

УДК 620.424.1
УДК 620
ГРНТИ 44.29.31

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ
НА ОСНОВЕ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ С ДЕЛИТЕЛЬНОЙ
АВТОМАТИКОЙ НА СТОРОНЕ 10 кВ**

Иванов Дмитрий Михайлович

старший преподаватель кафедры электрооборудования сельскохозяйственных
предприятий

Белорусский государственный аграрный технический университет
Республика Беларусь, г. Минск

Аннотация: в статье рассмотрен вопрос повышения надёжности электроснабжения потребителей посредством применения современных технических решений. Предложено наиболее оптимальное техническое решение в виде микропроцессорных терминалов с делительной автоматикой на стороне 10 кВ. Приведена схема однотипной двухтрансформаторной подстанции 35/10 кВ на базе микропроцессорного терминала. Рассмотрено применяемое оборудование и его работа при реализации защиты и управления через микропроцессорные терминалы со свободно программируемой логикой. В заключении рассмотрена реализация автоматического включения резерва трансформаторов с делительной автоматикой для обеспечения сохранения питания при повреждении на одной из секций 10 кВ.

Ключевые слова: надёжность, электроснабжение, потребитель, делительная автоматика, силовой трансформатор, подстанция 35/10 кВ, электрическая сеть, микропроцессорный терминал, автоматическое включение резерва, автоматическое повторное включение, секционный выключатель, вакуумный выключатель, токовая отсечка, максимальная токовая защита, чувствительность, быстродействие.

**INCREASING RELIABILITY OF POWER SUPPLY TO CONSUMERS
THROUGH THE APPLICATION OF MODERN TECHNICAL SOLUTIONS BASED
ON MICROPROCESSOR TERMINALS WITH DIVIDING AUTOMATION ON
THE 10 kV SIDE**

Ivanov Dmitry Mikhailovich

Senior Lecturer at the Department of Electrical Equipment of Agricultural Enterprises
Belarusian State Agrarian Technical University
Belarus, Minsk

Abstract: the article deals with the issue of increasing the reliability of power supply to consumers through the use of modern technical solutions. The most optimal technical solution is proposed in the form of microprocessor terminals with dividing automation on the 10 kV side. A diagram of a single-type two-transformer substation 35/10 kV based on a microprocessor terminal is given. The equipment used and its operation in the implementation of protection and control through microprocessor terminals with freely programmable logic are considered. In conclusion, the implementation of the automatic switching on of the reserve of transformers with dividing automatics to ensure the preservation of power in case of damage in one of the 10 kV sections is considered.

Keywords: reliability, power supply, consumer, dividing automation, power transformer, substation 35/10 kV, electrical network, microprocessor terminal, fast transfer of the reserve, fast reclosing, sectional switch, vacuum switch, current cut-off, maximum current protection, sensitivity, performance.

Модернизация действующих производств и ввод новых, а так же дальнейшее развитие отраслей экономики приводят к постепенному увеличению потребления электроэнергии, что, в свою очередь, ведёт к потребности в увеличении протяженности и объёму распределительной электрической сети.

Основной задачей при эксплуатации распределительной электрической сети является обеспечение надёжного и качественного электроснабжения потребителей при наименьших материальных, трудовых и денежных затратах.

В настоящее время во всем мире компании, отвечающие за распределение электрической энергии, прилагают максимальные усилия над решением проблемы перебоев в работе электрической сети. Энергосбытовые и энергоснабжающие компании измеряют индексы надёжности IEEE (Институт инженеров по электротехнике и радиоэлектронике). Этими индексами являются:

SAIFI (англ. System Average Interruption Frequency Index) — это индекс, указывающий на среднюю частоту отключений в энергосистеме. Он показывает, насколько часто потребители испытывают перерыв в электроснабжении за определенный отрезок времени.

Согласно международному стандарту 1366 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, математически индекс может быть описан как [1]:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Общее количество длительно отключённых потребителей}}{\text{Общее количество обслуживаемых потребителей}}, \quad (1)$$

Для расчета индекса используется следующее уравнение:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{\sum N_t}, \quad (2)$$

где: i — число перерывов, от 1 до n ; N_i — число потребителей в системе, где был перерыв в электроснабжении (i); N_t — общее количество потребителей в системе.

