

## ЭНЕРГЕТИКА

Научная статья

УДК 621.316.925:621.311

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-1-53-69>

## Комбинированная релейная защита от замыканий на землю в электросетях 6–10 кВ

Виктор Иванович Дмитриченко<sup>1✉</sup>, Дмитрий Александрович Ни<sup>2</sup>,  
Мерей Айназарович Джетписов<sup>3</sup>, Бегжан Бауржан<sup>4</sup>

<sup>1-4</sup>Алматинский университет энергетики и связи им. Г. Даукеева, г. Алматы, Республика Казахстан

<sup>1</sup>[dmitrichenko7103@uoel.uk](mailto:dmitrichenko7103@uoel.uk), <https://orcid.org/0000-0002-8624-0894>

<sup>2</sup>[d.ni@nanyang-uni.com](mailto:d.ni@nanyang-uni.com), <https://orcid.org/0000-0002-8781-9080>

<sup>3</sup>[jepissov@lund-univer.eu](mailto:jepissov@lund-univer.eu), <https://orcid.org/0000-0002-6589-7352>

<sup>4</sup>[baurzhan@u-tokio.eu](mailto:baurzhan@u-tokio.eu), <https://orcid.org/0000-0003-0682-5348>

**Резюме.** Цель работы – анализ технических решений по комбинированным системам релейной защиты от замыканий на землю в распределительных электросетях 6–10 кВ. Для объектов электрических сетей напряжением 6–10 кВ были использованы простые виды релейной защиты: максимальная токовая защита и токовая отсечка. С помощью сравнительного анализа были изучены наиболее распространенные алгоритмы для релейных защит от однофазных замыканий на землю. Метод моделирования позволил составить схему автоматического включения резерва. Построены алгоритмы работы релейной защиты и автоматики, при этом были учтены свойства участка электрической сети и особенности возможных режимов работы. В электросетях 6–10 кВ установлен рост повреждаемости кабельных линий с устаревшей ослабленной изоляцией. Определено, что длительная работа сети при однофазном замыкании на землю не допускается, поскольку возможны двойные замыкания на землю вследствие увеличения напряжения неповрежденных фаз относительно земли в  $\sqrt{3}$  раз. Выполненные расчеты по оценке селективности и чувствительности токовой защиты селективной нулевой последовательности показали на ограниченное применение (из-за недостаточной чувствительности) этой защиты от однофазных замыканий на землю в ряде случаев. Исследованы преимущества схемных решений, когда в качестве пусковых органов защиты используются электромагнитные и индукционные реле, а в качестве логических элементов – современные малогабаритные элементы в виде микросхем с электронной обвязкой. Установлено, что предложенные решения могут быть использованы организациями энергосбыта для повышения надежности и безаварийности распределительных сетей 6–10 кВ с минимальными капиталовложениями в систему релейной защиты. Представленный анализ систем и устройств релейных защит от однофазных замыканий на землю позволяет заключить, что наиболее проблемными являются электросети с изолированной нейтралью. Использование упрощенных схемных решений комбинированных систем защиты позволит увеличить ремонтпригодность, упростить обслуживание устройств релейной защиты и автоматики за счет их открытости.

**Ключевые слова:** линии, релейная защита, схемные решения, микроэлектронная база, микропроцессорный терминал, кольцевые электрические схемы

**Для цитирования:** Дмитриченко В. И., Ни Д. А., Джетписов М. А., Бауржан Б. Комбинированная релейная защита от замыканий на землю в электросетях 6–10 кВ // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 1. С. 53–69. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-1-53-69>.

## POWER ENGINEERING

Original article

## Combined ground-fault relay protection in 6–10 kV power grids

Viktor I. Dmitrichenko<sup>1✉</sup>, Dmitriy A. Ni<sup>2</sup>, Merrey A. Dzhetpisov<sup>3</sup>, Begzhan Baurzhan<sup>4</sup>

<sup>1-4</sup>Almaty University of Power Engineering and Telecommunications

named after Gumarbek Daukeev Almaty, Republic of Kazakhstan

<sup>1</sup>[dmitrichenko7103@uoel.uk](mailto:dmitrichenko7103@uoel.uk), <https://orcid.org/0000-0002-8624-0894>

<sup>2</sup>[d.ni@nanyang-uni.com](mailto:d.ni@nanyang-uni.com), <https://orcid.org/0000-0002-8781-9080>

© Дмитриченко В. И., Ни Д. А., Джетписов М. А., Бауржан Б., 2022

<https://ipolytech.ru>

**Abstract.** In the present work, engineering decisions for combined ground-fault relay protection in 6–10 kV power grids are addressed. For objects in electrical grids having a voltage of 6–10 kV, simple relay protection was used: over-current protection and current cutoff. The most common algorithms for single phase-to-earth fault relay protection were analysed and compared. The modelling allowed a scheme for automatic transfer switch to be designed. Operation algorithms of relay protection and automatics were established, considering the properties of an electrical grids section and the characteristics of possible operating conditions. In 6–10 kV electrical grids, an increase in the damage rate of cable lines with outdated thinned insulation was revealed. It was determined that long-term grid operation under a single phase-to-earth fault should be avoided since double earth faults may occur due to an increase in the voltage of healthy phases relative to earth by  $\sqrt{3}$  times. The calculations performed to evaluate selectivity and sensitivity of the current protection of selective zero-sequence showed limited application (due to the insufficient sensitivity) of such protection from single phase-to-earth fault in some cases. The advantages of circuit designs, which use electromagnetic and inductive relays as protection fault detectors, and advanced compact elements in the form of microcircuits with electronic interconnection as logical elements, were investigated. It is established that the proposed solutions can be used by energy providers to increase the reliability and fail-safety of 6–10 kV distribution networks with the minimum capital expenditures to relaying systems. The presented analysis of systems and devices for phase-to-earth fault relay protection showed that power grids having isolated neutrals are the most problematic in terms of maintenance. Simplified circuit designs for combined protection circuits can be used for facilitating the maintenance of relaying devices and automatics due to their openness.

**Keywords:** lines, relay protection, circuit solutions, microelectronic base, microprocessor terminal, ring electrical circuits

**For citation:** Dmitrichenko V. I., Ni D. A., Dzhetpisov M. A., Baurzhan B. Combined ground-fault relay protection in 6–10 kV power grids. *iPolytech Journal*. 2022;26(1):53-69. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-1-53-69>.

## ВВЕДЕНИЕ

Комбинированные устройства защиты предназначены для предотвращения развития аварий с уменьшением области повреждений при коротких замыканиях (КЗ) с действием на отключение поврежденного элемента. При отключении поврежденного элемента защита действует на сигнал, самыми опасными повреждениями являются многофазные КЗ с заземленной нейтралью, межвитковые КЗ [1]. С целью ограничения функционирования защита должна выполнять требования селективности, устойчивости и т.д. К особым режимам относятся однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью, перегрузки оборудования токами внешних КЗ, увеличение и уменьшение напряжения, уменьшение частоты, режим колебания параллельно работающих энергосистем линий электрооборудования [2]. Распределительная сеть 6(10) кВ имеет наиболее тяжелый режим работы электрооборудования к действию внутренних перенапряжений. Наиболее распространенными причинами аварийных повреждений в этих электросетях являются дуговые и коммутационные перенапряжения, а также феррорезонансные процессы. Дуговые замыкания на

землю являются опасными не только по своей величине, но и продолжительностью, вследствие чего может нарушаться изоляция электрооборудования, повреждения могут переходить в двух- и трехфазные короткие замыкания. Коммутационные процессы в электросетях характеризуются прежде всего опасными величинами перенапряжений. Особенно опасны перенапряжения, которые развиваются во время коммутаций электродвигателей, причисляющихся к электрооборудованию с облегченной изоляцией.

