

УДК 621.314

А.Б. Лоскутов, А.С. Панкова, О.А. Пронина, К.Е. Чумарин

**РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
В ЗАМКНУТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Представлен алгоритм управления режимом многоконтурной сети, реализующий свою работу непрерывно в реальном времени. В основе алгоритма лежит метод расчета режима работы сети с применением законов Кирхгофа. Метод позволяет производить расчет токов в линиях и узлах ячеек сети в нормальном и аварийном режиме, результаты которого формируют библиотеку решений. Рассмотрен подход к построению релейной защиты сети на основе дифференциальных колец – внутреннее, промежуточное и внешнее. Этот принцип позволяет реализовать основную защиту, резервную защиту, механизм подтверждения отключения и механизм последовательных отключений для сети. Представлены математические выражения адаптации систем WADP радиальных сетей для замкнутых распределительных. Рассмотрено применение систем идентификации токов в дифференциальном принципе защиты для сети гексагональной конфигурации.

Ключевые слова: гексагональная сеть, дифференциальная защита, алгоритм, система управления.

Введение

Одной из главных задач развития современной энергетической системы России является ее постепенная интеллектуализация, цифровизация, что связано с внедрением в действующие сети источников распределенной генерации. Рост числа установок распределенной генерации постепенно ведет к появлению участков сетей с двухсторонним питанием и замкнутых кольцевых архитектур, следствием чего является рост многообразия электрических схем. Становится возможным сочетание комбинаций традиционных разомкнутых и новых замкнутых электрических схем. В тоже время гибкость топологии сети [1], а также включение источников на параллельную работу вносит новые проблемы, связанные с устройствами релейной защиты, с обеспечением стабильных уровней напряжения в сети в не зависимости удаленности потребителя от источника, повышение уровня токов короткого замыкания (ТКЗ) и др. Отсутствуют простые алгоритмы реконфигурации и функционирования интеллектуальных распределительных сетей микрогрид с многоконтурной топологией, не определена рациональная топология распределительных сетей при подключении источников распределенной генерации. Все эти изменения, происходящие в составе информационного и технического оборудования, предоставляют новые возможности по управлению распределительными сетями, постепенно приближая их к сетям более высоких классов напряжения и, как следствие, приводят к повышению требований к их надежности функционирования и режимной управляемости. Соответственно, необходима разработка новых принципов, способов, алгоритмов и средств контроля и управления [2], в том числе – определения параметров режима и идентификации режимных областей для последующего автоматического принятия решений по видам и объемам управляющих воздействий, позволяющих удерживать и вводить параметры режима в области допустимых значений.

В настоящей статье рассмотрены вопросы управления режимом замкнутых электрических сетей, построение алгоритма управления, а также проанализированы принципы релейной защиты замкнутой сети.

Методы вычисления режимов замкнутых электрических сетей

Для схемы электрической сети известной конфигурации необходимо определить напряжения в узлах, а также токи, потоки и потери мощности в ветвях при заданном напряжении в одном из узлов, называемом опорным, для удобства записи уравнений, совмещенным с балансирующим узлом (БУ) и известных нагрузках в остальных узлах сети, заданных в токах или мощностях. Как правило, под балансирующим узлом понимается шины электростанции или крупной подстанции энергосистемы, мощность которого, в отличие от других узлов сети, не фиксируется. Балансирующему узлу присваивается последний $(n+1)$ -й номер.

В современной практике в зависимости от конфигурации сети, заданных исходных параметров сети используются различные методы расчета режимов сетей. Примером могут служить метод узловых напряжений, метод Гаусса, Зейделя и Ньютона. Для расчета режима многоконтурной распределительной сети гексагональной конфигурации [3] на рис. 1 был выбран метод расчета по законам Кирхгофа в матричной форме. Математическое описание и анализ схем замещения электрических сетей ведется с использованием теории графов. Произведем соответствие элементарных понятий из теории графов и теории электрических цепей, а именно: однолинейной схеме замещения трехфазной симметричной сложноразветвленной электрической сети соответствует связанный направленный граф, который состоит из вершин и ребер, образующих дерево и хорды схемы. Аналогичные понятия и термины из теории цепей – узел, ветвь, разветвленная разомкнутая сеть и ветви, замыкающие контуры или контурные ветви.