SAIFI измеряется в количестве отключений на потребителя. Электрораспределительные компании и национальные регулирующие органы предоставляют показатели SAIFI за календарный год. При расчетах показателей SAIFI должны учитываться плановые и внеплановые отключения, а также отключения для сброса пиковых нагрузок. Страна не может получить баллы по данному индексу, если перебои и отключения являются слишком частыми либо чересчур продолжительными, чтобы считать такое электроснабжение надёжным.

Повышение надёжности электроснабжения потребителей решается предприятиями электрических сетей (ПЭС) с помощью следующих мероприятий: технического обслуживания, капитальных и текущих ремонтов, своевременной ликвидацией повреждений, выполнения планов реконструкции и развития сети.

В Республике Беларусь остро стоит вопрос о реконструкции и модернизации сетей электроснабжения. Вследствие того, что большое количество оборудования имеет моральный и физический износ система электроснабжения перестает удовлетворять требованиям, которые к ней предъявляются. При всех сложностях экономического плана целенаправленно ведутся работы по:

– продлению срока службы и поддержанию в работоспособном состоянии действующего оборудования, замене ненадёжного и вышедшего из строя;

- замене оборудования, отработавшего свой ресурс, на оборудование с улучшенными характеристиками, малыми затратами на эксплуатацию, увеличенной надежностью; замене масляных, выключателей 10 - 35 кВ на вакуумные и элегазовые;
- применению силовых трансформаторов со сниженными потерями холостого хода;

Решение ряда технических задач удаётся реализовать через модернизацию основных фондов при проведении реконструкции на подстанциях (ПС) и электрических сетях. Количество ПС 35/6 (10) кВ в распределительных электрических сетях много и от их работоспособности зависит надёжность электроснабжения потребителей. Следует отметить, что для таких объектов, как ПС 35/6 (10) кВ, применяется своя архитектура, которая отличается от архитектур, разработанных для объектов магистральных сетей. Учитывая большое количество такого типа ПС для массового применения необходимы простые и недорогие технические решения с приемлемым использованием новых технологий. На практике должны предлагаться такие технические решения, которые смогут повысить надёжность, улучшить эксплуатационные характеристики, снизить капитальные и операционные затраты [2].

Анализ мирового опыта модернизации энергетических систем позволил сделать вывод, что наиболее оптимальным техническим решением обозначенной проблемы является применение микропроцессорных терминалов с делительной автоматикой (ДА). Микропроцессорные терминалы - это современные цифровые устройства защиты, управления и противоаварийной автоматики, они представляют собой комбинированные многофункциональные устройства, объединяющие различные функции защиты, измерения, контроля, местного и дистанционного управления. Их современная аналого-цифровая и микропроцессорная элементная база обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что существенно повышает чувствительность и быстродействие защит, а так же уменьшает ступени селективности.

Схема на базе микропроцессорных терминалов на одноступенчатой двухтрансформаторной подстанции (ПС 35/10 кВ) представлена на рисунке 1. В данном варианте устройство релейной защиты, автоматики, измерений и сигнализации выполнены на основе электромеханических реле и микропроцессорных терминалов [3]. Данное техническое решение позволяет организовать автоматическое включение резерва (АВР) трансформаторов с ДА на стороне 10 кВ, что обеспечивает надёжное и бесперебойное электроснабжение ответственных потребителей. Аппаратура расположена в релейных отсеках комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН-10 кВ) и в шкафах на открытом распределительном устройстве (ОРУ-35 кВ).

Линии 10 кВ оборудованы следующими устройствами защит и автоматики:

1. *Токовая отсечка.* Является основной защитой линии, действует при междуфазных к. з. на отключение вакуумного выключателя 10кВ (ВВ-10 кВ) линии. Защищает только часть линии. Подключена к трансформатору тока 10 кВ (ТТ-10 кВ) ячейки ВВ-10 кВ линии. При отключении ВВ-10 кВ от токовой отсечки блокируется работа автоматического повторного включения (АПВ).

2. *Максимальная токовая защита.* Является основной защитой линии и резервирует защиты трансформаторов 10/0.4 кВ, подключенных к данной линии. Действует при междуфазных к. з. на отключение ВВ-10 кВ линии. Подключена к ТТ-10 кВ ячейки ВВ-10 кВ линии.

3. *Автоматическое повторное включение.* После аварийного отключения линии через установленную выдержку времени происходит однократное автоматическое включение линии в работу.