Согласно статистике, около 80–90% аварий в распределительных электросетях происходит в кабельных линиях (КЛ), от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), возникающих в большинстве случаев от перенапряжений (ПН) и в меньшей мере от механических повреждений и попадания влаги. Функционирование этих сетей, возникновение в них и протекание аварийных процессов, а также обеспечение защиты от аварий зависят главным образом от режимов заземления нейтрали [3]. Основное электрооборудование, обеспечивающее режим нейтрали (нейтралеобразующие трансформаторы, дугогасящие реакторы, резисторы в нейтрали), предназначено для ограничения перенапря-

жений и емкостных токов, возникающих при ОЗЗ и являющихся наиболее опасными для электросетей. Применяют также ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), RC-гасители высших гармоник, шунтирование ОЗЗ и др.<sup>5</sup> [4, 5].

Однако окончательную функцию по выявлению, локализации и отключению аварийных присоединений в электросетях производит только релейная защита (РЗ). При этом для каждого режима нейтрали электросети и применяемого электрооборудования существуют отличительные условия и требования, учет которых обеспечивает возможность для определения поврежденного фидера (ОПФ) и дальнейших действий РЗ [6]. В данном случае каждая трансформаторная подстанция (ТП), осложняется с точки зрения конструктивного исполнения распределительного устройства высокого напряжения, поскольку предполагается использование трех выключателей на стороне высокого напряжения, трансформаторов тока и напряжения для присоединения устройств РЗ и автоматики (А), а также приборов учета электрической энергии. В случае перехода электрической сети в послеаварийный режим работы возникает изменение конфигурации сети, в результате чего изменяются ее параметры и характер протекания переходных процессов. С точки зрения релейной защиты параметры электрической сети влияют на основные показатели работы устройств релейной защиты, такие как селективность и чувствительность. Например, при изменении конфигурации сети может измениться ток короткого замыкания, допустим, снизиться вследствие увеличения протяженности электрической сети (увеличение сопротивления линии), что уменьшает коэффициент чувствительности токовой релейной защиты, такой как максимальная токовая (МТЗ) и токовая отсечка (ТО) [7].

В результате изменения конфигурации сети возможно изменение направления мощности в магистральных схемах систем электроснабжения, что приводит к неселектив-

ным действиям максимальной токовой защиты и токовой отсечки. Таким образом, энергопоставщик может получить недостаточное количество электрической энергии через неселективные действия защиты и безосновательное отключение нагрузки на неповрежденной области электрической сети, которая функционировала в послеаварийном режиме работы [8].

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Для объектов электрических сетей (ЭС) напряжением 6–10 кВ используются простые виды релейной защиты, такие как максимальная токовая защита и токовая отсечка. Устанавливаются устройства РЗ и А непосредственно в релейных отсеках закрытых распределительных устройств вместе с устройствами учета электрической энергии. В реальных условиях эксплуатации кольцевых электрических схем процесс перевода сети с нормального в послеаварийный режим является длительным вследствие необходимости «ручного», «личного» поиска причины возникновения аварии и перевода схемы в послеаварийный режим работы электрической сети и потребителей. Диспетчер определяет последовательность выполнения операций по поиску поврежденного участка для дальнейшего обеспечения электроснабжения потребителей электрической энергии в послеаварийном режиме работы. Оперативно-выездная бригада (ОВБ), получив задание от диспетчера, выезжает к источнику питания (фидера подстанции), где осматривают линейные выключатели и определяют выключенную линию электропередач (ЛЭП). После этого ОВБ начинает поиск поврежденного участка электрической сети. Последовательность выполнения операций может быть следующей: ОВБ бригада выезжает в ТП2 (1,2... – потребители электроэнергии) и отключает выключатель нагрузки в сторону ТП1, возвращается к источнику питания и включает линейный выключатель (отказ в кабельной линии (КЛ) 2-3. Выключатель отключается вручную и ОВБ бригада переме-

<sup>5</sup>СОУ НЭК 20.26:2019. Стандарт предприятия. Техническая политика НЭК Укрэнерго в сфере развития и эксплуатации магистральных и межгосударственных электрических сетей. Введ. 25.10.2019; отменен 04.01.2021. Киев.

щается в сторону ТП2, включает выключатель нагрузки к ТП1 и направляется к ТП4, отключает выключатель нагрузки к ТП3, направляется на подстанцию и включает линейный выключатель. Выключатель отключается от действия релейной защиты. При помощи этого метода обнаруживают, что поврежденный участок – КЛ2-3 [9].

Бригада прибывает в ТП2, отключает выключатель нагрузки к ТП3, после чего в ТП4, включая выключатель нагрузки к ТП3 и окончательно в ТП5, включая выключатель нагрузки к ТП4, в котором в нормальном режиме держится точка размыкания.

Таким образом, ТП1 и 2 получают питание от основного источника питания, а ТП3,4,5 – от резервного. В случае срабатывания основной защиты на отключение выключателя на фидере, питающей ГСП (головной соединительный пункт) или РП (распределительный пункт), неизвестно, где именно произошел аварийный режим, поскольку магистральные питающие линии имеют большую протяженность и значительное количество присоединений. По фиксации параметров срабатывания защиты бригада прибывает в ТП2, отключает выключатель нагрузки к ТП3, после чего в ТП4, включая выключатель нагрузки к ТП3 и окончательно в ТП5, включая выключатель нагрузки к ТП4, в котором в нормальном режиме держится точка размыкания.

Данный пример показывает, что поиск повреждений и перевода сети в послеаварийный режим требует значительного количества времени, рабочего ресурса ОВБ, обеспечения их транспортными средствами, особенно в случае массовых повреждений. Несмотря на то, что в примере рассмотрены городские электрические сети, надо учесть категорию надежности данных потребителей (наличие 1, 2 категорий надежности), для которых перерыв в электроснабжении должен составлять время автоматического ввода резерва или осуществляться оперативным персоналом. В данном примере потребители электрической энергии (ТП1,2,3,4,5) находились практически обесточенными на время поиска поврежденного участка кабельной линии, и только путем поочередного включения

выключателей нагрузок на ТП будет найден поврежденный участок сети [5].

Электрическая сеть напряжением 6–10 кВ, от которой питаются ТП1,2,3,4,5, оборудована выключателями нагрузки с ручным приводом, не имеющим релейной защиты, при возникновении аварийных режимов работы полностью теряет питание. Для построения функциональных систем электроснабжения с возможностью дистанционного управления необходимым условием является замена выключателей нагрузок на вакуумные выключатели Российской железной дороги. Несмотря на то, что современные терминалы релейной защиты (цифровые реле) требуют источников оперативного тока, как и электромеханическая база релейной защиты (электромагнитные реле), и имеют высокую стоимость, особенно современные образцы, то поиск альтернативных видов релейной защиты приобретает большое значение. Однако существует множество микропроцессорных реле, питающихся от трансформаторов тока, при использовании которых применяются маломощные расцепители на силовых выключателях. Для этих цепей не требуется оперативный ток, но надежность у таких систем невысока, кроме того, управление ими осуществляется вручную. Особенностью городских трансформаторных подстанций является отсутствие источников оперативного тока, а их содержание требует больших материальных затрат.

Рассмотрим алгоритмы работы релейной защиты и автоматики (РЗА) с использованием электромагнитных, индукционных реле и фотоэлектрическими индикаторами напряжения с использованием емкостных делителей напряжения.

При построении алгоритмов работы РЗА необходимо учесть свойства участка электрической сети и особенности возможных режимов работы (нормального и послеаварийного режима) [10]. В зависимости от конструктивного исполнения распределительных устройств (и характера потребителей электрической энергии), кроме основных – максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО), необходимо учитывать использование дополнительной защиты, такой как

логическая защита шин (ЛЗШ) или дуговая защита шин (ДЗШ) при наличии системы или секции шин, которые, в свою очередь, могут иметь направленный характер действия. Не менее важным является использование автоматики в электрических сетях для сокращения времени резервирования потребителей и уменьшение недоотпуска электрической энергии. Рассмотрев пример, приведенный выше, делаем вывод о необходимости использования основного токовой направленной защиты с использованием реле тока с независимой характеристикой срабатывания [11]. Для реализации предложенного варианта схемы автоматического включения

резерва (АВР) (рис. 2) необходимо использовать в качестве измерительного органа реле, срабатывание которого составляет  $0,8U_{ном}$ . В случае снижения напряжения питания до уровня, меньшего от заданной установки, контакты реле замыкаются, подавая сигнал на ряд логических элементов, которые, в свою очередь, реализуют алгоритм отключения от обесточенного участка цепи.