Обобщенное аналитическое представление связности графа (или конфигурации сети) может быть дано с помощью матриц соединений (инциденций):

- матрицы соединений ветвей в узлах M , или I матрицы инциденций, которая позволяет сформировать узловую модель электрической сети и в наиболее общем виде записать уравнения 1-го закона Кирхгофа;
- матрицы соединения ветвей в независимые контуры N или II матрицы инциденций, которая позволяет сформировать контурную модель электрической сети и в общем виде записать уравнения 2-го закона Кирхгофа.

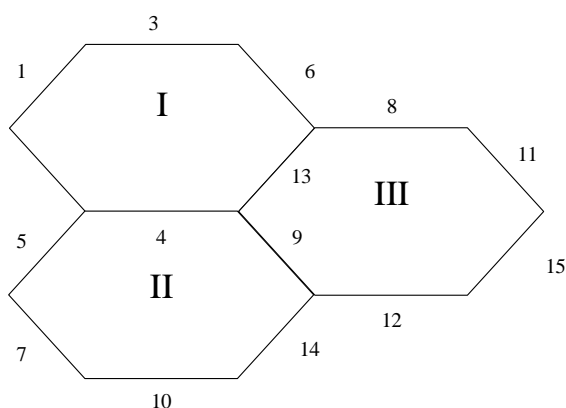


Рис. 1. Граф исследуемой сети

Для составления первой матрицы инциденций $M_{n \times m}$ заготавливается таблица, состоящая из n строк (по числу узлов) и m столбцов (по числу ветвей), где $m = n + k$. Строки ее соответствуют узлам, а столбцы – ветвям схемы замещения. Номер строки матрицы соответствует номеру рассматриваемого узла i . Номер столбца j соответствует номеру рассматриваемой ветви в объединенном массиве информации о ветвях. Элемент $m_{i,j}$ матрицы, принадлежащий i -й строке и j -ому столбцу, может принимать одно из трех значений: +1, -1, или 0: $m_{i,j} = 1$ – если узел i является начальной вершиной ветви j (ветвь j – «оттекает» от узла i);

$m_{i,j} = -1$ – если узел i является конечной вершиной ветви j (ветвь j – «подтекает» к узлу i);
 $m_{i,j} = 0$ – если узел i не является вершиной ветви j , т.е., не связан с этой ветвью.

$$M = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Рис. 2. Матрица инцидентий M

Каждая i -я строка матрицы M показывает, какие ветви j , где $j = 1, 2, \dots, m$, связаны с данным узлом i и как они направлены. Если ввести в рассмотрение вектор-столбец токов ветвей I_B , где $I_B = [I_1, I_2, \dots, I_m]^T$, то произведение i -й строки матрицы M на вектор-столбец токов ветвей I_B , полученное по правилам действий с матрицами, даст алгебраическую сумму токов, сходящихся по ветвям в i -том узле, и эта сумма должна быть равна задающему току в узле J_{yi} , т.е. получаем выражение 1-го закона Кирхгофа для соответствующего узла i (1).

$$\sum_{j=1}^m m_{ij} I_j + J_{yi} = 0 \tag{1}$$

Если такое умножение выполнить для всех строк матрицы M , то получим запись 1-го закона Кирхгофа для схемы в целом (2):

$$M \cdot I_B = -J_Y, \tag{2}$$

где M – матрица инцидентий, I_B – вектор-столбец токов ветвей, J_Y – задающий ток в узле.

Для обобщенного аналитического представления конфигурации расчетной схемы замещения электрической сети, или в терминах теории графов – связности направленного графа, соответствующего схеме замещения сети, при записи 2-го закона Кирхгофа служит матрица соединений ветвей в независимые контуры N – вторая матрица инцидентий «контуры-ветви» (рис.3).

Матрицу N можно представить в виде таблицы, строки которой соответствуют независимым контурам, а столбцы – ветвям схемы. Соответственно матрица N имеет k строк и m столбцов; ее элементы могут принимать значения $n_{ij} = +1; 0, -1$.

$$N = (n_{ij}); i=1, 2, \dots, k; j=1, 2, \dots, m;$$

$n_{ij} = 1$, если ветвь j входит в состав контура i и их направления совпадают;

$n_{ij} = -1$, если ветвь j входит в состав контура i , но их направления противоположны;

$n_{ij} = 0$, если ветвь j не входит в контур i .

