

УДК 621.3

А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ГИБКОЙ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ,
ОСНОВАННОЙ НА ГЕКСАГОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ**

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Рассмотрены интеллектуальные технологии в распределительном электросетевом комплексе, которые должны решать задачи повышения надежности электроснабжения потребителей, живучести и управляемости систем электроснабжения, снижения потерь электроэнергии, увеличения продолжительности межремонтного эксплуатационного периода, уменьшения ущерба от аварий и отключений, повышения энергоэффективности и качества электрической энергии. Исторически существующие распределительные сети среднего напряжения не были приспособлены к большим перетокам мощности и смене конфигурации сети в зависимости от режима работы, поэтому построение интеллектуальных энергоэффективных систем электроснабжения в существующих радиально-магистральных топологических решениях не является целесообразным. Предложен инновационный способ распределения электрической энергии по гексагональной топологии, определены класс напряжения и режим заземления нейтрали для сети, проведены модельные эксперименты аварийных режимов, предложен тип релейной защиты сети.

Ключевые слова: гексагональная сеть, класс напряжения, режим заземления нейтрали, ток короткого замыкания, режимы работы, алгоритм релейной защиты, Smart Grid.

Введение

Эффективность и надежность современных электротехнических комплексов, систем электроснабжения в условиях роста населения городов и, как следствие, электрических нагрузок и их плотности напрямую зависит от схемных решений построения распределительных электрических сетей. Концепция «умной энергетики» [1] в большинстве научных работ отражается в разработке новых технологий: систем контроля и управления, устройств электромагнитного преобразования, исполнительных устройств, быстродействующих цифровых устройств защиты [2-10]. В основном данные инновации находят применение на объектах высокого и сверхвысокого напряжения или микрогридах. Вопросам улучшения параметров и управляемости распределительных сетей среднего напряжения уделяется мало внимания [11, 12]. Развитие сетей среднего напряжения не всегда имеет системный характер, и зачастую они строятся «как придется», что ведет за собой увеличение потерь мощности, трудности эксплуатации. Работ, посвященных улучшению параметров и возможностей сети схемным, топологическим способом, очень мало [13-15].

Сегодня инновации неразрывно связаны с микропроцессорной техникой, цифровыми технологиями и системами коммуникации. Энергетика не исключение. Создание эффективных и адаптивных алгоритмов функционирования электрических сетей, по которым будет работать данная техника - «железо», является наиболее важной задачей, с которой могут справиться только электроэнергетики.

Проблема увеличения плотности электрических нагрузок в крупных городах поднимает вопрос повышения уровня напряжения и как следствие пропускной способности электросетевого оборудования [16]. Кабельная инфраструктура сетей 6-10 кВ уже работает на пределе пропускной способности [17]. В ряде крупных городов России уже реализованы проекты электроснабжения застроек на перспективный класс напряжения 20 кВ. Однако научно обоснованных решений от внедрения этого малоиспользуемого в России класса напряжения, а также его режима заземления нейтрали очень мало.

На сегодняшнее время большинство действующих систем электроснабжения являют-

ся иерархичными и не способны к быстрому реагированию на внешние возмущения. Их можно охарактеризовать как квазистатичные. Тенденции и новые технические решения в области многофункциональных цифровых систем, введение стандарта МЭК 61850, развитие коммуникационной инфраструктуры электроэнергетических систем дают возможность задуматься над созданием «динамичных», способных адаптироваться к режимам и возмущениям систем [18-20].

Выбор оптимального напряжения интеллектуальной городской электрической сети

В России распределительные электрические сети развивались на класс напряжения 6, 10, 35 кВ, в то время как в странах Европы использовалось напряжение 20 кВ (табл. 1).

Таблица 1

Величины номинальных напряжений в различных странах мира

Страна	Величины номинальных напряжений сетей трехфазного переменного тока, кВ														
Россия	-	3	6	10	-	20	35	-	-	-	110	154	220	330	500
Франция	-	3,2	5,5	10	15	20	30	45	60	90	110	150	150	380	-
Германия	1и2	3	6	10	15	20 (27)	30	45	60	90	110	150	150	380	-
США	2,4	-	4,8 (7,8)	12	14,4	23	31,5	46	69	-	115 (138)	161	161	-	-
Бельгия	-	3	6	10	15	20	30	45	60	80	100	150	150	380	-
Австрия	-	3	5(6)	10	15	20 (25)	30 (35)	45	60	-	110	-	-	380	-
Чехия	-	3	6	10	15	20 (22)	30 (35)	45	60	80	100	150	150	-	-
Венгрия	-	2,7	5,4	9	13,5	18	31,5	-	54	90	125	180	180	-	-
Англия	-	-	6	11	-	12	33	-	66	88	110	165	165	-	-

Напряжение 20 кВ было введено в стандартную номенклатуру СССР еще в середине прошлого века. Это сложилось исторически в связи с тем, что в СССР активно был развит уровень производства, а бытовые нагрузки были меньше. Плотность электрических нагрузок в городах была не велика, поэтому в России развились сети 6, 10 и 35 кВ. В настоящее время сетевая инфраструктура 6-10 кВ уже не справляется с потребностями потребителей в электроэнергии, поэтому необходим анализ использования различных классов напряжения в городах.