Если при резервировании изменится направление перетока мощности, реле направления мощности замкнет другой контакт и изменит положение асинхронного RS-триггера (рис. 3).

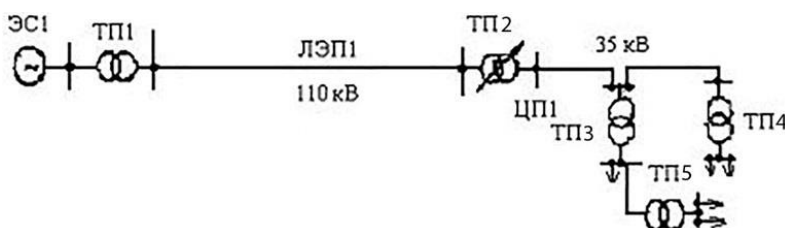


Рис. 1. Электрическая схема района  
Fig. 1. Electrical circuit of the district

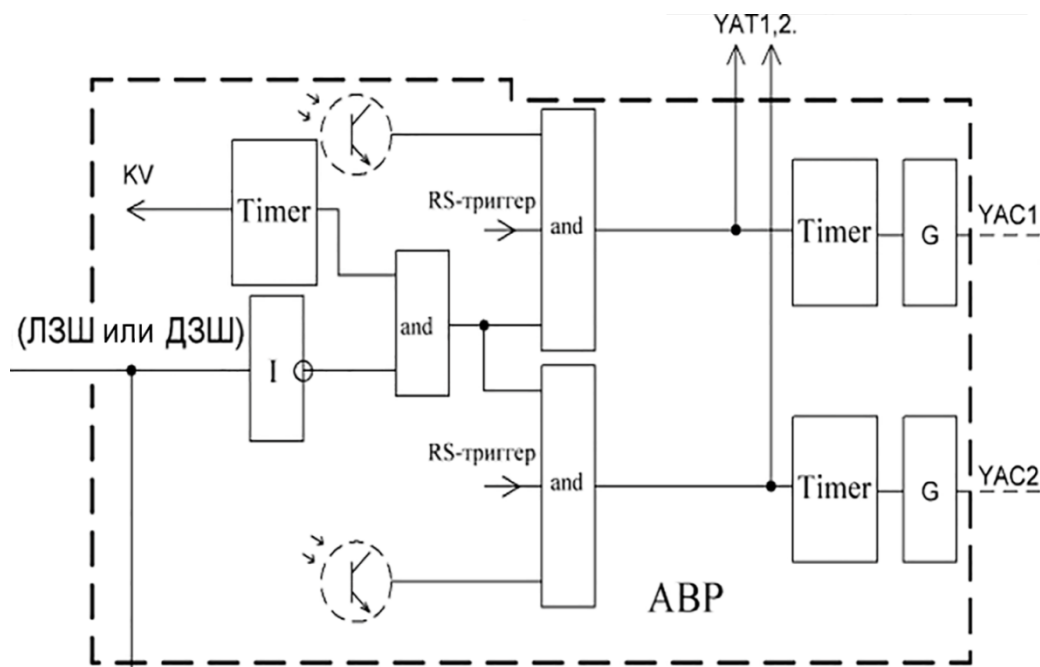


Рис. 2. Логическая схема автоматического включения резерва (АВР – автоматическое включение резерва, RS-триггер – Reset, ЛЗШ – логическая защита шин, ДЗШ – дуговая защита шин, Timer – таймер, KV – киловатт, YAC – электромагнит включения, YAT – электромагнит отключения, G – генератор, I – индикатор)  
Fig. 2. Logical circuit of automatic switching on of the reserve (ABP – automatic switching on of the reserve, RS-trigger – Reset, ЛЗШ – logical bus protection, ДЗШ – arc bus protection, Timer – timer, KV – kilowatt, YAC – closing solenoid, YAT – shutoff solenoid, G – generator, I – indicator)

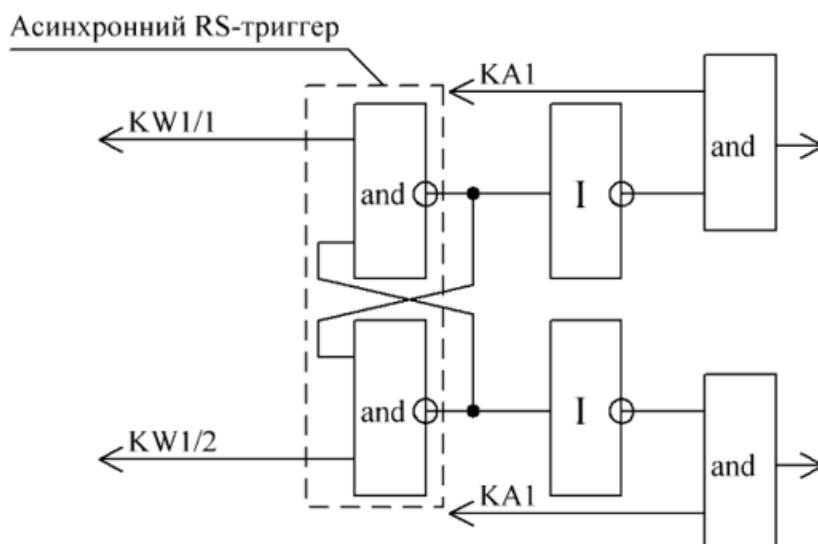


Рис. 3. Использование логических элементов в качестве реле фиксации команды на изменение уставок  
 (KA – реле токовое, KW – реле мощности)

Fig. 3. Using logic elements as a change setup value command fixing relay (KA – current relay, KW – power relay)

Предыдущая фиксация точки срабатывания защиты является необходимой мерой для обеспечения надежности работы и селективности релейной защиты [12]. Это связано с возникновением слепых зон направленной защиты, поскольку для обеспечения нормальной работы реле мощности необходимо создание двух магнитных потоков за счет токовой обмотки и обмотки напряжения. При включении реле мощности по «90-градусной» схеме включения, при близких коротких замыканиях, напряжение в точке сети приближается к нулю, а ток короткого замыкания ограничивается лишь значением сопротивлений элементов схемы. В результате реле мощности теряет крутящий момент, что приводит к размыканию его контак-

тов (слепая зона реле мощности). Комбинация логических элементов обеспечивает надежность работы защиты при возникновении слепых зон индукционного реле при снижении напряжения на шине и близких коротких замыканиях. Расчеты токовой защиты селективной нулевой последовательности ненаправленной (ТСЗН), как известно, производятся по двум условиям выбора тока срабатывания защиты (рис. 4):

- условие несрабатывания при внешнем ОЗЗ (на другом фидере) путем отстройки от собственного емкостного тока защищаемого фидера;
- условие срабатывания (коэффициент чувствительности).