Каждая строка матрицы N показывает, какие ветви образуют соответствующий независимый контур. Каждый столбец матрицы показывает, в состав каких независимых контуров входит данная ветвь, и как соотносится направление ветви с направлением обхода конкретного контура. При упорядоченной нумерации схемы с учетом принципа ярусности ветви дерева и хорды получают условное положительное направление от начала к концу,

т.е. от узла с номером N_n к узлу с номером N_k , где $N_n < N_k$. Направление обхода i -го контура соответствует направлению i -й хорды, замыкающей этот контур.

										0	1	2	3	4	5
		1		1									1		
					1		1			1				1	
								1				1			

Рис. 3. Вторая матрица инцидентий «контур-ветви» N

Матрица N позволяет записать для электрической сети в целом систему взаимно независимых уравнений по 2-му закону Кирхгофа: алгебраическая сумма падений напряжений по ветвям замкнутого контура равна нулю (3):

$$N \times U_B = 0, \tag{3}$$

где $U_B = [U_{Bi}]$, $i = 1, 2, \dots, m$ – вектор-столбец падений напряжений на ветвях схемы.

По закону Ома в матричной форме для всех участков сети в целом можно записать вектор-столбец падений напряжения на ветвях (4):

$$U_B = dZ_B \cdot I_B - E_B \tag{4}$$

где dZ – диагональная матрица сопротивлений ветвей m -го порядка; $E_B = [E_i]$, $i = 1, 2, \dots, m$ – вектор-столбец ЭДС в ветвях; $I_B = [I_i]$, $i = 1, 2, \dots, m$ – вектор-столбец токов в ветвях.

Подставляя (4) в (3), получаем матричную форму 2-го закона Кирхгофа (5):

$$N \cdot Z_B \cdot I_B = N \cdot E_B \tag{5}$$

Для второго закона Кирхгофа необходимо составить матрицу сопротивлений ветвей:

$$Z_B = \begin{bmatrix} 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,33 \end{bmatrix}$$

Рис. 4. Матрица сопротивления ветвей

ЭДС в ветвях сети принимаем равной 1. Полученные данные подставляем в формулу (5). Уравнения состояния электрической сети по законам Кирхгофа (5) и (2) связаны общим

вектором искомых неизвестных - токов ветвей и образуют систему из m уравнений с n неизвестными (6):

$$\begin{cases} M \cdot I_B = -J_y \\ N \cdot Z_B \cdot I_B = N \cdot E_B \end{cases} \quad (6)$$

Решение системы уравнения дает данные о действующем режиме сети, которые используются в алгоритме управления режимом многоконтурной сети.

Алгоритм управления режимом замкнутой сети

Разработан алгоритм управления режимом сети, позволяющий постоянно осуществлять расчет системы выделенного энергорайона в режиме реального времени. Данный алгоритм учитывает различные схемно-режимные ситуации и факторы, оказывающие существенное влияние на успешность работы энергорайона. Баланс генерируемой и потребляемой мощности в рассматриваемой городской сети может быть любым: от случая минимальной генерации в объеме только аварийной брони во время максимума нагрузки до генерации избыточной мощности при минимальной нагрузке. Отсюда следует, что параметры нагрузки оказывают существенное влияние на результаты расчетов режимов и правильность принятия технических решений внутри алгоритма.

