



ПРОЕКТЫ И ИССЛЕДОВАНИЯ

Методика выбора уставок релейной защиты и зонное автоматическое повторное включение в кабельной сети 6(10) кВ для ресурсосбережения изоляции и улучшения условий труда*

Коржов А. В., канд. техн. наук

ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет» (НИУ), Челябинск

На примере схем городских кабельных сетей 110/10(6) кВ с разными токами КЗ проанализированы возможные случаи неселективного срабатывания защит силовых трансформаторов питающих подстанций, отходящих кабельных линий (КЛ) распределительных и трансформаторных пунктов. Рассмотрена методика выбора типа, схемы защит и уставок. Предложено исправлять неселективную работу защит путем ввода зонного автоматического повторного включения (АПВ). Разработана схема блокировки (вывода) АПВ при КЗ, близких к шинам 6(10) кВ питающей подстанции.

Ключевые слова: кабельная линия, тепловой режим, изоляция, нагрузка, тип защит и реле, селективность, резервирование, блокировка АПВ, электробезопасность, обслуживающий персонал.

Для уменьшения влияния негативного воздействия токов КЗ на изоляцию силовых кабелей городской сети 6(10) кВ и исключения перегрева изоляции сверх допустимых температур рассмотрим существующие возможности снижения теплового импульса от токов КЗ (фактора, влияющего не только на термическую стойкость жил кабеля, но и на ресурс изоляции) путем настройки устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) без замены КЛ на кабель большего сечения. Сегодня данная проблема является весьма актуальной, и для ее решения требуется либо замена большого количества кабелей, не удовлетворяющих условиям термической стойкости и невозгорания, либо внедрение ресурсосберегающих мероприятий. Ранее [1] в качестве основной защиты для головных кабелей, питающих две и более трансформаторные подстанции (ТП), особенно выработавших нормативный срок эксплуатации, предлагалось применять токовые отсечки (ТО). Проведенная в г. Нефтекамске проверка 75 КЛ, отходящих от шин 6 кВ узловых подстанций 110/6 кВ, показала, что при наличии только максимальной токовой защиты (МТЗ) и вы-

воде из работы устройств АПВ по условиям термической стойкости и невозгорания не проходит сечение 39 % КЛ, т. е. необходима замена около 17 км кабелей, на которую потребуется примерно 10 млн руб. А при вводе ТО и предлагаемого в данной статье зонного АПВ по указанным условиям сечение не проходит только у 7 % КЛ, соответственно и затраты на реконструкцию существенно ниже.

Исследование селективности защит

При увеличении нагрузки региона растут токи КЗ, реконструируются воздушные и кабельные сети, происходит замена трансформаторов и т. п., что не всегда может быть учтено на этапе проектирования. Пересмотр уставок (с учетом всех аварийных, ремонтных режимов, изменения токов КЗ, колебаний реальных зафиксированных нагрузок в течение суток и года) службой релейной защиты для уже применяемых схем и реле не всегда обеспечивает выполнение требований [2] к надежности и селективности действия защит подстанций (ПС) 110/10(6) кВ, распределительных трансформаторных подстанций (РТП), воздушных и кабельных линий. При росте загрузки трансформаторных подстанций, подключении дополнительных РТП и ТП разной мощности к уже существующим КЛ вероятность неселективного срабатывания

* Исследование выполнено при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (соглашение 14.В37.21.2072) в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России».