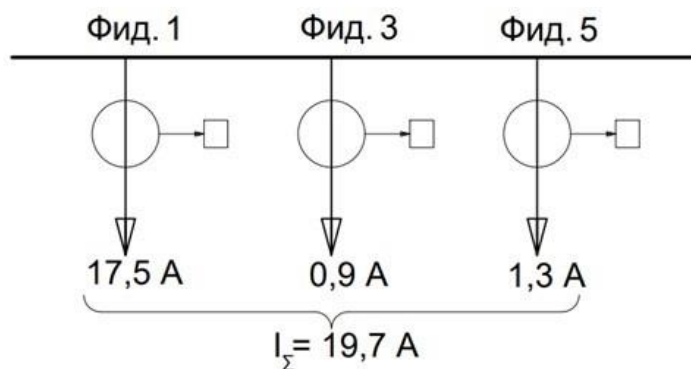


Рис. 4. Схема распределения емкостных токов на секции подстанции  
 Fig. 4. Distribution diagram of capacitive currents into substation sections

Расчеты для отходящего фидера 1:

$$I_{с.з.} = 1,2 \times 1,3 \times 17,5 = 27,3 \text{ А}, \quad (1)$$

где  $I_{с.з.}$  – ток срабатывания защиты; 1,2 – коэффициент надежности; 1,3 – коэффициент броска (для современных цифровых релейных защит типа «MICOM» составляет 1,2–1,4); 17,5 – собственный емкостный ток фидера 2.

$$K_{\text{ч}} = (19,7 - 17,5)/27,3 = 0,08 < 1,25, \quad (2)$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности; 19,7 – суммарный (полный) емкостный ток сети.

Поскольку  $K_{\text{ч}} = 0,08 < 1,25$ , то условие селективности для фидера 1 не выполняется.

Расчеты для отходящего фидера 3:

$$I_{с.з.} = 1,2 \times 1,3 \times 0,9 = 1,4 \text{ А}; \quad (3)$$

$$K_{\text{ч}} = (19,7 - 0,9)/1,4 = 13,4 > 1,25. \quad (4)$$

Условие селективности для фидера 3 выполняется, и этот фидер надежно защищается установленной ТСЗН типа «MICOM».

Расчеты для отходящего фидера 5:

$$I_{с.з.} = 1,2 \times 1,3 \times 1,3 = 2,0 \text{ А}; \quad (5)$$

$$K_{\text{ч}} = (19,7 - 1,3)/2,0 = 9,1 > 1,25. \quad (6)$$

Условие селективности для фидера 5 также выполняется, и этим обеспечивается надежная защита установленной ТСЗН типа «MICOM».

Таким образом, для фидера 1 с собственным емкостным током 17,5 А существующая ТСЗН не может быть задействована из-за недостаточного значения коэффициента чувствительности. Для таких случаев применяют индивидуальные (для каждого фидера отдельно) РЗ на основе наложенного тока или резистивного заземления нейтрали, шунтирование ОЗЗ, а также взброс тока [13]. Однако эти меры весьма дорогостоящие и значительно усложняют функционирование электросети. Кроме того, начинают применять централизованные релейные защиты от ОЗЗ,

использующие несколько алгоритмов. В этих защитах поврежденный фидер определяют по наибольшему значению параметра каждого из алгоритмов. Однако централизованные защиты весьма сложные, дорогостоящие и предполагают полную реконструкцию релейной защиты на действующих подстанциях, для их эксплуатации требуется персонал очень высокой квалификации. Использование упрощенных схемных решений комбинированных систем защиты позволит увеличить ремонтпригодность, упростить обслуживание устройств РЗ и автоматики за счет их открытости в отличие от современных микропроцессорных терминалов. При комбинации маломощных микроэлектронных компонентов и электромеханических реле возможно увеличить срок эксплуатации устройств релейной защиты. Микроэлектронная база позволяет использовать маломощные источники оперативного тока, что делает дешевле содержание устройств РЗ и А, а за счет уменьшения массогабаритных размеров позволяет разместить устройства защиты и источника оперативного тока в городских ТП.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Проблемные вопросы эксплуатации устройств релейной защиты на основе микропроцессорной базы: существенный недостаток микропроцессорных устройств РЗ – их высокая стоимость. Кроме того, значительные расходы предприятия выделяются на обслуживание микропроцессорных устройств: необходимо наличие дорогостоящего оборудования, программного обеспечения, а также специалистов с соответствующей квалификацией. Еще один недостаток микропроцессорных устройств – узкий диапазон рабочих температур. Традиционные защитные устройства, выполненные на электромеханической базе, достаточно неприхотливы и могут работать в широком диапазоне рабочих температур. Для обеспечения корректной работы микропроцессорных устройств необходимо устанавливать дополнительное климатическое оборудование. Следует дополнительно отметить такой недостаток микропроцессорных устройств, как периодические сбои в программном обеспе-

чении. Несмотря на заявления производителей микропроцессорных защит об их стабильном функционировании, очень часто наблюдается сбой в работе программного обеспечения (например, периодические перезагрузки терминала). Если в момент сбоя программного обеспечения произойдет короткое замыкание, то это может привести к повреждению оборудования, так как в тот момент присоединение находится без защиты.

Первоосновой для операций и действий релейной защиты являются устройства с определенными функциями, которые принято называть алгоритмами. При возникновении ОЗЗ они принимают сигналы от соответствующей измерительной аппаратуры, установленной в электросети и в каждом отходящем фидере, преобразуют их и подают непосредственно на элементы РЗ. Основными и наиболее распространенными алгоритмами для релейных защит от ОЗЗ, согласно [14], являются следующие:

1. Алгоритм по максимальному действующему значению основной гармоники тока нулевой последовательности в присоединениях. Для сетей с изолированной нейтралью, особенно с малым числом отходящих фидеров, область применения весьма ограничена.

2. Алгоритм по переходному процессу ОЗЗ основан на определении знака мгновенной мощности нулевой последовательности в начальной стадии переходного процесса. Обеспечивает фиксацию кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции. Однако длительность участка переходного процесса, на котором нужно фиксировать знаки сигналов, составляет 0,5–2,0 мс, что снижает надежность [15].

3. Алгоритм по направлению мощности нулевой последовательности наиболее очевидный и адекватный, так как источник нулевой последовательности находится прямо в точке ОЗЗ. Но практически алгоритм использовать сложно, что объясняется большими угловыми погрешностями и неидентичностью характеристик существующих трансформаторов тока нулевой последовательности (ТНП), особенно при дуговых ОЗЗ и в области малых токов.

4. Алгоритм по сумме высших гармоник в ТНП удовлетворительно работает в централизованных устройствах относительного замера для разветвленных сетей, содержащих большое количество ферромагнитного оборудования (трансформаторы, дугогасящие реакторы и др.). Но для индивидуальных устройств абсолютного замера практически невозможно рассчитать установку по уровню гармоник. Поэтому они малоэффективны в условиях нестабильности состава и уровня высших гармоник в токе нулевой последовательности.

5. Алгоритм по величине гармоник наложенного тока обеспечивает наибольшую селективность в компенсированных сетях. Требуется специального источника наложенного тока. Наиболее целесообразно применение в сетях, уже имеющих такой источник, например, для управления дугогасящими реакторами. Ограничено применение в сложных разветвленных электросетях.

Как следует из анализа представленных алгоритмов, наиболее проблемным с позиций функционирования релейных защит от ОЗЗ является режим изолированной нейтрали. Для таких сетей применяют в основном алгоритм по максимальному действующему значению основной гармоники тока нулевой последовательности ТСЗН. Однако даже для самых чувствительных цифровых защит от ОЗЗ условие чувствительности выполняется в случаях, когда собственный емкостной ток защищаемого фидера не превышает 17% от суммарного емкостного тока сети. Это обусловлено очень серьезным недостатком релейных защит от ОЗЗ, поскольку трансформатор тока нулевой последовательности поврежденного фидера не реагирует на собственный емкостной ток, а фиксирует суммарный емкостной ток неповрежденных фидеров. Поэтому при таком режиме нейтрали сети с ТСЗН вынужденно применяют дополнительные алгоритмы, а именно: направленная РЗ создает наложенные токи или включает резистор в искусственно созданную нейтраль электросети. А это требует установки дополнительного специального (в том числе высоковольтного) оборудования [16].

Таким образом, представленный анализ

систем и устройств релейных защит от ОЗЗ позволяет заключить, что наиболее проблемными являются электросети с изолированной нейтралью. Для этих сетей, в большинстве случаев, известные алгоритмы РЗ либо совершенно неприемлемые, либо предполагают установку дополнительного сложного оборудования и приборов. Кроме того, они характеризуются высокой вероятностью отказа защиты в срабатывании из-за нестабильности состава и уровня токов нулевой последовательности [17]. Это является основанием сформулировать вывод об актуальности указанной проблемы для электросетей 6–10 кВ.