4. *Управление.* Управление ВВ-10 кВ осуществляется дистанционно с помощью розеток управления, расположенных на двери релейного отсека ячейки, отключение выключателя возможно также с помощью кнопки аварийного отключения, расположенной

в релейном отсеке. Положение выключателя контролируется по сигнальным лампам в релейном отсеке ячейки (красная – включено, зелёная – отключено) или по механическому указателю, расположенному в приводе.

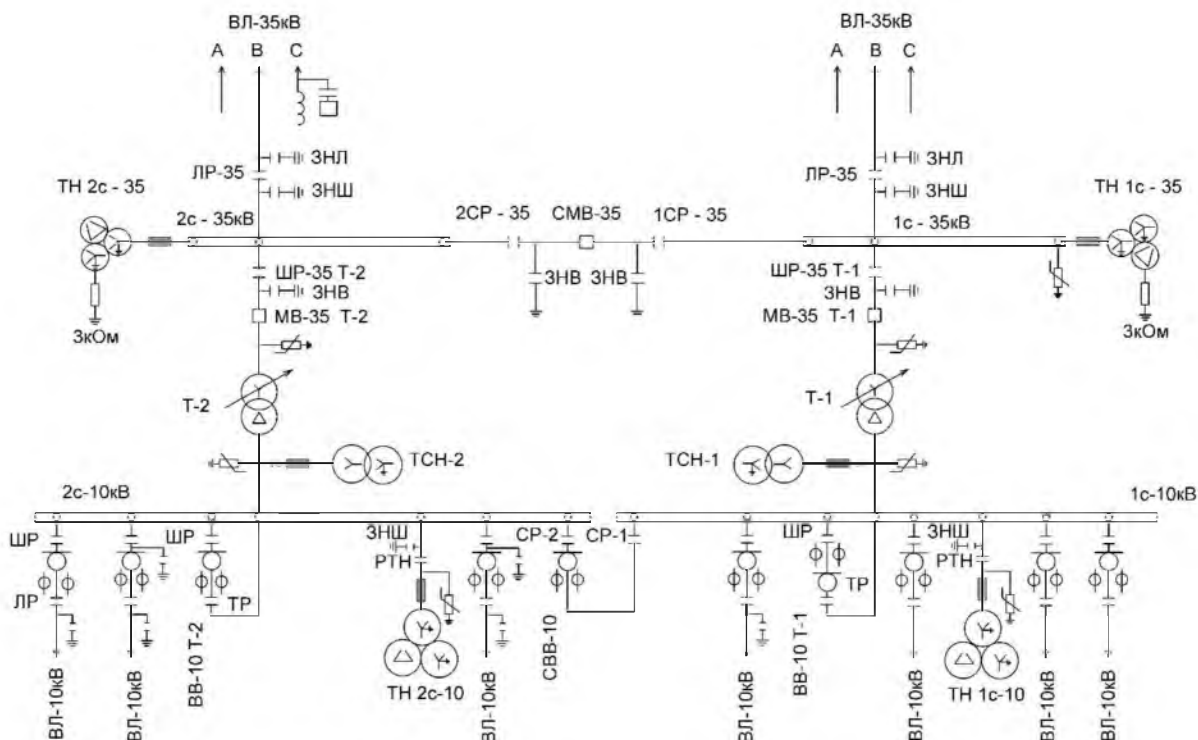


Рисунок 1 - Схема однотипной двухтрансформаторной ПС 35/10 кВ на базе микропроцессорных терминалов

5. *Измерение и учет.* Контроль нагрузки на линии осуществляется по амперметру, расположенному в релейном отсеке ячейки ВВ-10 кВ. Учет электроэнергии осуществляется счетчиком активной энергии, расположенным в релейном отсеке ячейки ВВ-10 кВ.

Следует отметить, что в микропроцессорных терминалах защита от повышения тока может иметь 4 ступени с независимой или зависимой времятоковой характеристикой. Все ступени с независимой времятоковой характеристикой функционально схожи и имеют характеристики указанные в руководстве по эксплуатации.

