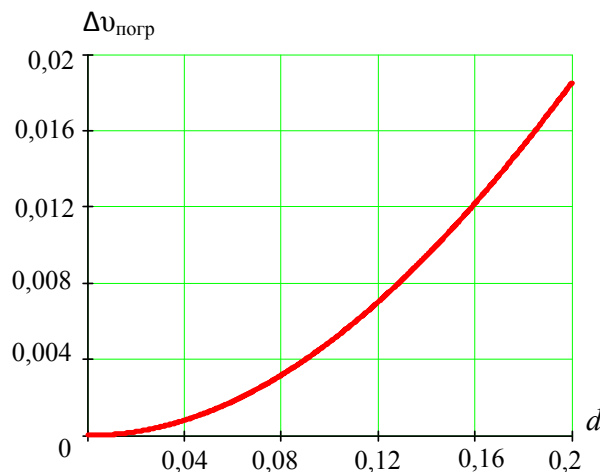


Рис. 5: Зависимость абсолютной погрешности измерения v при фактически точной настройке при различных коэффициентах демпфирования

Влияние активной проводимости проявляется как недокомпенсация. При типичном значении $d=0,05$ абсолютная погрешность составляет 0,00124. Такое значение методической погрешности при установке точности настройки порядка 0,01–0,02, безусловно, не является препятствием для практической реализации предлагаемого способа измерения расстройки компенсации.

В настоящее время находит применение режим комбинированного заземления нейтрали, который заключается в том, что параллельно к ДГР подключается резистор с проводимостью 0,15–0,20 от емкостной проводимости фаз сети относительно земли [7]. Коэффициент демпфирования d при этом составляет порядка 0,2. Даже при таком значении d абсолютная погрешность измерения расстройки компенсации не превышает 0,02.

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Метод наложения токов двух частот может быть реализован путем их введения в сеть через обмотку типового трансформатора напряжения, соединенную в схему разомкнутого треугольника. Определены рациональные значения частот накладываемых токов, при которых обеспечивается однозначность формируемого параметра при максимально возможной расстройке компенсации. Абсолютная методическая погрешность измерения расстройки компенсации емкостного тока при изменении коэффициента демпфирования d в диапазоне от 0,05 до 0,2 составляет соответственно от 0,00124 до 0,02.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Микроконтроллерный регулятор МИРК-5 URL: <http://mikroinginiring.ru/index.php/product/catalog/mirk-5> (дата обращения: 26.03.2014).
- [2] Соловьев И.В., Петров В.С., Петров М.И. Метод автоматического управления плунжерными дугогасящими реакторами // Вестник Чувашского университета. – 2010. – № 3. – С. 251–259.
- [3] Система автоматической настройки компенсации: пат. на полезную модель № 88221; заявл. 08.06.2009; опубл. 27.10.2009.
- [4] Непрерывный контроль степени расстройки компенсации и автоматическая настройка дугогасящих реакторов в электрических сетях 6–10 кВ на основе наложения токов с частотой 25 Гц / Р.А. Вайнштейн, С.Л. Березницкий, В.В. Шестакова, С.М. Юдин // Известия ВУЗов. Электромеханика. – 2004. – № 4. – С. 54–59.
- [5] Шкрабец Ф.П., Остапчук А.В. Система автоматического управления дугогасящим реактором. URL: <http://masters.donntu.edu.ua/2011/etf/agytin/library/tez2.htm> (дата обращения: 29.09.2014)
- [6] Защита от замыканий на землю в обмотке статора генераторов в схеме блоков с реактированной отпайкой / Р.А. Вайнштейн, А.В. Доронин, А.М. Наумов, С.М. Юдин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2011. – № 6. – С. 98–101.
- [7] Ильиных М.В., Сарин Л.И., Ширковец А.И. Исследование переходных процессов при однофазных замыканиях на землю в сети 6 кВ ТЭЦ металлургического комбината с комбинированным заземлением нейтрали // Электрические сети и системы. – 2008. – № 3. – С. 38–47.



С.1.2-11. Волновое определение места повреждения на линиях с ответвлениями¹

А.Л. КУЛИКОВ, В.В. АНАНЬЕВ, М.Д. ОБАЛИН
НГТУ им. Р.Е. Алексеева
Россия
inventor61@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

волновое определение места повреждения, регистрация электромагнитных волн, линия электропередачи с ответвлениями

1 ВВЕДЕНИЕ

Волновые методы определения места повреждения (ВОМП) линий электропередачи (ЛЭП) становятся все более востребованными как в российских [1], так и в зарубежных [2-6] электрических сетях, несмотря на определенную сложность технической реализации. Перспективность применения ВОМП определяется высокой точностью расчета расстояния до места повреждения.

Как правило, для оценки расстояния до повреждения используется двухсторонний метод ВОМП (рис. 1) с оценкой расстояния до повреждения согласно выражению

$$x = 0,5[L + v(t_A - t_B)] \quad (1)$$

где L – длина ЛЭП; v – скорость распространения волновых аварийных оставляющих; t_A, t_B – времена регистрации волны на концах ЛЭП.

На скорость распространения электромагнитной волны по ЛЭП оказывают влияние множество факторов (тип и варианты применения опор на участках ЛЭП; стрела провеса провода в пролете ЛЭП; сопротивление грунта и др).

Важно, что без введения специальных мер компенсации ошибок, их совокупное значение может достигать величин, свойственных определению мест повреждения по параметрам аварийного режима [7].

К числу основных специальных мер следует отнести:

- адаптацию алгоритма ВОМП под индивидуальные характеристики ЛЭП [7];
- приспособление алгоритма ВОМП под изменяющиеся внешние и внутренние факторы, воздействующие на защищаемую ЛЭП [7];
- применения навигационных алгоритмов [8];

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (соглашение №14.577.21.0124 о предоставлении субсидии от 20.10.2014, уникальный идентификатор проекта RFMEF157714X0124)

- применения статистических методов обработки результатов.



Рис. 1: Схема подключения ВОМП на примере Qualitrol TWS FL-8 [5]

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

В общем случае, оценка расстояния по двухстороннему методу ВОМП (выражение (1)) отличается от истинного расстояния, на котором произошло повреждение. Сопоставление оценок расстояний с истинным расстоянием до места повреждения позволяет вычислить ошибку оценки, которая будет зависеть от расстояния до места повреждения и зависеть от индивидуальных параметров защищаемой ЛЭП (рис. 2)

$$\Delta x(x_{расч}) = x - x_{расч} \quad (2)$$

где $x_{расч}$ – расчетное расстояние до места повреждения (например, по выражению (1)); x – истинное расстояние до места повреждения.

Из рис. 2 видно, что график ошибки оценки расстояния – не прямая линия. Разный наклон графика к оси абсцисс обусловлен наличием на рассматриваемой ЛЭП нескольких участков с отличающимися друг от друга параметрами (типом опор, типом проводов ЛЭП, сопротивлением грунта и др).

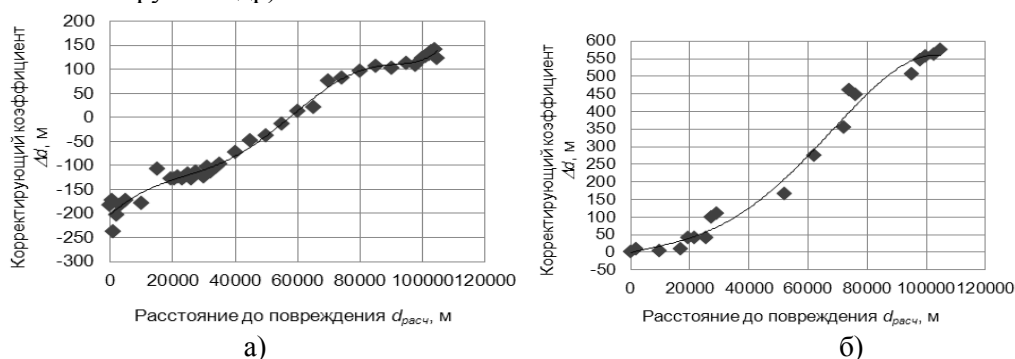


Рис. 2: Графики корректирующей добавки оценки места повреждения на линии 220 кВ Бобльская-Кудьма Нижегородской энергосистемы: а) для двухстороннего метода, б) для одностороннего метода ВОМП

Величина разности $\Delta x(x_{расч})$ связана с систематической ошибкой, и поэтому, вычислив ее для защищаемой ЛЭП, можно повысить точность ВОМП, введя корректировку

$$x = x_{расч} + \Delta x(x_{расч}) \quad (3)$$

Графики корректирующей добавки для используемых алгоритмов ВОМП могут быть получены, например, на основе имитационных экспериментов на модели защищаемой ЛЭП. Предложенный способ можно использовать не только для повышения точности двухстороннего метода ВОМП, но и других более сложных методов.

Результаты моделирования с использованием программного продукта PSCAD показывают, что повышение точности данным методом может достигать нескольких сотен метров.

Как отмечалось ранее на линию электропередачи воздействует ряд внешних факторов (стрела провеса провода в пролете ЛЭП, удельное сопротивление грунта на участках ЛЭП и др). Дальнейшее уточнение оценки ВОМП возможно, если принять во внимание изменение этих факторов. На рис. 3 приведены диапазоны изменения корректирующей добавки, рассчитанной по выражению (2) для наиболее значимых с точки зрения ВОМП факторов, воздействующих на ЛЭП. Исследование показывает, что неучет таких факторов, как стрела провеса, сопротивление грунта и мгновенное значение тока в момент повреждения обеспечивает ошибки до 100 метров.