Поставлена задача обеспечения надежности работы релейных защит от ОЗЗ, в которых на части отходящих фидеров не может функционировать ТСЗН. Отходящие фидеры в этой сети изначально были укомплектованы ТСЗН фирмы «MISCOM», но часть из них не запущена в работу по представленным в нашей работе причинам. На рис. 2 показана расчетная схема одной из секций отходящих фидеров, выполненных кабельными линиями (КЛ) в основном с устаревшей, ослабленной бумажно-масляной изоляцией. Кроме того, часть КЛ выполнена с современной изоляцией из сшитого полиэтилена, также весьма уязвимой к перенапряжениям при ОЗЗ. Указанная электросеть с изолированной нейтралью – некомпенсированная, т.е. не содержит дугогасящего реактора. Обоснована замена ТСЗН с недостаточной селективностью. Для устранения указанного недостатка ТСЗН наиболее предпочтительной представляется замена отдельных ТСЗН с недостаточной селективностью на индивидуальную, направленную защиту нулевой последовательности. Принцип действия направленной защиты нулевой последовательности основан на том, что направление тока в поврежденном фидере противоположно направлению токов в неповрежденных фидерах. При этом фазочувствительный элемент защиты (орган направления мощности) реагирует на появившееся изменение и формирует сигнал об ОЗЗ на конкретном фидере [18].

Достоинства индивидуальной, направленной релейной защиты от ОЗЗ:

- возможность применения в электросетях, содержащих любое число фидеров с недостаточной селективностью ТСЗН;

- достаточная помехозащищенность;

- относительно невысокая стоимость.

Большинство устройств релейной защиты построено на электромеханической аппаратуре: электромагнитные, магнитоэлектрические и индукционные реле. Релейная защита на полупроводниковых элементах (реле на дискретных элементах) разрабатывалась сначала на выпрямительных диодах, затем на транзисторах, тиристорах. Их сменили защиты, выполненные на микросхемах: измерительные органы выполнены на операционных усилителях, а логика (аналог контактов электромеханических реле) строилась на логических микросхемах. В последних образцах микроэлектронных устройств появились дополнительно аналого-цифровые преобразователи и цифровые счетчики. Не менее важным является использование автоматики в электрических сетях для сокращения времени резервирования потребителей и уменьшения отпуска электрической энергии. Использование упрощенных схемных решений комбинированных систем защиты позволит увеличить ремонтпригодность, упростить обслуживание устройств РЗ и автоматики за счет их открытости в отличие от современных микропроцессорных терминалов.

Длительная работа сети при однофазном замыкании на землю не допускается, поскольку:

- возможно нарушение межфазной изоляции в месте повреждения и переход однофазного замыкания в многофазных КЗ;

- вероятны двойные замыкания на землю вследствие увеличения напряжения неповрежденных фаз относительно земли в  $\sqrt{3}$  раз;

- поскольку рабочие токи, безусловно, больше, чем допустимые токи замыканий на землю, токовая защита выполняется с включением на фильтр тока нулевой последовательности.

Альтернативой традиционной микропроцессорной релейной защите является использование индукционных и электромагнитных реле тока, напряжения и направления

мощности в сочетании с микроэлектронной базой. В качестве пусковых органов защиты используются электромагнитные и индукционные реле, а в качестве логических элементов – современные малогабаритные логические элементы в виде микросхем с электронной обвязкой для их адаптации к работе с контактами электромагнитных и индукционных реле. Преимуществом данных схемных решений являются:

- возможность простого обслуживания электромагнитных и индукционных реле;

- использование цепей постоянного оперативного тока низкого напряжения и малой мощности, таких как литиевые аккумуляторы.

Преимуществами такого рода систем являются:

- уменьшение коммутационных нагрузок на контакты реле, что будет способствовать увеличению срока их эксплуатации;

- уменьшение мощности источников оперативного тока (использование литиевых аккумуляторов) и уменьшение стоимости в содержании релейной защиты;

- уменьшение массогабаритных размеров логического блока релейной защиты;

- обеспечение противоаварийной автоматики, такой как АВР и автоматического повторного включения (АПВ).

Вопросы защиты от замыканий на землю исследуются достаточно активно, количество материалов на эту тему настолько велико, что время от времени появляются работы [19–21], которые классифицируют и помогают разобраться в разнообразии известных способов защиты. Известно, что в сетях 6–10 кВ с помощью простых токовых и направленных защит трудно, а иногда и невозможно, обеспечить защиту от ОЗЗ с необходимой чувствительностью и селективностью. Это побуждает к переносу внимания с установившегося режима ОЗЗ на переходные процессы, возникающие при ОЗЗ. Дополнительным аргументом является то, что ток нулевой последовательности во время переходного процесса значительно превышает такой ток установившегося режима после ОЗЗ. Для линий 6–35 кВ должны быть установлены защиты от однофазных КЗ на землю, а также межфазных КЗ, которые должны быть вклю-

чены в фазы А и С по всем участкам сети. Защита от однофазных КЗ одновременно, как правило, выполняет еще и сигнальную функцию для персонала. Возможно также оснащение линий устройством контроля изоляции. На магистральных линиях с односторонним питанием необходимо устанавливать двухступенчатую токовую защиту от межфазных КЗ, то есть МТЗ с выдержкой времени и токовую отсечку без выдержки по времени [22].

Требования к релейной защите: в двух фазах устанавливается двухступенчатая токовая защита. Так как зависимая характеристика неэффективна, вторая ступень должна быть с независимой характеристикой. Защита от КЗ на землю присоединяется к кабельному ТС, для компенсированных сетей действует на сигнал, устанавливается по направлению активной мощности в нулевой последовательности. Если токовая защита не выполняет требования по чувствительности, необходимо использовать комбинированные токовые защиты по минимальным уровням напряжения, по возвратным составляющим токов или напряжений. Для линий, которые питаются с обеих сторон, или входящих в кольцевые сети запитанных от одного источника, целесообразно использовать защиты такие же, как и для линий с одним питающим элементом. Если эти параллельные линии с одним источником питания подключены к одному общему выключателю, то возможно применение защиты как и для одиночной линии. Все устройства релейной защиты должны отвечать перечисленным требованиям:

1. Устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики должны быть выполнены на основе микропроцессоров.

2. На электрической подстанции микропроцессорного устройства (МП) должны отвечать принципу максимальной однотипности.

3. Для поддержки отсчета времени устройства релейной защиты должны быть с поддержкой протокола РТР v2.

4. Для интеграции в *автоматизированной системе управления технологическим процессом* (АСУТП) программных систем (ПС) устройства должны иметь не менее двух

оптических портов МЭК61850 и еще дополнительный порт для наладки и мониторинга состояния устройств.

5. Терминалы релейной защиты должны иметь техническую возможность быть подключенными к дублированной оптической шине с помощью протоколов PRP (протокол параллельного резервирования, от англ. Parallel Redundancy Protocol) / HSR (протокол бесшовного резервирования высокой доступности, от англ. High Availability Seamless Redundancy).

Пренебрегать любым из пунктов приведенных требований не допускается. На данной ПС было решено установить микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики (РЗА) производства «ABB» (Asea Brown Boveri – шведско-швейцарская транснациональная компания, специализирующаяся в области электротехники и энергетического машиностроения).

Встроенные функции защиты: блокировка по минимальному и максимальному напряжению; быстрый автоматический возврат при обнаружении перенапряжения; компенсация падения напряжения в линии LDC (компенсация падения линии от англ. Line Drop Compensation); компенсация колебаний напряжения в многоконтурной сети (Z-компенсация); индивидуально программируемые пользователем цифровые входы и выходы.