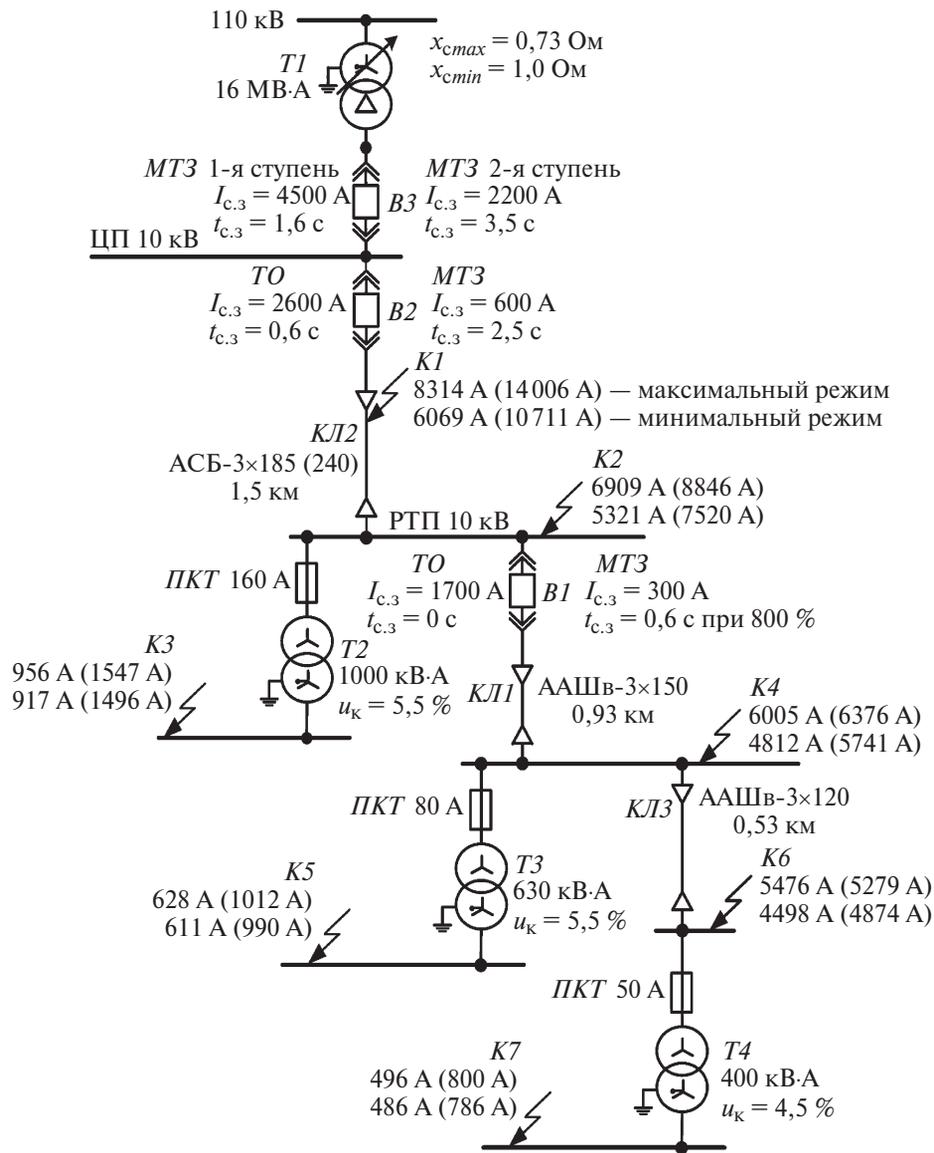


Рис. 1

защит возрастает. Проанализируем такие возможные случаи, а также рассмотрим пути выбора селективных уставок и исправления неселективного действия защит кабельных сетей на примерах наиболее распространенных схем городского участка сети малого города Нефтекамск (население — до 200 тыс. чел.) и крупного города Челябинск (население — более 1 млн чел.).

Рассмотрим выбор уставок защит КЛ, отходящей от ПС 110/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 16 МВ·А. На рис. 1 показан только один трансформатор, а секционный выключатель и второй трансформатор не показаны; анализ схем участков кабельной сети 110/6 и 35/6 кВ по условиям селективности проводится аналогично (в статье приводятся только выводы). Расчеты и

карты селективности выполнены в соответствии с [3].

На схеме рис. 1 показаны также выключатели ($B1$, $B2$), на которые воздействует защита, указаны токи металлического трехфазного КЗ в максимальном и минимальном режимах (в скобках — для сети 6 кВ), ток $I_{с.з}$ и время $t_{с.з}$ срабатывания защит, уставки защиты силового трансформатора $T1$. Защита ввода 6(10) кВ силового трансформатора и секционного выключателя выполнена на постоянном оперативном токе с реле типа РТ-40 как наиболее часто применяемая на ПС в настоящее время, а защита КЛ — по схеме неполной звезды с реле разных типов: РТ-40 (независимая характеристика), РТ-80 (обратнозависимая характеристика) или циф-