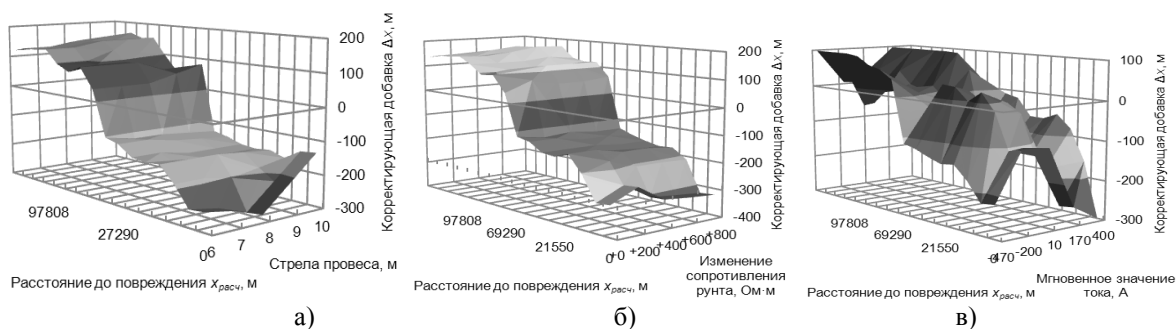


Рис. 3: График корректирующей добавки в зависимости от: а) величины стрелы провеса, б) изменения сопротивления грунта, г) мгновенного тока нагрузки в момент повреждения для линии 220 кВ Бобльская-Кудьма Нижегородской энергосистемы

При технической реализации ВОМП целесообразно получить совокупность зависимостей корректирующих добавок по всем факторам, влияющим на точность оценки расстояния, и хранить в памяти устройства, реализующего расчетные операции. Имея средства оценки значений влияющих факторов (мгновенное значение тока, температура провода, влажность воздуха и др.), целесообразно осуществлять выборку из памяти корректирующей добавки, соответствующей замеренным значениям факторов, для уточнения расстояния до повреждения ЛЭП. Такое техническое решение позволит обеспечить высокую точность ВОМП, адаптированного к особенностям исполнения и режимов работы конкретной ЛЭП, путем применения имитационных моделей.

Для реализации двухстороннего ВОМП достаточно измерений на двух концах ЛЭП. При наличии на линии ответвлений (отпаек) или промежуточных подстанций (ПС) возникает дополнительный ресурс избыточной информации, который целесообразно использовать в интересах повышения точности ВОМП. Рассмотрим возможность повышения точности при наличии на линии отпаек (рис. 4).

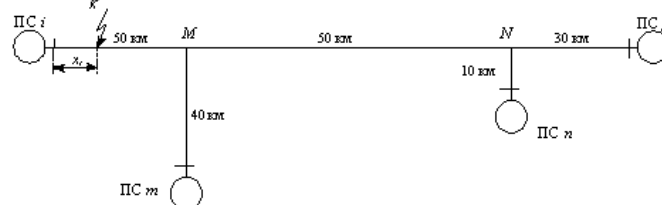


Рис. 4: Пример структурной схема линии электропередачи с ответвлениями

Пусть повреждение произошло на ответвлении i , расстояние от места повреждения до

соответствующей ПС равно x_i (например, до ПС i). Под псевдодальностью от места повреждения ЛЭП до i -ого пункта регистрации волнового фронта понимают дальность (расстояние) $x_{изм\ i}$ до этого пункта, отличающегося от истинной дальности x_i на неизвестную, но постоянную на время ОМП величину Δx . Тогда можно записать $x_{изм} = x_i + \Delta x$. Измерение расстояния до повреждения с использованием двух пунктов регистрации волн (например, i и j) и ошибка Δx_1 приводят к неопределенности. Для ее устранения нужно провести дополнительное измерение на третьем пункте регистрации (например, m) и получить уточненное решение. При наличии дополнительных пунктов (например, n) можно производить последующее уточнение, вводя дополнительную ошибку Δx_2 и т.д.

Пусть для пары устройств i и j , местоположение которых известно, имеем зарегистрированные времена прохождения фронта волны: $T_i = t_i - t_o$ и $T_j = t_j - t_o$, где t_o – время возникновения повреждения. Составим систему уравнений:

$$\begin{cases} t_i - t_o = \frac{x_i}{v}; \\ t_j - t_o = \frac{L_i + L_j + P_{ij} - x_i}{v}; \end{cases}$$

где v – скорость распространения электромагнитной волны; x_i – оценка расстояния до места повреждения относительно i -ого пункта регистрации; L_i – длина i -ой отпайки; P_{ij} – длина линии между отпайками i и j ; t_i – время регистрации волны в i -ом пункте. Решение системы уравнений позволяет получить расстояние до искомого места повреждения, которое вычисляется по выражению

$$x_i = 0,5 \cdot [L_i + L_j + P_{ij} + v(t_i - t_j)]. \quad (4)$$

Использование нескольких пар устройств регистрации приводит к формированию нескольких оценок расстояния и реализации более точного алгоритма ОМП ЛЭП за счет привлечения большего объема дополнительной информации. Пусть расстояние до повреждения вычисляется с ошибкой при использовании пары устройств i, j : $x_i = x_j + \Delta x$. Воспользуемся дополнительным расчетом расстояния до повреждения x_2 для компенсации этой ошибки $\Delta x = x_2 - x_i$. Выбрав пару устройств регистрации на ПС (i, n), приходим к системе уравнений:

$$\begin{cases} x_i = 0,5 \cdot [L_i + L_j + P_{ij} + v(t_i - t_j)] + \Delta x \\ \Delta x = 0,5 \cdot [L_i + L_n + P_{in} + v(t_i - t_n)] - x_i. \end{cases}$$

где для рассматриваемого примера $P_{ij} = P_{in} = P_{MN}$. Решение системы уравнений определяет выражение для уточненного расчета расстояния до места повреждения

$$x_i = 0,25 \cdot [2L_i + L_j + L_n + 2P_{MN} + v(2t_i - t_j - t_n)]. \quad (5)$$

Таким образом, получена более точная оценка расстояния при ОМП ЛЭП. Здесь неточности измерения парой устройств i, j могут быть компенсированы дополнительными измерениями парой i, n . Оценка расстояния до повреждения относительно узла i с использованием пар устройств (i, j), (i, n) и (i, m) примет вид:

$$x_i = 0,125 \cdot [4L_i + 2L_m + L_j + L_n + 2P_{MN} + v(4t_i - 2t_m - t_j - t_n)]. \quad (6)$$

Другим методом, позволяющим обрабатывать данные при избыточных измерениях, является навигационный разностно-дальномерный метод. Рассмотрим на примере линии с промежуточной подстанцией (рис. 5).

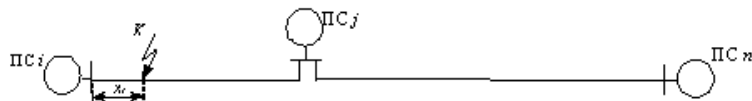


Рис. 5: Структурная схема участка электрической сети с промежуточной подстанцией

Разностно-дальномерный метод основан на измерении разности дальностей. Для измерения этой разности необходимо оценить временные задержки между моментами прихода

сигналов от места повреждения до каждого пункта регистрации. При линейных измерениях (координата x), достаточно оценить только одну разность расстояний, что потребует дважды зарегистрировать фронт волны по концам ЛЭП.

Пусть повреждение произошло на ЛЭП между подстанциями (ПС) i и j , расстояние от места повреждения до ПС i равно x_i . Используя пункты регистрации i и j , можем записать разность расстояний $\Delta x = x_i - x_j$. Обозначим с помощью L_{ij} расстояние между пунктами регистрации i и j . Тогда выражение для разности расстояний преобразуется к виду

$$x_i - (L_{ij} - x_i) = v \cdot (t_i - t_j),$$

где t_i – момент прихода волны на i -ый пункт регистрации, t_j – момент прихода волны на j -ый пункт регистрации, v – скорость распространения электромагнитной волны.

При отклонении скорости электромагнитной волны v от расчетной (например, скорости света) или при рассинхронизации времени между пунктами регистрации i и j появляется ошибка в оценке расстояния Δx . Для ее устранения можно провести дополнительное измерение на третьем пункте регистрации и получить уточненное решение. Расчетная система при использовании трех пунктов регистрации i, j и, например, n имеет вид

$$\begin{cases} x_i - (L_{ij} - x_i) = v \cdot (t_i - t_j) + \Delta x \\ x_i - (L_{ij} + L_{jn} - x_i) = v \cdot (t_i - t_n) - \Delta x; \end{cases}$$

где L_{jn} – расстояние между пунктами регистрации j и n .

Решив систему относительно переменных x_i и Δx , получим уточненное расстояние до повреждения на участке между ПС i и j :

$$x_i = 0,25 \cdot [2L_{ij} + L_{jn} + v \cdot (2t_i - t_j - t_n)]. \quad (7)$$

При наличии дополнительных пунктов можно производить последующее уточнение, вводя дополнительную ошибку Δx_2 и т.д.

Достоинством псевдодальномерного и разностно-дальномерного метода является то, что он не накладывает жестких ограничений на средства измерения времени прихода волн и позволяет производить последовательные уточнения.

Сравнение точности навигационных алгоритмов и двухстороннего метода ВОМП осуществлялось с использованием программного продукта PSCAD (рис. 6) для участка $i-j$ (рис. 4) и участка $i-n$ (рис. 5) соответственно для псевдодальномерного и разностно-дальномерного метода.