Проведенные исследования показали, что перевод РС крупных городов с напряжения 6-10 на 20 кВ позволит перейти на более высокий уровень электроснабжения потребителей. Аналитическим путем была определена максимальная длина передачи единицы мощности по условиям 10% потерь напряжения для сетей 6, 10 и 20кВ. Исследование показало, что 1 МВт мощности по кабелю с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением/экраном - 95/16 с потерями менее 10% в сети 6 кВ можно передать на максимальное расстояние 4 км, в сети 10 кВ - 9 км, а в сети 20 кВ - 34 км (рис. 1, а). Таким образом, сети 20 кВ позволяют в 3-8 раз увеличить площадь обслуживания потребителей и снизить количество ячеек на центрах питания. Результаты анализа показывают потери электроэнергии в оборудовании 20 кВ в 2,7 раза меньше, чем в оборудовании 10 кВ, и в 7,5 раз меньше, чем в оборудовании 6 кВ (рис. 1, б). Сравнительный анализ показал, что пропускная способность линий 20 кВ в три раза превышает пропускную способность линий 6 кВ и в 1,9 раз - 10 кВ при сохранении трансформаторной мощности.

Оборудование на 20 кВ мало отличается от привычного в России 10 кВ. Габариты электрооборудования сопоставимы с 10 кВ, подстанции закрытого исполнения, кабели с изо-

ляцией из сшитого полиэтилена, которые фактически имеют изоляцию, приближенную к 20 кВ. Если говорить о классе напряжения 35 кВ, то это преимущественно воздушные линии, подстанции открытого исполнения. Их использование в городских условиях проблематично из-за высоких капитальных затрат на выкуп земли, которая очень дорогая в городе. Стоимость оборудования закрытого исполнения на 35 кВ дороже на 30% по сравнению с 20 кВ. Также предъявляются более жесткие требования к эксплуатации.

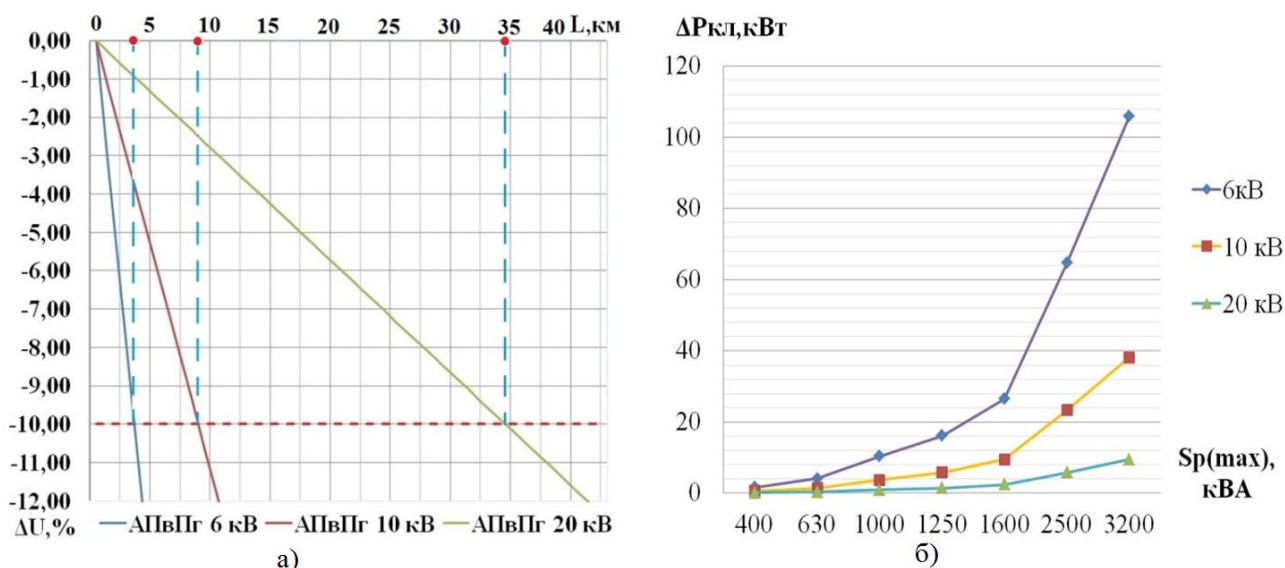


Рис. 1. Зависимость дальности передачи мощности от напряжения (а) и удельных потерь мощности от передаваемой мощности в КЛ (б)

Перевод существующих электрических сетей на напряжение 20 кВ приведет к неоправданным первоначальным капитальным затратам. А при строительстве новых городских районов с высокой плотностью электрических нагрузок 20 кВ является более эффективным по сравнению с 10 и 35 кВ.

Анализ режимов заземления нейтрали в сети 20 кВ

В СССР и России основным режимом является изолированная нейтраль в распределительных сетях. Данный режим получил широкое распространение, поскольку может допускать работу сети с однофазным замыканием на землю (ОЗЗ). Способ заземления нейтрали через дугогасящий резистор находит в России применение в разветвленных кабельных сетях с большой емкостью фаз.