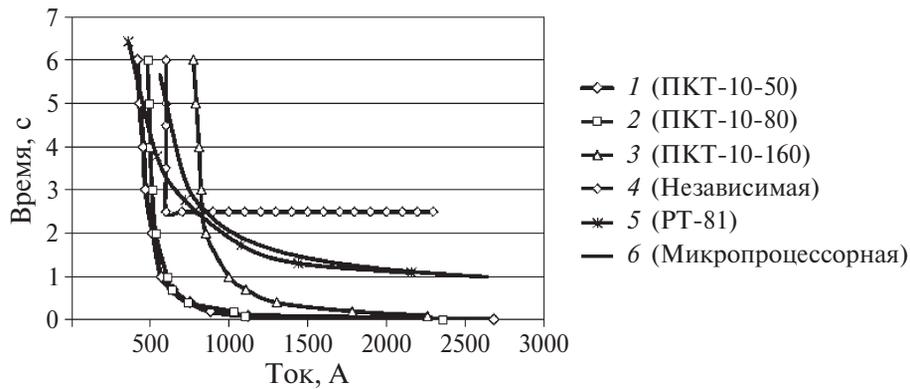


Рис. 2

ровыми реле (независимая или стандартная обратнoзависимая характеристика).

На рис. 2 приведены расчетные ампер-секундные характеристики 1–3 соответственно плавких предохранителей ПКТ-10-50 (для защиты трансформатора 400 кВ · А), ПКТ-10-80 (630 кВ · А) и ПКТ-10-160 (1000 кВ · А); выбранная независимая от тока характеристика 4 срабатывания МТЗ КЛ; времятоковая характеристика 5 реле РТ-81; стандартная обратнoзависимая характеристика 6, реализованная в терминалах SEPAM. Характеристики предохранителей сдвинуты вправо на значение тока нагрузки неповрежденных трансформаторов, подключенных к данной КЛ.

Результаты анализа селективного действия МТЗ на выключателе В2 при КЗ в ТП приведены в табл. 1. Как видно из табл. 1 и рис. 2, невозможно во всех случаях выполнить условие селективности и обеспечить резервирование защит, даже если применять

только МТЗ на КЛ, что допускается согласно [2]. Селективность действия защиты кабельной сети, отходящей от ПС 35/6 кВ, хуже селективности защиты сети, отходящей от ПС 110/6(10) кВ. Это является еще одним поводом (помимо снижения потерь электроэнергии в сети) для перевода сетей на более высокой класс напряжения. Селективность действия защиты КЛ при КЗ в трансформаторах мощностью 400 кВ · А и ниже обеспечивается, так как характеристики 4–6 находятся выше ампер-секундных характеристик плавких предохранителей. При значениях токов, указанных в табл. 1, селективно срабатывает защита КЛ при КЗ в трансформаторах 630 и 1000 кВ · А, но не обеспечивается резервирование защиты трансформаторов 400 кВ · А и ниже. В настоящее время в крупных городах в ряде случаев трансформаторы 1000 кВ · А (при установке в РП 10 кВ) включают через выключатели со своими за-

Таблица 1

Согласование МТЗ на В2 и предохранителей трансформаторов	Электрическая схема с силовыми трансформаторами			
	35/6 кВ, 4 МВ · А	110/6 кВ, 16 МВ · А	110/10 кВ, 16 МВ · А	110/10 кВ, 16 МВ · А (защита установлена на В1)
	Селективность обеспечивается при токе межфазного КЗ на шинах НН 0,4 кВ и обмотках трансформатора ($I_{КЗ}^2$, А) при использовании реле: с независимой характеристикой 4, с зависимыми характеристиками 5, 6			
1000 кВ · А	—	> 1900 А; > 2300 А	> 860 А; > 1040 А	> 860 А; > 1040 А
630 кВ · А	> 1320 А; > 1790 А	> 1300 А; > 1700 А	При всех значениях токов КЗ	При всех значениях токов КЗ
400 кВ · А	> 590 А; > 700 А	При всех значениях токов КЗ	При всех значениях токов КЗ	При всех значениях токов КЗ
250 кВ · А	При всех значениях токов КЗ	—	—	—

щитами, выполненными на реле, что, безусловно, удорожает проект, но и тогда не во всех схемах можно обеспечить условия селективности. В данных проектах необходимо применять реле на КЛ и ТП с однотипными характеристиками с целью их согласования, что не всегда возможно в условиях эксплуатации. При применении на КЛ и ТП 1000 кВ · А реле разных типов зоны неселективности по-прежнему остаются. В настоящей статье такие случаи не рассматриваются и в табл. 1 они обозначены прочерками.