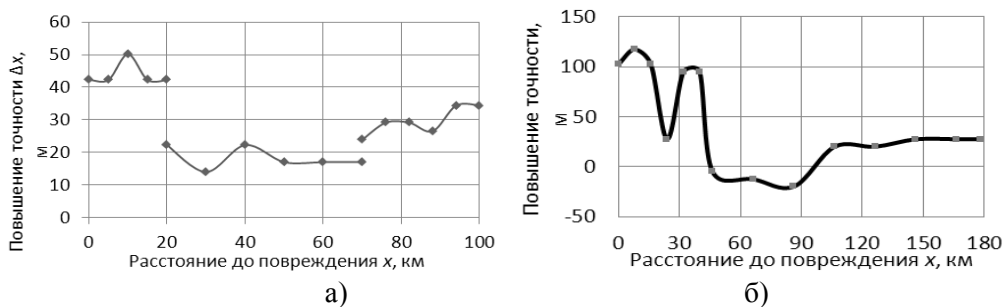


Рис. 6: Повышение точности псевдодальномерного метода (а) и разностно-дальномерного метода в сравнении с двухсторонним методом ВОМП

При модельных расчетах результатов для каждого регистрирующего устройства использован полосовой фильтр 100кГц-1МГц по условию отстройки от зарядного тока линии и использованию высокочастотного присоединения ЛЭП.

На рис. 7. показана зависимость ошибок многостороннего метода (на примере разностно-дальномерного метода ВОМП) и двухстороннего метода от изменения влияющих факторов на примере ЛЭП 220 кВ Семенов-Рыжково-Мантурово Нижегородской энергосистемы (рис. 5).

Результаты исследования показывают, что выигрыш в точности навигационных алгоритмов в сравнении с двухсторонним методом ВОМП достигает более 100 м.

Многосторонние методы менее подвержены влиянию внешних факторов и обеспечивают более высокую точность ВОМП по сравнению с двухсторонним методом.

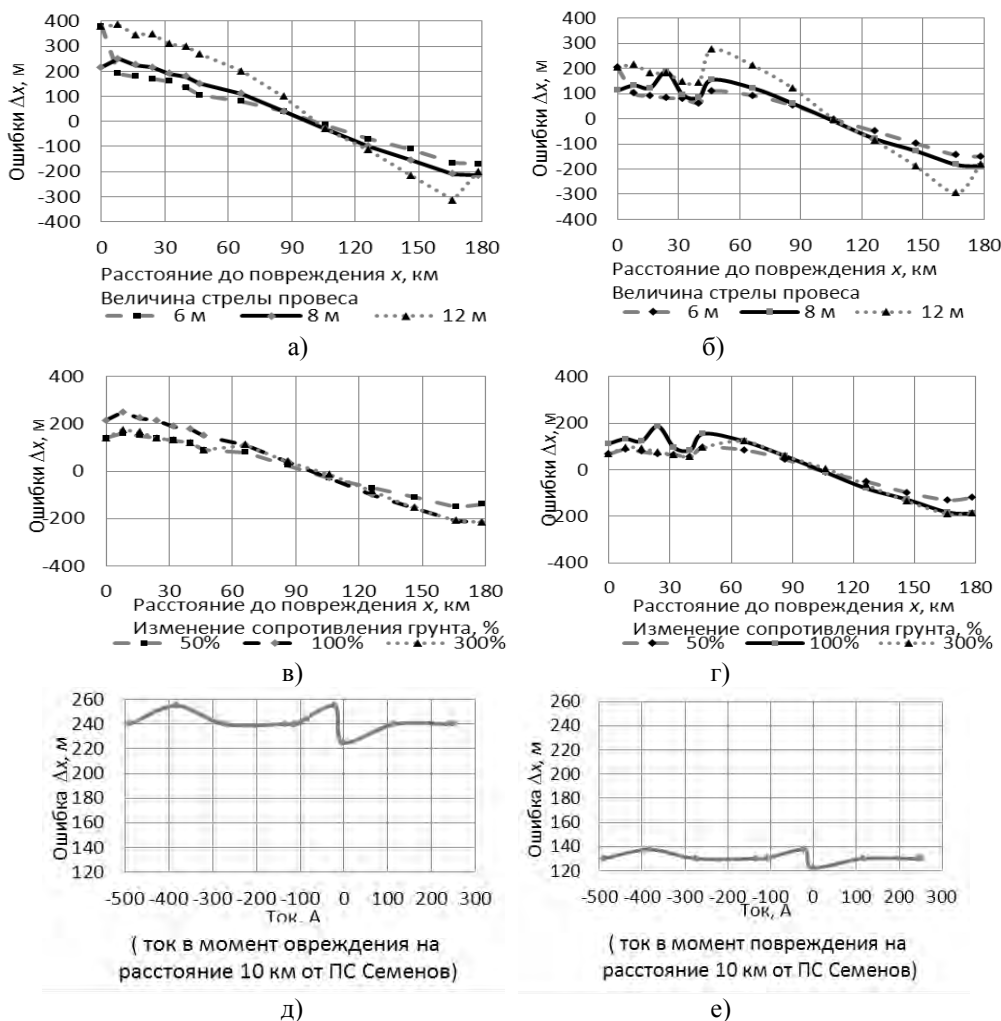


Рис. 7: Ошибки ВОМП от стрелы провеса: а) двухсторонний, б) разностно-дальномерный методы; от сопротивления грунта: в) двухсторонний, г) разностно-дальномерный методы; от тока в момент повреждения: д) двухсторонний, е) разностно-дальномерный метод

Следует отметить, что высокие точностные характеристики многосторонних методов ВОМП реализуются путем информационной избыточности при регистрации волновых процессов поврежденной ЛЭП, обеспечиваемой дополнительной установкой специального оборудования на ПС. Однако стоимость такого оборудования невысока, а дополнительные затраты достаточно быстро окупаются за счет сокращения времени поиска повреждения ЛЭП и времени нахождения ее в ремонте.

Дальнейшее повышение точности может быть достигнуто за счет применения статистической обработки информации. Статистические методы позволяют оценить требуемую зону обхода. Статистическая обработка информации может быть реализована с применением:

- регистраторов в момент повреждения;
- данных статистики прошлых повреждений на ЛЭП.

В первом случае необходимо регистрация аварийного события на трех или более устройствах ВОМП. Применение статистических методов рассмотрим на примере участка электрической сети (рис. 4).

Пусть повреждение возникает на отпайке i на расстоянии x_i от ПС i . Возможно три варианта расчета расстояния до повреждения двухсторонним методом ВОМП с расположением

регистрирующих устройств: ПС_{*i*} - ПС_{*j*}; ПС_{*i*} - ПС_{*m*}; ПС_{*i*} - ПС_{*n*}. Каждый из указанных расчетов будет обладать индивидуальной погрешностью из-за того, что для каждой пары устройств специфичны условия проведения ВОМП. Точностные характеристики ВОМП и возможную зону обхода характеризует дисперсия оценки расстояния до места повреждения, определяемая как математическое ожидание квадрата флюктуаций

$$D_{i(i;m)}(x_i) = M[X_{i(i;m)} - M_{i(i;m)}(x_i)]^2 \quad (8)$$

где $X_{i(i;m)}$ – выборочные значения расстояния x_i до повреждения, соответствующее паре устройств i - m ; $M_{i(i;m)}(x_i)$ – математическое ожидание значений $x_{i(i;m)}$, зависящее от расстояния x_i до места повреждения.

Для повышения точности ВОМП флюктуации

$$\Delta = x_i - M_{i(i;m)}(x_i) \quad (9)$$

должны быть учтены при оценке расстояния до повреждения по результатам моделирования или статистике повреждений на исследуемой линии и использованы для корректировки текущей оценки расстояния до повреждения

$$x_{i(i;m)}^{\text{кор}} = x_{i(i;m)} + \Delta_{i(i;m)}(x_{i(i;m)}) \quad (10)$$

Дальнейшего повышения точности можно достигнуть путем использования всех трех вариантов расчета расстояния по двухстороннему ВОМП с последующим объединением результатов расчета. При этом целесообразна реализация взвешенной суммы оценок расстояния согласно выражению

$$x_{\text{рез}} = \frac{\sum_k \frac{x_{i(k)}^{\text{кор}}}{D_k(x_{i(k)}^{\text{кор}})}}{\sum_k \frac{1}{D_k(x_{i(k)}^{\text{кор}})}} \quad (11)$$

где $x_{\text{рез}}$ – результирующая оценка расстояния до места повреждения x_i ; k – номер варианта расчета расстояния до повреждения (1 – при выборе пары устройств на ПС_{*i*} и ПС_{*j*}; 2 – устройств на ПС_{*i*} и ПС_{*m*}; 3 – устройств на ПС_{*i*} и ПС_{*n*}); $x_{i(k)}^{\text{кор}}$ – уточненная оценка x_i по выражению (4) для k -ого варианта; $D_k(x_{i(k)}^{\text{кор}})$ – дисперсия оценок при выборе варианта k как функция от уточненного расстояния до повреждения $x_{i(k)}^{\text{кор}}$;

позволяющей существенно повысить точность расчета расстояния до места повреждения.

Для формирования требуемой зоны обхода ЛЭП воспользуемся соотношением для получения результирующей дисперсии по результатам нескольких измерений

$$D_{\text{рез}}(x_i) = \frac{1}{\sum_k \frac{1}{D_k(x_i)}} \quad (12)$$

где $D_k(x_i)$ – дисперсии расстояния до повреждения x_i , полученные согласно выражению (8).