Анализ опыта эксплуатации данных режимов нейтрали показывает большую удельную повреждаемость элементов распределительных сетей, поэтому рассмотрены различные режимы сети с различным способом заземления нейтрали.

Проведено имитационное моделирование в программном комплексе PSCAD различных режимов заземления нейтрали. Модель состоит из источника бесконечной мощности, двухобмоточного трансформатора, кабельной линии и нагрузки (рис. 2). PSCAD позволяет точно задать параметры кабеля и способа прокладки: геометрическое расположение кабелей, структуру слоев проводящих жил и изоляции, способ заземления экранов, сопротивление грунта и пр.

Моделировались трёх-, двух- и однофазные короткие замыкания для изолированной, заземленной нейтралей и нейтрали, заземленной через низкоомный резистор 12 Ом. Полученные величины токов представлены в табл. 2, а совмещенные осциллограммы для токов и напряжений при ОЗЗ на рис. 3, а.

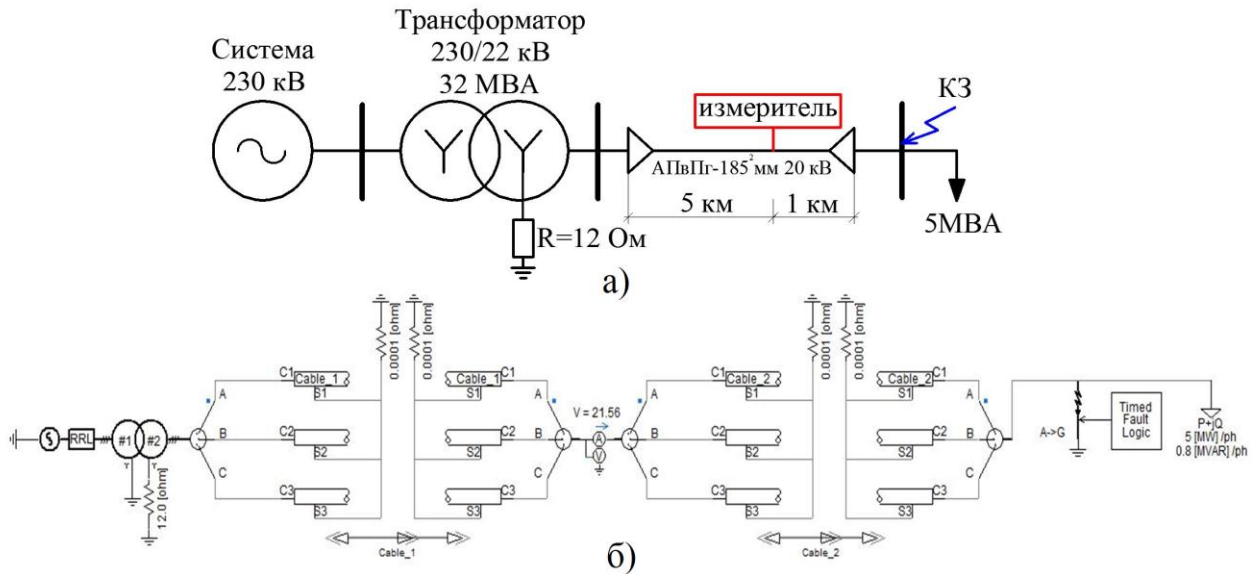
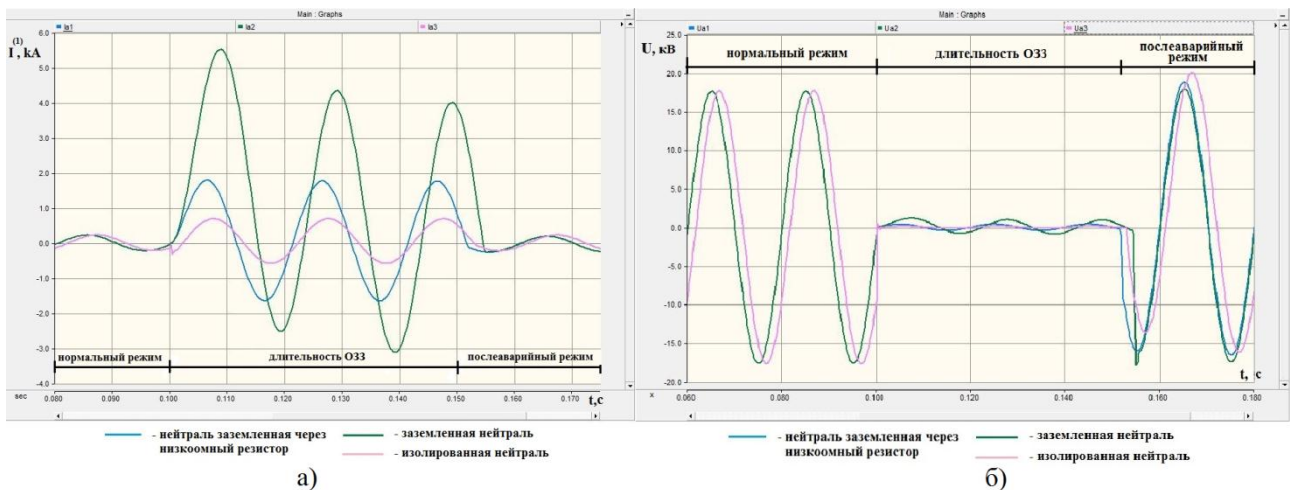