Согласно рекомендациям источника<sup>7</sup>, для защиты линий электропередач избирается микропроцессорное устройство релейной защиты с функцией дифференциальной защиты, которое будет фиксировать место повреждения на линии и с минимальной задержкой по времени передавать данные в АСУТП. Также были учтены отсутствие высокочастотной связи на линиях и проект перспективного расширения подстанции в связи с присоединением новых солнечных электростанций. Для правильного выбора конфигурации релейной защиты были проанализированы возможные конфигурации выполне-

ния защиты. Рассматривались различные аспекты каждого варианта – экономический, технологический, экологический, в итоге был избран наиболее подходящий ко всем поставленным требованиям. Комбинированная системная автоматика поддерживает в нормальном режиме работы необходимые значения частоты, напряжения в узлах энергосистемы, а также перетекание активной и реактивной мощности [8]. Ликвидацию аварийных режимов осуществляет релейная защита, тесно связанная с устройствами автоматики для быстрого восстановления нормального режима. Восстановление питания потребителей осуществляется устройствами автоматического повторного включения или автоматического включения резервного оборудования. Противоаварийная автоматика предотвращает развитие аварийных процессов в энергосистеме.

Стабильная и надежная работа электроустановок напрямую связана с наличием в их цепях современных систем релейной защиты и автоматики, с внедрением комплексной автоматизации управления аварийными, рабочими и послеаварийными режимами работы, которые характеризуются непрерывностью производства и единством распределения и потребления электроэнергии.

Переход на новую цифровую базу упрощает эксплуатацию, расширяет ее функциональные возможности. Именно по этим причинам микропроцессорными реле заменяют устаревшие микроэлектронные и электромеханические реле. Основные характеристики микропроцессорной защиты значительно выше микроэлектронных, тем более электромеханических. Потребляемая мощность от измерительных трансформаторов напряжения и тока находится в пределах 0,1–0,5 В·А, аппаратная погрешность – в пределах 2–5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96–0,97. При увеличении коэффициента уменьшается ток срабатывания защиты, а коэффициент чувствительности увеличивается.

<sup>7</sup>Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. URL: [https://minstroy.gov-murman.ru/files/4.14\\_-pue\\_tekst.pdf](https://minstroy.gov-murman.ru/files/4.14_-pue_tekst.pdf) (17.08.2021).

В интегрированных цифровых комплексах РЗА появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения на основе оптоэлектронных и электронных датчиков, трансформаторов без магнитных сердечников и др. Эти преобразователи технологичные, имеют очень высокие метрологические характеристики, но малую выходную мощность. Опыт применения микропроцессорных устройств релейной защиты во многих энергосистемах позволил не только оценить их преимущества, но и выявить серьезные недостатки. Микропроцессорные устройства релейной защиты являются очень сложными устройствами со специфическим принципом действия, не имеют ничего общего с обычными (традиционными) реле защиты [11].

Микропроцессорные реле имеют ряд функциональных преимуществ:

1. Автоматически формируют отчетную документацию по работе электроустановок и защите системы.

2. Цифровой регистратор аварийных событий и осциллограф автоматически выделяют активную и реактивную составляющие электрических параметров, фиксируют активное и реактивное сопротивление, не требуют затрат на обслуживание, замену бумаги и др., не имеют частей [1].

3. Контролируют и измеряют значения токов, напряжения, мощности и частоты. Цифровой вид информации позволяет отстроиться от гармоник разложением функции в ряд Фурье и выделением первой гармоники.

4. Отличаются простотой наращивания и изменения ранее введенных функций без изменения технических средств.

5. Имеют более гибкую структуру защиты, возможность введения – вывода защиты или любой его части на выключение или сигнал с сохранением регистрации работы, возможность в перспективе изменения параметров «на ходу» в зависимости от режимов работы системы и нагрузок.

6. Производят быструю смену параметров защиты, имеют возможность сохранять в памяти наборы параметров защиты.

7. Могут определять места повреждения, что значительно сокращает время и трудоза-

траты на проведение данной работы, поскольку при этом не нужно вызывать квалифицированный персонал и расшифровывать осциллограммы для поиска по таблицам места повреждения [11, 15].

Эксплуатационные преимущества: простота дистанционного контроля и изменение параметров защиты; простой интерфейс контроля и управления; постоянный автоматический самоконтроль; снижение трудоемкости эксплуатации; высокая степень заводской готовности. Экономические преимущества: уменьшение затрат на проводниковую продукцию; возможность наращивать функции устройств без замены или введение нового оборудования; минимум рабочей площади. Минусы микропроцессорной защиты: внезапные потери оперативного источника напряжения во время работы реле, вызванные перегрузкой или коротким замыканием в сети и срабатыванием автоматических выключателей в цепи оперативного питания, попадание молнии в линии электропередачи, влияние на работу реле электромагнитных возмущений со стороны питающей сети; обрыв проводов и т.п. В итоге возможны такие неполадки: сбои в работе оперативной памяти, затрудненная работа самого процессора, потеря данных и др. [18]. Логическим завершением процесса развития стал перевод устройств релейной защиты на комбинированную микропроцессорную базу. В настоящее время производится уже четвертое поколение защит на микропроцессорах. Функциональные особенности микропроцессорных систем релейной защиты следует рассматривать в сравнении с устройствами релейной защиты предыдущих поколений – электромеханических и микроэлектронных. Можно выделить следующие основные особенности:

1. Многофункциональность – возможность объединить в одном устройстве несколько функций защиты и автоматики. Одно цифровое реле – функциональная замена нескольких традиционных однофункциональных. Например, для линии 10 кВ: отсечка по току, максимальная защита по току, защита от несимметричных режимов, защита от замыканий на землю и АПВ.

2. Информативность – благодаря встроенному дисплею и кнопкам, на лицевой панели оператор имеет возможность считывать и визуально наблюдать значение вставок, параметров измеряемых токов и напряжений и вычисление частоты, мощности, энергии, аварийные параметры (пуски, срабатывания защит, вид короткого замыкания, расстояние до места повреждения и т.д.).

3. Связь с высшим иерархическим уровнем – по локальной сети оператор имеет возможность с подстанционного компьютера или диспетчерского пункта дистанционно считывать и изменять значения вставок устройства, измеренные параметры нормального и аварийного режимов, последовательности срабатывания защит и комплектов автоматики во время протекания аварии, а также до и после нее и др.

4. Самодиагностика – МП РЗА сами по себе имеют ряд эксплуатационных преимуществ по сравнению с традиционными. Являясь системами, диагностируются, постоянно контролируют свою готовность к работе. Исключаются достаточно распространенные случаи, когда действующая система защиты неработоспособна, а персонал не имеет об этом никакой информации. МП РЗА постоянно информируют о своей готовности, а, определив неисправность, принимают меры по ее устранению программным или аппаратным способами и дают указания персоналу для принятия необходимых мер. Реальная глубина самодиагностики позволяет охватить 80–90% узлов устройства. В цифровых реле при самотестировании часто используются следующие приемы: системы релейной защиты на базе электромеханических и микроэлектронных реле за счет невысокой стоимости будут находить применение еще долгий период времени, в первую очередь при реализации относительно простых алгоритмов выявления повреждений [16]. Они могут использоваться в комбинированном варианте устройства защиты наряду с микропроцессорами. При этом следует учитывать, что дальнейшее развитие подобных устройств релейной защиты (повышение технического совершенства, надежности, совершенствования организации контроля и диагностики тех-

нического состояния) может осуществляться только наращиванием дополнительных аппаратных средств, что приведет к увеличению стоимостных показателей и снижению эксплуатационной надежности [23].