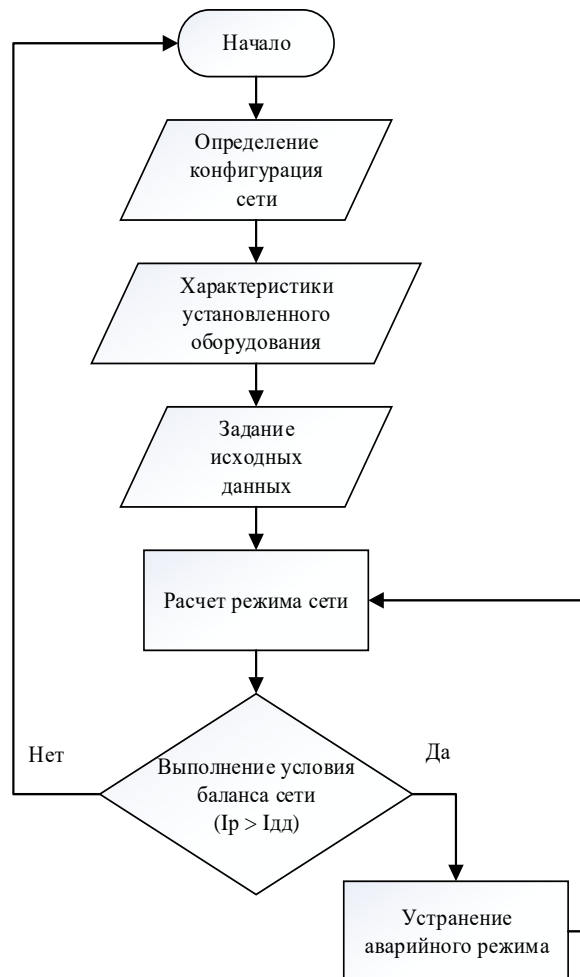


Рис. 5. Блок-схема алгоритма управления режимом сети

Рассматриваемый алгоритм включает себя несколько тематических блоков, каждый из которых выполняет свою определенную функцию, позволяющую сделать следующую итерацию при расчете представленной сети.



Рис. 6. Блок-схема алгоритма управления режимом сети

Для определения конфигурации сети в первом блоке происходит сбор информации об оборудовании узла сети (рис. 6, а) и составления графа. Для составления расчетной схемы производится сбор информации о характеристиках установленного оборудования (рис. 6, б) и задаются исходные данные сети – сопротивления ветвей; значение мощности источников генерации; значения сопротивлений преобразователей напряжения; значения мощности нагрузок (рис. 6, в). После определения параметров исследуемой сети и составления расчетной схемы происходит переход непосредственно к расчету режима сети (рис. 7).



Рис. 7. Блок-схема алгоритма управления режимом сети – «Расчет режима сети»

Для определения параметров сети необходимо:

- определить БУ;
- составить матрицы инцидентов (составляются на основе расчетной схемы);
- определить сопротивления нагрузки 1-ой итерации;
- определить ЭДС БУ;
- определить ЭДС источников генерации 1-ой итерации; составить уравнений по законам Кирхгофа;
- составить матрицу 1-ой итерации для расчета токов; получить значений токов 1-ой итерации.

Далее, осуществляя повторный цикл (i -ое количество итераций), определяются параметры сети в зависимости от ее конфигурации. Получив результаты расчета, сравниваются полученные токи ветвей с длительно допустимым током соответствующей ветви (рис. 8).

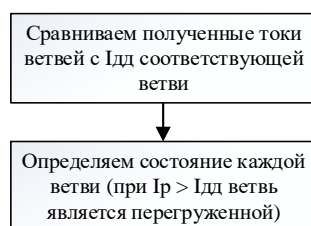


Рис. 8. Блок-схема алгоритма управления режимом сети – «Выполнение условия баланса сети $I_{дд} > I_p$ »

Определяется состояние каждой ветви путем сравнения расчетного тока с длительно допустимым током ветви. При несоблюдении равенства $I_{дд} > I_p$ ветвь является перегруженной. Если в исследуемой сети, в какой-то момент времени, возникла аварийная ситуация, алгоритм осуществляет ее устранение.

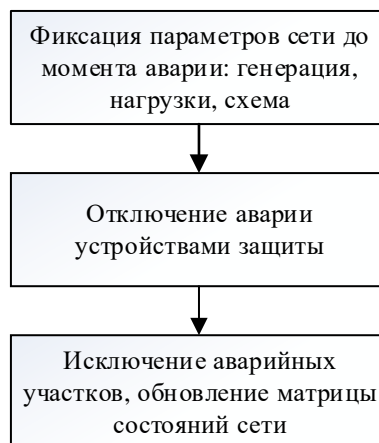


Рис. 9. Блок-схема алгоритма управления режимом сети – «Устранение аварийного режима»

Для устранения аварийного режима нужно: зафиксировать параметры сети до момента аварии (генерация, нагрузка, схема); отключить перегруженные участки при помощи устройств защиты (рис. 9). После отключения перегруженных участков снова произвести расчет режимов сети, и определить состояние оставшихся в работе ветвей (рис. 9). Таким образом, алгоритм осуществляет постоянный автоматизированный контроль исследуемой системы энергорайона. При возникновении аварийных ситуаций устройство определяет поврежденную линию и посылает управляющий сигнал, таким образом, используются решения

из библиотеки данных и разгружается та ветвь, которая перегружает линию и локализуется авария, производя деление сети. Далее снова происходит расчет и сравнение с условиями нормальной работы сети. Деление сети оказывает существенное влияние на режимы, устойчивость и надежность работы энергосистемы, а также на потери мощности и энергии в сетях.