Методика выбора уставок РЗиА

В городской радиальной кабельной сети 6(10) кВ из-за сравнительно небольшой длины линий разница токов КЗ в начале и конце линии незначительна. Учитывая, что согласно статистике многофазные КЗ в кабелях не самоустраняются, имеющиеся на них устройства АПВ выводят из работы, при этом попутно добиваются снижения интеграла Джоуля на 50 %. Однако тогда возникает другая проблема. Установленные в качестве дополнительной (к основной — МТЗ) защиты токовые отсечки с принятым коэффициентом чувствительности 1,2 [2] при использовании реле любых типов, в том числе и микропроцессорных, становятся неэффективными, и их выводят из действия, а это обуславливает обратный рост термического импульса и, как следствие, необоснованное увеличение требуемого сечения КЛ.

Указанное приводит к тому, что защита рассматриваемой городской кабельной сети 6(10) кВ при эксплуатации осуществляется только одной ступенью МТЗ, длительность отключения которой составляет 1 – 5 с в зависимости от схемы сети, количества ТП, типа подключенной нагрузки (двигательной или бытовой) и условий согласования с предыдущими элементами (РП, ТП, РТП) при любых типах реле. А увеличение продолжительности отключения поврежденного участка ухудшает условия электробезопасности для человека.

Для решения этой проблемы применительно к рассматриваемой системе электроснабжения можно воспользоваться ранее предложенной методикой применения ТО как основной защиты [1] с независимой характеристикой при различных типах реле и реализовать ее в микропроцессорных терминалах (в качестве одной из ступеней защит). Тогда снижается селективность, но в ряде случаев допускается неселективное срабатывание защиты КЛ при

КЗ в ТП разных мощностей. При этом снижается тепловое воздействие на изоляцию, так как уменьшается

$$W_{\text{тер}} \approx I_{\text{п.с}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.эк}}),$$

где $W_{\text{тер}}$ — интеграл Джоуля, или тепловой импульс от тока КЗ [4, 5]; $I_{\text{п.с}}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), А; $T_{\text{а.эк}}$ — эквивалентная постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с; $t_{\text{откл}}$ — продолжительность отключения КЗ, определяемая временем срабатывания защиты ($t_{\text{с.з}}$), временем отключения выключателя (принято 0,1 с) и временем его включения (при наличии АПВ), с.

Дальнейшие рассуждения выполнены при $T_{\text{а.эк}} = 0$.

В табл. 2 приведены два варианта карты уставок для выбранных защит и результаты сравнительного анализа интеграла Джоуля для ПС 110/10 кВ в схеме на рис. 1. Длительность срабатывания защиты на вводе определена с учетом наличия защиты на секционном выключателе. Первый вариант: на *КЛ2* и *КЛ1* установлена МТЗ. Второй вариант: на *КЛ2* и *КЛ1* установлены МТЗ и ТО с выдержкой и без выдержки времени (соответственно); на вводе 10 кВ силового трансформатора *Т1* имеется дополнительно МТЗ 1-й ступени, согласованная по чувствительности и времени срабатывания с ТО на *КЛ2*. МТЗ 2-й ступени необходима для согласования с МТЗ на вводе 110 кВ *Т1*. Устройство АПВ на выключателе *В2* выведено из работы.

В соответствии с рассмотренным (на примере схемы рис. 1) предлагается следующая методика выбора уставок по условиям селективности и чувствительности с учетом ресурсосбережения изоляции КЛ.

1. Вычисляем ток срабатывания ТО на выключателе *В2* как основной защиты магистральных кабелей *КЛ1* – *КЛ3*:

$$I_{\text{ТО}} \leq I_{\text{КЗmin}}^{(2)} / K_{\text{ч}} = 4498 \cdot 0,87 / 1,5 = 2609 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{ТО}} = 2600 \text{ А}$ ($t_{\text{ср}} = 0,6 \text{ с}$).

2. Считаем, что ток срабатывания ТО на выключателе *В1* (для различных типов реле) как основной защиты кабеля *КЛ3* на ступень селективности ниже по току и времени, чем на выключателе *В2*:

$$I_{\text{ТО}} \leq I_{\text{ТО(В2)}} / K_{\text{н}} = 2600 / 1,5 = 1733 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{ТО}} = 1700 \text{ А}$ (0,0 с).