Рис. 2. Схема (а) и модель (б) участка сети 20 кВ в PSCAD

Таблица 2

Значения токов короткого замыкания при различных типах нейтрали

Тип замыкания	Изолированная нейтраль, кА	Заземленная нейтраль, кА	Нейтраль, заземленная через низкоомный резистор, кА
$I_k^{(3)}$	6,2020	5,564	5,564
$I_k^{(2)}$	5,8031	5,1631	5,2137
$I_k^{(1)}$	0,3273	1,19	0,8287

Рис. 3. Осциллограммы токов (а) и напряжений (б) при $I_k^{(1)}$

Из полученных результатов видно, что однофазный ток короткого замыкания в сети с заземленной нейтралью и сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, имеет большую величину по сравнению с этим же током в сети с изолированной нейтралью в 2,5-3,6 раза, что обеспечивает высокую чувствительность защит от однофазных коротких замыканий, поэтому можно сделать выводы в пользу преимущества сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор, для городских сетей 20 кВ:

- быстрое отключение при ОЗЗ поврежденного элемента, исключение развития повреждения;

- отсутствие феррорезонансных явлений, вызываемых кратковременными ОЗЗ из-за широкого диапазона настройки ДГР, необходимого для разветвленных городских сетей с часто изменяющейся конфигурацией по отношению к питающему центру;
- исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное;
- уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц за счет быстрого отключения поврежденной линии;
- перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, могут достигать всего $1,9-2,2 U_{\phi}$, их длительность ограничена временем работы защиты (менее 1с.);
- отсутствие длительного воздействия на изоляцию дуговых перенапряжений, что ведет к накоплению дефектов, снижению срока службы и увеличению ущерба.

Распределительная электрическая сеть гексагонального типа

Предложен новый, альтернативный автоматизированный способ передачи и распределения электроэнергии, для городов с высокой плотностью нагрузки - гексагональная распределительная сеть 20 кВ. Она является хорошо связанной и образует в вершинах шестиугольника трехлучевой узел нагрузки.

Гексагональная распределительная сеть (ГРС) - гибкая интеллектуальная электрическая сеть, в виде совокупности территориально распределенных узлов нагрузки (УН), соединенных между собой проводниками унифицированного сечения, и имеющая топологию в виде шестиугольников (рис. 4), стремящихся к правильной форме [21-25].

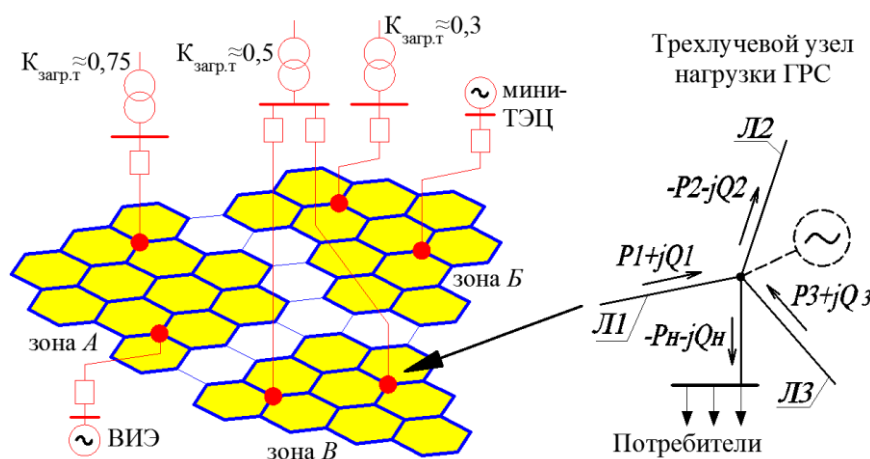


Рис. 4. Принцип построения гексагональной распределительной сети

Единая технологическая и информационная платформа позволяет перейти от жесткой радиально-магистральной архитектуры сети к более гибкой, адаптивной, равномерно распределенной сети, при этом каждый ее узел является активным элементом, позволяющим переконфигурировать сеть в соответствии с оптимальным режимом работы.

Моделирование нормальных и аварийных режимов в сети с гексагональной топологией

Для анализа нормальных и аварийных режимов в среде графического программирования Simulink Matlab разработана имитационная модель ГРС 20 кВ. Моделирование выполнялось для реальных районов г. Нижнего Новгорода с использованием разработанных методик определения оптимального расстояния между узлами нагрузки сети и выбора сечения ветвей. В качестве источников питания были выбраны существующие городские распределительные подстанции. Было принято, что нагрузка в каждом УН изменяется в диапазоне от 3 до 5 МВА по равномерному закону, по выражению:

$$S_{var\ i} = \frac{S_{ном\ i}}{(\Delta_{min} + (\Delta_{max} - \Delta_{min}) \cdot r_i)^{-1}}, \tag{1}$$

где i - номер узла ($i=1, \dots, m$); $S_{ном}$ - номинальная мощность УН; r_i - случайное число от 0 до 1; Δ_{min} и Δ_{max} - диапазон изменения нагрузок от 0 до 1. На рис. 5, а представлен граф модели ГРС 20 кВ.