При этом, исходя из заданной доверительной вероятности и нормального закона распределения, путем определения табличных значений можно определить требуемую зону обхода ЛЭП с учетом точности многостороннего ВОМП.

Повышение точности оценки расстояния при ВОМП ЛЭП проиллюстрируем в предположении, что повреждение на исследуемой линии (рис. 4) возникает на расстоянии 10; 20 и 30 км от ПС i . При этом итоговые данные имитационного моделирования приведены в табл. 1.

Следует отметить, что предложенные статистические методы повышения точности целесообразны к применению не только при многостороннем ВОМП ЛЭП, но и при

статистической обработке данных на конкретной линии. При этом текущие данные ВОМП могут уточняться и корректироваться по результатам анализа предыдущих повреждений ЛЭП.

Истинное расстояние до повреждения, м	10000	20000	30000
Оценка по паре устройств $x_i(i;m)$, м	9954	19962	29970
Оценка по паре устройств $x_i(i;n)$, м	9937	19936	29953
Оценка по паре устройств $x_i(i;j)$, м	9929	19919	29936
Корректировка $\Delta(i;m)$, м	46	38	25
Корректировка $\Delta(i;n)$, м	62	53	40
Корректировка $\Delta(i;j)$, м	77	68	55
Дисперсия $D_i(i;m)$, м ²	50	30	30
Дисперсия $D_i(i;n)$, м ²	55	60	68
Дисперсия $D_i(i;j)$, м ²	120	92	76
Результирующая дисперсия, м ²	24	16	16
Результирующая оценка, м	10001	19995	29994
Зона обхода, м	15	12	12

Примечание: моделирование шумов на ЛЭП не проводилось, зоны обхода соответствуют предельно достигаемой точности метода статистического объединения результатов многостороннего ВОМП.

Табл. 1: Сравнение точности результатов ВОМП ЛЭП при статистической обработке информации

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. ВОМП содержит методическую ошибку, так как использует при оценке расстояния одинаковое значение скорости распространения электромагнитной волны для повреждений любой удаленности. Величина ошибки оценки ВОМП ЛЭП может быть соизмерима с ошибкой ОМП по параметрам аварийного режима.

2. Значительного повышения точности можно достичь за счет учета индивидуальных характеристик защищаемой ЛЭП. Предложена методика повышения точности, основанная на учете внешних факторов, это позволяет увеличить точность до 100 метров по каждому учитываемому фактору.

3. Разработаны многосторонние алгоритмы ВОМП, позволяющие повысить точность оценки расстояния до повреждения ЛЭП на линиях с отпайками и промежуточными подстанциями.

4. Обоснован статистический метод обработки результатов при многосторонних измерениях. Зона обхода ЛЭП для ВОМП находится в пределах прямой видимости.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Места повреждения на уральских ЛЭП обнаружат волновым методом // Энергетика и промышленность России. 2014. № 11 (247).
- [2] Xiangjun Z., Li K. K., Zhengyi L., Xianggen Y., Xiangun Z. Fault location using traveling wave for power networks // Industry Applications Conference. 2004. № 4. pp. 2426-2429.
- [3] Deng F., Zeng X., Bo Z., Ma S., Zhou S. An improved network-based traveling wave fault location method // Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). 2011. pp. 1-4.
- [4] Dwivedi A., Yu X. Fault location in radial distribution lines using travelling waves and network theory // Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium. 2011. pp. 1051-1056.
- [5] TWS FL-8 Прибор для определения мест повреждений по методу «бегущей волны» // Qualitrol Corp., документ №: 40-08591-01.
- [6] Fischer N. Protective relay traveling wave fault location / Skendzic V., Moxley R., Needs J. // University of Idaho, and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2013.
- [7] Куликов А.Л., Ананьев В.В. Адаптивное волновое определение места повреждения линии электропередач // Вестник ИГЭУ. 2014. №4. С. 21-25.
- [8] Куликов А. Л., М. Ш. Мисриханов Определение мест повреждения ЛЭП на основе методов пассивной локации и навигации // Вестник ИГЭУ. 2004. С. 111-119.



С.1.2-12. Современные методы и средства ОМП

В.Н. Козлов, К.И. Ермаков, М.Н. Ефимов, И.В. Плотников
ООО «НПП Бреслер»
Россия
info@bresler.ru

Повреждение линий электропередачи приводит к нарушению нормального режима работы электроэнергетических систем и, как следствие, к нарушению нормального электроснабжения потребителей, снижению качества электрической энергии и повышению потерь электроэнергии в сети. Для восстановления нормального режима работы необходимо как можно быстрее восстановить поврежденную линию. Значительную часть времени восстановления поврежденной линии занимает процесс определения места повреждения (ОМП). Поэтому к устройствам ОМП предъявляют повышенные требования точности и надежности.

ООО «НПП Бреслер» выпускает два вида ОМП: программный комплекс, на базе программы просмотра и анализа осциллограмм – WinBres 3 и аппаратный комплекс локации места повреждения - реализованный в терминалах серии Бреслер-0107.090 – рис 1.



Рис. 1 — Аппаратный комплекс определения места повреждения

Привлекательность аппаратного комплекса заключается в высокой оперативности, малой погрешности и повышенной надежности ОМП, что

достигается за счет использования сочетания современных алгоритмов и методов определения места повреждения. В нормальных условиях работы, при возникновении аварии, одновременно выполняется ОМП пятью различными методами, в порядке их вывода на дисплей:

- волновой метод;
- двухсторонний расчет по параметрам переходного процесса (ПАР) и модели ЛЭП;
- двухсторонний формульный расчет;
- односторонний расчет по ПАР;
- односторонний формульный расчет.

Наиболее точным и новым является алгоритм волнового ОМП, основанный на измерении интервалов времени между моментами достижения, электромагнитной волной, возникающие в месте повреждения, различных концов ЛЭП – рис.2.

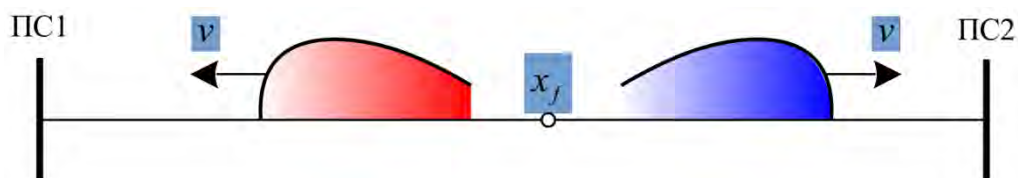


Рис. 2 — Распространение электромагнитных волн к концам ЛЭП

Моменты времени синхронизируются приемниками ГЛОНАСС или GPS и находится разница времени прохождения фронта волны Δt – рис.3 По известной скорости распространения электромагнитной волны, длине линии и измеренной величине Δt определяется расстояние до места повреждения.

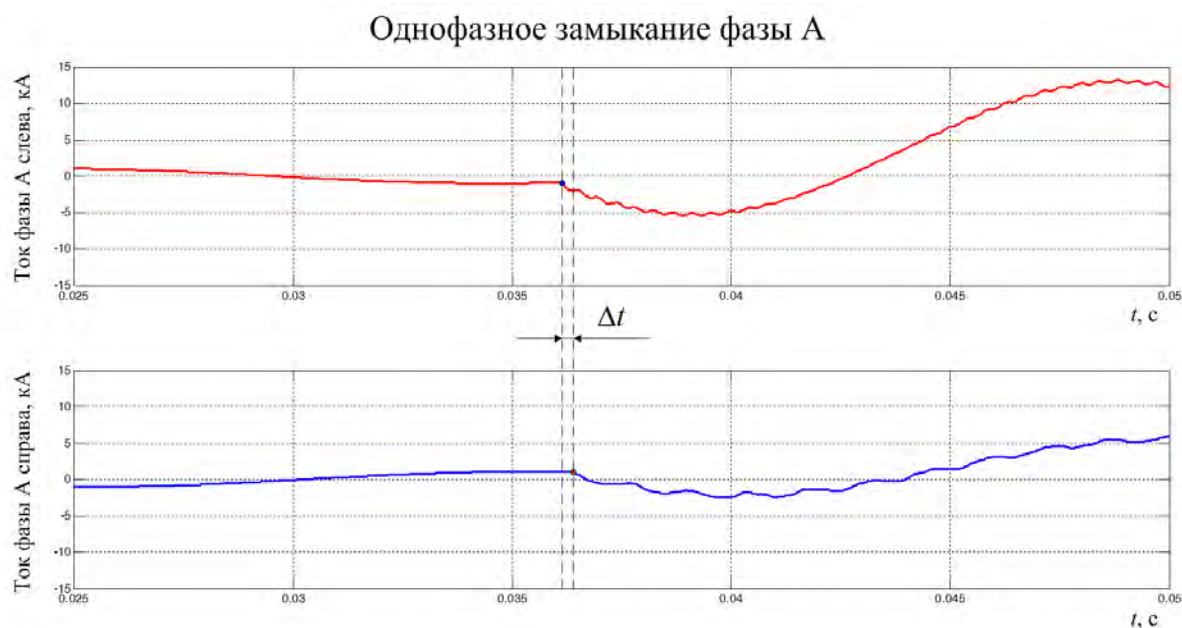


Рис. 3 — Осциллограмма тока поврежденной фазы при коротком замыкании

Волновое ОМП требует максимального технического оснащения комплекса – рис.4: специальные GPS или ГЛОНАСС приёмники, обязательно наличие каналов связи между терминалами, установленными по концам ЛЭП, высокочастотная регистрация аварии. Имеется существенная проблема и с распознаваемостью замыканий.