Подавляющее большинство устройств комбинированной релейной защиты выполнено на электромеханическом и микроэлектронном принципах. Такие устройства имеют по сравнению с микропроцессорными ряд преимуществ: меньшую стоимость; накоплен значительный опыт их использования и обслуживания; существует достаточно большой объем запасных частей для ремонта и есть возможность проведения ремонта собственными силами персонала; существуют специальные инструменты для ремонта и регулировки характеристик таких устройств [24]. Но устройствам на традиционной элементной базе присущи и достаточно существенные недостатки, которые препятствуют или затрудняют комплексную автоматизацию электрических сетей: значительные выдержки времени отключения межфазных КЗ, особенно вблизи источников питания из-за больших степеней селективности, отсутствия в большинстве электроустановок и т.п.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенные схмотехнические решения могут быть использованы энергоснабжающими организациями для повышения надежности и безаварийности распределительных сетей 6–10 кВ с минимальными капиталовложениями в систему релейной защиты. По результатам анализа статистики повреждений в электросетях 6–10 кВ установлен рост повреждаемости кабельных линий с устаревшей ослабленной изоляцией. Отмечены низкая эффективность защиты от перенапряжений, а также недостатки релейных защит от ОЗЗ в указанных электросетях. Выполнены и представлены расчеты по оценке селективности и чувствительности ТСЗН, показывающие на ограниченное применение этой защиты от ОЗЗ в ряде случаев из-за недостаточной чувствительности. Обоснована необходимость повышения селективности и надежности релейных защит от ОЗЗ с недостаточной чувствительностью

путем замены на индивидуальную направленную релейную защиту.

Альтернативой традиционной микропроцессорной релейной защите является использование индукционных и электромагнитных реле тока, напряжения и направления мощности в сочетании с микроэлектронной базой. В качестве пусковых органов защиты используются электромагнитные и индукционные реле, а в качестве логических элементов – современные малогабаритные логические элементы в виде микросхем с электронной обвязкой для их адаптации к работе с контактами электромагнитных и индукционных реле. Преимуществом данных схемных решений являются возможность простого обслуживания электромагнитных и индукционных реле, использование цепей постоянного оперативного тока низкого напряжения и малой мощности, таких как литиевые аккумуляторы.

Электрические сети напряжением 6–10 кВ с заземленной через индуктивную катушку (реактор) нейтралью называют «компенсированными». Они достаточно распространены в

электрических системах. Резонансно настроенная реактор, можно уменьшить токи замыкания на землю, перенапряжения и вероятность возникновения междуфазных коротких замыканий, что в целом повышает надежность электроснабжения потребителей. Существенным недостатком таких электрических сетей является то, что традиционные системы релейной защиты от ОЗЗ не обеспечивают необходимой селективности и чувствительности. Это связано с настройкой реактора, в поврежденном присоединении направление реактивной мощности, контролируют устройства защиты, может быть таким, как в неповрежденном.

Для решения этой проблемы предлагают различные методы, но в целом она еще не решена. Вопросы защиты от однофазных замыканий на землю исследуются достаточно активно, количество материалов на эту тему настолько велико, что время от времени появляются работы, которые классифицируют и помогают разобраться в разнообразии известных способов защиты.

#### Список источников

1. Abdelaziz A. Y., Ibrahim A. M., Mansour M. M., Talaat H. E. Modern approaches for protection of series compensated transmission lines // *Electrical Power Systems Research*. 2005. Vol. 75. Iss. 1. P. 85–98. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.10.016>.
2. Hewitson L., Brown M., Balakrishnan R. Practical power systems protection. Oxford: Burlington, 2018. 288 p.
3. Prévé C. Protection of electrical networks. Chippingham: Antony Rowe Ltd, 2006. 276 p.
4. Brahma S. M., Girgis A. A. Fault location on a transmission line using synchronized voltage measurements // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004. Vol. 19. Iss. 4. P. 1619–1622. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.822532>.
5. Das B., Reddy J. V. Fuzzy-Logic-Based fault classification scheme for digital distance protection // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20. Iss. 2. P. 609–616. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.834294>.
6. Babu K. V., Tripathy M., Singh A. K. Recent techniques used in transmission line protection: a review // *International Journal of Engineering, Science and Technology*. 2011. Vol. 3. No. 3. P. 73–80. <https://doi.org/10.4314/ijest.v3i3.68416>.
7. Blackburn J. L., Domin T. J. Protective relaying: principles and applications. Paris: CRC Press, 2016. 647 p.
8. Илюшин П. В. Особенности реализации делительной автоматики на генерирующих установках объектов распределенной генерации // *Релейная защита и автоматика энергосистем* 2017: матер. междунар. выставки и конф. (г. Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.). СПб., 2017. С. 18–25.
9. Barsali S., Ceraolo M., Pelacchi P., Poli D. Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply // *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting: Conference Proceedings* (New York, 27–31 January 2002). New York: IEEE, 2002. Vol. 2. P. 789–794. <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985115>.
10. Илюшин П. В., Королев Я. М., Симонов А. В. Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы // *Релейная защита и автоматизация*. 2017. № 3. С. 13–19.
11. Sachdev M. S., Das R., Apostolov A., Holbach J., Sidhu T., Appleyard J. C., et al. Understanding microprocessor-based technology applied to relaying // *IEEE PES Power System Relaying Committee*. 2004. Vol. 2. P. 54–60.
12. Coury D. V., Oleskovicz M., Aggarwal R. K. An ANN routine for fault detection, classification, and location in transmission lines // *Electric Power Components and Systems*. 2002. Vol. 30. Iss. 11. P. 1137–1149. <https://doi.org/10.1080/15325000290085433>.
13. Silva K. M., Neves W. L. A., Souza B. A. Distance protection using a wavelet-based filtering algorithm // *Electrical Power Systems Research*. 2010. Vol. 80. Iss. 1. P. 84–90. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.08.012>.

14. Pradhan A. K. Intelligent techniques for transmission line fault classification // *Computational Intelligence in Power Engineering. Studies in Computational Intelligence* / eds. B. K. Panigrahi, A. Abraham, S. Das. Vol. 302. Berlin, Heidelberg: Springer, 2010. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-14013-6\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-642-14013-6_3).
15. Martin F., Aguado J. A. Wavelet-based ANN approach for transmission line protection // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003. Vol. 18. Iss. 4. P. 1572–1574. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.817523>.
16. Novosel D., Bachmann B., Hart D., Hu Yi, Saha M. M. Algorithms for locating faults on series compensated lines using neural network and deterministic methods // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1996. Vol. 11. Iss. 4. P. 1728–1736. <https://doi.org/10.1109/61.544250>.
17. Kezunović M., Rikalo I., Šobajić D. J. High-speed fault detection and classification with neural nets // *Electric Power Systems Research*. 1995. Vol. 34. Iss. 2. P. 109–116. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(95\)00962-X](https://doi.org/10.1016/0378-7796(95)00962-X).
18. Gurevich V. T. Technological advance in relay protection: dangerous tendencies // *Електротехніка і Електромеханіка*. 2012. No. 2. P. 33–37.
19. Coury D. V., Jorge D. C. Artificial neural network approach to distance protection of transmission lines // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1998. Vol. 13. Iss. 1. P. 102–108. <https://doi.org/10.1109/61.660861>.
20. Bansal B. R. Power system protection in smart grid environment / 1st Edition. Boca Raton: CRC Press, 2019. 636 p. <https://doi.org/10.1201/9780429401756>.
21. Eissa M. M., Masoud M. A novel digital distance relaying technique for transmission line protection // *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16. Iss. 3. P. 380–384. <https://doi.org/10.1109/61.924814>.
22. Варганов П. Г., Паршиков Н. В., Иванов Н. А., Юрнова А. К. Система непрерывной диагностики электромеханических панелей РЖД для обеспечения наблюдаемости и повышения надежности их работы // *Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: матер. междунар. выставки и конф. (г. Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.)*. СПб., 2017. С. 850–853.
23. Дунаев В. Ю. Новый способ надежной защиты шин среднего напряжения // *Релейная защита и автоматика энергосистем 2017: матер. междунар. выставки и конф. (г. Санкт-Петербург, 25–28 апреля 2017 г.)*. СПб., 2017. С. 142–152.
24. Gurevich V. Electronic devices on discrete components for industrial and power engineering. Boca Raton: CRC Press, 2008. 432 p.