Таблица 2

Защита	Первый вариант			Второй вариант		
	Ток срабатывания, А	Время срабатывания, с	Интеграл Джоуля, $A^2 \cdot c$	Ток срабатывания, А	Время срабатывания, А	Интеграл Джоуля, $A^2 \cdot c$
ТО КЛ1	–	–	–	1700	0	$4,8 \cdot 10^6$
МТЗ КЛ1	300	0,6 с при $8I_{c.3}$	$33,4 \cdot 10^6$	300	0,6 с при $8I_{c.3}$	$2,0 \cdot 10^6$
ТО КЛ2	–	–	–	2600	0,6	$48,4 \cdot 10^6$
МТЗ КЛ2	600	2,5	$180 \cdot 10^6$	600	2,5	$17,6 \cdot 10^6$
МТЗ 2 В3	2200	3,5	$249 \cdot 10^6$	2200	3,5	$72,9 \cdot 10^6$
МТЗ 1 В3	–	–	–	4500	1,6	$117,5 \cdot 10^6$
Проверка силовых кабелей по термической стойкости						
АСБ 3 × 185	$S_{тер min} = 149 \text{ мм}^2$ (проходит)			$S_{тер min} = 77,3 \text{ мм}^2$ (проходит)		
ААШв 3 × 150	$S_{тер min} = 64,2 \text{ мм}^2$ (проходит)			$S_{тер min} = 24,3 \text{ мм}^2$ (проходит)		
Проверка силовых кабелей по условиям невозгорания						
АСБ 3 × 185	$S_{тер min} = 126,2 \text{ мм}^2$ (проходит)			$S_{тер min} = 86,7 \text{ мм}^2$ (проходит)		
ААШв 3 × 150	$S_{тер min} = 95,2 \text{ мм}^2$ (проходит)			$S_{тер min} = 49,4 \text{ мм}^2$ (проходит)		
Уменьшение $B_{тер}$, %						53

3. Выбираем МТЗ на выключателе В1 в качестве резервной защиты трансформаторов ТП 630 – 400 кВ · А:

$$I_{МТЗ} \leq I_{К3min}^{(2)} / K_{ч} = 486 \cdot 0,87 / 1,3 = 325 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{МТЗ} = 300 \text{ А}$ (0,6 с) в независимой части.

4. Выбираем МТЗ на выключателе В2 в качестве резервной защиты трансформатора ТП 1000 кВ · А:

$$I_{МТЗ} \leq I_{К3min}^{(2)} / K_{ч} = 917 \cdot 0,87 / 1,3 = 614 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{МТЗ} = 600 \text{ А}$ (2,5 с).

5. На вводах 10 кВ выбираем МТЗ 2-й ступени по условиям отстройки от нагрузки двух секций трансформаторов и согласования с защитами последующего и предыдущего элементов. Принимаем $I_{МТЗ} = 2200 \text{ А}$ (3,5 с).

6. В качестве резервной защиты по условиям невозгорания кабелей КЛ1 – КЛ3 выбираем МТЗ 1-й ступени ввода 10 кВ. Принимаем $I_{МТЗ} = 4500 \text{ А}$ (1,6 с).

В ряде случаев предложенные мероприятия могут приводить к созданию дополнительной зоны неселективного срабатывания при перегорании предохранителей и работе

ТО, например, при токах более 1700 А и неселективном действии защит РТП; по-прежнему сохраняется неселективность действия защит при токах ниже тока срабатывания ТО, а также при токах срабатывания МТЗ (см. табл. 1).

Исправление неселективности допускается путем введения АПВ, однако при этом в 2 раза увеличивается тепловое воздействие на изоляцию и на 40 % — требуемое сечение КЛ. Поэтому прямое введение АПВ нецелесообразно, взамен него предлагается использовать зонное АПВ (ЗАПВ).

Методика выбора зонного АПВ

В связи с необходимостью избирательного, индивидуального подхода к вводу или выводу АПВ на КЛ предлагается осуществлять это в зависимости от зоны КЗ, т. е. реализовывать зонное АПВ. Суть его сводится к следующему: при значениях токов КЗ более минимального значения при междуфазном КЗ в самом дальнем конце защищаемой КЛ блокируется (прекращается) работа АПВ. Таким образом, ЗАПВ не функционирует при КЗ на КЛ и срабатывает при КЗ в ТП.