В случае потери связи со спутником, но при наличии канала обмена данными между терминалами, реализуется оставшиеся четыре метода ОМП.

В случае нарушения связи между терминалами реализуются односторонние методы ОМП с выдачей результатов диспетчеру ЦУС.

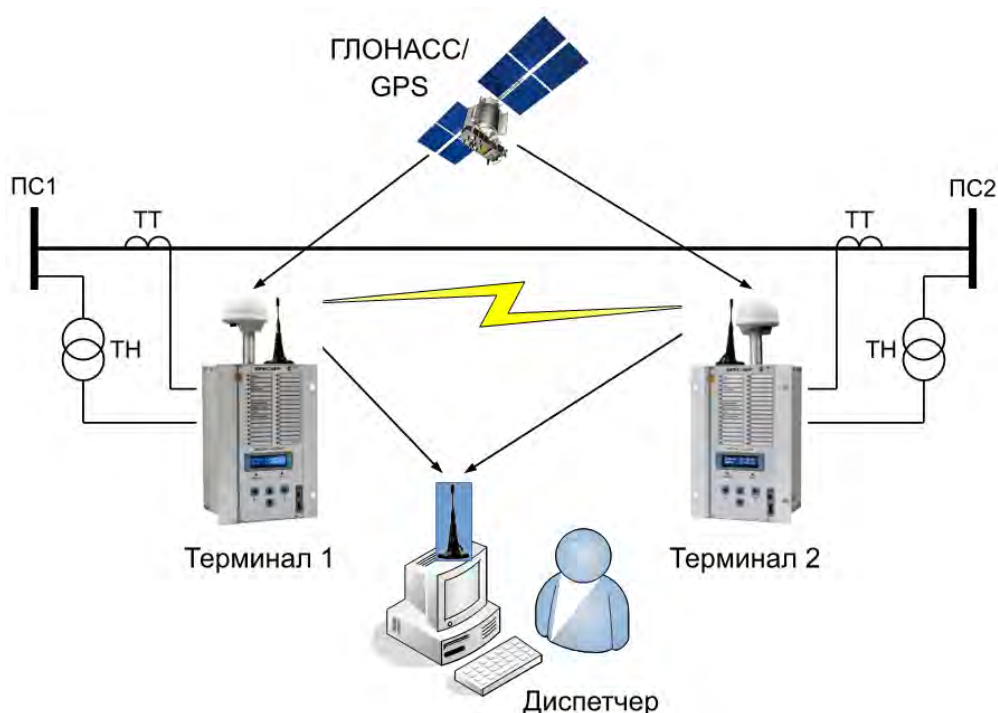


Рис. 4 — Структурная схема организации комплекса ОМП

В наихудшем случае – отсутствии каналов связи, каждый терминал выполняет односторонний расчет самостоятельно, т. е. работоспособность комплекса ОМП, пусть с понижением точности, но сохраняется до последней возможности.

Другие особенности аппаратного комплекса определения места повреждения:

- расчет полностью автоматизирован - результат ОМП выводится на дисплеи терминалов и передается диспетчеру, дополнительная подготовка персонала для работы с терминалами не требуется;

- пусковые органы реализованы на анализе сигналов промышленной частоты, и только в момент возникновения аварии выделяется отрезок

высокочастотного сигнала;

- поиск метки времени, соответствующей началу возникновения электромагнитной волны, осуществляется с помощью спектрального анализа на основе вейвлет-преобразований;

- в терминалах предусмотрено резервирование канала связи с противоположным концом, диагностика каналов связи, светодиодная индикация потери связи со спутником и неудачного соединения с терминалом противоположной ПС;

- для организации связи могут использоваться приемопередатчики ВЧ защит;

- при коротком замыкании в журнале событий фиксируются вид аварии и поврежденные фазы, точка повреждения, аварийные величины токов и напряжений, симметричные составляющие, ток КЗ, длительность аварии и осциллограмма переходного процесса.

В настоящее время терминалы ОМП установлены на объектах МЭС Северо-запада, МЭС Волги, МЭС Урала, МЭС Юга, МЭС Востока и успешно эксплуатируются в данных сетях, в том числе и на кабельных ЛЭП высокого напряжения.



С.1.2-13. Выявление повреждений в электрических сетях в условиях неполноты информации

В.И.НАГАЙ, И.В. НАГАЙ, С.В. САРРЫ, П.С. КИРЕЕВ, А.В. УКРАИНЦЕВ
ФГБОУ ВПО «Южно-Российский государственный политехнический университет
(НПИ) имени М.И. Платова– АвтоматикаДон
Россия
nvi53@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Релейная защита, короткое замыкание, замыкание на землю, селективность, быстродействие, переходное сопротивление, нагрузочный режим, электрическая дуга.

1 ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети напряжением 6-110 кВ являются одними из самых протяженных в России и обеспечивают питание как промышленных, так и коммунальных потребителей, что накладывает на них достаточно жёсткие требования по надёжности. Как правило, сети данного класса напряжения строятся по радиальному принципу, что упрощает выполнение релейной защиты и автоматики (РЗА), но вместе с тем применение более простых технических решений по сравнению с сетями более высокого класса напряжения снижает их техническое и информационное совершенство. Применение РЗА с относительной селективностью в условиях неполноты информации, влияющих факторов порождает проблему чувствительности, селективности и быстродействия.

Распознавание повреждений в электрических распределительных сетях с ответвительными подстанциями представляет сложную задачу, особенно при наличии влияния переходного сопротивления на токи аварийных режимов сопоставимых с токами нагрузочных режимов. При этом наличие переходного сопротивления в месте повреждения приводит к снижению тока и увеличению сопротивления короткозамкнутой цепи, т.е. смещению области аварийного режима в сторону области нагрузочного режима. Не исключено пересечение этих областей, особенно при наличии мощной двигательной нагрузки на смежных подстанциях по отношению к защищаемой подстанции.

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Для успешного решения задачи распознавания междуфазных повреждений при наличии переходного сопротивления электрической дуги необходимо уточнить информационные признаки, характеризующие рассматриваемый режим. Информационные признаки рассматриваются для защит ближнего и дальнего резервирования электрической распределительной сети, представленной на рис.1. Защита дальнего резервирования (ЗДР) подключается к измерительным трансформаторам тока $TA1$ и напряжения $TU1$ со стороны питающей подстанции и обеспечивает соответственно контроль токов и напряжений и их составляющих (симметричных, ортогональных, аварийных и других). Защита ближнего резервирования (ЗБР) установлена на ответвительной или промежуточной подстанции и

обеспечивает контроль токов, напряжений со стороны высшего и низшего напряжения, тока нейтрали, а также, например, светового потока внутри отсеков комплектного распределительного устройства (КРУ) стороны низшего напряжения. Это позволяет расширить информационную базу защиты ближнего резервирования по сравнению с ЗДР. Таким образом, сочетание ближнего и дальнего резервирования позволит обеспечить их требуемую чувствительность и снизить выдержки времени при действии ЗБР.

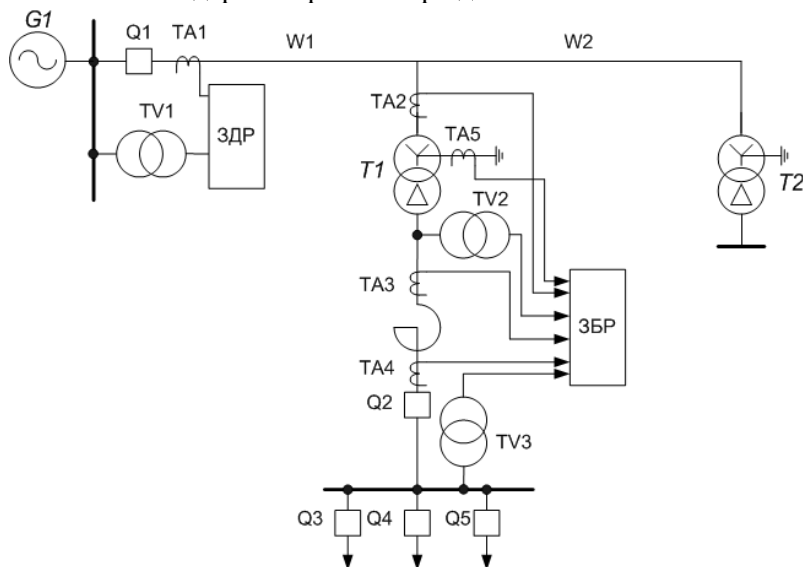


Рис. 1. Поясняющая схема размещения защит ближнего и дальнего резервирования в электрической сети с ответвительными подстанциями

Для минимизации влияния переходного сопротивления на функционирование ЗБР и ЗДР необходимо уточнить диапазоны параметров информационных признаков данного вида повреждения, что будет выполнено на основе предложенной классификации (рис.2).

Переходное сопротивление электрической дуги носит активный характер и его наличие приводит к снижению модулей и аргументов токов [1–12]. Это обуславливает увеличение общего сопротивления короткозамкнутой цепи. При изменении напряжения на электрической дуге $U_{\Pi} = U_{\text{д}} = (0 \div 0,3)U_{\text{ном}}$ модули тока КЗ снижаются до уровня 80% тока металлического короткого замыкания (КЗ), значение аргумента снижается до значения $0,6\phi_{\text{КЗМ}}$ (т.е. $55^{\circ} \div 60^{\circ}$), а переходное сопротивление достигает значений $0,6Z_{\text{T}}$, где $\phi_{\text{КЗМ}}$ – аргумент тока металлического КЗ; Z_{T} – сопротивление трансформатора.