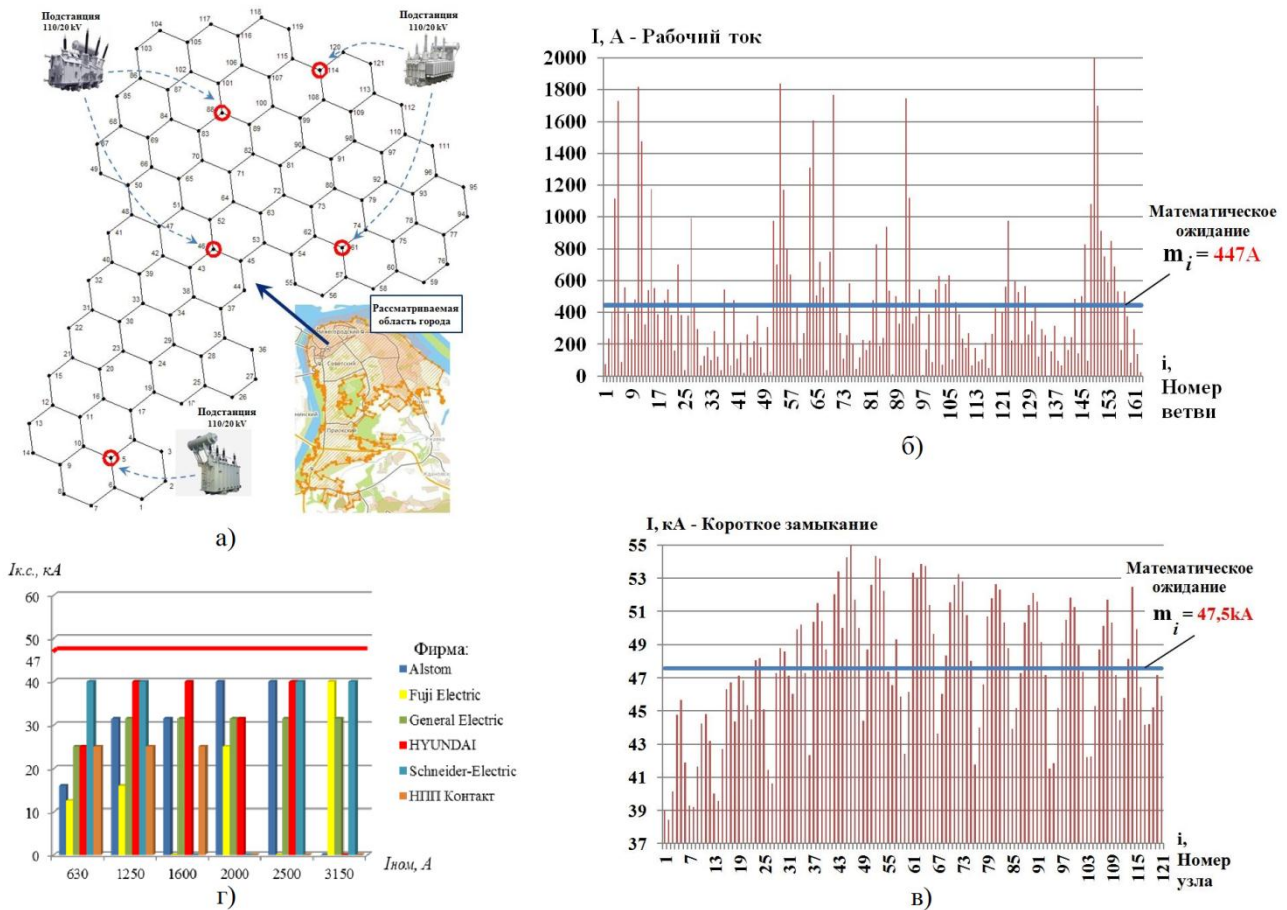


Рис. 5. Граф модели ГРС 20 кВ (а), значения нормальных рабочих токов в ветвях ГРС (б), уровни ТКЗ в модели сети 20 кВ (в) и значения коммутационной способности выключателей 20 кВ (г)

Результаты расчета нормального установившегося режима рассматриваемой сети представлены в виде графика на рис. 5, б, а расчетные значения установившегося тока короткого замыкания (ТКЗ) во всех узлах схемы представлены на рис. 5, в.

Определено математическое ожидание величины нормального значения тока в ветвях и ТКЗ в узлах ГРС согласно формуле:

$$m_i^* = \sum_{i=1}^N x_i \frac{m_i}{N}, \tag{2}$$

где i - номер узла (ветви); x_i – значение тока в i -й ветви (узле); N – количество узлов (ветвей); m_i/N - статистическая вероятность.

Анализ результатов моделирования ТКЗ показывает, что величины металлического ТКЗ при числе питающих источников более двух и работающих параллельно превышают коммутационную способность имеющихся на рынке выключателей 20 кВ (рис. 5, г). Современные выключатели имеют предел по коммутационной способности около 40 кВ. Рассчитанное математическое ожидание величины ТКЗ выходит за этот порог и приближается к 50 кА.