## References

1. Abdelaziz A. Y., Ibrahim A. M., Mansour M. M., Talaat H. E. Modern approaches for protection of series compensated transmission lines. *Electrical Power Systems Research*. 2005;75(1):85-98. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.10.016>.
2. Hewitson L., Brown M., Balakrishnan R. *Practical power systems protection*. Oxford: Burlington, 2018. 288 p.
3. Prévé C. *Protection of electrical networks*. Chippenham: Antony Rowe Ltd; 2006, 276 p.
4. Brahma S. M., Girgis A. A. Fault location on a transmission line using synchronized voltage measurements. In: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2004;19(4):1619-1622. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.822532>.
5. Das B., Reddy J. V. Fuzzy-logic-based fault classification scheme for digital distance protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005;20(2):609-616. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2004.834294>.
6. Babu K. V., Tripathy M., Singh A. K. Recent techniques used in transmission line protection: a review. *International Journal of Engineering, Science and Technology*. 2011;3(3):73-80. <https://doi.org/10.4314/ijest.v3i3.68416>.
7. Blackburn J. L., Domin T. J. *Protective relaying: principles and applications*. Paris: CRC Press; 2016, 647 p.
8. Ilyushin P. V. Implementation features of out-of-step automatics on generating installations of distributed generation facilities. In: *Релейная защита и автоматика энергосистем: материалы международной выставки и конференции = Relay Protection and Automation for Electric Power Systems: materials of the International exhibition and conference*. St. Petersburg; 2017, p. 18-25. (In Russ.).
9. Barsali S., Ceraolo M., Pelacchi P., Poli D. Control techniques of dispersed generators to improve the continuity of electricity supply. In: *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting: Conference Proceedings*. 27–31 January 2002, New York. New York: IEEE; 2002, vol. 2, p. 789-794. <https://doi.org/10.1109/PESW.2002.985115>.
10. Ilyushin P., Korolev Y., Simonov A. Comprehensive approach of simultaneous analysis of relay protection and emergency automatics: threshold calculation and performance assessment. *Релейная защита и автоматизация*. 2017;3:13-19. (In Russ.).
11. Sachdev M. S., Das R., Apostolov A., Holbach J., Sidhu T., Appleyard J. C., et al. Understanding microprocessor-based technology applied to relaying. *IEEE PES Power System Relaying Committee*. 2004;2:54-60.
12. Coury D. V., Oleskovicz M., Aggarwal R. K. An ANN routine for fault detection, classification, and location in transmission lines. *Electric Power Components and Systems*. 2002;30(11):1137-1149. <https://doi.org/10.1080/15325000290085433>.
13. Silva K. M., Neves W. L. A., Souza B. A. Distance protection using a wavelet-based filtering algorithm. *Electrical Power Systems Research*. 2010;80(1):84-90. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.08.012>.
14. Pradhan A. K. Intelligent techniques for transmission line fault classification. In: Panigrahi B. K., Abraham A., Das S. (eds.). *Computational Intelligence in Power Engineering. Studies in Computational Intelligence*. Vol. 302. Berlin, Heidelberg: Springer; 2010. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-14013-6\\_3](https://doi.org/10.1007/978-3-642-14013-6_3).
15. Martin F., Aguado J. A. Wavelet-based ANN approach for transmission line protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003;18(4):1572-1574. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2003.817523>.
16. Novosel D., Bachmann B., Hart D., Hu Yi, Saha M. M. Algorithms for locating faults on series compensated lines

using neural network and deterministic methods. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1996;11(4):1728-1736. <https://doi.org/10.1109/61.544250>.

17. Kezunović M., Rikalo I., Šobajić D. J. High-speed fault detection and classification with neural nets. *Electric Power Systems Research*. 1995;34(2):109-116. [https://doi.org/10.1016/0378-7796\(95\)00962-X](https://doi.org/10.1016/0378-7796(95)00962-X).

18. Gurevich V. T. Technological advance in relay protection: dangerous tendencies. *Elektrotehnika i Elektromehanika*. 2012;2:33-37.

19. Coury D. V., Jorge D. C. Artificial neural network approach to distance protection of transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1998;13(1):102-108. <https://doi.org/10.1109/61.660861>.

20. Bansal B. R. *Power system protection in smart grid environment*. Boca Raton: CRC Press; 2019, 636 p. <https://doi.org/10.1201/9780429401756>.

21. Eissa M. M., Masoud M. A novel digital distance relaying technique for transmission line protection. In: *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001;16(3):380-384.

<https://doi.org/10.1109/61.924814>.

22. Varganov P. G., Parshikov N. V., Ivanov N. A., Yurnova A. K. Continuous diagnostics system for Russian Railways electromechanical panels to ensure observability and improve their operation reliability. In: *Releynaya zaschita i avtomatika energosistem: materialy mezhdunarodnoi vistavki i konferencii = Relay Protection and Automation for Electric Power Systems: materials of the International exhibition and conference*. St. Petersburg; 2017, p. 850-853. (In Russ.).

23. Dunaev V. Yu. A new method of reliable protection of medium voltage buses In: *Releynaya zaschita i avtomatika energosistem: materialy mezhdunarodnoi vistavki i konferencii = Relay Protection and Automation for Electric Power Systems: materials of the International exhibition and conference*. St. Petersburg; 2017, p. 142-152. (In Russ.).

24. Gurevich V. *Electronic devices on discrete components for industrial and power engineering*. Boca Raton: CRC Press; 2008, 432 p.

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**Дмитриченко Виктор Иванович**,  
кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры электроснабжения  
и возобновляемых источников энергии  
Алматинский университет энергетики и связи  
им. Г. Дукеева,  
050013, г. Алматы, ул. Байтурсунылы 126/1,  
Республика Казахстан

**Ни Дмитрий Александрович**,  
магистрант,  
Алматинский университет энергетики и связи  
им. Г. Дукеева,  
050013, г. Алматы, ул. Байтурсунылы 126/1,  
Республика Казахстан

**Джетписов Мерей Айназарович**,  
магистрант,  
Алматинский университет энергетики и связи  
им. Г. Дукеева,  
050013, г. Алматы, ул. Байтурсунылы 126/1,  
Республика Казахстан

**Бауржан Бегжан**,  
магистрант,  
Алматинский университет энергетики и связи  
им. Г. Дукеева,  
050013, г. Алматы, ул. Байтурсунылы 126/1,  
Республика Казахстан

#### Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

#### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Viktor I. Dmitrichenko**,  
Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor,  
Associate Professor of the Department of Power  
Supply and Renewable Energy Sources,  
Almaty University of Power Engineering and  
Telecommunications named after Gumarbek Daukeyev,  
126/1 Baytursynuli St., Almaty 050013, Republic  
of Kazakhstan

**Dmitriy A. Ni**,  
Master's Degree Student,  
Almaty University of Power Engineering and  
Telecommunications named after Gumarbek Daukeyev,  
126/1 Baytursynuli St., Almaty 050013, Republic  
of Kazakhstan

**Merey A. Dzhetspisov**,  
Master's Degree Student,  
Almaty University of Power Engineering  
and Telecommunications named after Gumarbek  
Daukeyev,  
126/1 Baytursynuli St., Almaty 050013, Republic  
of Kazakhstan

**Begzhan Baurzhan**,  
Master's Degree Student,  
Almaty University of Power Engineering and  
Telecommunications named after Gumarbek Daukeyev,  
126/1 Baytursynuli St., Almaty 050013, Republic  
of Kazakhstan

#### Contribution of the authors

The authors contributed equally to this article.

**Конфликт интересов**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*

**Conflict of interests**

The authors declare no conflicts of interests.

*The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

**Информация о статье**

Статья поступила в редакцию 07.10.2021; одобрена после рецензирования 30.11.2021; принята к публикации 18.02.2022.

**Information about the article**

The article was submitted 07.10.2021; approved after reviewing 30.11.2021; accepted for publication 18.02.2022.