Анализ подхода к построению релейной защиты сети на основе дифференциальных колец

Анализ международного опыта показывает, что традиционные системы защиты не всегда может удовлетворить потребности в надежности и бесперебойности. В этих условиях одним из самых передовых методов защиты системы электроснабжения может быть система, основанная на современных цифровых аппаратных средствах в синтезе с программным обеспечением, передачей данных и расширенной информационно-коммуникационной сетью.

Для систем электроснабжения был предложен принцип централизованной дифференциальной защиты Wide Area Differential Protection (WADP) [6]. Этот принцип позволяет реализовать основную защиту, резервную защиту, механизм подтверждения отключения и механизм последовательных отключений для сети. Основная защита работает на основе традиционных дифференциальных реле, которые установлены на каждом компоненте системы электроснабжения. Такие дифференциальные реле не имеют резервирования. Принцип дифференциальных колец позволяет реализовать резервную дифференциальную защиту на основе расширенного дифференциального принципа. Когда происходит авария (короткое замыкание) в линии или ошиновке, основная цель защиты заключается в определении и изолировании поврежденной секции с использованием методов, основанных на дифференциальном принципе. В системе WADP используется дифференциальный принцип, но в более расширенной форме под названием дифференциальное кольцо. Дифференциальное кольцо формируется его граничными трансформаторами тока (рис 10). Дифференциальное кольцо определяет область, в рамках которой может быть применен дифференциальный принцип. С помощью данного принципа зона дифференциального сравнения была расширена от единичного элемента системы электроснабжения до широкой области. Дифференциальные кольца различной величины отображены на рис. 10.

В нормальных условиях:

$$\bar{I}_{TT1} + \bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT8} = 0 \quad (7)$$

$$\bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT3} = 0 \quad (8)$$

$$\bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{TT4} = 0 \quad (9)$$

Уравнения (7) – (9) описывают традиционный дифференциальный принцип.

Из уравнения (7):

$$\bar{I}_{TT2} = -\bar{I}_{TT3} \quad (10)$$

Подставив уравнение (10) в (7), получим:

$$\bar{I}_{TT1} + (-\bar{I}_{TT3}) + \bar{I}_{TT8} = 0 \quad (11)$$

Из уравнения (9):

$$\bar{I}_{TT4} = -\bar{I}_{TT3} \quad (12)$$

Подставив уравнение (12) в (11), получим:

$$\bar{I}_{TT1} + \bar{I}_{TT4} + \bar{I}_{TT8} = 0 \quad (13)$$

Уравнение (13) отражает баланс дифференциального кольца. Такое дифференциальное кольцо включает в себя множество единичных элементов системы.

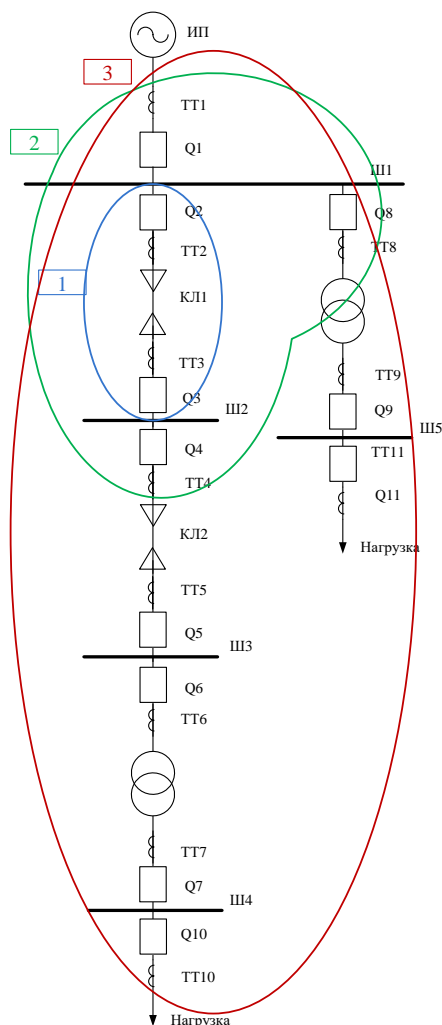


Рис. 10. Дифференциальные кольца принципа WADP

Кольцо сбалансировано, когда сумма токов измерительных преобразователей (трансформаторов тока) вокруг рассматриваемого кольца равна нулю. Дифференциальные кольца различаются по своим размерам, расположению и функциям. Для примера, кольцо 1 (рис. 10) содержит только один единственный компонент, а кольцо 2 – три компонента (две шины и линия). Для обнаружения неисправности и нахождения места повреждения в системе WADP выделены следующие три типа колец.