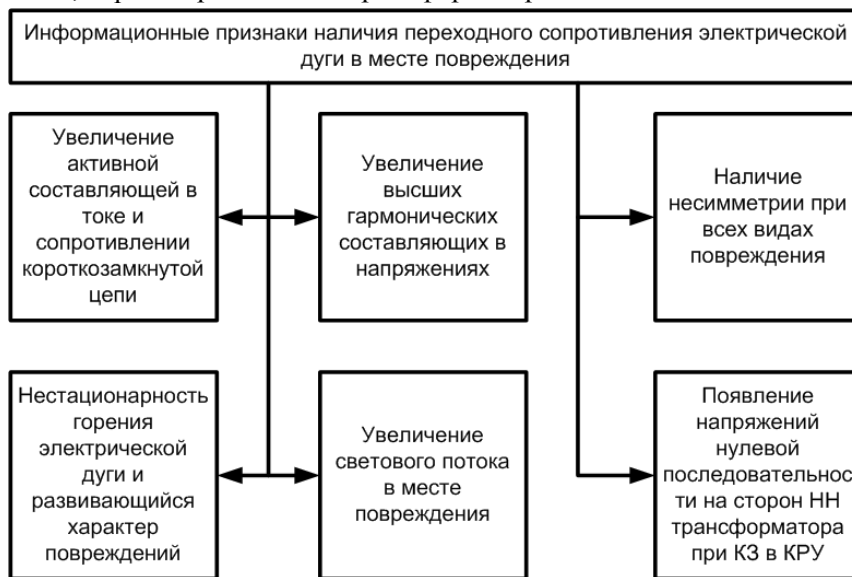


Рис.2. Информационные признаки наличия переходного сопротивления электрической дуги

Переходное сопротивление электрической дуги, представляющей нелинейное сопротивление при междуфазных КЗ, обуславливает появление высших гармонических составляющих в напряжениях и токах. В настоящее время использование высших гармонических составляющих для распознавания дуговых коротких замыканий не получило широкого применения и поэтому необходимо проведение дополнительных исследований.

На процесс горения дуги влияет множество факторов [1,3-9], в частности, движение воздушных потоков, электродинамические воздействия, обусловленные протеканием токов по собственным и смежным токоведущим частям, изменение электропроводимости среды, изменением температуры и т.д. При горении электрической дуги происходит как удлинение столба дуги, так и его укорачивание за счет шунтирования отдельных участков с последующим его раздуванием воздушными потоками.

Нестационарность процессов горения дуги отмечается как в течение одного периода промышленной частоты, так и отливом от периода к периоду. Падение напряжения на столбах дуги различных фаз не одинаково, что вызывает появление несимметрии. Отмечен гистерезисный характер ВАХ электрической дуги «фазное напряжение – фазный ток). Изменение длины дуги приводит к изменению падения напряжения на ней $U_d = E_d I_d$, где E_d – напряженность электрического поля столба дуги; I_d – длина столба дуги. Вследствие этого изменяется сопротивление короткозамкнутой цепи, модуль и аргумент тока, что обсуждалось в [13–16], т.е. из-за нестационарности процессов горения высоковольтной электрической дуги происходит определенное изменение параметров сигналов, контролируемых ЗБР и ЗДР, что является признаком дугового КЗ.

Горение электрической дуги может сопровождаться расплавлением, прогоранием токоведущих частей и изолирующих материалов отсеков в электроустановках открытого и корпусного типа, что приводит к перемещению столба дуги под воздействием воздушных потоков и электродинамических сил по токоведущим частям высоковольтной электроустановки и изменению вида повреждения. Например, однофазное замыкание на землю может перерасти в двойное замыкание на землю, а на следующем этапе из-за малых расстояний между токоведущими частями на стороне низшего напряжения 6-10 кВ защищаемых трансформаторов – в трехфазное КЗ.

Как правило, междуфазные КЗ на стороне низшего напряжения в ячейках КРУ возникают из однофазных замыканий с последующим переходом в двухфазные, и затем в трехфазные КЗ. Также возможно появление двухфазного КЗ с развитием в трехфазное КЗ. Двухфазное КЗ сопровождается появлением симметричных составляющих обратной последовательности, что позволяет достаточно эффективно обеспечить распознавание КЗ за защищаемым трансформатором, особенно при соединении обмоток «звезда – треугольник» [13]. При переходе в трехфазное КЗ несимметрия не исчезает, что обусловлено неравенством длин электрических дуг (рис.4), а также возможным их горением между крайними фазами и средней фазой [13-16]. При этом ток обратной последовательности снижается и может составлять (10÷15)% от тока трехфазного КЗ за трансформатором [13–16].

При построении защиты ближнего резервирования возможен контроль параметров сигналов (токов, напряжений) на стороне низшего напряжения, что позволяет расширить информационную базу данной защиты. При проведении натурных испытаний на подстанциях 110/10/6 кВ отмечено, что при возникновении междуфазного КЗ с электрической дугой в электроустановках корпусной конструкции 6-10 кВ появлялось напряжение нулевой последовательности $3U_0 \leq 500$ В из-за касания столба электрической дуги заземленного металлического корпуса ячейки КРУ с последующим уменьшением его амплитуды при переходе в трехфазное КЗ.

Также весьма информативным признаком дугового КЗ для ЗБР может являться контроль светового потока, особенно в электроустановках корпусной конструкции. Данный информационный признак широко используется при построении защит с абсолютной селективностью – дуговых защит.

Таким образом, на основе данной классификации информационных признаков дугового КЗ, обуславливающего переходное сопротивление в месте повреждения, предложены способы распознавания его наличия.

Совместный контроль модулей и аргументов токов, их аварийных составляющих, сопротивлений (аварийной составляющей) с использованием специальных алгоритмов позволяют обеспечить минимизацию влияния переходного сопротивления.

Достаточно эффективным способом выявления наличия электрической дуги и, как следствие, ее переходного сопротивления является наличие токов обратной последовательности с контролем их уровня.

Нелинейность вольт-амперной характеристики дуги, вызывающая появление высших гармонических составляющих в напряжении, позволяет использовать в ЗБР способ контроля высших гармонических составляющих напряжения.

В качестве дополнительного способа распознавания наличия переходного сопротивления электрической дуги возможно использование изменения видов повреждения (однофазное замыкание на землю, двухфазное КЗ, трехфазное КЗ), а также нестационарности процессов горения столба дуги.

Для защиты ближнего резервирования также может быть предложен способ контроля светового потока совместно с током, особенно в электроустановках корпусной конструкции.

Ранее рассматривались способы распознавания КЗ через переходное сопротивление при допущении, что переходное сопротивление представляет собой линейное сопротивление. Данное допущение возможно при анализе и контроле первых гармонических составляющих тока КЗ за трансформаторами ответвительных подстанций, представляющими значительное индуктивное сопротивление. При этом доля высших гармонических в токе составляет не более 5% от первой гармонической составляющей тока КЗ. При представлении переходного сопротивления дуги при КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора ответвительной подстанции в виде нелинейного сопротивления [3–7] возможно определение аварийных составляющих токов и напряжений в месте установки защиты, в том числе гармонических составляющих сигналов.

Для определения гармонических составляющих была разработана математическая модель электрической сети программном комплексе *Mathcad* (рис.3.) при наличии нелинейного переходного сопротивления, зависящего от мгновенных значений тока и напряжения. На рисунке приняты обозначения: R_W, L_W – активное сопротивление и индуктивность линии электропередач, R_T, L_T – активное сопротивление и индуктивность трансформатора, R_C, L_C – активное сопротивление и индуктивность системы, $R_{ПА}, R_{ПВ}, R_{ПС}$ – нелинейное переходное сопротивление электрической дуги фаз *A, B, C*.

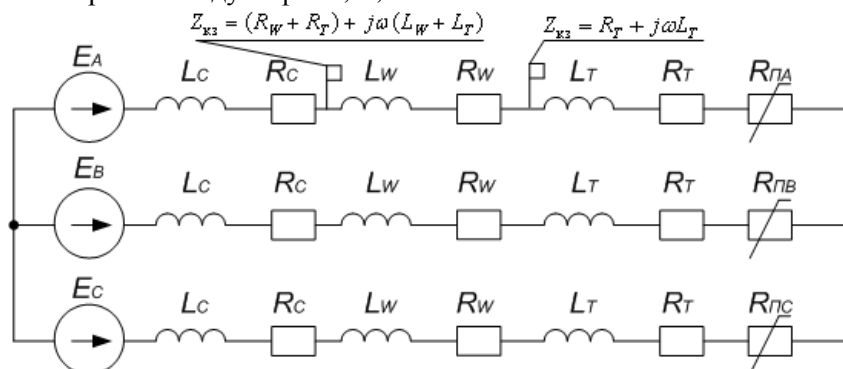


Рис.3. Схема замещения участка сети 110 кВ «источник питания – воздушная линия – трансформатор при наличии переходного сопротивления электрической дуги»

Вольт-амперная характеристика (ВАХ) электрической дуги описывается восходящей и нисходящей ветвями в области несамостоятельного разряда прямыми линиями [3–7,14–16]

$$u_{д,в} = i_{д,в} U_3 / I_3 \text{ и } u_{д,н} = i_{д,н} U_{Г} / I_{Г} ,$$

где $u_{д,в}$, $u_{д,н}$ – напряжения на восходящей и нисходящих ветвях, соответствующие режиму до зажигания дуги и после ее гашения; $U_3, U_{Г}, I_3, I_{Г}$ – напряжения зажигания и гашения дуги и соответствующие им токи, которые зависят от удельной отводимой мощности от столба дуги P_0 длиной $l_{д}$, постоянной времени дуги θ , ее сопротивления в момент зажигания.