В связи с высокими уровнями ТКЗ в ГРС выдвинута рекомендация по делению единой ГРС на гексозоны, имеющие связи в горячем резерве. При этом каждая зона питается от одного или максимум двух источников. Пример деления ГРС был представлен на рис. 6. Деление ГРС на гексозоны позволяет подойти к гибкой регулировке загрузки питающих источников (трансформаторов синхронных генераторов) и автоматическому управлению распределением электроэнергии, благодаря возможности алгоритмизирования сети.

Алгоритм адаптивной релейной защиты абсолютной селективности

В связи с динамичностью работы интеллектуальной городской сети, возможностью смены направления мощности в сети применения традиционных направленных защит является невозможным. Необходима защита абсолютной селективности, работающая по адаптивным алгоритмам. Применение цифровых технологий, стандарта МЭК 61850, использование единого информационного пространства позволяет использовать в качестве основной и резервной защиты линий дифференциальные защиты. Предложен алгоритм централизованной релейной защиты на основе дифференциальных колец и их баланса.

Основная защита состоит из традиционных дифференциальных реле, установленных на каждом УН. Дифференциальные реле при этом не имеют собственного резервирования, так как предложенная централизованная система защиты предполагает новый подход к организации резервной защиты за счет дифференциальных колец.

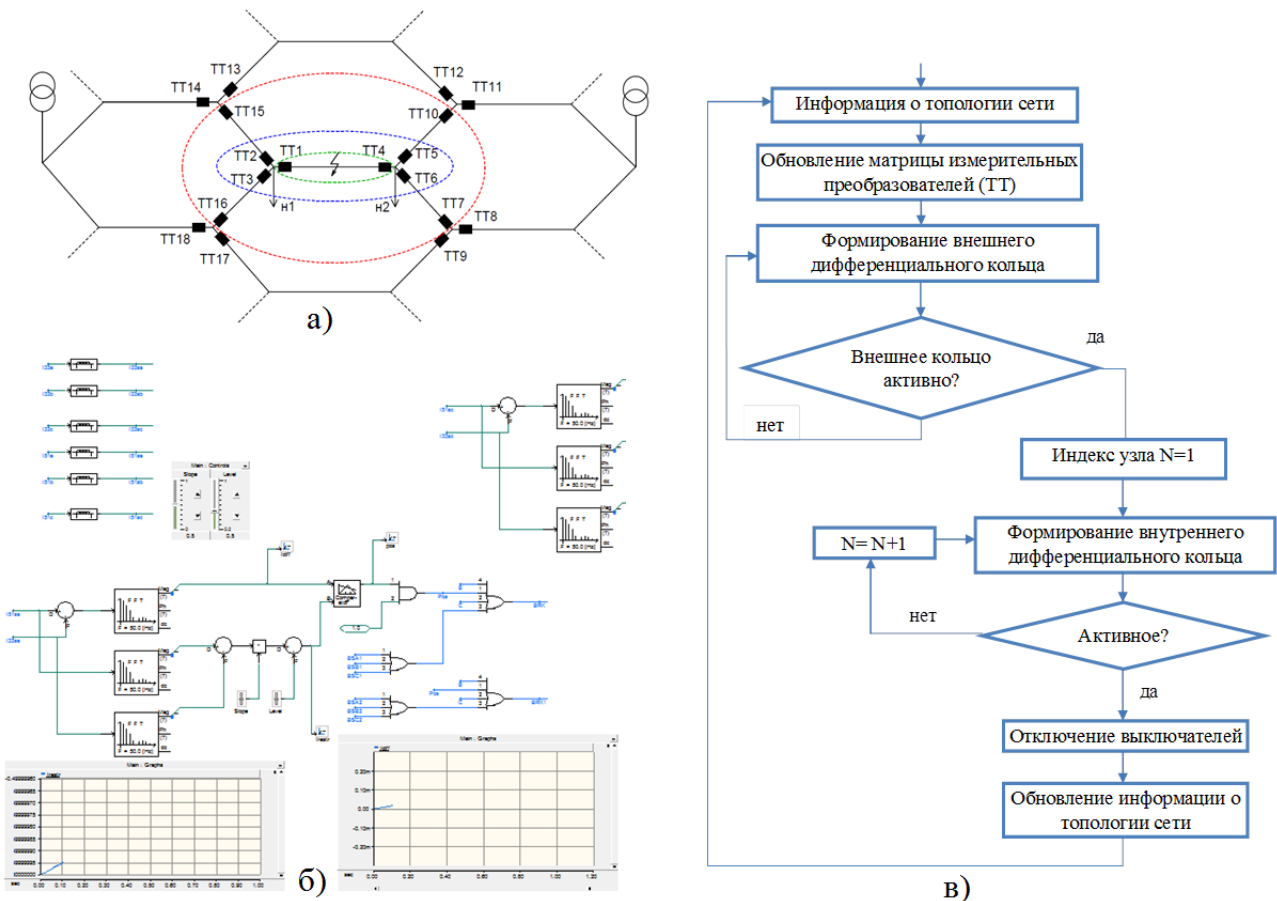


Рис. 6. Дифференциальные кольца ГРС (а), алгоритм централизованной дифференциальной защиты ГРС (б) и ее модель в программном комплексе PSCAD (в)

Дифференциальное кольцо формируется его граничными трансформаторами тока (рис. 6, а). Оно определяет область, в рамках которой может быть применен дифференциаль-

ный принцип. С помощью данного принципа зона дифференциального сравнения была расширена от единичного элемента системы электроснабжения до широкой области. Дифференциальные кольца различной величины для участка ГРС изображены на рис. 6, а.