1. *Внутреннее дифференциальное кольцо* сформировано трансформаторами тока вокруг единичного элемента сети (например, кабельной линии). Оно охватывает такую же область сети, как и традиционные дифференциальные реле и выполняет аналогичные функции – основная защита элемента. На рис. 10 кольцо 1 – внутреннее.

2. *Расширенное (промежуточное) дифференциальное кольцо* образовано путем расширения внутреннего кольца за счет соседних трансформаторов тока с обоих концов. На рис. 10 кольцо 2 является расширенным для кольца 1. Это кольцо является резервирующим для внутреннего кольца 1. При возникновении короткого замыкания в кабельной линии КЛ1 и отказе основной защиты, релейная защита, входящая в расширенное кольцо, срабатывает и отключает выключатели Q1, Q4, Q8.

3. *Внешнее дифференциальное кольцо* (кольцо 3) сформировано трансформаторами тока, расположенными на границе защищаемой области. Оно полностью покрывает защищаемую зону.

Применение системы идентификации токов в дифференциальном принципе защиты гексагональной сети

В общем виде дифференциальный принцип действия релейной защиты заключается в сравнении токов в начале и конце линии [7]. На рис.3 ток в начале линии $-\bar{I}_1$, ток в конце линии $-\bar{I}_2$. Во вторичной обмотке трансформаторов тока ТА1 и ТА2 протекают токи соответственно \bar{I}_1 и \bar{I}_2 . Складываясь в реле КА, токи \bar{I}_1 и \bar{I}_2 одинаковые по модулю и противоположные по направлению формируют ток в реле КА равный нулю:

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 = 0 \quad (14)$$

При возникновении короткого замыкания в трансформаторе Т сумма токов в реле КА не равна нулю и реле отправляет сигнал на отключение участка.

Таким образом, ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$ должен быть больше нуля (15):

$$I_{с.з.} > 0 \quad (15)$$

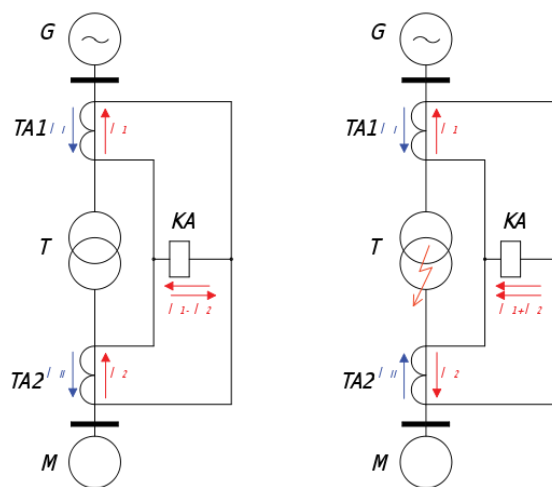


Рис. 11. Дифференциальный принцип релейной защиты

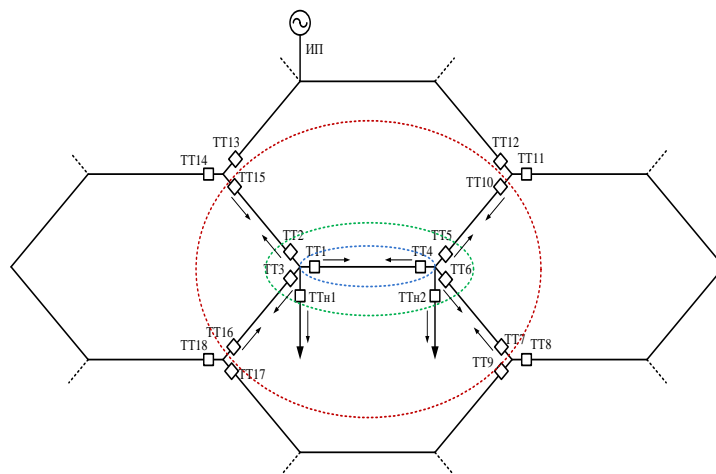


Рис. 12. Дифференциальные кольца замкнутой распределительной сети

Практически в режиме нагрузки и при внешнем коротком замыкании, ток в реле КА не может быть равен нулю, поскольку трансформаторы тока ТА1 и ТА2 имеют разные значения погрешностей, и даже при равных первичных токах вторичные токи \bar{I}_1 и \bar{I}_2 не равны между собой. В реле КА в режимах нагрузки и внешнего короткого замыкания есть ток не-

баланса $I_{нб}$. Ток небаланса вызван неидентичными характеристиками трансформаторов тока, током намагничивания трансформатора, разным соединением первичной и вторичной обмоток трансформаторов тока. Тогда условие несрабатывания защиты [3]:

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{нб}, \quad (16)$$

где k_n – коэффициент надежности ($k_n=1,3$) [4].