Реализация схемы ЗАПВ в двух исполнениях схем релейной защиты КЛ:

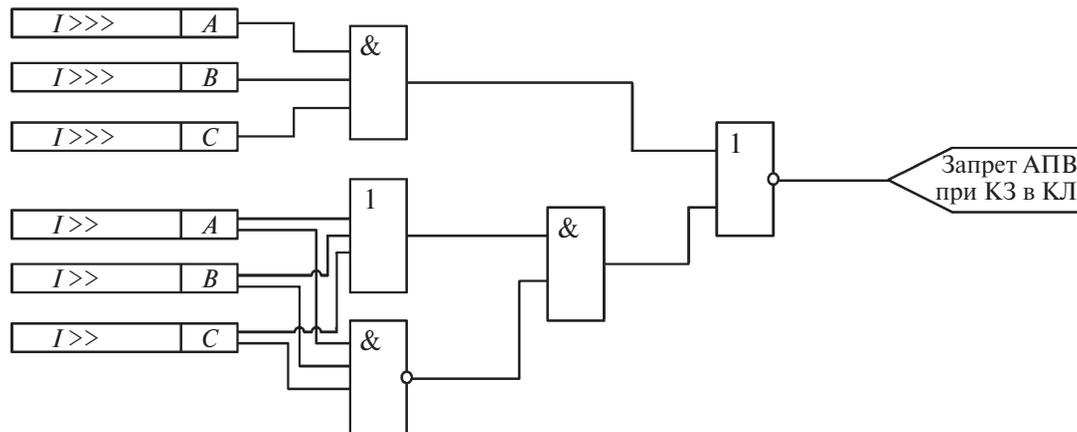


Рис. 3

1. В схемах защит КЛ (на В2) с реле РТ-40, РТ-80 для выполнения функции блокировки АПВ при КЗ на КЛ необходима установка дополнительно двух токовых реле РТ-40 в фазах А и С, которые своими замыкающими контактами с выдержкой времени на отпадание будут разрешать или запрещать действие АПВ.

2. В микропроцессорных терминалах имеются функции регистрации значения токов КЗ и вида КЗ. Последнюю можно использовать для реализации функции блокировки АПВ. Ее предлагается вводить при срабатывании защиты и значениях токов КЗ, превышающих расчетные значения токов в самом дальнем конце кабельной линии при многофазных КЗ.

Вариант 1 не предусматривает введения дополнительных функций в терминал. Например, для схемы на рис. 1 на ПС 110/10 кВ с ТО (основная защита КЛ с $K_{\text{ч}} = 1,5$) АПВ выводится в случае двухфазного КЗ при токе 4000 А и выше ($I_{\text{срЗАПВ}} \geq I_{\text{КЗmin}}^{(2)} / K_{\text{н}} = 4498 \times 0,87 / 1,05 = 3727$ А, где $K_{\text{н}} = 1,05$ — неточность измерений из-за погрешности трансформаторов тока 5%. С данными уставками вся зона неселективности в ТП 1000 кВ·А исправится с помощью ЗАПВ, поскольку оно будет срабатывать при токе ниже 4000 А). Если значение токов КЗ меньше токов выбранных уставок ЗАПВ, т. е. КЗ в ТП — см. рис. 1, то АПВ разрешается.

Защиту КЛ необходимо выполнять трехступенчатой: ТО; МТЗ первой ступени; МТЗ второй ступени. Это позволяет при срабатывании ТО вводить АПВ только в том случае, если ток КЗ меньше расчетного (4000 А) для данного вида КЗ в самой дальней точке КЛ. При неуспешном АПВ повреждение в пер-

вую очередь нужно искать в трансформаторах, с предохранителями которых ТО или МТЗ КЛ невозможно согласовать (см. табл. 1, рис. 1). При значениях токов КЗ менее тока срабатывания ТО, роль которой выполняет первая ступень, срабатывает вторая ступень защиты, которая вводится для резервирования защит трансформаторов, третья ступень в терминалах используется для запрета АПВ.