Используя первый закон Кирхгофа и проведя простейшие математические преобразования, получаем уравнение, которое отражает баланс комплексов токов внешнего дифференциального кольца:

$$\bar{I}_{TT15} + \bar{I}_{TT16} + \bar{I}_{TT7} + \bar{I}_{TT10} = \bar{I}_{н1} + \bar{I}_{н2}. \quad (3)$$

Оно содержит в себе множество внутренних дифференциальных колец. Данное внешнее кольцо включает в себя только часть защищаемого участка ГРС. Следовательно, для гексагональной сети необходимо формирование нескольких внешних дифференциальных колец, которые в совокупности будут покрывать всю защищаемую область. Блок-схема алгоритма функционирования централизованной дифференциальной защиты ГРС представлена на рис. 6, б.

Для проверки работоспособности дифференциальной релейной защиты в условиях функционирования гексагональной сети в программном комплексе PSCAD создана модель алгоритма защиты (рис. 6, в).

Принцип действия продольной дифференциальной защиты линий основан на сравнении значения и фазы токов в начале и в конце защищаемой линии электропередач. Для отстройки от токов небаланса при внешних коротких замыканиях применяется торможение сравниваемыми токами.

В алгоритме, используемом в данной модели, формируется дифференциальный ток, равный сумме вторичных токов фаз в начале и в конце линии электропередач, и ток торможения, пропорциональный сумме модулей соответствующих токов фаз.

С помощью разработанной модели участка гексагональной сети были проведены модельные эксперименты всех видов повреждений кабельных линий, а также осуществлена проверка правильности срабатывания основной дифференциальной защиты в условиях внутренних и внешних коротких замыканий.

Выводы

Анализ основных проблем в городских распределительных сетях России выявил необходимость реконструкции их топологии с целью реализации концепции интеллектуальных распределительных сетей. Определены показатели и численные преимущества внедрения напряжения 20 кВ, резистивно заземленной нейтрали в распределительных сетях крупных городов.

Разработан новый способ организации топологии интеллектуальных городских сетей, позволяющий перераспределять нагрузку между районами и реализовать концепцию «гибких», адаптивных сетей.

В связи с высокими величинами ТКЗ в единой ГРС с числом питающих источников более двух выдвинута рекомендация деления ГРС на гексозоны, имеющие связи в горячем резерве, с целью ограничения величин ТКЗ.

Разработаны типовые электротехнические решения универсального узла нагрузки – две взаиморезервируемые системы шин.

Предложен адаптивный алгоритмы централизованной дифференциальной защиты для ГРС, опробованный на имитационной модели в программном комплексе PSCAD.

Библиографический список

1. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / науч. ред.: В. Фортов, А. Макаров. – М.: ОАО «Федеральная сетевая компания Единой Энергоэнергетической системы», 2012.
2. **Hadjsaid, N.** Decentralized Operating Modes for Electrical Distribution Systems with Distributed Energy Resources // IEEE PES GM'2009. - Alberta (Canada). 2009. July 26 – 30. P. 112–116.