Дифференциальный принцип WADP аналогичен рассмотренному принципу действия релейной защиты. Принцип WADP ранее был ориентирован на радиальную сеть, поэтому необходимо перенести его на замкнутую сеть сотовой конфигурации. Рассмотрим формирование дифференциальных колец на примере участка гексагональной сети [7] (рис. 12). В нормальных условиях:

$$\bar{I}_{TT1} + \bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{n1} = 0 \quad (17)$$

$$\bar{I}_{TT4} + \bar{I}_{TT5} + \bar{I}_{TT6} + \bar{I}_{n2} = 0 \quad (18)$$

$$\bar{I}_{TT1} + \bar{I}_{TT4} = 0 \quad (19)$$

$$\bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT15} = 0 \quad (20)$$

$$\bar{I}_{TT5} + \bar{I}_{TT10} = 0 \quad (21)$$

$$\bar{I}_{TT6} + \bar{I}_{TT7} = 0 \quad (22)$$

$$\bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{TT16} = 0 \quad (23)$$

Сложив уравнения (17) и (18), затем, подставив уравнение (19), получим (24):

$$\bar{I}_{TT2} + \bar{I}_{TT3} + \bar{I}_{TT5} + \bar{I}_{TT6} + \bar{I}_{n1} + \bar{I}_{n2} = 0 \quad (24)$$

Подставив уравнения (20) – (23) в уравнение (24), получим (25):

$$-\bar{I}_{TT15} - \bar{I}_{TT16} - \bar{I}_{TT10} + \bar{I}_{TT7} + \bar{I}_{n1} + \bar{I}_{n2} = 0 \quad (25)$$

Из уравнения (25):

$$\bar{I}_{TT15} + \bar{I}_{TT16} + \bar{I}_{TT10} + \bar{I}_{TT7} = \bar{I}_{n1} + \bar{I}_{n2} \quad (26)$$

Уравнение (19) отражает баланс внутреннего кольца. Баланс промежуточного (резервного) кольца сформирован уравнением (24). Таким образом, уравнение (25) отражает баланс внешнего дифференциального кольца. Данное внешнее кольцо включает в себя только часть защищаемого участка гексагональной сети, в отличие от третьего дифференциального кольца радиальной сети (рис.1), которое охватывает всю защищаемую область целиком. Соответственно, для сети с гексагональной конфигурацией необходимо формирование нескольких внешних дифференциальных колец, которые в совокупности будут покрывать всю защищаемую область. Поскольку размерность гексагональной сети для конкретных случаев различна и конечна, для реализации унифицированных алгоритмов адаптивной релейной защиты требуются однозначные данные. Каждое значение тока необходимое для уравнения дифференциального кольца хранится в матрице идентификации токов. Данные значения имеют свои индексы, определяющие их положение в сети. Матрица позволяет определить направление и значение тока в любой точке сети. Размерность данной матрицы определяется количеством узлов гексагональной распределительной сети.

Для реализации алгоритма функционирования релейной защиты необходима информация о топологии сети. Даная информация хранится в матричном виде и обновляется в режиме *online*. Топология сети задается матрицей инцидентности и отражает наличие связей между элементами сети. Согласно системе идентификации токов условие несрабатывания релейной защиты в общем виде примет вид:

$$I_{с.з.ij} \geq \left| \bar{I}_{ij} + \bar{I}_{ji} \right|, \quad (27)$$

где $I_{с.з.ij} = I_{нб}$ – ток срабатывания защиты линии, принадлежащей узлам i, j ; \bar{I}_{ij} – ток, протекающий от i -го узла к j -му; \bar{I}_{ji} – ток, протекающий от j -го узла к i -му.

Формула для проверки правильности срабатывания первичной релейной защиты в общем виде примет вид для заданных узлов a и b , соединяющих аварийную линию (28):

$$\left| \sum_{j=1}^m \bar{I}_{aj} + \sum_{j=1}^m \bar{I}_{bj} \right| \geq I_{нб} \quad (28)$$

где \bar{I}_{aj} – ток, протекающий от a -го узла к j -му; \bar{I}_{bj} – ток, протекающий от b -го узла к j -му.