В области самостоятельного разряда можно принять, что изменение напряжения на электрической дуге происходит по экспоненциальному закону и описывается следующими выражениями:

$$u_{д,в} = U_{\min} + (U_3 - U_{\min}) e^{-3(i_d - I_3)/(I_{\max} - I_3)} \text{ при } i_d \geq 0$$

$$\text{и } u_{д,н} = U_{\min} + (U_{\Gamma} - U_{\min}) e^{-3(i_d - I_{\Gamma})/(I_{\max} - I_{\Gamma})} \text{ при } i_d \leq 0,$$

где U_{\min} – минимальное значение на столбе дуги. Возможно описание столба электрической дуги однозначной характеристикой при $U_3 = U_{\Gamma}$, что упрощает расчеты, но, как правило, не вносит существенной погрешности в определение средних, действующих значений токов и напряжений (погрешность при этом не превышает 5–10 %, что вполне допустимо для целей релейной защиты).

Результаты моделирования использовались для определения оптимального набора информационных признаков из гармонических составляющих и анализа чувствительности измерительных органов сигналов различных гармоник по мере удаления наблюдателя от места КЗ к источнику электроэнергии. Так на рис.4 отражены величины относительных напряжений различных гармоник (за базовую величину принималось напряжение основной гармоники 50 Гц). При этом устройство релейной защиты (условный наблюдатель – на рисунке представлен символом \square) могло находиться в различных точках схемы замещения. Удаление наблюдателя от точки КЗ оценивалось на основе соотношения $k = 1 - Z_{КЗ}/Z_{\Sigma\text{ЭКВ}}$, где $Z_{КЗ} = (R_W + R_T) + j\omega(L_W + L_T)$ – сопротивление ветви, по которой протекает ток от наблюдателя к месту КЗ, $Z_{\Sigma\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное сопротивление короткозамкнутой цепи.

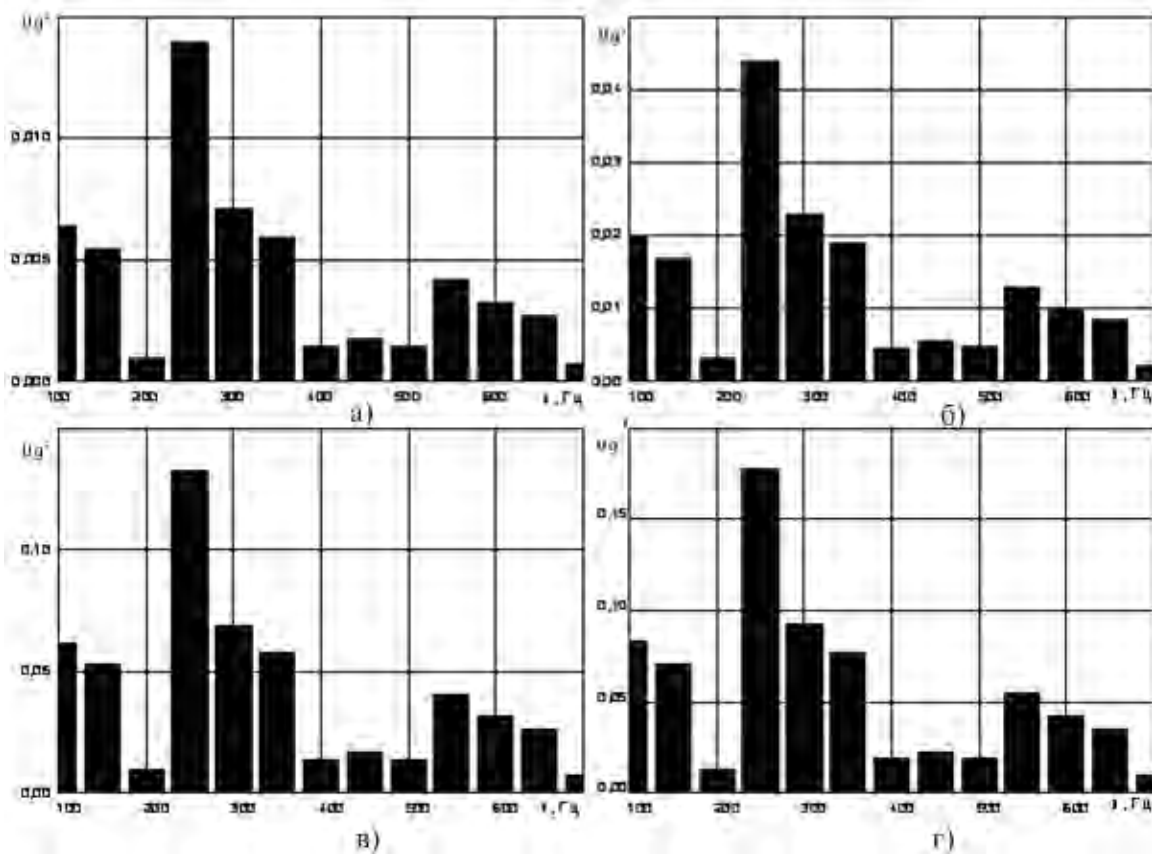


Рис. 4. Гармонический состав напряжения в месте установки защиты при различных относительных электрических расстояниях от места установки защиты до места КЗ: а – $k=0.3$, б – $k=0.6$, в – $k=0.9$, г – $k=0.995$

Наибольшую амплитуду имеют сигналы первой, третьей, пятой, шестой и седьмой гармоник. Таким образом, рассматривая спектр напряжения в месте наблюдения, возможно

определить наличие переходного сопротивления в месте короткого замыкания. Инструментом для определения наличия переходного сопротивления может служить алгоритм сравнения суммы величин гармонических составляющих напряжения в месте КЗ с величиной напряжения основной гармоники.

Сравнение суммы величин гармонических составляющих напряжения в месте КЗ с величиной напряжения основной гармоники проводилось для диапазона частот от 100 Гц до 750 Гц при удалении наблюдателя от источника к точке КЗ $k = 0.1 \div 0.995$.

Исследование изменения суммы величин гармонических составляющих напряжения в месте КЗ для диапазона частот от 100 Гц до 750 Гц при удалении наблюдателя от источника к точке КЗ $k = 0.1 \div 0.995$ показало, что квадратичная сумма имеет малое отклонение от величины напряжения собственно первой гармоники от $U_{\Sigma_{КВ}^*} = 1.0 \div 1.08$, а алгебраическая сумма имеет преимущества для выявления переходного сопротивления в месте КЗ –

$U_{\Sigma_{ПР}^*} = 1.0 \div 1.71$ (рис. 5) $U_{\text{ср}} = \sum_{i=v_{\text{нач}}}^{v_{\text{кон}}} |U_{i*}|$. При этом рассматривается сумма модулей

действующих значений напряжений представленных гармоник, где напряжение основной (промышленной) частоты в месте наблюдения принято за $|U_{1*}| = 1$, напряжения выбранного ряда частот $|U_{i*}| = |U_i| / |U_1|$.

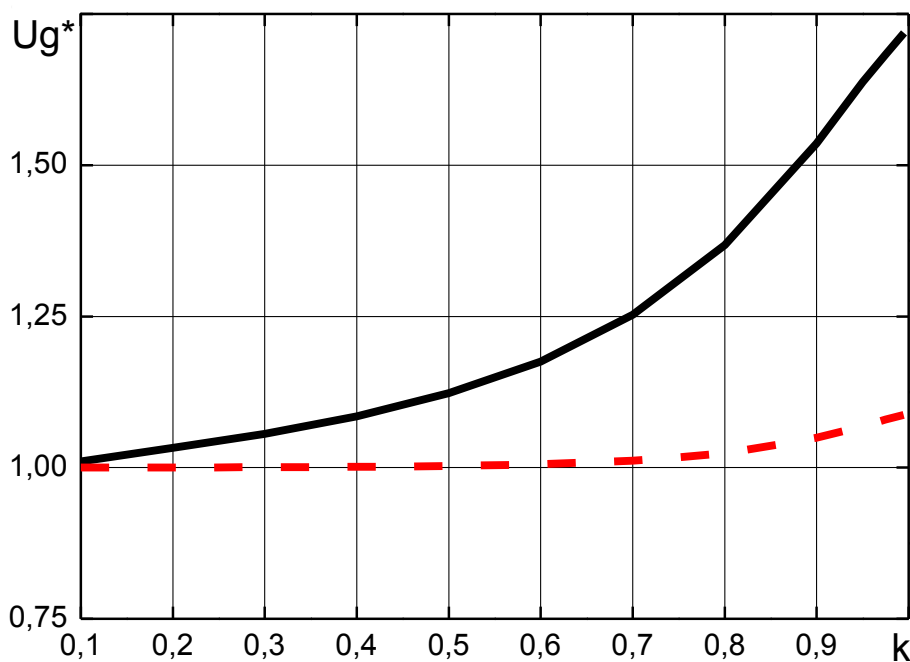


Рис.5. Сумма величин гармонических составляющих напряжения $U_{д*}$ при удалении наблюдателя (сплошная линия – алгебраическая сумма, штриховая линия – квадратичная сумма)

Использование параметра алгебраической суммы гармонических составляющих напряжения в месте наблюдения имеет преимущество по сравнению с параметром квадратичной суммы, т.к. он при появлении повреждения с горением электрической дуги изменяется значительно больше, так, например, при значениях $k > 0,9$, что соответствует приближению наблюдателя в место повреждения превышает максимальную величину квадратичной суммы напряжений гармоник в 1,7 раза.