3. **Kazmi, S. A.** Multi Criteria Decision Analysis for Optimum DG Placement in Smart Grids / S. A. Kazmi, S. F. Hasan, D. R. Shin // Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE Innovative. 2015. November. P. 1–6.
4. **Granhaug, O.** Compact secondary substation in a future medium voltage distribution network / O. Granhaug [et al.] // CIRED 2011, 21th International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt. 2011. 6-9 June.
5. **Safdarian, A.** Distribution network reliability improvements in presence of demand respons / A. Safdarian [et al.] // IET Generation, Transmission & Distribution. 2014. Vol. 8. Iss. 12. P. 2027–2035
6. **Laverty, D. M.** Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings / D. M. Laverty, R. J. Best, D. J. Morrow // IET Generation, Transmission & Distribution. 2015. Vol. 9. Iss. 2. P. 146–153.
7. **Gopakumar, P.** Transmission line fault detection and localisation methodology using PMU measurements / P. Gopakumar, M. J. Bharata Reddy, D. K. Mohanta // IET Generation, Transmission & Distribution. 2015. Vol. 9. Iss. 11. P. 1030–1042.
8. **Ni, J.** Economic power transaction using coalitional game strategy in micro-grids / J. Ni, Q. Ai // IET Generation, Transmission & Distribution. 2016. Vol. 10. Iss. 1. P. 10–18.
9. **Baboli, P. T.** Energy management and operation modelling of hybrid AC–DC microgrid / P. T. Baboli [et al.] // IET Generation, Transmission & Distribution. 2014. Vol. 8. Iss. 10. P. 1700–1711.
10. **Tah, A.** Novel analytical method for the placement and sizing of distributed generation unit on distribution networks with and without considering P and PQV buses / A. Tah, D. Das // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2016. Vol. 78. P. 401–413.
11. **Murthy, G. V. K.** Reliability improvement of radial distribution system with distributed generation / G. V. K. Murthy [et al.] // International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST). 2012. Vol. 4. No. 09, September.
12. **Kouzelis, K.** Allocation of Power Meters for Online Load Distribution Estimation in Smart Grids / K. Kouzelis, B. Bak-Jensen, B.P. Bhattarai // Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE Innovative. 2015. November. P. 1–6.
13. **Guha, D.** Greenfield planning approach for the city of mumbai leads to optimal / D. Guha, V. Jain, T. Connor, C. Bose // CIRED 2005, 18th International Conference on Electricity Distribution, Tirin. 2005. 6-9 June.
14. **Skobeleva, N.** Integrated Approach to the Formation of Service Areas for Urban Substations of Different Voltage / N. Skobeleva [et al.] // Journal of Energy and Power Engineering, 6. 2012. P. 1358–1362.
15. **Possemato, F.** On the impact of topological properties of smart grids in power losses optimization problems / F. Possemato [et al.] // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2016. Vol. 78. P. 755–764.
16. **Zabaiou, T.** Preventive control approach for voltage stability improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices / T. Zabaiou, L. A. Des-saint, I. Kamwa // IET Generation, Transmission & Distribution. 2013. Vol. 8. Iss. 5. P. 924–934.
17. **Burke, O.** A planning approach for urban distribution networks in Bahrain / O. Burke, S. Hunt, W. Phang // ESB International, Stephen Court, 18-21 St Stephen's Green, Dublin 2, Ireland.
18. **A. Bidram, A. Davoudi, F. L. Lewis, Z. Qu** “Secondary control of microgrids based on distributed cooperative control of multi-agent systems / A. Bidram [et al.] // IET Generation, Transmission & Distribution. 2013. Vol. 7. Iss. 8. P. 822–831.
19. **Vatani, M.** Multiple distributed generation units allocation in distribution network for loss reduction based on a combination of analytical and genetic algorithm methods / M. Vatani [et al.] // IET Generation, Transmission & Distribution. 2015. P. 1–7.
20. **Dalmau, A.R.** Decentralized Voltage Control Coordination of On-Load Tap Changer Transformers, Distributed Generation Units and Flexible Loads / A.R. Dalmau [et al.] // Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE Innovative. 2015. November. P. 1–6.
21. **Лоскутов, А.Б.** Интеллектуальные распределительные сети 10-20 кВ с гексагональной конфигурацией / А.Б. Лоскутов [и др.] // Промышленная энергетика. – 2013. – № 12. – С. 3–7.

22. Пат. РФ 2475918, МКП Н 02 J 4/00. Способ передачи электрической энергии / Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н., Лоскутов А.А.; Федеральное Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева" (НГТУ) (RU). - № 2011154427/07; дата подачи заявки 29.12.2011; опубликовано 20.02.2013.
23. **Лоскутов, А.Б.** Сравнительный анализ параметров разных топологий распределительных сетей / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // XIX Бенардосовские чтения: сборник материалов международной научно-технической конференции /ФГБОУВПО «ИГЭУ им. В.И. Ленина. - Иваново, 2015. – С. 167–170.
24. **Loskutov, A.B.** Development of a new principle of average voltage city distributive network formation and management - a hexagonal distributive network / A.B. Loskutov [et al.] // 11th Young scientists towards the challenges of modern technology. – Warszawa. September 2015. – P. 32–34.
25. **Лоскутов, А.Б.** Исследование электрофизических свойств сложно замкнутой распределительной сети гексагонального типа и разработка мультиагентной системы управления узлов нагрузки / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Электроэнергетика глазами молодежи: сб. науч. трудов VI междунар. молодежной научно-технич. конф. – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 308–311.

*Дата поступления
в редакцию 27.06.2016*

A.B. Loskutov, A.A. Loskutov, D.V. Zyrin

DEVELOPMENT AND RESEARCH OF A FLEXIBLE INTELLIGENT ELECTRICAL GRID OF MEDIUM VOLTAGE, BASED ON A HEXAGONAL STRUCTURE

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

Purpose: The article is devoted to technologies in the intelligent distribution network which should solve the following problems: improvement of reliability of power supply to consumers; survivability and controllability of systems of power supply, reduction of power losses; increasing the length of the maintenance period between repairs; ; minimization of damage from accidents and shutdowns; increase of energy efficiency and quality of electric energy.

Methodology: Historically, the existing distribution network of medium voltage were not adapted to the big power flow and reconfiguration, depending on the operating mode. Therefore, the construction of energy-efficient intelligent power supply systems in existing radial and trunk topological solutions is not appropriate.

Results: We propose an innovative way to distribute electrical energy for hexagonal-topology defined voltage class and mode of grounding-neutral network. There have been made model experiments of emergency modes were made and new type of relaying network.

Key words: hexagonal network, voltage class, neutral grounding mode, short-circuit current, operating modes, the algorithm of relay protection, Smart Grid.