Вариант 2 предусматривает введение дополнительных функций в терминал с целью внесения изменений в программу с определением вида КЗ (двух- или трехфазного). Функциональная схема запрета АПВ при КЗ в КЛ, реализованная в микропроцессорных терминалах, представлена на рис. 3. Например для схемы рис. 1 на ПС 110/10 кВ с уставкой ТО 2600 А (0,6 с) АПВ выводится в случае трехфазного КЗ при токе, превышающем $I_{\text{срЗАПВ}}^{(3)} \geq I_{\text{КЗmax}}^{(3)} / K_{\text{н}} = 5476 / 1,05 = 5215$ А, при двухфазном КЗ — при токе 4000 А. При значениях токов КЗ менее тока срабатывания ТО сработает МТЗ первой ступени или МТЗ второй ступени, АПВ вводится (т. е. КЗ в ТП).

Для поиска повреждения при отключении КЛ сеть делится на участки, отключаются и осматриваются ТП, РТП, РП, подключенные к данной КЛ, а также коммутационные аппараты на ТП проходного типа, что занимает много времени и увеличивает степень опасности для оперативного персонала. Селективные срабатывания защит повышают электробезопасность персонала, так как при этом в случае использования предложенной методики выбора уставок релейной защиты и ЗАПВ в 3 раза и более снижаются количество оперативных переключений, продолжи-

тельность поиска повреждений и длительность пребывания персонала в действующих электроустановках (в схеме на рис. 1 осматривается только 1 ТП, а не 3).

В заключение следует отметить, что с целью исправления неселективного срабатывания защит, увеличения надежности электроснабжения, ресурсосбережения изоляции кабельных линий 6(10) кВ, уменьшения времени пребывания и производства работ оперативным персоналом в опасных зонах действующих электроустановок необходимо:

1) для головных кабелей, питающих две и более ТП, особенно выработавших нормативный срок эксплуатации, выполнять двух-, трехступенчатую защиту с применением ТО в качестве основной защиты. На вводе 6(10) кВ питающих ПС использовать дополнительную ступень МТЗ в качестве резервной защиты КЛ по условиям невозгорания, согласованную по длительности срабатывания с ТО на КЛ2.

В микропроцессорных терминалах при выборе любой из нескольких запрограммированных времятоковых характеристик появляется возможность селективной настройки срабатывания предохранителей ПКТ и МТЗ в зависимости от изменения схемы и нагрузки КЛ. С учетом электромагнитной совместимости, надежности и финансовых затрат следует заменять электромагнитные реле на цифровые, что позволит программно изменять характеристику реле и исключать неселективность при токах ниже тока срабатывания ТО, т. е. при токах срабатывания МТЗ;

2) вводить зонное автоматическое повторное включение с блокировкой работы при токах КЗ, превышающих расчетные в конце КЛ. Рассмотренные варианты для реализации

схемы зонного АПВ в двух исполнениях схем релейной защиты КЛ вполне доступны, не имеют дорогостоящей аппаратуры. Фактически требуется установка только двух реле типа РТ-40 или изменение функций ступеней защит в микропроцессорных терминалах;

3) реализовать предложенные мероприятия, позволяющие снизить тепловой импульс (интеграл Джоуля) до 53 %, механическое электродинамическое воздействие на изоляцию и требуемое сечение головного кабеля по условиям невозгорания и термической стойкости до 41 % (на примере рассмотренной схемы сети). Время отключения поврежденного кабеля сокращается на 1,9 с, что снижает негативное воздействие на человека магнитного поля и продолжительность существования вероятных опасных напряжений прикосновения и шага.

Список литературы

1. Коржов А. В. Выбор уставок релейной защиты и автоматики в кабельных сетях 6 – 10 кВ с учетом теплового режима в изоляции. — Промышленная энергетика, 2009, № 6.
2. Правила устройства электроустановок (все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7), 7-й выпуск. — Новосибирск: Сибирское унив. изд-во, 2007.
3. Шабал М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. 4-е изд., перераб. и доп. — СПб.: ПЭИПК, ООО “Политехника-сервис”, 2003.
4. Циркуляр № Ц-02-98 (Э). О проверке кабелей на невозгорание при воздействии тока короткого замыкания. — М.: РАО “ЕЭС России”, 1998.
5. ГОСТ Р 52736–2007. Национальный стандарт Российской Федерации. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.

ABK1978@mail.ru