Источником гармонических составляющих при коротком замыкании через переходное сопротивление является электрическая дуга. При приближении наблюдателя к месту КЗ измеряемая величина напряжения первой гармоники уменьшается, в то время как величины напряжений высших гармоник увеличиваются, например вторая, третья, пятая, шестая и седьмая гармоники находятся в диапазоне (1,2÷3,2)% в базисе напряжения первой гармоники напряжения на шинах питающей подстанции и в диапазоне (7,5÷18)%, если за базу принято

напряжение первой гармоники в месте повреждения. Данные зависимости были построены для трехфазного КЗ при трех горящих дугах длиной $l_d = 1$ м каждая.

Дополнительным информационным признаком трехфазного несимметричного короткого замыкания является изменение соотношений частотного состава напряжения в напряжениях в месте наблюдения (установки защиты) (рис.6) при изменении вида короткого замыкания, например шунтирования одной из трех электрических дуг и горение двух дуг между средней и крайними фазами. Например, при этом изменяются соотношения между третьей, пятой и седьмой гармониками.

При изменении $R_{ПДВ}/R_{ПВС}$ от 0,5 до 2 при неизменном $R_{ПВС}$ изменяются соотношения информативных гармонических составляющих напряжения $|U_5|/|U_7| = 1,27 \div 2,6$, $|U_6|/|U_3| = 0,61 \div 2,31$, $|U_7|/|U_6| = 1,47 \div 0,77$, $|U_5|/|U_3| = 1,15 \div 4,66$.

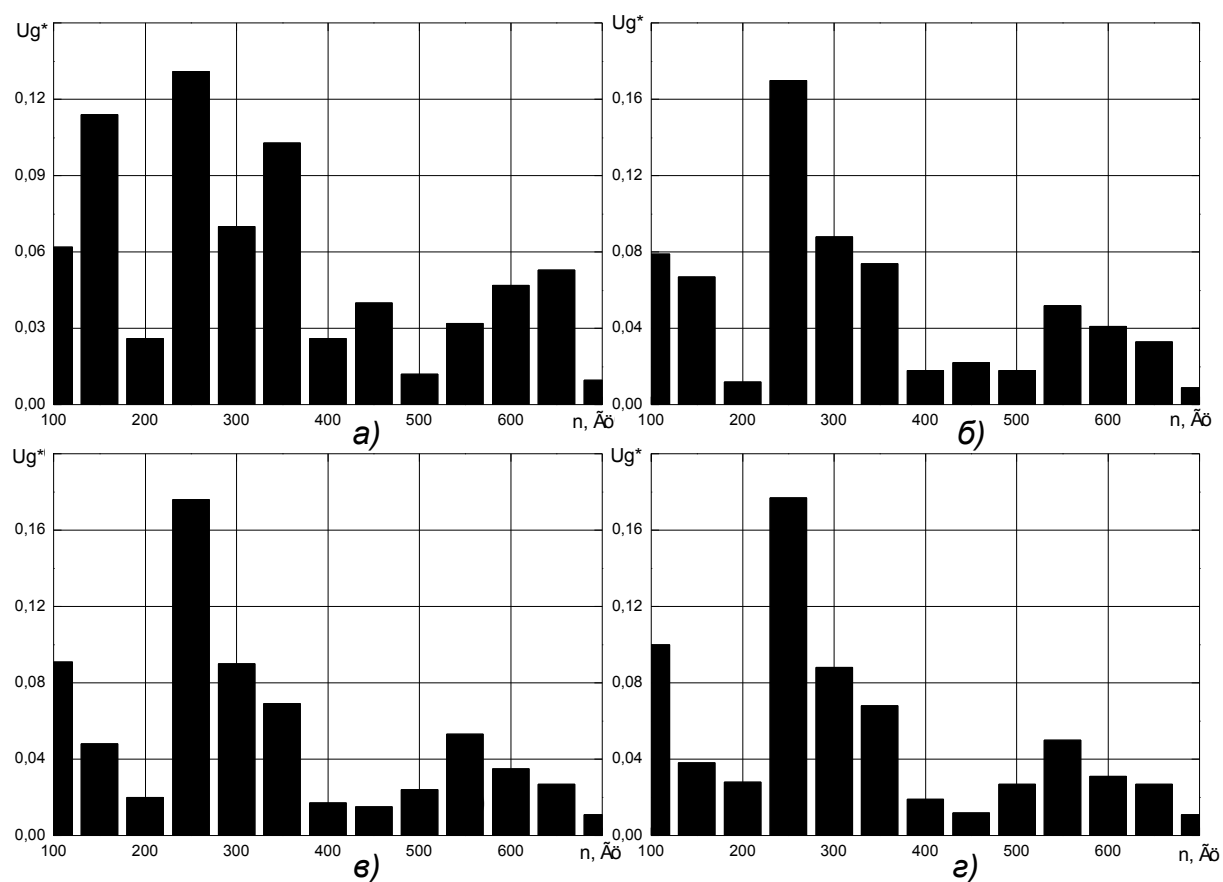


Рис.6. Гармонический состав напряжения при $k=0.975$ и двух горящих дугах, соотношения переходных сопротивлений которых: а – $R_{ПДВ}/R_{ПВС} = 0,5$, б – $R_{ПДВ}/R_{ПВС} = 1$, в – $R_{ПДВ}/R_{ПВС} = 1,43$, г – $R_{ПДВ}/R_{ПВС} = 2$

3 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Определены основные информационные признаки дугового короткого замыкания: возрастание активной составляющей токов и их составляющих, наличие высших гармонических составляющих в напряжениях, нестационарность процессов короткого замыкания, появление несимметрии при трехфазных КЗ с величиной тока обратной последовательности, достигающей 15% от тока металлического КЗ, появление напряжения нулевой последовательности на стороне низшего напряжения защищаемого трансформатора до 500 В, развивающийся характер повреждения: «однофазное замыкание – двухфазное КЗ – трехфазное КЗ», «двухфазное КЗ – трехфазное КЗ», появление светового потока от столба электрического дуги, представляющего излучатель и предложена их классификация.

2. Определены наиболее информативные высшие гармонические составляющие напряжения при трехфазных симметричных и несимметричных дуговых коротких замыканиях. Модули второй, третьей, пятой, шестой и седьмой гармоник находятся в диапазоне (7,5÷18)% первой гармонической составляющей в месте повреждения.

3. Увеличение числа контролируемых параметров информационных признаков кроме эффекта распознаваемости повреждений в ряде случаев может исключить развивающиеся повреждения, исключить «мертвые» зоны.

Данная работа выполнена в рамках Соглашения № 14.579.21.0083 с Минобрнауки России.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – перевод с англ. Под ред. Дьякова А.Ф. – М.: Энергоатомиздат. 2005. – 322 с.
- [2] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат. 2007. – 549 с.
- [3] Бурсдорф В.В. Открытые электрические дуги большой мощности// Электричество. – 1948. – №10. – С.15-23.
- [4] Буткевич Г.В. Дуговые процессы при коммутации электрических цепей. – М.: Высш. шк., 1967. – 195.
- [5] Долинский Ю.М., Бойко В.П., Серeda Н.Н. Мощность дугового КЗ в закрытых распредустройствах// Изв. вузов Электромеханика. – 1990. – №2. – С.102-108.
- [6] Жуков В.В., Далла А. Расчет сопротивления открытой электрической дуги// Электричество. – 1990. – №1. – С.29-30.
- [7] Жуков В.В. Расчет токов короткого замыкания с учетом изменения параметров короткозамкнутой цепи// Электрические станции. – 2000. – №6. – С. 36-42.
- [8] Жуков В.В. Изменение параметров воздушных линий при коротких замыканиях// Электрические станции. – 2000. – №5. – С. 44-51.
- [9] Майкопар А.С. Дуговые замыкания на линиях электропередачи. – М.; Л.: Энергия, 1965. – 200 с.
- [10] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
- [11] Нагай И.В. Учет влияния подпитки на переходное сопротивление в месте повреждения за трансформаторами ответвительных подстанций// Изв. ВУЗов. Электромеханика. –2012. – №2. – С. 110-113.
- [12] Нагай И.В., Нагай В.В. Коррекция влияния электрической дуги в месте повреждения// Современные энергетические системы и комплексы и управление ими: материалы V Международной науч.-практ. конф., Новочеркасск, 27 мая 2005 г.: В 2 ч./ Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). -Новочеркасск: ЮРГТУ(НПИ), 2005. -Ч.2. С.37-39.
- [13] Нагай В.В. Анализ распознаваемости несимметричных коротких замыканий за трансформаторами ответвительных и проходных подстанций// Изв. вузов. Технические науки.-2003.-Спецвыпуск.- С.46-49.
- [14] Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
- [15] Nagay I.V. Providing Remote Backup Function of Relay Protection of Transformers in the Direct and Quadrature Axis Dissymmetry // Proceedings of the 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering ELEKTROENERGETIKA 2011, September 21 – 23, 2011, Stara Lesna, Slovak Republic, p. 266-269.
- [16] Нагай И.В., Нагай В.И. Проблемы и решения дальнего резервирования трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций // Релейщик. –2009. – №04. – С. 30-35.