При выборе защиты с зависимой от тока выдержкой времени время срабатывания t_{CP} , мс, определяют по формуле:

$$t_{CP} = \frac{k}{\frac{I_{BX}}{I_{CP}} - 0,6} \cdot 10, \quad (3)$$

где k – коэффициент, характеризующий вид зависимой характеристики;

I_{BX} – входной фазный ток устройства;

I_{CP} – величина тока уставки зависимой от тока ступени максимальной токовой защиты (МТЗ).

Обычно диапазон уставок коэффициента k лежит в пределах от 0 до 4000, дискретность установки 1.

На рисунке 2 представлена времятоковая характеристика с различными значениями коэффициента k .

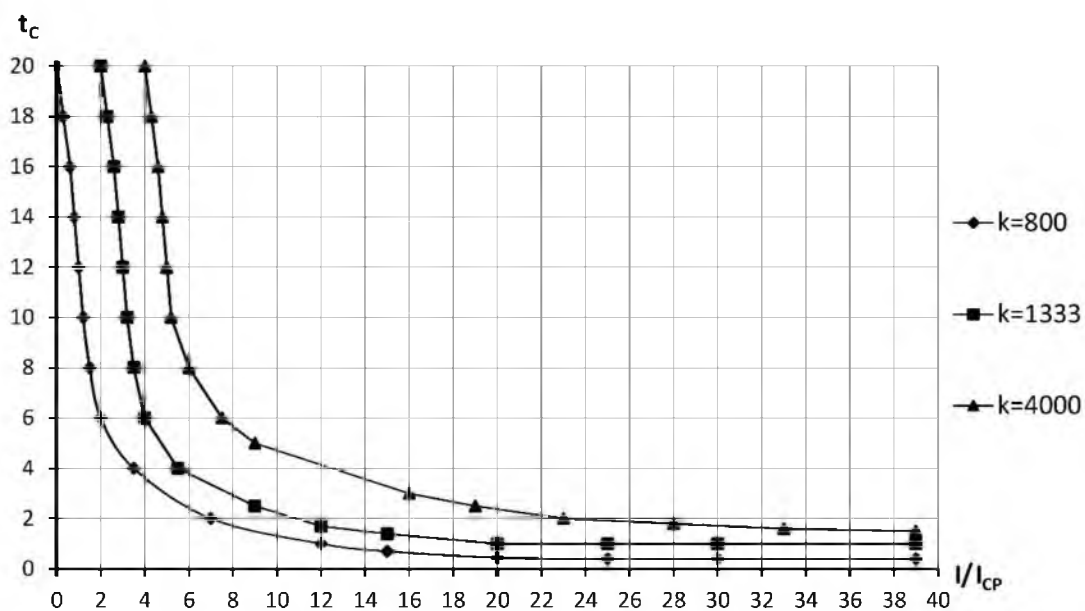


Рисунок 2 – Зависимая времятоковая характеристика

Следует учитывать, если защита устанавливается на последовательных участках линии электропередачи (ЛЭП) (рисунок 3), то выбор времятоковой характеристики для определения коэффициента k осуществляется по принципу селективной работы защит смежных участков с учётом направления.

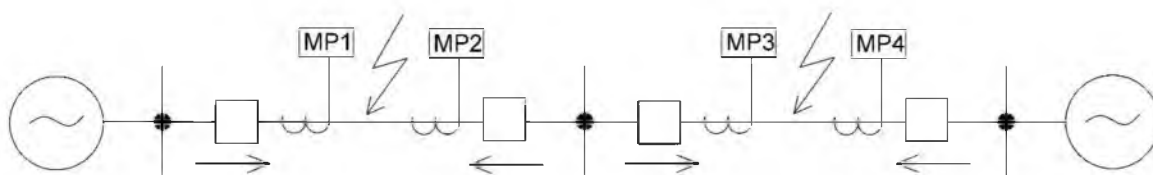


Рисунок 3 – Выбор зависимой характеристики смежных участков

Зависимая характеристика защиты микропроцессорного реле (MP) выбирается таким образом, что бы время ее срабатывания было на ступень селективности больше времени срабатывания защиты MP3. Следовательно, согласно (рисунок 3) ступень зависимой характеристики защиты участка MP1 должна быть расположена выше ступени зависимой характеристики защиты участка MP3 [4].