В общем виде условие сбалансированности внешнего кольца гексагональной распределительной сети для заданных узлов a и b , соединяющих аварийную линию, выглядит так:

$$\left| \sum_{i=1}^n \bar{I}_{ia} + \sum_{i=1}^n \bar{I}_{ib} - 2(\bar{I}_{aa} + \bar{I}_{bb}) \right| \geq I_{нб} \quad (29)$$

где \bar{I}_{ia} – ток, протекающий от i -го узла к a -му; \bar{I}_{ib} – ток, протекающий от i -го узла к b -му; \bar{I}_{aa} – ток нагрузки узла a ; \bar{I}_{bb} – ток нагрузки узла b .

Баланс внешнего кольца необходим для подтверждения правильности срабатывания основной защиты при возникновении спорной ситуации между условием баланса промежуточного и внутреннего кольца.

Выводы

Предложена методика выполнения расчетов электрических режимов сети гексагонального типа, применение которой базируется в основе созданного алгоритма управления режимом сети для оптимизации ее режима. Данный алгоритм представляет собой 6 блоков, которые выполняют мониторинг, расчет режима и локализацию аварийных участков системы непрерывно. Полученные результаты расчета алгоритма позволяют сделать вывод о текущем состоянии сети, вследствие чего открывается возможность решения сетевых задач: устранение аварийных режимов, перераспределение потоков мощности в линиях сети.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (Соглашение № 14.574.21.0167 о предоставлении субсидии от 26.09.2017 г., уникальный идентификатор проекта RFMEFI57417X0167).

Библиографический список

1. **Loskutov, A.B.** The Parameter's and Configuration's Controlling of a 6-20 kV Distribution Network / A.A. Loskutov, D.V. Zyrin and A.S. Demidova // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – Vol. 12. №. 23. – P. 13868-13873.
2. **Voropail, N.I.** Multicriteria Reconfiguration of Distribution Network with Distributed Generation / N.I. Voropail // Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2012. – P. 1-8.
3. **Лоскутов, А.Б.** Топология городских распределительных интеллектуальных электрических сетей 20 кВ / А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов // Промышленная энергетика. – 2012. – №5. – С. 11-17.
4. **Tang, J.** 'Wide Area Differential Protection System' / J. Tang, P.G. McLaren, 2006.
5. **Шнеерсон, Э.М.** Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
6. **Копьев, В.Н.** Релейная защита: учебное пособие; Томский политехнический университет / В.Н. Копьев. – Томск: Томский политехнический университет, 2011. – 160 с.
7. **Лоскутов, А.Б.** Концепция равномерно-распределенных электрических сетей / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Е.Н. Соснина // XV Нижегородская сессия молодых ученых. Технические науки: Материалы докладов. – Н. Новгород: Гладкова О.В. – 2010. – С. 86-88.

*Дата поступления
в редакцию: 18.10.2019*

A.B. Loskutov, A.S. Pankova, O.A. Pronina, K.E. Chumarin

DEVELOPMENT OF CONTROL SYSTEM AND RELAY PROTECTION ALGORITHM IN CLOSED DISTRIBUTION NETWORKS

Nizhny Novgorod state technical university n.a. R.E. Alekseev

Purpose: Improving the efficiency of power supply systems in megacities of 6-20 kV by digital control modes.

Methodology: Development of a multi-loop network mode control algorithm that implements its work continuously in real time. The algorithm is based on the method of calculating the network operating mode using the Kirchhoff laws. In addition, for the normal functioning of the network, it is necessary to provide relay protection of the energy district system. Therefore, an approach to the construction of relay protection of the network based on differential rings — internal, intermediate and external — is proposed. This principle allows you to implement basic protection, backup protection, a shutdown confirmation mechanism and a sequential shutdown mechanism for the network.

Findings: The created algorithm allows the calculation of currents in the lines and nodes of network cells in normal and emergency mode, the results of which form a library of solutions. The mathematical laws of the transformation of the Wide Area Differential Protection system for a closed distribution system are determined.

Value: The result of this study is to increase the efficiency of power supply systems in megacities using network management tools. The created control algorithm allows you to control power flows, analyze the state of the system in real time. The proposed network protection method is to identify and isolate a damaged section using methods based on the differential principle.

Key words: hexagonal network, differential protection, algorithm, control system.