АВР Т-1 в данном техническом решении так же выполнено на базе микропроцессорного терминала ВВ-10 кВ Т-2 в свободно-программируемой логике. На терминал подводятся контролируемые напряжения от трансформатора напряжения 10 кВ (ТН-10 кВ) 2с (U_a, U_b, U_c) и ТН-35 кВ 2с ($U_{ав}$), токовые цепи ВВ-10 кВ Т-2, секционный выключатель (воздушный) 10 кВ (СВВ-10 кВ), положения ВВ-10 кВ Т-2, СВВ-10 кВ, ВВ-10 кВ Т-1, МВ-35 кВ Т-1.

Терминалом также контролируется целостность цепей включения от АВР МВ-35 кВ Т-1 и ВВ-10 кВ Т-1, цепей отключения ВВ-10 кВ Т-2 и СВВ-10 кВ.

АВР Т-1 работает в следующих случаях:

1. При снижении напряжения ниже заданного уставкой защита минимального напряжения (ЗМН) Т-2 уровня на ТН-35 кВ 2с и ТН-10 кВ 2с с выдержкой времени выдается команда на отключение ВВ-10 кВ Т-2, на терминале загорается светодиод VD3 «ЗМН». Одновременно с командой отключения ВВ-10 кВ Т-2 однократно выдается команда включения в цепь включения масляного выключателя 35 кВ (МВ-35 кВ) Т-1 и через

2 секунды при условии, что ВВ-10 кВ Т-2 отключился, однократно выдается команда на включение ВВ-10 кВ Т-1.

2. При прохождении на терминал МР ВВ-10 кВ Т-2 сигнала от защит Т-2 (отключении МВ-35 кВ при этом на терминале загорается светодиод VD3 «Откл. от з-т Т-2») и одновременном исчезновении напряжения на ТН-10 кВ 2с однократно выдается команда на включение МВ-35 кВ Т-1 и через 2 секунды при условии, что ВВ-10 кВ Т-2 отключился, однократно выдается команда на включение ВВ-10 кВ Т-1.

3. При отключении ВВ-10 кВ Т-2 от МТЗ, при условии, что ток КЗ не протекал через СВВ-10 кВ и одновременном снижении напряжения на 2с-10 кВ или появлении в напряжении 2с-10 кВ составляющей обратной последовательности. Однократно выдается команда на отключение СВВ-10 кВ в цепь отключения СВВ-10 кВ от АВР Т-1, одновременно с этим однократно выдается команда на включение МВ-35 кВ Т-1 и через 2 секунды при условии, что СВВ-10 кВ отключился, однократно выдается команда на включение ВВ-10 кВ Т-1.

Дополнительно к логике АВР выполнена делительная автоматика ДА, обеспечивающая сохранение питания 2 секции при повреждении на 1 секции 10 кВ. Работа ДА вне зависимости от оперативного состояния АВР Т-1 работает следующим образом: при возникновении короткого замыкания (КЗ) на 1с-10 кВ или отказе защит присоединений 1с-10 кВ (ток КЗ на 1с-10 кВ контролируется по токовым цепям СВВ-10 кВ, заведенным на терминал защит ВВ-10 кВ Т-2 от МТЗ-10 кВ отключается ВВ-10 кВ Т-2. С контролем снижения напряжения на 2с-10 кВ или появлении в напряжении 2с-10 кВ составляющей обратной последовательности одновременно с ВВ-10 кВ Т-2 отключается СВВ-10 кВ. По факту отключенного положения СВВ-10 кВ однократно автоматически повторно включается ВВ-10 кВ Т-2. ДА блокируется при работе ускорения МТЗ-10 кВ ВВ-10 кВ Т-2. При возникновении КЗ на 2с-10 кВ и выведенном АВР Т-1 отключения СВВ-10 кВ не произойдет.

Таким образом, рассматривая вопрос применения современных технических решений на основе микропроцессорных комбинированных устройств, можно сделать вывод, что данные устройства позволяют значительно повысить надежность электроснабжения потребителей за счёт высокой точности измерений, чувствительности и быстродействия защиты.

Список литературы:

1. IEEE 1366-2012 - IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. standards.ieee.org. Дата обращения: 30 января 2022г.
2. Захаров, О. Г. Надежность цифровых устройств релейной защиты. Показатели. Требования. Оценки / О.Г. Захаров. - М.: Инфра-Инженерия, 2014. - 294 с.
3. Шнеерсон Э. М. «Цифровая релейная защита» — М.: Энергоатомиздат, 2007. — 549с.: ил.
4. Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.